

**Jumlah Penduduk dan Laju Pertumbuhan Penduduk Menurut Kabupaten/Kota di Provinsi Jawa Tengah dan 2015**

Kabupaten/Kota		Jumlah Penduduk (ribu)			Laju Pertumbuhan Tahun
		2010	2014	2015	2010 - 2015
<b>Kabupaten</b>					
1.	Pacitan	541 799	549 481	550 986	0,34
2.	Ponorogo	856 682	865 809	867 393	0,25
3.	Trenggalek	675 584	686 781	689 200	0,40
4.	Tulungagung	992 317	1 015 974	1 021 190	0,58
5.	Blitar	1 118 919	1 140 793	1 145 396	0,47
6.	Kediri	1 503 095	1 538 929	1 546 883	0,58
7.	Malang	2 451 997	2 527 087	2 544 315	0,74
8.	Lumajang	1 008 486	1 026 378	1 030 193	0,43
9.	Jember	2 337 909	2 394 608	2 407 115	0,59
10.	Banyuwangi	1 559 088	1 588 082	1 594 083	0,44
11.	Bondowoso	738 383	756 989	761 205	0,61
12.	Situbondo	649 092	666 013	669 713	0,63
13.	Probolinggo	1 099 011	1 132 690	1 140 480	0,74
14.	Pasuruan	1 516 492	1 569 507	1 581 787	0,85
15.	Sidoarjo	1 949 595	2 083 924	2 117 279	1,66
16.	Mojokerto	1 028 605	1 070 486	1 080 389	0,99
17.	Jombang	1 205 114	1 234 501	1 240 985	0,59
18.	Nganjuk	1 019 018	1 037 723	1 041 716	0,44
19.	Madiun	663 476	673 988	676 087	0,38
20.	Magetan	621 274	626 614	627 413	0,20
21.	Ngawi	818 989	827 829	828 783	0,24
22.	Bojonegoro	1 212 301	1 232 386	1 236 607	0,40
23.	Tuban	1 120 910	1 147 097	1 152 915	0,56
24.	Lamongan	1 180 699	1 187 084	1 187 795	0,12
25.	Gresik	1 180 974	1 241 613	1 256 313	1,24
26.	Bangkalan	909 398	945 821	954 305	0,97
27.	Sampang	880 696	925 911	936 801	1,24
28.	Pamekasan	798 605	836 224	845 314	1,14
29.	Sumenep	1 044 588	1 067 202	1 072 113	0,52

<b>Kota</b>					
71.	Kediri	269 193	278 072	280 004	0,79
72.	Blitar	132 383	136 903	137 908	0,82
73.	Malang	822 201	845 973	851 298	0,70
74.	Probolinggo	217 679	226 777	229 013	1,02
75.	Pasuruan	186 805	193 329	194 815	0,84
76.	Mojokerto	120 623	124 719	125 706	0,83
77.	Madiun	171 305	174 373	174 995	0,43
78.	Surabaya	2 771 615	2 833 924	2 848 583	0,55
79.	Batu	190 806	198 608	200 485	0,99
<b>Jawa Timur</b>		<b>37 565 706</b>	<b>38 610 202</b>	<b>38 847 561</b>	<b>0,67</b>

Sumber: Proyeksi Penduduk Indonesia 2010–2035

mur, 2010, 2014,

an Penduduk per  
n (%)

2014 - 2015

0,27

0,18

0,35

0,51

0,40

0,52

0,68

0,37

0,52

0,38

0,56

0,56

0,69

0,78

1,60

0,93

0,53

0,38

0,31

0,13

0,12

0,34

0,51

0,06

1,18

0,90

1,18

1,09

0,46

0,69

0,73

0,63

0,99

0,77

0,79

0,36

0,52

0,95

**0,61**

**Jumlah Penduduk dan Laju Pertumbuhan Penduduk Menurut Kabupaten/Kota di Provinsi Jawa Timur, 2010, 2014, dan 2015**

Kabupaten/Kota		Jumlah Penduduk (ribu)			Laju Pertumbuhan Penduduk per Tahun (%)	
		2010	2014	2015	2010 - 2015	2014 - 2015
<b>Kabupaten</b>						
1.	Pacitan	541 799	549 481	550 986	0,34	0,27
2.	Ponorogo	856 682	865 809	867 393	0,25	0,18
3.	Trenggalek	675 584	686 781	689 200	0,40	0,35
4.	Tulungagung	992 317	1 015 974	1 021 190	0,58	0,51
5.	Blitar	1 118 919	1 140 793	1 145 396	0,47	0,40
6.	Kediri	1 503 095	1 538 929	1 546 883	0,58	0,52
7.	Malang	2 451 997	2 527 087	2 544 315	0,74	0,68
8.	Lumajang	1 008 486	1 026 378	1 030 193	0,43	0,37
9.	Jember	2 337 909	2 394 608	2 407 115	0,59	0,52
10.	Banyuwangi	1 559 088	1 588 082	1 594 083	0,44	0,38
11.	Bondowoso	738 383	756 989	761 205	0,61	0,56
12.	Situbondo	649 092	666 013	669 713	0,63	0,56
13.	Probolinggo	1 099 011	1 132 690	1 140 480	0,74	0,69
14.	Pasuruan	1 516 492	1 569 507	1 581 787	0,85	0,78
15.	Sidoarjo	1 949 595	2 083 924	2 117 279	1,66	1,60
16.	Mojokerto	1 028 605	1 070 486	1 080 389	0,99	0,93
17.	Jombang	1 205 114	1 234 501	1 240 985	0,59	0,53
18.	Nganjuk	1 019 018	1 037 723	1 041 716	0,44	0,38
19.	Madiun	663 476	673 988	676 087	0,38	0,31
20.	Magetan	621 274	626 614	627 413	0,20	0,13
21.	Ngawi	818 989	827 829	828 783	0,24	0,12
22.	Bojonegoro	1 212 301	1 232 386	1 236 607	0,40	0,34
23.	Tuban	1 120 910	1 147 097	1 152 915	0,56	0,51
24.	Lamongan	1 180 699	1 187 084	1 187 795	0,12	0,06
25.	Gresik	1 180 974	1 241 613	1 256 313	1,24	1,18
26.	Bangkalan	909 398	945 821	954 305	0,97	0,90
27.	Sampang	880 696	925 911	936 801	1,24	1,18
28.	Pamekasan	798 605	836 224	845 314	1,14	1,09
29.	Sumenep	1 044 588	1 067 202	1 072 113	0,52	0,46

<b>Kota</b>						
71.	Kediri	269 193	278 072	280 004	0,79	0,69
72.	Blitar	132 383	136 903	137 908	0,82	0,73
73.	Malang	822 201	845 973	851 298	0,70	0,63
74.	Probolinggo	217 679	226 777	229 013	1,02	0,99
75.	Pasuruan	186 805	193 329	194 815	0,84	0,77
76.	Mojokerto	120 623	124 719	125 706	0,83	0,79
77.	Madiun	171 305	174 373	174 995	0,43	0,36
78.	Surabaya	2 771 615	2 833 924	2 848 583	0,55	0,52
79.	Batu	190 806	198 608	200 485	0,99	0,95
<b>Jawa Timur</b>		<b>37 565 706</b>	<b>38 610 202</b>	<b>38 847 561</b>	<b>0,67</b>	<b>0,61</b>

Sumber: Proyeksi Penduduk Indonesia 2010–2035

**Jumlah Penduduk dan Laju Pertumbuhan Penduduk Menurut Kabupaten/Kota di  
Provinsi Jawa Timur, 2010, 2014, dan 2015**

Kabupaten/Kota		Jumlah Penduduk (ribu)			Laju Pertumbuhan Penduduk per Tahun (%)	
		2010	2014	2015	2010 - 2015	2014 - 2015
<b>Kabupaten</b>						
1.	Pacitan	541 799	549 481	550 986	0,34	0,27
2.	Ponorogo	856 682	865 809	867 393	0,25	0,18
3.	Trenggalek	675 584	686 781	689 200	0,40	0,35
4.	Tulungagung	992 317	1 015 974	1 021 190	0,58	0,51
5.	Blitar	1 118 919	1 140 793	1 145 396	0,47	0,40
6.	Kediri	1 503 095	1 538 929	1 546 883	0,58	0,52
7.	Malang	2 451 997	2 527 087	2 544 315	0,74	0,68
8.	Lumajang	1 008 486	1 026 378	1 030 193	0,43	0,37
9.	Jember	2 337 909	2 394 608	2 407 115	0,59	0,52
10.	Banyuwangi	1 559 088	1 588 082	1 594 083	0,44	0,38
11.	Bondowoso	738 383	756 989	761 205	0,61	0,56
12.	Situbondo	649 092	666 013	669 713	0,63	0,56
13.	Probolinggo	1 099 011	1 132 690	1 140 480	0,74	0,69
14.	Pasuruan	1 516 492	1 569 507	1 581 787	0,85	0,78
15.	Sidoarjo	1 949 595	2 083 924	2 117 279	1,66	1,60
16.	Mojokerto	1 028 605	1 070 486	1 080 389	0,99	0,93
17.	Jombang	1 205 114	1 234 501	1 240 985	0,59	0,53
18.	Nganjuk	1 019 018	1 037 723	1 041 716	0,44	0,38
19.	Madiun	663 476	673 988	676 087	0,38	0,31
20.	Magetan	621 274	626 614	627 413	0,20	0,13
21.	Ngawi	818 989	827 829	828 783	0,24	0,12
22.	Bojonegoro	1 212 301	1 232 386	1 236 607	0,40	0,34
23.	Tuban	1 120 910	1 147 097	1 152 915	0,56	0,51
24.	Lamongan	1 180 699	1 187 084	1 187 795	0,12	0,06
25.	Gresik	1 180 974	1 241 613	1 256 313	1,24	1,18
26.	Bangkalan	909 398	945 821	954 305	0,97	0,90
27.	Sampang	880 696	925 911	936 801	1,24	1,18
28.	Pamekasan	798 605	836 224	845 314	1,14	1,09
29.	Sumenep	1 044 588	1 067 202	1 072 113	0,52	0,46
<b>Kota</b>						
71.	Kediri	269 193	278 072	280 004	0,79	0,69
72.	Blitar	132 383	136 903	137 908	0,82	0,73
73.	Malang	822 201	845 973	851 298	0,70	0,63
74.	Probolinggo	217 679	226 777	229 013	1,02	0,99
75.	Pasuruan	186 805	193 329	194 815	0,84	0,77
76.	Mojokerto	120 623	124 719	125 706	0,83	0,79
77.	Madiun	171 305	174 373	174 995	0,43	0,36
78.	Surabaya	2 771 615	2 833 924	2 848 583	0,55	0,52
79.	Batu	190 806	198 608	200 485	0,99	0,95
<b>Jawa Timur</b>		<b>37 565 706</b>	<b>38 610 202</b>	<b>38 847 561</b>	<b>0,67</b>	<b>0,61</b>

Sumber: Proyeksi Penduduk Indonesia 2010–2035







**Jumlah Penduduk dan Laju Pertumbuhan Penduduk Menurut Kabupaten/Kota di Provinsi  
Jawa Timur, 2010, 2014, dan 2015**

Kabupaten/Kota		Jumlah Penduduk (ribu)			Laju Pertumbuhan Penduduk per Tahun (%)	
		2010	2014	2015	2010 - 2015	2014 - 2015
<b>Kabupaten</b>						
1.	Pacitan	541 799	549 481	550 986	0,34	0,27
2.	Ponorogo	856 682	865 809	867 393	0,25	0,18
3.	Trenggalek	675 584	686 781	689 200	0,40	0,35
4.	Tulungagung	992 317	1 015 974	1 021 190	0,58	0,51
5.	Blitar	1 118 919	1 140 793	1 145 396	0,47	0,40
6.	Kediri	1 503 095	1 538 929	1 546 883	0,58	0,52
7.	Malang	2 451 997	2 527 087	2 544 315	0,74	0,68
8.	Lumajang	1 008 486	1 026 378	1 030 193	0,43	0,37
9.	Jember	2 337 909	2 394 608	2 407 115	0,59	0,52
10.	Banyuwangi	1 559 088	1 588 082	1 594 083	0,44	0,38
11.	Bondowoso	738 383	756 989	761 205	0,61	0,56
12.	Situbondo	649 092	666 013	669 713	0,63	0,56
13.	Probolinggo	1 099 011	1 132 690	1 140 480	0,74	0,69
14.	Pasuruan	1 516 492	1 569 507	1 581 787	0,85	0,78
15.	Sidoarjo	1 949 595	2 083 924	2 117 279	1,66	1,60
16.	Mojokerto	1 028 605	1 070 486	1 080 389	0,99	0,93
17.	Jombang	1 205 114	1 234 501	1 240 985	0,59	0,53
18.	Nganjuk	1 019 018	1 037 723	1 041 716	0,44	0,38
19.	Madiun	663 476	673 988	676 087	0,38	0,31
20.	Magetan	621 274	626 614	627 413	0,20	0,13
21.	Ngawi	818 989	827 829	828 783	0,24	0,12
22.	Bojonegoro	1 212 301	1 232 386	1 236 607	0,40	0,34
23.	Tuban	1 120 910	1 147 097	1 152 915	0,56	0,51
24.	Lamongan	1 180 699	1 187 084	1 187 795	0,12	0,06
25.	Gresik	1 180 974	1 241 613	1 256 313	1,24	1,18
26.	Bangkalan	909 398	945 821	954 305	0,97	0,90
27.	Sampang	880 696	925 911	936 801	1,24	1,18
28.	Pamekasan	798 605	836 224	845 314	1,14	1,09
29.	Sumenep	1 044 588	1 067 202	1 072 113	0,52	0,46
<b>Kota</b>						
71.	Kediri	269 193	278 072	280 004	0,79	0,69
72.	Blitar	132 383	136 903	137 908	0,82	0,73
73.	Malang	822 201	845 973	851 298	0,70	0,63
74.	Probolinggo	217 679	226 777	229 013	1,02	0,99
75.	Pasuruan	186 805	193 329	194 815	0,84	0,77
76.	Mojokerto	120 623	124 719	125 706	0,83	0,79
77.	Madiun	171 305	174 373	174 995	0,43	0,36
78.	Surabaya	2 771 615	2 833 924	2 848 583	0,55	0,52
79.	Batu	190 806	198 608	200 485	0,99	0,95
<b>Jawa Timur</b>		<b>37 565 706</b>	<b>38 610 202</b>	<b>38 847 561</b>	<b>0,67</b>	<b>0,61</b>

Sumber: Proyeksi Penduduk Indonesia 2010–2035





**DEWAN ENERGI NASIONAL**  
REPUBLIC INDONESIA

# OUTLOOK

Energi Indonesia 2014

# Kata Pengantar

Dengan mengucapkan puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa, buku *Outlook Energi Indonesia 2014* dapat kami sampaikan. Secara keseluruhan buku ini menggambarkan kondisi penyediaan dan penggunaan energi di Indonesia menggunakan *baseline* 2013 dengan periode proyeksi hingga 2050, faktor-faktor yang mempengaruhi upaya-upaya yang diperlukan guna memperbaiki kondisi penyediaan dan penggunaan energi di Indonesia yang memfokuskan pada penurunan penggunaan energi fosil dan memprioritaskan penggunaan energi baru dan terbarukan sebagaimana diatur dalam Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional.

Diharapkan buku ini dapat menjadi salah satu referensi bagi Pemerintah dan pihak lain tentang prakiraan kondisi energi Indonesia mendatang, sehingga dapat memperkuat penyusunan kebijakan dan pengembangan sektor energi di Indonesia.

Terimakasih dan penghargaan kami sampaikan kepada semua pihak yang telah memberikan kontribusi dalam penyelesaian buku ini.

Jakarta, 23 Desember 2014

Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral  
Selaku Ketua Harian Dewan Energi Nasional

**Sudirman Said**

## **OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2014**

### **TIM PENYUSUN**

Pengarah

**Sudirman Said**  
**Rinaldy Dalimi**  
**Abadi Purnomo**  
**Syamsir Abduh**  
**Tumiran**  
**Achdiat Atmawinata**  
**Andang Bachtiar**  
**A. Sonny Keraf**  
**Dwi Hary Soeryadi**

Penanggungjawab

**Hadi Purnomo**

Tim Penyusun

**Farida Zed**  
**Yenny Dwi Suharyani**  
**Ainur Rasyid**  
**Dwi Hayati**  
**Dian Rosdiana**  
**Ervan Mohi**  
**Fitria Santhani**  
**Sadmoko Hesti Pambudi**  
**Cecilya Malik**  
**Joko Santosa**  
**Agus Nurohim**

Editor

**Fathor Rahman**  
**Saleh Abdurahman**

#### **INFORMASI**

Biro Fasilitasi Kebijakan Energi dan Persidangan | Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional  
Jl. Jenderal Gatot Subroto Kavling 49 | Jakarta Selatan  
Telpon : 021-52921621 | Faksimili : 021-52920190

# Ucapan Terima Kasih

Rami mengucapkan terima kasih kepada para pihak yang sudah memberikan masukan dan saran dalam penyusunan buku Outlook Energi Indonesia,

- Wakil Tetap Anggota Dewan Energi Nasional dari Unsur Pemerintah: Endah Murningtyas, Nugroho Indriyo, Sabar Ginting, Mat Syukur, Bambang Gatot Ariyono, I Gusti Nyoman Wiratmadja;
- Deden Sukarna dan Sri Raharjo, Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional
- Unit di lingkungan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Kementerian Perindustrian, Kementerian Perhubungan, Kementerian Pertanian, Bappenas, BPPT dan BATAN.



# Daftar Singkatan

ADO	: Automotive Diesel Oil
ASEAN	: Association of Southeast Asian Nations
BaU	: Business as Usual
BBG	: Bahan Bakar Gas
BBM	: Bahan Bakar Minyak
BBN	: Bahan Bakar Nabati
bcm	: Billion Cubic Metres
BOPD	: Barrels of Oil per Day
CBM	: Coal Bed Methane
CO <sup>2</sup>	: Carbon Dioxide
CPI	: Consumer Price Index
CPO	: Crude Palm Oil
DEN	: Dewan Energi Nasional
EBT	: Energi Baru Terbarukan
EOR	: Enhanced Oil Recovery
EPC	: Engineering Procurement Construction
GW	: Giga Watt
IDO	: Industrial Diesel Oil
IEA	: International Energy Agency
KEN	: Kebijakan Energi Nasional
KWh	: Kilo watt hour
LNG	: Liquefied Natural Gas
LPG	: Liquefied Petroleum Gas
LEAP	: Long-range Energy Alternatives Planning
LTO	: Light Tight Oil
MW	: Mega Watt

MP3EI	: Masterplan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia
Mb/d	: Million Barrel per Day
MMSCF	: Million Standard Cubic Feet
MMSCFD	: Million Standard Cubic Feet per Day
NGL	: Natural Gas Liquids
Non-OECD	: Non Organisation for Economic Co-operation and Development
OEI	: Outlook Energi Indonesia
OECD	: Organisation for Economic Co-operation and Development
OPEC	: Organisation of the Petroleum Exporting Countries
PDB	: Produk Domestik Bruto
PLTA	: Pembangkit Listrik Tenaga Air
PLTB	: Pembangkit Listrik Tenaga Bayu
PLTD	: Pembangkit Listrik Tenaga Diesel
PLTG	: Pembangkit Listrik Tenaga Gas
PLTGU	: Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap
PLTL	: Pembangkit Listrik Tenaga Laut
PLTMH	: Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro
PLTN	: Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir
PLTS	: Pembangkit Listrik Tenaga Surya
PLTP	: Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi
PLTU	: Pembangkit Listrik Tenaga Uap
RAN-GRK	: Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca
RON	: Research Octane Number
TOE	: Tonnes oil equivalent
TCM	: Trillion cubic meters
TWh	: Tera Watt Hour
TSCF	: Trillion Standard Cubic Feet

# Daftar Isi

<b>KATA PENGANTAR</b>	<b>i</b>
<b>DAFTAR SINGKATAN</b>	<b>iv</b>
<b>DAFTAR ISI</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b>	<b>ix</b>
<b>DAFTAR GRAFIK</b>	<b>ix</b>
<b>DAFTAR TABEL</b>	<b>xii</b>

<b>1 / PENDAHULUAN</b>	<b>1</b>
------------------------	----------

<b>2 / METODOLOGI</b>	<b>5</b>
Model	6
Asumsi Dasar	7
Skenario	8
Pembagian Wilayah	10

<b>3 / KONDISI ENERGI</b>	<b>11</b>
Kondisi Energi Dunia	12
Kebutuhan Energi Primer Berdasarkan Skenario	12
Kebutuhan Energi Primer per Jenis Energi	14
Produksi Energi Primer	16
Kebutuhan Energi Final	17
Ketenagalistrikan	19
Kondisi Energi ASEAN	22
Kebutuhan Energi Final	22
Pasokan Energi Primer	25
Ketenagalistrikan	28

Kondisi Energi Indonesia	31
Sumber Daya dan Cadangan	31
Konsumsi Energi Final	35
Penyediaan Energi Primer	47

#### **4 / TANTANGAN PENGELOLAAN ENERGI 55**

Target Kebijakan Energi Nasional (KEN)	57
Kebijakan Lainnya	58
Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca (RAN GRK)	58
Masterplan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia (MP3EI)	58
<i>Domestic Market Obligation</i> (DMO)	60
Kebijakan Fiskal	60
Rencana Induk Konservasi Energi Nasional (RIKEN)	61
<i>Feed in Tariff</i> (FiT)	62
Rencana Umum Ketenagalistrikan (RUKN)	62
Pengembangan Industri Nasional dalam <i>Engineering Procurement Construction</i> (EPC) dan Manufaktur Pengadaan Peralatan	
Pembangunan Industri Energi Nasional	63
Kajian dan Analisa Kuantitatif Program-Program Energi Nasional	63

#### **5 / PROYEKSI KEBUTUHAN DAN PENYEDIAAN ENERGI 65**

Proyeksi Kebutuhan Energi Final Menurut Sektor	66
Proyeksi Kebutuhan Energi Final Menurut Jenis	71
Kebutuhan Energi Sektor Industri	74
Kebutuhan Energi Sektor Transportasi	78
Kebutuhan Energi Sektor Rumah Tangga	80
Kebutuhan Energi Sektor Komersial	82
Kebutuhan Energi Sektor Lainnya	84
Proyeksi Kebutuhan Energi Berdasarkan Koridor	85
Kebutuhan Energi di Pulau Jawa	86

Kebutuhan Energi di Pulau Sumatera	89
Prakiraan Energi di Pulau Kalimantan	92
Kebutuhan Energi di Sulawesi	95
Kebutuhan Energi di Pulau Bali dan Nusa Tenggara	97
Kebutuhan Energi di Pulau Maluku dan Papua	99
Penyediaan Energi Primer	102
Penyediaan Minyak Bumi	107
Penyediaan Gas Bumi	110
Penyediaan Batubara	113
Penyediaan Energi Baru Terbarukan (EBT)	114
Ketenagalistrikan	122
Produksi Listrik	122
Energi Primer Pembangkit	124
Kapasitas Pembangkit	127

## **6 / ANALISIS** **129**

## **7 / REKOMENDASI** **145**

# Daftar Gambar

2.1	Alur Pikir Permodelan	6
3.1	Sistem Energi ASEAN 2011	25
3.2	Sumber Daya Minyak dan Gas Bumi	32
3.3	Sumber Daya Batubara	33

# Daftar Grafik

3.1	Kebutuhan Energi Primer Dunia	13
3.2	Kebutuhan Energi Primer Dunia Menurut per Jenis Energi	15
3.3	Kebutuhan Batubara Menurut Sektor Pengguna	18
3.4	Kebutuhan Gas Menurut Sektor pada Skenario Kebijakan Baru	19
3.5	Kebutuhan Listrik Dunia menurut Skenario	20
3.6	Kebutuhan Listrik Dunia menurut Sektor	21
3.7	Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik	22
3.8	Total Konsumsi Energi Final ASEAN	23
3.9	Proyeksi Kebutuhan Energi di ASEAN	24
3.10	Total Konsumsi Energi Primer ASEAN	26
3.11	Produksi Energi Primer per Jenis Energi Tahun 2011	27
3.12	Konsumsi Listrik dan Pendapatan Per Kapita ASEAN	28
3.13	Proyeksi Kebutuhan Listrik ASEAN berdasarkan Sektor Pemakai	29
3.14	Kapasitas Pembangkit Listrik ASEAN	31
3.15	Konsumsi Energi Final Indonesia Menurut Sektor	36
3.16	Pangsa Konsumsi Energi Final Indonesia Menurut Jenis Energi	37

3.17	Konsumsi Energi Final Sektor Industri	38
3.18	Pangsa Konsumsi Energi Sub Sektor Industri	39
3.19	Konsumsi Energi Sektor Transportasi Menurut Jenis	40
3.20	Pangsa Bahan Bakar Minyak Sektor Transportasi Menurut Jenis	41
3.21	Konsumsi Energi Sektor Rumah Tangga Menurut Jenis	42
3.22	Konsumsi Energi Sektor Komersial Menurut Jenis	43
3.23	Konsumsi Energi Sektor Lain-Lain Menurut Jenis	44
3.24	Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik Menurut Jenis Energi	45
3.25	Pangsa Pembangkit Pembangkit Listrik Menurut Jenis Tahun 2013	46
3.26	Produksi Listrik Menurut Jenis Pembangkit Tahun 2003–2013	47
3.27	Perkembangan Penyediaan Energi Primer	48
3.28	Perkembangan Produksi, Impor dan Ekspor Minyak	50
3.29	Perkembangan Produksi dan Ekspor Gas	51
3.30	Perkembangan Produksi, Ekspor dan Impor Batubara	52
3.31	Perkembangan Produksi Uap Panas Bumi	53
5.1	Proyeksi Kebutuhan Energi Final Menurut Jenis Energi	69
5.2	Pangsa Kebutuhan Energi Final Menurut Jenis Energi (Skenario BaU)	70
5.3	Proyeksi Kebutuhan Energi Final Menurut Skenario	71
5.4	Proyeksi Pertumbuhan Kebutuhan Energi Final Menurut Sektor (BaU)	72
5.5	Proyeksi Pertumbuhan Kebutuhan Energi Final Sektor (KEN)	72
5.6	Pangsa Kebutuhan Energi Final Menurut Sektor (Skenario BaU)	73
5.7	Proyeksi Kebutuhan Energi Final Sektor Industri	77
5.8	Pangsa Kebutuhan Energi Final Industri Menurut Sub Sektor (BaU)	7
5.9	Proyeksi Kebutuhan Energi Final Transportasi Menurut Jenis Energi	78
5.10	Pangsa Kebutuhan Energi Final Menurut Sub Sektor Angkutan	80
5.11	Proyeksi Kebutuhan Energi Final Sektor Rumah Tangga	

	Menurut Jenis Energi	82
5.12	Proyeksi Kebutuhan Energi Final Sektor Komersial Berdasarkan Jenis Energi	83
5.13	Proyeksi Kebutuhan Energi Final Sektor Pertanian, Konstruksi dan Pertambangan, Berdasarkan Jenis Energi	84
5.14	Kebutuhan Energi Di Indonesia Berdasarkan Koridor	86
5.15	Pangsa Kebutuhan Energi Koridor Jawa	87
5.16	Proyeksi Kebutuhan Energi Di Jawa Berdasarkan Jenis Energi	89
5.17	Pangsa Kebutuhan Energi Di Koridor Sumatera	90
5.18	Proyeksi Kebutuhan Energi Final berdasarkan Jenis Energi di Sumatera	92
5.19	Pangsa Kebutuhan Energi di Koridor Kalimantan	93
5.20	Proyeksi Kebutuhan Energi Final berdasarkan Jenis Energi di Kalimantan	95
5.21	Pangsa Kebutuhan Energi Koridor Sulawesi	96
5.22	Proyeksi Kebutuhan Energi Di Sulawesi Berdasarkan Jenis Energi	97
5.23	Pangsa Kebutuhan Energi di Bali dan Nusa Tenggara	98
5.24	Pangsa Kebutuhan Energi di Bali dan Nusa Tenggara Berdasarkan Jenis Energi	99
5.25	Pangsa Kebutuhan Energi di Koridor Maluku dan Papua	100
5.26	Proyeksi Kebutuhan Energi Final per Sektor di Maluku dan Papua	101
5.27	Penyediaan Energi Primer (Termasuk Biomassa Tradisional)	102
5.28	Penyediaan Energi Primer Menurut Jenis dan Skenario	104
5.29	Bauran Energi Primer Tahun 2025 dan 2050 (Tanpa Biomassa Tradisional)	106
5.30	Proyeksi Produksi, Ekspor, Impor dan Kebutuhan Minyak Bumi	108
5.31	Proyeksi Produksi, Ekspor, Impor dan Permintaan BBM	109
5.32	Proyeksi Produksi, Ekspor, Impor dan Permintaan Gas Bumi	111
5.33	Proyeksi Produksi, Ekspor, Impor dan Permintaan LPG	112



5.34	Proyeksi Produksi, Ekspor, Impor dan Kebutuhan Batubara	114
5.35	Proyeksi Penyediaan Bahan Bakar Nabati (BBN)	116
5.36	Proyeksi Kebutuhan Tenaga Air/Hidro	117
5.37	Proyeksi Penyediaan Energi Panas Bumi	118
5.38	Proyeksi Penyediaan Biomassa Komersial	119
5.39	Proyeksi Permintaan Energi Surya	120
5.40	Proyeksi Kebutuhan Energi Bayu	121
5.41	Perkembangan Produksi Listrik Menurut Skenario	123
5.42	Distribusi Produksi Listrik PLT EBT (Skenario KEN)	124
5.43	Perkembangan Energi Primer Pembangkit Menurut Skenario	125
5.44	Perkembangan Energi Primer Pembangkit PLT EBT (Skenario KEN)	126
5.45	Perkembangan Kapasitas Pembangkit Listrik Menurut Skenario	127
5.46	Perkembangan Kapasitas Pembangkit Listrik EBT (Skenario KEN)	128
6.1	Proyeksi Potensi Penghematan Sumber Daya Energi Primer	131
6.2	Potensi Penurunan Emisi CO <sub>2</sub>	136
6.3	Impor Minyak Bumi dan BBM Skenario BaU vs KEN	138
6.4	Proyeksi Impor LPG	140
6.5	Proyeksi Impor Gas Bumi	141
6.6	Kebutuhan Biodiesel Menurut Skenario	143
6.7	Kebutuhan Bioethanol Sesuai Skenario KEN	144

## Daftar Tabel

### Tabel


2.1	Proyeksi Pertumbuhan Penduduk dan PDB Indonesia	7
2.2	Perbedaan Asumsi Skenario BaU dan Skenario KEN	9
3.1	Sumber Daya Energi Baru Terbarukan	35
6.1	Potensi Penghematan Energi Final	133

# BAB I

## Pendahuluan

# Pendahuluan

Sampai saat ini, Indonesia masih menghadapi persoalan dalam mencapai target pembangunan bidang energi. Ketergantungan terhadap energi fosil terutama minyak bumi dalam pemenuhan konsumsi di dalam negeri masih tinggi yaitu sebesar 96% (minyak bumi 48%, gas 18% dan batubara 30%) dari total konsumsi dan upaya untuk memaksimalkan pemanfaatan energi terbarukan belum dapat berjalan sebagaimana yang direncanakan. Tingginya konsumsi energi fosil tersebut diakibatkan oleh subsidi sehingga harga energi menjadi murah dan masyarakat cenderung boros dalam menggunakan energi. Di sisi lain, Indonesia menghadapi penurunan cadangan energi fosil yang terus terjadi dan belum dapat diimbangi dengan penemuan cadangan baru. Sedangkan keterbatasan infrastruktur energi yang tersedia juga membatasi akses masyarakat terhadap energi. Kondisi ini menyebabkan Indonesia rentan terhadap gangguan yang terjadi di pasar energi global karena sebagian dari konsumsi tersebut, terutama produk minyak bumi, dipenuhi dari impor.



Dalam sepuluh tahun terakhir (2003-2013), konsumsi energi final di Indonesia mengalami peningkatan dari 79 juta TOE menjadi 134 juta TOE atau tumbuh rata-rata sebesar 5,5% per tahun. Sejalan dengan meningkatnya konsumsi energi tersebut, maka penyediaan energi primer juga mengalami kenaikan. Namun upaya untuk memenuhi kebutuhan energi di dalam negeri antara lain terkendala oleh ketersediaan infrastruktur energi seperti pembangkit listrik, kilang minyak, pelabuhan, serta transmisi dan distribusi.

Buku *Outlook Energi Indonesia 2014 (OEI 2014)* ini memberikan gambaran tentang kondisi energi nasional pada kurun waktu 2013-2050, mencakup proyeksi kebutuhan dan penyediaan energi primer dan energi final berdasarkan ketersediaan sumberdaya energi, kondisi saat ini dan target yang diatur dalam Kebijakan Energi Nasional, perkiraan kebutuhan infrastruktur energi serta membandingkan kondisi keenergian Indonesia terhadap kondisi energi di wilayah ASEAN dan dunia.

Perhitungan proyeksi energi dilakukan dengan menggunakan model LEAP (*Long-range Energy Alternatives Planning System*) dan data asumsi ekonomi makro yang dipublikasikan oleh Instansi/Lembaga yang berwenang.

Perhitungan proyeksi energi dalam OEI 2014 telah mempertimbangkan kebijakan, regulasi dan rencana pembangunan pada masing-masing sektor serta program yang telah dijalankan oleh Pemerintah, seperti kebijakan konservasi energi, mandatori pemanfaatan biofuel (BBN), konversi minyak tanah ke LPG, rencana pembangunan sektor energi yang mencakup program percepatan pembangunan PLTU 10.000 MW tahap I dan tahap II, *road map* pengembangan dan pemanfaatan BBN, rencana pembangunan sektor perhubungan, pertanian, perindustrian, lingkungan dan lainnya serta kontribusi sektor energi terkait dalam pencapaian target penurunan emisi sebesar 26% pada tahun 2020.

Adapun ruang lingkup OEI 2014 ini meliputi proyeksi dan analisis terhadap kebutuhan dan penyediaan energi, dimana tahun 2013 sebagai tahun dasar untuk menghasilkan proyeksi masing-masing skenario dasar (*Business As Usual* atau BaU) dan skenario Kebijakan Energi Nasional (KEN).

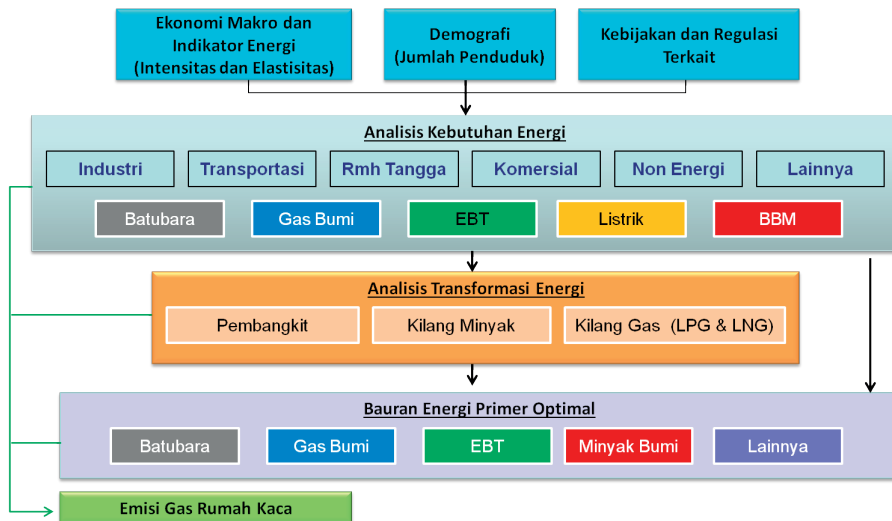
# BAB II

## Metodologi

# Metodologi

## 2.1 Model

Model yang digunakan dalam penyusunan OEI 2014 adalah LEAP (*Long-range Energy Alternatives Planning System*) dengan alur pikir sebagaimana pada Gambar 2.1. LEAP adalah alat pemodelan dengan skenario terpadu berbasis pada lingkungan dan energi. LEAP menggabungkan analisis terhadap konsumsi energi, transformasi, dan produksi dalam suatu sistem energi dengan menggunakan indikator antara lain indikator demografi, pembangunan ekonomi, teknologi, harga, kebijakan dan regulasi.



**Gambar 2.1 Alur Pikir Permodelan**

## 2.2 Asumsi Dasar

Indikator yang dipertimbangkan dalam penyusunan OEI 2014 adalah indikator ekonomi makro, energi, demografi dan kebijakan di bidang energi, dengan beberapa asumsi sebagai berikut :

- Periode proyeksi adalah 2013-2050 dengan 2013 sebagai tahun dasar.
- Sesuai data BPS, Indonesia menargetkan pertumbuhan ekonomi mencapai 8,0% pada tahun 2020 dan turun masing-masing menjadi sebesar 7,7% pada tahun 2030 dan 5,9% pada tahun 2050. Adapun jumlah penduduk diproyeksikan tumbuh di atas 1% sampai dengan tahun 2020 dan mengalami perlambatan hingga sebesar 0,8% pada tahun 2030 dan sebesar 0,6% pada tahun 2050.

**Tabel 2.1** Proyeksi Pertumbuhan Penduduk dan PDB Indonesia

URAIAN	SATUAN	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Populasi	Juta	255	271	284	296	314	335
<i>Pertumbuhan Penduduk</i>	%	1,4	1,3	0,9	0,8	0,6	0,6
PDB Harga Tahun 2000	Miliar USD	386	567	832	1.206	2.452	4.349
Per Kapita	USD	1.514	2.089	2.928	4.080	7.796	13.000
<i>Pertumbuhan Rata-rata</i>	%	7,7	8,0	8,0	7,7	7,3	5,9

- Laju urbanisasi mengikuti proyeksi yang dikeluarkan oleh BPS dimana pangsa penduduk perkotaan sebesar 52% pada tahun 2013 dan terus meningkat hingga mencapai 64% pada tahun 2030 dan sebesar 70% pada tahun 2050.
- Rasio elektrifikasi ditargetkan mendekati 100% pada tahun 2020.
- Kebutuhan energi pada sektor industri akan dipengaruhi oleh perkembangan kebutuhan pada masing-masing subsektor kegiatan ekonomi yang tercermin dari nilai tambah PDB sektor. PDB industri dipengaruhi oleh jumlah tenaga kerja.



upah pegawai, suku bunga, dan jumlah perusahaan yang beroperasi, dimana peningkatan jumlah penduduk dan pendapatan masyarakat akan mendorong perkembangan industri di Indonesia.

- Kebutuhan energi pada sektor transportasi dipengaruhi oleh jumlah kendaraan yang dipengaruhi oleh PDB perkapita, *passenger-km* untuk angkutan udara dan laut. Untuk sektor transportasi, penggunaan biodiesel dan bioethanol juga dipertimbangkan.

### 2.3 Skenario

Proyeksi kebutuhan energi nasional dilakukan dengan menggunakan dua pendekatan yaitu menggunakan skenario dasar (*Business as Usual* atau *BaU*) dan skenario Kebijakan Energi Nasional (KEN). Hal ini dimaksudkan untuk mendapatkan perbandingan dari dua kondisi proyeksi.

Skenario *BaU* adalah skenario proyeksi kondisi saat ini tanpa adanya perubahan kebijakan yang berlaku dan intervensi lainnya yang dapat menekan laju konsumsi. Sedangkan skenario KEN adalah skenario dasar dimana diasumsikan bahwa konsumsi energi final akan berkurang dengan menerapkan program konservasi dan efisiensi energi sesuai dengan target Pemerintah dalam Kebijakan Energi Nasional. Skenario ini juga meliputi perbaikan dalam efisiensi peralatan pada sektor pengguna sehingga diharapkan konsumsi energi final akan lebih rendah dari pada skenario *BaU*. Adapun asumsi penting lainnya sebagaimana tercantum pada Tabel 2.2.

**Tabel 2.2 Perbedaan Asumsi Skenario BaU dan Skenario KEN**

No.	BaU	KEN
1	Asumsi produksi gas mengikuti proyeksi kemampuan suplai (potensial+project+existing) pada Neraca Gas 2014-2030, selanjutnya sampai dengan 2050 diasumsikan adanya pengembangan bertahap untuk Natuna Timur dan CBM	Asumsi sama dengan BaU
2	Produksi minyak sesuai dengan dokumen yang dikeluarkan oleh KESDM	Asumsi sama dengan BaU
3	Produksi batubara mengalami peningkatan sesuai dengan Kebijakan DMO dengan mempertimbangkan penurunan ekspor.	Asumsi sama dengan BaU
4	Penggunaan biofuel mengikuti trend saat ini (campuran biodiesel 10%)	Penggunaan Biofuel lebih agresif (mulai tahun 2016 campuran biosolar sebesar 20% dan meningkat menjadi 30% mulai tahun 2020), Biopremium sebesar 20% dan bioavtur sebesar 10%)
5	Pangsa kendaraan yang menggunakan BBG mengikuti trend saat ini	Share kendaraan yang menggunakan BBG terus mengalami peningkatan sehingga pada tahun 2050 menjadi sekitar 6%
6	Peningkatan moda transportasi mengikuti trend saat ini	Peningkatan moda transportasi massal 10% lebih tinggi.
7	Penerapan teknologi hemat energi belum optimal	Seluruh sektor pengguna energi telah menerapkan teknologi hemat energi dengan optimal
8	Belum ada penggunaan kendaraan listrik dan hybrid	Kendaraan listrik dan hybrid pada tahun 2050 masing-masing diasumsikan telah digunakan sebesar 1% dan 5%

## 2.4 Pembagian Wilayah

Pembahasan juga dilakukan sesuai pembagian wilayah Masterplan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia (MP3ED) yang terdiri dari 6 (enam) koridor, yaitu pertama, Sumatera sebagai pusat sentra produksi dan pengolahan hasil bumi dan lumbung energi nasional; kedua, Jawa sebagai pendorong industri dan jasa Nasional; ketiga, Kalimantan sebagai pusat produksi dan pengolahan hasil tambang dan lumbung energi nasional; keempat, Sulawesi sebagai pusat produksi dan pengolahan hasil pertanian, perkebunan, dan perikanan nasional; kelima, Bali-Nusa Tenggara sebagai pintu gerbang pariwisata dan pendukung pangan nasional; serta keenam, Papua-Maluku sebagai pengolahan sumber daya alam yang melimpah dan sumber daya manusia (SDM) yang sejahtera.

## BAB III

# Kondisi Energi

# Kondisi Energi

Pertumbuhan ekonomi Indonesia yang cukup besar menempatkan Indonesia sebagai salah satu negara dengan potensi ekonomi yang cukup kuat di Asia. Terlebih lagi beberapa tahun terakhir ini, dengan krisis global yang melanda dunia, pembangunan ekonomi Indonesia masih mampu terus bertumbuh pada tingkat konsumsi energi domestik yang tinggi. Sementara produktivitas Indonesia masih belum bisa mengimbangi, terlihat dari masih lemahnya daya saing Indonesia dibandingkan dengan negara sekitarnya. Untuk mengetahui posisi pengelolaan energi nasional yang dapat menjawab tantangan perekonomian nasional diperlukan informasi mengenai kondisi pengelolaan energi global dan regional.

## 3.1 Kondisi Energi Dunia

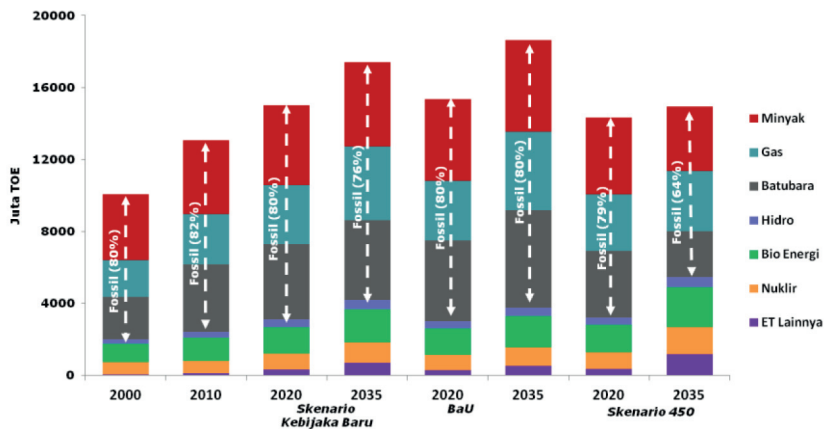
### 3.1.1 Kebutuhan Energi Primer Berdasarkan Skenario

Kebutuhan energi primer dunia diperkirakan akan meningkat cukup tinggi seiring dengan pertumbuhan populasi dan perkembangan ekonomi dunia (*World Energy Outlook, 2013, IEA*). Apabila tidak ada implementasi kebijakan baru sampai dengan pertengahan 2013, kebutuhan energi primer meningkat sekitar 45% lebih tinggi dibandingkan tahun 2011. Kebutuhan energi tersebut akan terus meningkat, dan akan mengalami perlambatan pada tahun 2020. Sementara jika diterapkan standar lingkungan yang lebih ketat kebutuhan energi primer hanya tumbuh sebesar 14% selama periode proyeksi.

Pada tahun 2011, kebutuhan energi fosil tercatat sebesar 10.668 juta TOE atau 82% dari total kebutuhan, dan meningkat menjadi sebesar 14.898 juta TOE pada tahun 2035 meskipun pangsaanya turun menjadi sebesar 80%.

Pada periode tahun 2011 sampai dengan 2035, kebutuhan batubara mengalami peningkatan terbesar dibanding bahan bakar fosil lainnya dan mulai tahun 2020 mengambil alih peran minyak atau terbesar dalam bauran energi primer. Pada tahun 2011, penggunaan batubara sebesar 3.773 juta TOE dan meningkat 44% pada tahun 2035. Tetapi pada skenario 450, dengan penerapan kebijakan lingkungan yang ketat, kebutuhan batubara mengalami penurunan sebesar 33% pada tahun 2035, hal ini disebabkan pertimbangan lingkungan.

Pada tahun 2011, penggunaan energi terbarukan tercatat sebesar 1.727 juta TOE atau 13% dari total penggunaan energi. Diperkirakan, sampai dengan tahun 2035, kebutuhan energi terbarukan sesuai skenario Kebijakan Baru meningkat sebesar 44%, dan untuk skenario BaU sebesar 44%, sedangkan untuk skenario 450 sebesar 56%.



Sumber : World Energy Outlook, 2013

Note : \* Tidak termasuk bunker internasional.

\*\* mencakup penggunaan biomassa tradisional dan modern

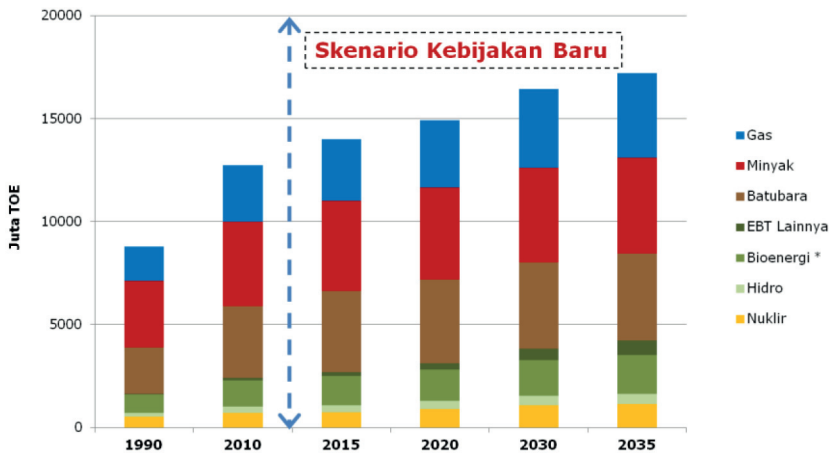
**Grafik 3.1. Kebutuhan Energi Primer Dunia**

Peningkatan kebutuhan energi terbarukan yang cukup tinggi akibat dari penerapan kebijakan yang mempertimbangkan aspek lingkungan. Kebijakan yang lebih ketat pada skenario 450 sudah memperhitungkan aspek ketahanan energi dan regulasi lingkungan. Hal ini menyebabkan penetrasi energi terbarukan pada skenario 450 paling tinggi dibandingkan dua skenario lainnya.

Dalam *Outlook* ini dikutip dari *World Energy Outlook 2013*, pembahasan kebutuhan energi primer dunia secara lebih rinci hanya terbatas pada Skenario Kebijakan Baru sebagai skenario utama.

### **3.1.2 Kebutuhan Energi Primer per Jenis Energi**

Dalam Skenario Kebijakan Baru, kebutuhan energi diproyeksikan meningkat rata-rata 1,6% per tahun hingga tahun 2020, kemudian melambat menjadi hanya sebesar 1%. Kebutuhan energi primer global per kapita diperkirakan akan naik dari 1,9 TOE pada tahun 2011 menjadi 2,0 TOE pada tahun 2035. Perlambatan kebutuhan energi primer diakibatkan melemahnya pertumbuhan ekonomi dunia terutama pada negara-negara industri baru yang mulai meningkatkan ketahanan energi, menerapkan efisiensi serta kebijakan lingkungan yang lebih ketat.



Sumber : *World Energy Outlook, 2013*

Note : \* Termasuk penggunaan biomassa tradisional dan modern

### Grafik 3.2. Kebutuhan Energi Primer Dunia per Jenis Energi

Minyak masih tetap menjadi bahan bakar yang penting dalam bauran energi primer global, meskipun pangsaanya turun dari 31% pada tahun 2011 menjadi 27% pada tahun 2035. Kebutuhan minyak global pada tahun 2011 diperkirakan sebesar 86,7 Mb/d dan meningkat menjadi 101,4 Mb/d pada tahun 2035.

Pertumbuhan konsumsi batubara selama satu dekade terakhir telah menyebabkan kesenjangan antara batubara dan minyak dalam bauran energi dunia mengecil (Grafik 3.2). Hampir tiga perempat dari kebutuhan batubara digunakan untuk sektor pembangkit listrik.

Pada skenario Kebijakan Baru, kebutuhan gas bumi tumbuh sebesar 47% hingga mencapai 5 TCM selama periode tahun 2011–2035. Meskipun pertumbuhannya cukup tinggi, kebutuhan gas bumi pada tahun 2035 masih dibawah batubara dan minyak bumi (Grafik 3.2) dan sekitar 40% dari total kebutuhan gas bumi tersebut digunakan untuk pembangkit listrik.



Pada skenario Kebijakan Baru, kebutuhan gas bumi tumbuh sebesar 47% hingga mencapai 5 TCM selama periode tahun 2011–2035. Meskipun pertumbuhannya cukup tinggi, kebutuhan gas bumi masih dibawah batubara dan minyak bumi pada tahun 2035 (Grafik 3.2). Hampir 40% dari total kebutuhan gas bumi terbesar datang dari sektor pembangkit.

Energi nuklir diproyeksikan akan meningkat 67% menjadi 4.300 TWh pada tahun 2035. Kebutuhan energi nuklir hanya didorong oleh beberapa negara antara lain, Cina, Korea Selatan, India, dan Rusia. Di negara-negara Non OECD, peran nuklir meningkat dari 20% menjadi 45% pada tahun 2035.

Energi terbarukan akan meningkat sebesar 75%, yang berasal dari energi terbarukan seperti tenaga air, bayu, surya, panas bumi, samudera dan energi nabati yang naik hampir dua setengah kali lipat dibandingkan tahun 2011. Amerika Serikat dan Eropa memimpin dalam pemanfaatan energi terbarukan, disusul oleh Cina, India dan Brasil. Energi terbarukan diproyeksikan akan meningkat pangsa dalam bauran energi primer pembangkit dari 20% pada tahun 2011 menjadi 33% pada tahun 2035.

### **3.1.3 Produksi Energi Primer**

Produksi minyak dunia yang mencakup minyak bumi, NGL, minyak non konvensional, dan LTO diproyeksikan akan meningkat 11 juta barel per hari pada tahun 2012 menjadi 98 juta barel per hari pada tahun 2035.

Produksi batubara global meningkat 15% dari tahun 2011 menjadi 4.309 juta TOE pada tahun 2035. Pertumbuhan produksi tertinggi dicapai oleh India dan kemudian disusul oleh Indonesia. Produksi batubara Indonesia naik 80% untuk memenuhi pasar domestik maupun ekspor. Cina hanya naik 9% dan tetap menjadi produsen batubara terbesar dengan pangsa pasar 45%. Produksi di Amerika Serikat dan Eropa mengalami penurunan 15% dan 60% selama periode proyeksi.

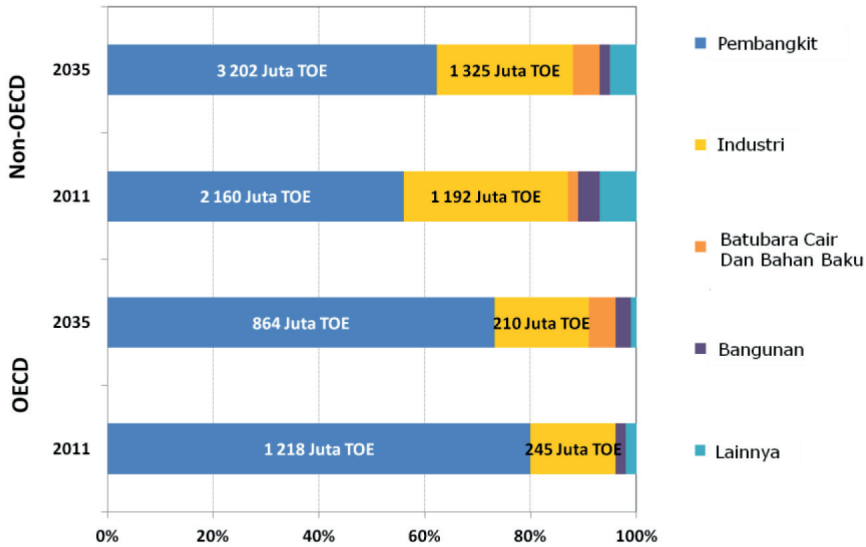
Produksi gas bumi sebagian besar berasal dari Timur Tengah, Afrika, Cina, dan Rusia. Peran gas non konvensional ke depan akan mencapai lebih dari 50% dari total produksi gas dunia pada tahun 2035. Amerika Serikat merupakan produsen utama gas non konvensional, sekitar 50% dari total produksi pada tahun 2035.

Penyediaan energi terbarukan tumbuh paling cepat dibandingkan jenis energi lainnya, terutama setelah tahun 2020, yang sebagian besar pertumbuhan didukung oleh tenaga bayu dan air untuk pembangkit. Energi terbarukan untuk pembangkit meningkat dua setengah kali hingga tahun 2035. Selain tenaga bayu dan air, energi nabati juga mengalami peningkatan 40% selama periode proyeksi. Setengah dari energi nabati digunakan untuk pembangkit dan sebagian besar sisanya untuk bahan bakar nabati. Produksi bahan bakar nabati meningkat dari 1,3 juta BOE per hari pada tahun 2012 menjadi 4,1 juta BOE per hari pada tahun 2035 dimana kontribusi terbesar berasal dari Amerika Serikat dan Brasil.

### **3.1.4 Kebutuhan Energi Final**

Kebutuhan minyak dunia ke depan sangat dipengaruhi oleh aktivitas ekonomi sektoral, tingkat efisiensi dari proses transformasi serta tingkat keekonomian dan ketersediaan dari energi alternatif pengganti minyak. Sektor transportasi masih merupakan sektor pengguna minyak bumi terbesar atau sekitar 60%, kemudian diikuti non energi (sebagai bahan baku, pelumas, reduktor, dan pelarut), industri, pembangkit listrik dan lainnya.

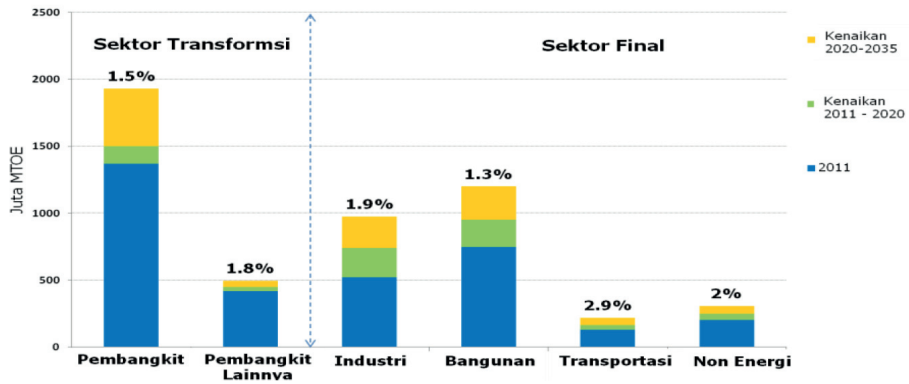
Kebutuhan batubara didominasi oleh pembangkit listrik meskipun pangsa hanya sedikit mengalami peningkatan selama periode proyeksi 2011–2035. Hal ini akibat dari penurunan kebutuhan batubara pada negara-negara OECD. Sektor industri khususnya industri besi baja merupakan pengguna terbesar kedua, meskipun pangsa masih kecil.



Sumber : *World Energy Outlook, 2013*

### Grafik 3.3. Kebutuhan Batubara Menurut Sektor Pengguna

Kebutuhan gas pada sektor kelistrikan tetap sebagai penggerak utama peningkatan kebutuhan gas bumi dunia meskipun harus berkompetisi dengan energi lain seperti batubara dan energi baru terbarukan. Pada tahun 2035, kebutuhan gas untuk sektor kelistrikan meningkat sekitar 42% dari tahun 2011, atau tumbuh sebesar 1,5% per tahun. Peningkatan kebutuhan gas juga terjadi pada sektor-sektor lainnya, dengan rata-rata pertumbuhan antara 1,3% - 2,9%.



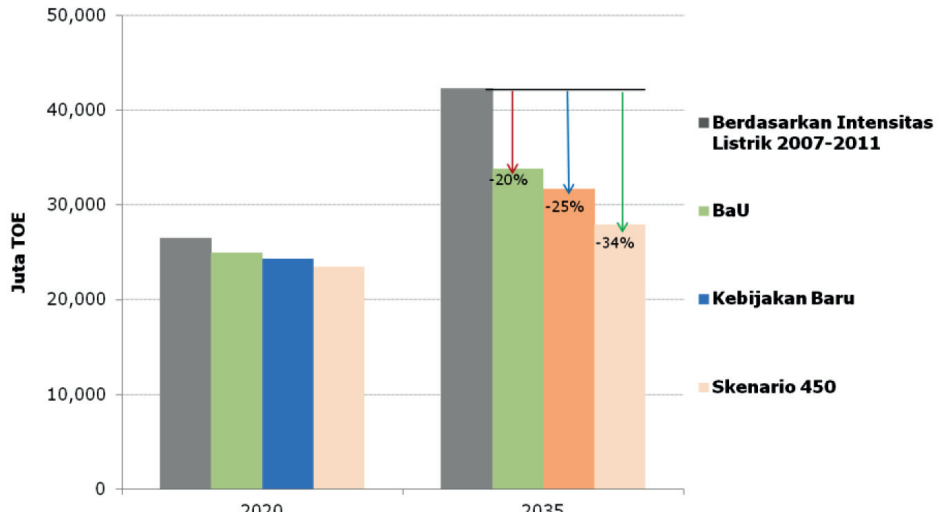
Sumber : *World Energy Outlook, 2013*  
 Note : % adalah Persentase pertumbuhan periode 2011-2035

**Grafik 3.4** Kebutuhan Gas Menurut Sektor pada Skenario Kebijakan Baru

### 3.1.5 Ketenagalistrikan

#### 3.1.5.1 Kebutuhan Listrik

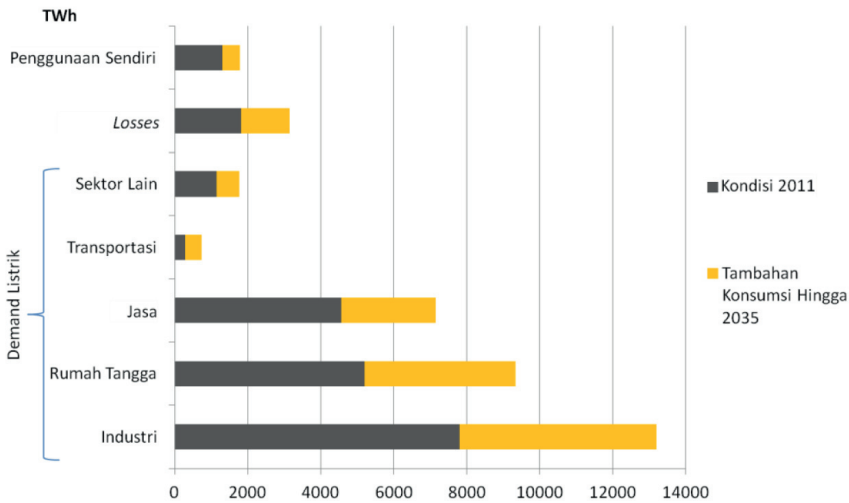
Kebutuhan listrik global akan meningkat 67% selama periode 2011-2035 atau naik menjadi 32.150 TWh pada tahun 2035 dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 2,2% per tahun.



Sumber : *World Energy Outlook, 2013*

### Grafik 3.5. Kebutuhan Listrik Dunia Menurut Skenario

Sektor industri masih merupakan konsumen listrik terbesar dengan pangsa 41% pada tahun 2035. Kebutuhan listrik sektor rumah tangga tumbuh 2,5% per tahun dan mencapai 9.336 TWh pada tahun 2035. Sedangkan kebutuhan listrik sektor komersial tumbuh lebih lambat, sekitar 1,9% per tahun atau naik menjadi 7.137 TWh pada tahun yang sama. Kebutuhan listrik sektor transportasi pada tahun 2035 akan meningkat dua kali lipat menjadi 734 TWh atau naik rata-rata 3,9% per tahun.



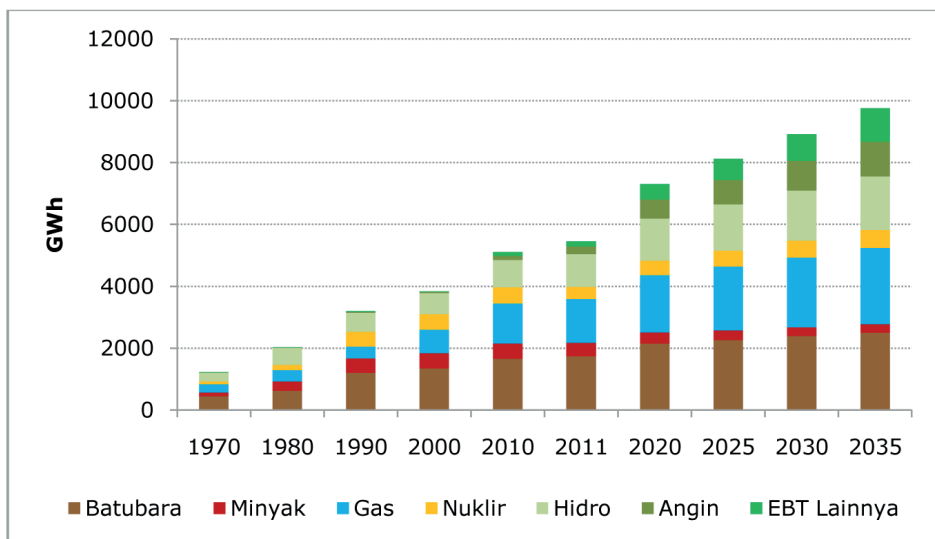
Sumber : *World Energy Outlook, 2013*

**Grafik 3.6. Kebutuhan Listrik Dunia menurut Sektor**

### 3.1.5.2 Penyediaan Listrik

Dari sisi penyediaan produksi listrik dunia meningkat dari 22.113 TWh pada tahun 2011 menjadi 37.100 TWh pada tahun 2035 atau tumbuh rata-rata 2,2% per tahun. Bahan bakar fosil tetap paling dominan dalam penyediaan tenaga listrik meskipun pangsaanya turun dari 68% menjadi 57% pada periode yang sama. Batubara tetap sebagai sumber energi primer pembangkit utama terbesar dengan pertumbuhan rata-rata 1,2% per tahun. Gas meningkat hampir 3.500 TWh pada tahun 2035. Selama periode tahun 2011-2035, energi terbarukan menyumbang hampir 50% dari total peningkatan produksi listrik, dimana pembangkit listrik tenaga air dan bayu masing-masing meningkat 2.300 TWh

Diantara energi terbarukan, kapasitas terpasang pembangkit listrik global diproyeksikan meningkat 75% dari 5.649 GW pada tahun 2012 menjadi 9.760 GW pada tahun 2035 (Grafik 3.7). Mayoritas pembangkit baru akan menggunakan gas (1.370 GW), bayu (1.250 GW) dan batubara (1.180 GW) sebagai bahan bakar pembangkit. Proyeksi energi primer pembangkit ditentukan oleh biaya kapital, harga bahan bakar, kebijakan pemerintah, ketersediaan sumber daya dan faktor biaya lainnya.



Sumber : *World Energy Outlook, 2013*

**Grafik 3.7. Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik**

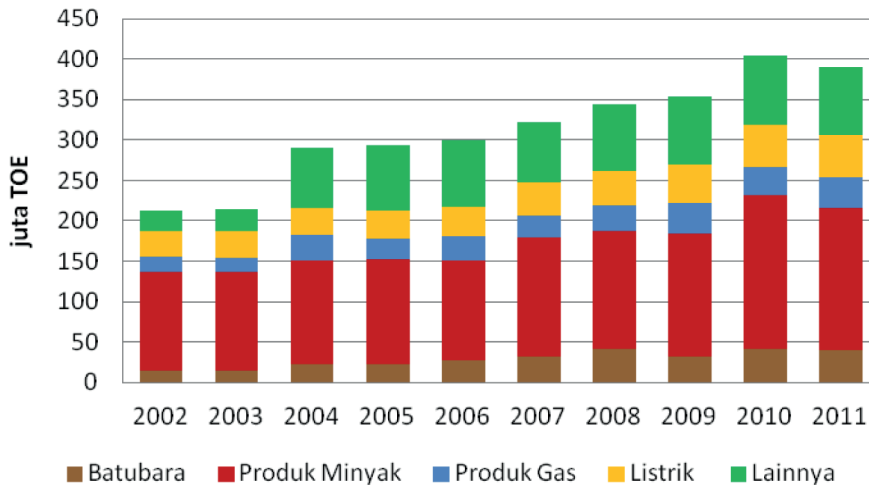
## 3.2 Kondisi Energi ASEAN

### 3.2.1 Kebutuhan Energi Final

Total konsumsi energi final untuk seluruh sektor pengguna di ASEAN tahun 2011 adalah sebesar 390,32 juta TOE. Kebutuhan energi di sektor industri di ASEAN menyumbang konsumsi terbesar dengan pangsa sebesar 34,7% dari total konsumsi energi final tahun 2011. Selanjutnya diikuti sektor transportasi sebesar 26,7%, sektor

rumah tangga 23,5%, sektor komersial 5,9% dan 9,2% sisanya dikonsumsi oleh sektor lainnya (3,4%) dan kebutuhan bahan baku (5,8%).

Berdasarkan jenis energinya, produk minyak bumi masih mendominasi dalam konsumsi energi negara-negara ASEAN, dimana pada tahun 2011 pangsa BBM sebesar 45% dari total konsumsi energi ASEAN. Batubara dan produk gas tercatat masing-masing sebesar 10,3% dan 9,5%, listrik sebesar 13,5%. Sedangkan 21,6% merupakan energi baru dan terbarukan yang sebagian besar (70,2%) adalah biomassa untuk rumah tangga.



Sumber : *Southerst Asia Energy Outlook, 2013*

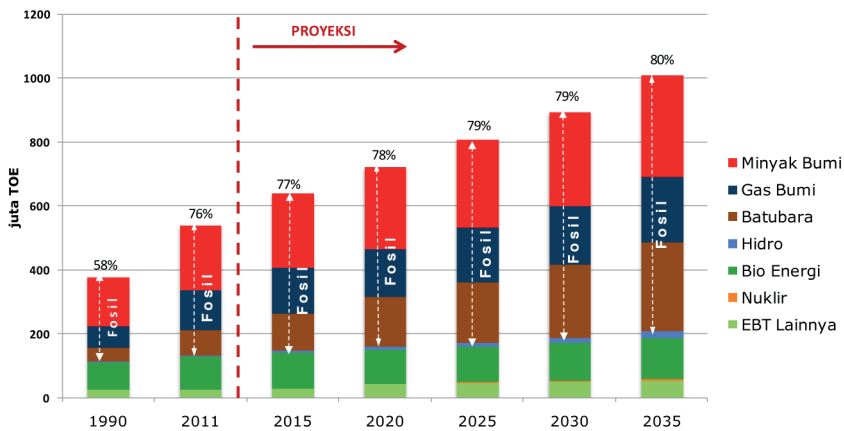
### Grafik 3.8. Total Konsumsi Energi Final ASEAN

Indonesia merupakan pengguna energi terbesar di wilayah ASEAN dengan pangsa sebesar 36% dari total konsumsi energi. Sedangkan Thailand merupakan pengguna energi terbesar kedua dengan pangsa sebesar 22%, dan pengguna energi yang terendah adalah Brunei Darussalam dengan pangsa kurang dari 1% dari total kebutuhan energi ASEAN.



Rata-rata konsumsi energi per kapita tahun 2011 di ASEAN sebesar 2,4 TOE. Brunei Darussalam, Singapura dan Malaysia merupakan negara yang memiliki tingkat konsumsi energi per kapita di atas rata-rata ASEAN, yaitu masing-masing sebesar 9,4 TOE, 6,5 TOE dan 2,6 TOE. Indonesia memiliki tingkat konsumsi energi per kapita sebesar 0,8 TOE. Sedangkan tingkat konsumsi energi per kapita terendah adalah Myanmar (0,3 TOE).

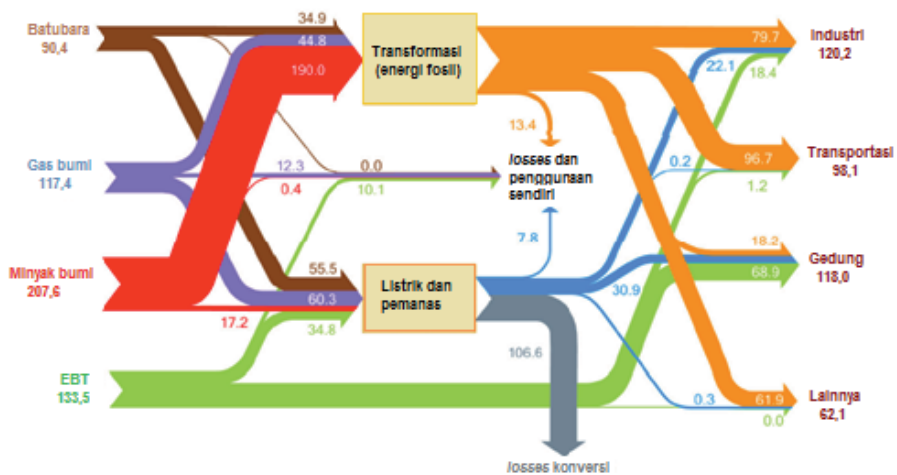
Berdasarkan skenario kebijakan energi di kawasan ASEAN, konsumsi energi final ASEAN diproyeksikan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 2,4% per tahun (*Southeast Asia Energy Outlook, IEA 2013*) sampai dengan tahun 2035. Sektor industri masih tetap sebagai sektor pengguna akhir terbesar, dengan pertumbuhan kebutuhan energi rata-rata sebesar 2,7% per tahun selama periode 2011-2035. Grafik 3.9 menunjukkan proyeksi kebutuhan energi primer di ASEAN, dimana angka presentase dalam grafik menunjukkan pangsa energi fosil dalam total kebutuhan energi pada masing-masing tahun proyeksi.



Sumber : *Southerst Asia Energy Outlook, 2013*

**Grafik 3.9. Proyeksi Kebutuhan Energi di ASEAN**

Sistem energi di ASEAN mulai dari penyediaan energi primer sampai dengan konsumsi energi final di setiap sektor ditunjukkan dalam Gambar 3.1. Pada gambar tersebut transformasi energi meliputi kilang minyak dan gas dimana produk dari hasil transformasi digunakan oleh seluruh sektor pengguna energi. Sedangkan rugi-rugi (*losses*) dan penggunaan sendiri (*own use*) terjadi pada kegiatan eksplorasi, transportasi, serta pada sisi transformasi energi.

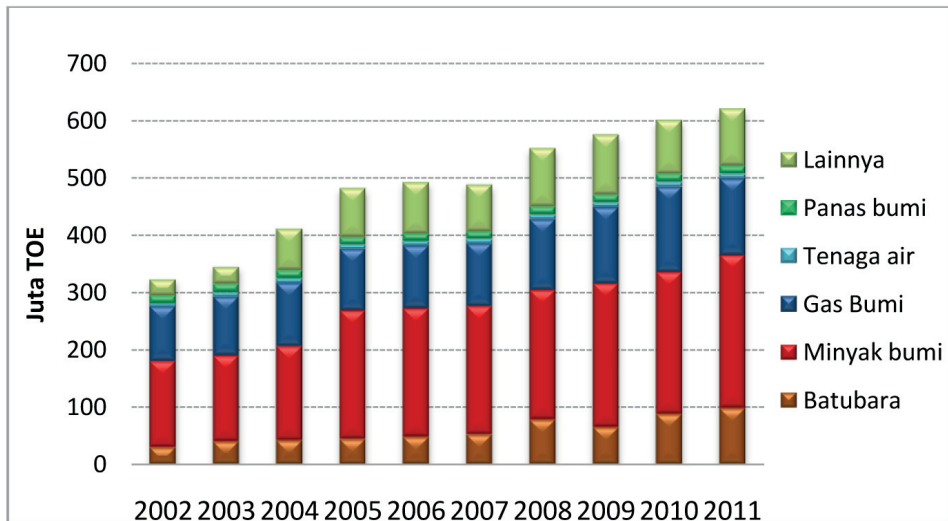


Sumber : *Southerst Asia Energy Outlook, 2013*

**Gambar 3.1. Sistem Energi ASEAN 2011**

### 3.2.2 Pasokan Energi Primer

Total penyediaan energi primer ASEAN pada tahun 2011 sebesar 620,37 juta TOE, naik secara signifikan sebesar 7,5% per tahun dari tahun 2002. Berdasarkan jenis energinya, 256,41 juta TOE atau 41,3% berasal dari minyak bumi, sedangkan gas bumi memberi kontribusi sebesar 143,55 juta TOE (23,1%). Batubara dan energi baru terbarukan masing-masing berkontribusi sebesar 100,13 juta TOE (16,1%) dan 120,28 juta TOE (19,4%). Biomassa, panas bumi dan tenaga air memberikan kontribusi masing-masing sebesar 77,4%, 13,9% dan 6,2%.



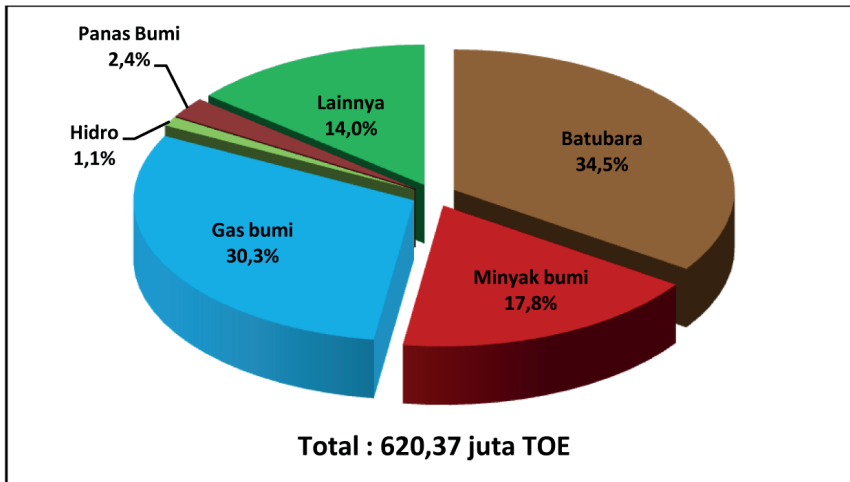
Sumber : *Southerst Asia Energy Outlook, 2013*

**Grafik 3.10. Total Konsumsi Energi Primer ASEAN**

Produksi energi primer pada tahun 2011 menunjukkan bahwa batubara memberikan kontribusi terbesar 34,5%, gas bumi sebesar 30,3%, minyak bumi 17,8%, panas bumi 2,4%, tenaga air 1,1% dan EBT lainnya sebesar 14,0% yang didominasi oleh biomassa.

Total produksi bahan bakar fosil di ASEAN tahun 2011 sebesar 537 juta TOE, dimana 90% berasal dari Indonesia, Malaysia, Thailand dan Vietnam. Dalam hal penyediaan minyak, sebagian besar negara ASEAN telah menjadi *net importer* minyak sejak pertengahan tahun 1990.

Berdasarkan data *ASEAN Oil Balance*, pada tahun 2012, produksi minyak di ASEAN sebesar 2,5 juta bph, dengan produsen terbesar adalah Indonesia (36%) dan Malaysia (27%). Dalam skenario kebijakan energi kawasan ASEAN, produksi minyak akan menurun secara perlahan menjadi 1,7 juta bph pada tahun 2035 sementara Impor minyak diproyeksikan akan meningkat dua setengah kali pada periode 2012-2035, dari 1,9 juta bopd menjadi 5 juta bopd. Tingginya impor tersebut menempatkan ASEAN pada posisi keempat tertinggi di dunia setelah China, India dan Uni Eropa.



Sumber : *Southerst Asia Energy Outlook, 2013*

**Grafik 3.11. Produksi Energi Primer per Jenis Energi Tahun 2011**

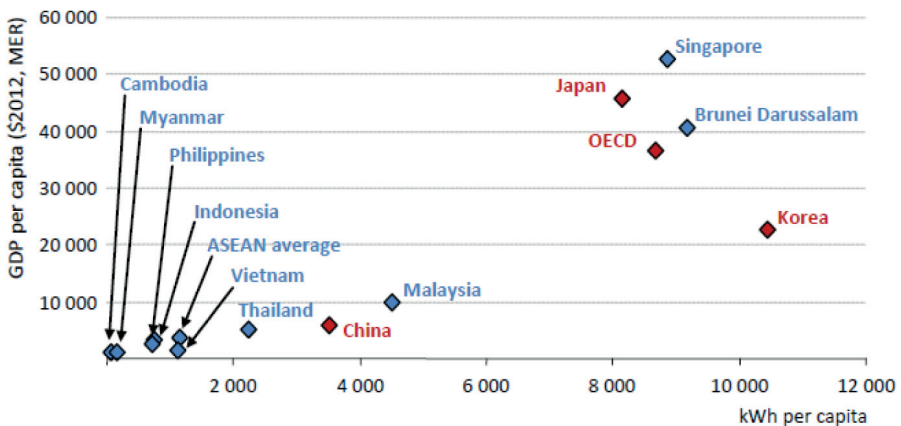
Produksi gas bumi ASEAN diproyeksikan akan terus tumbuh sebesar 30%, dari 207 juta TOE pada tahun 2011 menjadi sekitar 234 juta TOE pada tahun 2035. ASEAN diprediksi masih menjadi eksportir gas bumi, dimana ekspor gas bumi ASEAN diperkirakan meningkat mencapai sekitar 63 juta TOE pada tahun 2020, tapi kemudian turun tajam menjadi 12,6 juta TOE pada 2035 karena adanya kebutuhan gas domestik yang meningkat. Saat ini, ASEAN memiliki kapasitas kilang LNG sebesar 81 juta TOE per tahun, atau berjumlah hampir seperempat dari total dunia. Dalam perdagangan LNG, Indonesia dan Malaysia berada dalam 5 besar eksportir gas dunia.

Untuk EBT, energi air memainkan peranan penting dalam pembangkit listrik yaitu sebesar 10% dari produksi listrik di ASEAN pada tahun 2011. Potensi panas bumi ASEAN sangat besar namun pemanfaatannya masih relatif kecil, yaitu sebesar 3% dari total kebutuhan listrik pada tahun 2011. Dalam hal kapasitas terpasang panas bumi, Indonesia dan Filipina termasuk dalam tiga besar dunia. Angin dan solar

PV pemanfaatannya masih relatif kecil, meskipun penyebarannya sudah meluas. Pertumbuhan kapasitas terpasang solar PV tertinggi adalah di Thailand.

### 3.2.3 Ketenagalistrikan

Pada periode 1990–2011 konsumsi energi listrik ASEAN mengalami peningkatan yang signifikan, dimana pada tahun 2011 mencapai sebesar 712 TWh dengan total kapasitas pembangkit mencapai 145.884 MW. Meskipun demikian, kebutuhan listrik per kapita di ASEAN masih rendah dibandingkan dengan negara-negara maju (Grafik 3.12).



Sumber: Southeast Asia Energy Outlook, IEA 2013

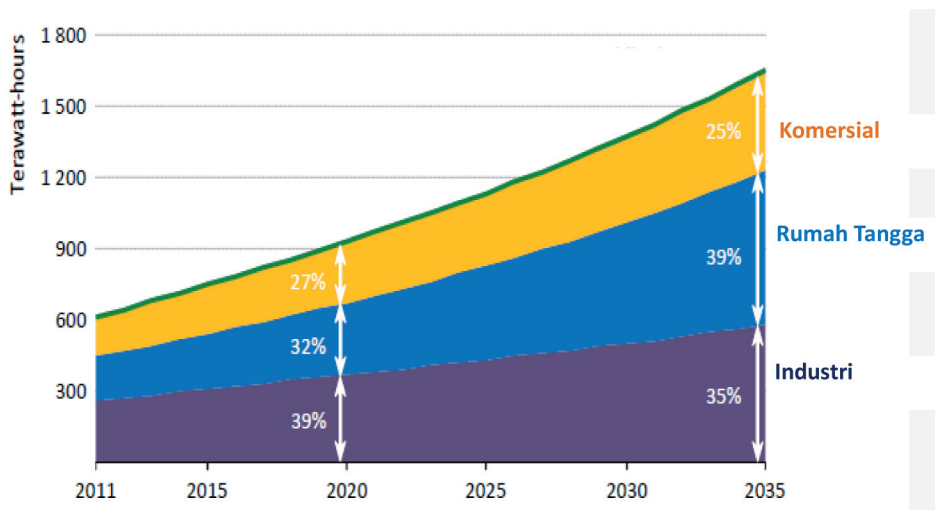
Note : MER (Nilai tukar pasar, Data untuk Laos tidak tersedia)

#### Grafik 3.12. Konsumsi Listrik dan Pendapatan Per Kapita ASEAN

Bauran pembangkit listrik di ASEAN sangat bergantung pada bahan bakar fosil, dengan kontribusi gas bumi sebesar 41,2%, batubara sebesar 25% dan minyak bumi memberikan kontribusi sebesar 7,4%.

Untuk pembangkit listrik dari energi terbarukan, pemanfaatannya cukup signifikan yaitu sebesar 26,4%, dengan komposisi 20,3% dari pembangkit listrik tenaga air dan sebesar 2,1% dari pembangkit listrik tenaga panas bumi sedangkan energi terbarukan lainnya sebesar 4,0%. Sampai dengan saat ini di wilayah ASEAN belum ada pembangkit listrik tenaga nuklir komersial, tetapi beberapa negara telah mengkaji kemungkinan untuk menerapkannya.

Konsumsi listrik tumbuh rata-rata sebesar 4,2% per tahun (Grafik 3.13), dengan sektor pengguna akhir yang utama adalah sektor rumah tangga. Sektor ini mengalami peningkatan tercepat dan pangsaanya menggeser sektor industri pada akhir periode proyeksi.



Sumber : Southerst Asia Energy Outlook, 2013

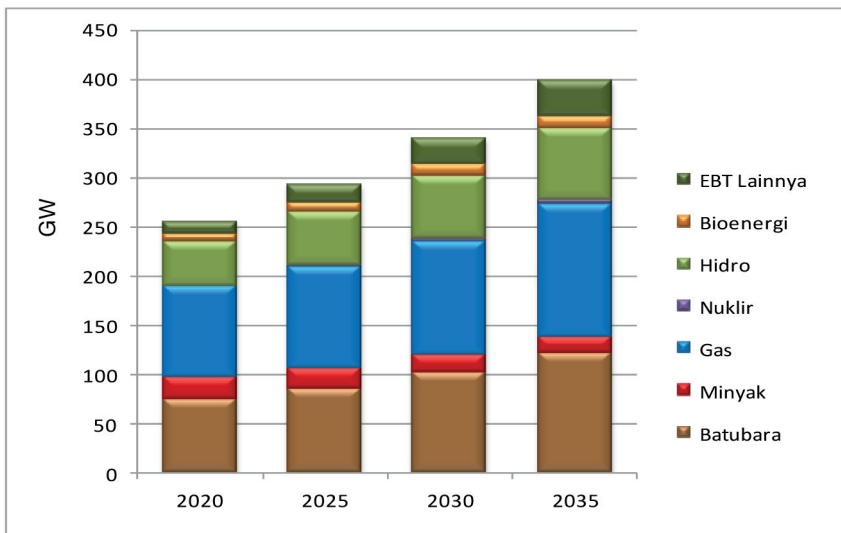
### Grafik 3.13. Proyeksi Kebutuhan Listrik ASEAN berdasarkan Sektor Pengguna

Sampai dengan tahun 2035, kapasitas pembangkit listrik di ASEAN tumbuh rata-rata sebesar 4,2% per tahun. Jenis pembangkit listrik batubara mengalami pertumbuhan tertinggi dengan angka 6,2% per tahun, sedangkan pembangkit listrik tenaga gas

meningkat sekitar 2,2% per tahun. Untuk pembangkit listrik berbasis energi baru terbarukan mengalami peningkatan sebesar 5,7% per tahun. Sedangkan pembangkit listrik berbahan bakar minyak terus menurun sekitar 3,1% per tahun dimana sebagian besar dipertahankan untuk melayani daerah-daerah terpencil.

Dalam pengembangan tenaga nuklir, Vietnam telah menandatangani perjanjian kerjasama dengan Rusia untuk membangun pembangkit listrik tenaga nuklir pertama, dengan konstruksi dimulai pada akhir tahun 2014 dan akan masuk dalam bauran listrik sebelum tahun 2025. Thailand memasukkan tenaga nuklir dalam rencana pembangunan tenaga listriknya pada tahun 2026 dan diperkirakan mulai memproduksi listrik sebelum tahun 2030.

Produksi listrik di ASEAN tumbuh rata-rata sebesar 4,2% per tahun, dari 696 TWh pada tahun 2011 menjadi hampir 1.900 TWh pada tahun 2035. Pangsa pembangkit batubara berkembang dari 31% menjadi 49%, sedangkan pangsa gas turun dari 44% menjadi 28% selama periode proyeksi.



Sumber : *Southeast Asia Energy Outlook, 2013*

**Grafik 3.14. Kapasitas Pembangkit Listrik ASEAN**

## **3.3 Kondisi Energi Indonesia**

### **3.3.1 Sumber Daya dan Cadangan**

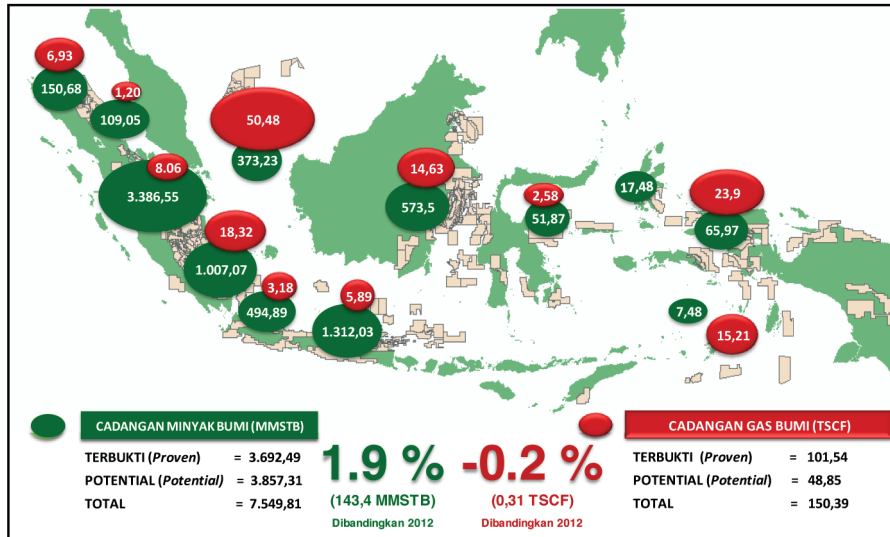
#### **3.3.1.1 Minyak dan Gas Bumi**

Cadangan minyak bumi nasional baik berupa cadangan terbukti maupun cadangan potensial mengalami peningkatan pada periode 2012-2013. Cadangan potensial minyak pada tahun 2013 sebesar 3,85 miliar barel sedangkan cadangan terbukti sebesar 3,69 miliar barel.

Sebaran cadangan minyak bumi tersebut sebagian besar terdapat di wilayah Sumatera yang mencapai 62,1% dari total cadangan minyak bumi nasional atau sebesar 5,02 miliar barel. Sedangkan Jawa dan Kalimantan masing-masing memiliki cadangan minyak bumi sebesar 1,81 miliar barel dan 0,57 miliar barel. Sisanya sebesar 0,14 miliar barel terdapat di daerah Papua, Maluku dan Sulawesi.

Pangsa cadangan minyak bumi Indonesia hanya berkisar 0,5% dari total cadangan minyak bumi dunia. Di lain sisi, laju konsumsi BBM sebagai produk hasil olahan terus mengalami peningkatan sedangkan laju produksi dalam 18 tahun terakhir terus mengalami penurunan. Hal ini mengindikasikan bahwa Indonesia rentan terhadap perubahan kondisi global yang dapat berpengaruh pada ketahanan energi nasional sebagai akibat dari tingginya ketergantungan pasokan dari luar.





Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

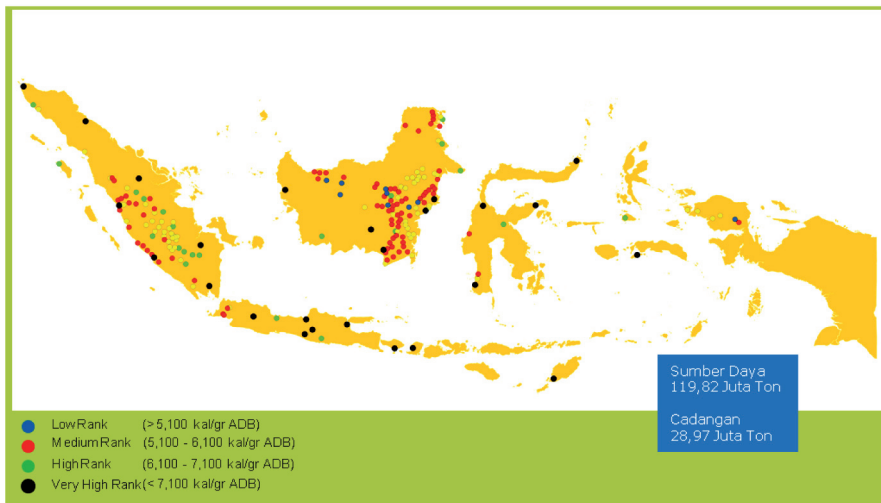
**Gambar 3.2. Sumber Daya Minyak dan Gas Bumi**

Cadangan gas bumi nasional tersebar di seluruh wilayah Indonesia. Total cadangan gas bumi pada tahun 2012 sebesar 150,39 TSCF, dimana cadangan terbukti berkisar 101,54 TSCF sedangkan cadangan potensial berkisar 48,85 TSCF. Dibandingkan dengan tahun sebelumnya, cadangan gas bumi nasional mengalami penurunan berkisar 0,2% akibat dari laju produksi pertahun tidak dapat diimbangi oleh penemuan cadangan baru. Total cadangan gas bumi pada tahun 2012 berkisar 150,7 TSCF yang artinya terjadi penurunan sekitar 0,2% atau sebesar 0,31 TSCF pada tahun 2013.

### 3.3.1.2 Batubara

Cadangan batubara Indonesia sampai dengan 2013 mencapai sebesar 28,97 Miliar Ton, sedangkan sumber daya batubara mencapai 119,82 miliar Ton dengan rincian sumberdaya terukur sebesar 39,45 miliar Ton, terindikasi sebesar 29,44 miliar Ton, tereka sebesar 32,08 miliar Ton dan hipotetik sebesar 19,56 miliar Ton. Jika melihat

tingkat produksi batubara yang mencapai 431 juta Ton, dan apabila diasumsikan bahwa tidak ada peningkatan cadangan terbukti, maka produksi batubara diperkirakan dapat bertahan dalam jangka waktu 50 tahun mendatang.



Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

### Gambar 3.3. Sumber Daya Batubara

Pemerintah perlu mendorong peningkatan eksplorasi dan teknologi untuk meningkatkan status sumber daya menjadi cadangan melalui pemberian insentif serta menciptakan regulasi yang dapat mengatasi hambatan dalam investasi di bidang eksplorasi batubara. Dikhawatirkan jika permasalahan ini tidak diselesaikan maka Indonesia akan berbalik menjadi importir batubara mengingat kebutuhan dalam negeri yang semakin meningkat.

Secara global, cadangan batubara Indonesia hanya sebesar 0,8 % (*BP Statistical Review*) dari total cadangan batubara dunia. Namun Indonesia merupakan pengeksport batubara terbesar dimana hampir 79,5% produksi batubara untuk keperluan ekspor.

### 3.3.1.3 Energi Baru Terbarukan

Total potensi panas bumi Indonesia mencapai 28.910 MW yang terdiri dari cadangan dan sumber daya panas bumi yang tersebar di 312 lokasi (93 di Sumatera, 71 di Jawa, 12 di Kalimantan, 70 di Sulawesi, 33 di Bali dan Nusa Tenggara, 33 di Maluku dan Papua).

Potensi tenaga hidro di Indonesia yang tersedia saat ini mencapai 75.000 MW yang tersebar di seluruh wilayah kepulauan Indonesia. Sampai dengan saat ini, kapasitas terpasang pembangkit listrik tenaga air (termasuk PLT-Minihidro dan PLT-Mikro Hidro) mencapai 7.573 MW. Hampir seluruh waduk di Indonesia merupakan bagian dari pembangkit listrik tenaga air memiliki umur yang relatif tua, dimana terbatasnya anggaran perawatan, kurangnya kepedulian dari Pemerintah dan masyarakat, menyebabkan terjadinya sedimentasi waduk yang dapat mengurangi produksi listrik mencapai 30% dari produksi normalnya.

Potensi biomassa mencapai 32.654 MW, dengan kapasitas terpasang 1.716 MW. Limbah yang berasal dari hewan maupun tumbuhan semuanya potensial untuk dikembangkan. Potensi lainnya adalah tanaman pangan dan perkebunan yang menghasilkan limbah cukup besar dan dapat dipergunakan untuk keperluan lain seperti bahan bakar nabati. Potensi biomassa mencapai 32.654 MW, dengan kapasitas terpasang 1.716 MW.

Sedangkan untuk energi terbarukan lainnya seperti energi surya, energi angin, energi laut dan uranium memiliki potensi untuk dikembangkan di masa mendatang. Sumber daya energi surya sebesar 4,80 KWh/M<sup>2</sup>/day, sedangkan energi angin sebesar 3-6 m/s, energi laut sebesar 49 GW dan potensi listrik dari uranium sebesar 3.000 MW, terlihat pada Tabel 3.

**Tabel 3.1. Sumber Daya Energi Baru Terbarukan**

NO.	TYPE	SUMBER DAYA	KAPASITAS TERPASANG (MW)	RASIO (%)
1	2	3	4	5 = 4/3
1	Hidro (MW)	75.000MW	7573	10.1%
2	Panas Bumi (MW)	28.910 MW	1.344	4.65%
3	Biomassa (MW)	32.654 MW	1.717	5.26%
4	Surya	4,80 kWh/m <sup>2</sup> /day	48	-
5	Angin	3–6 m/s	1.87	-
6	Laut	49 GW <sup>*)</sup>	0.01 <sup>*)</sup>	0%
7	Uranium	3,000 MW <sup>**)</sup>	30 <sup>*)</sup>	0%

Sumber : Kementerian ESDM, diolah kembali oleh DEN, 2013

\*) Hanya di Kalan – Kalimantan Barat  
 \*\*) Sebagai pusat penelitian, non-energi

\*\*\*) Sumber: Dewan Energi Nasional  
 \*\*\*\*) Prototype BPPT

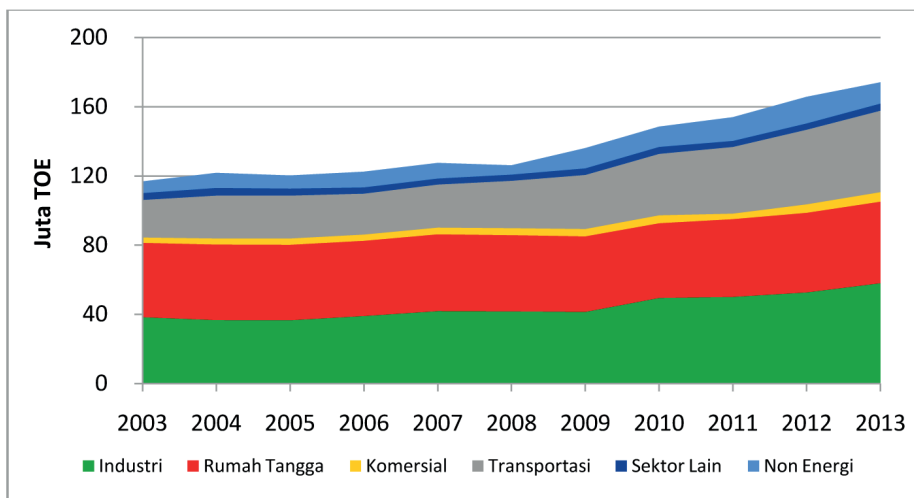
### 3.3.2 Konsumsi Energi Final

Sejalan dengan meningkatnya laju pembangunan dan meningkatnya pola hidup masyarakat, konsumsi energi di Indonesia terus meningkat dari tahun ke tahun. Peningkatan ini terjadi hampir pada semua sektor yang mencakup sektor industri, transportasi, komersial, rumah tangga, pembangkit listrik dan sektor lainnya. Selain biomassa, konsumsi energi final di Indonesia selama ini masih bertumpu pada energi fosil terutama bahan bakar minyak (BBM). Meskipun peran energi fosil lainnya seperti batubara dan gas bumi belum setinggi BBM, namun kedua jenis energi tersebut mengalami peningkatan yang cukup tinggi.

Perkembangan konsumsi energi berdasarkan sektor pengguna di Indonesia tahun 2003-2013 ditunjukkan pada Grafik 3.15. Dari grafik tersebut terlihat total konsumsi energi final pada periode 2003-2013 terus mengalami peningkatan dengan laju

pertumbuhan rata-rata sebesar 4,1% per tahun. Total konsumsi energi final meningkat dari 117 juta TOE pada tahun 2003 menjadi 174 juta TOE di tahun 2013.

Pada tahun 2013, Sektor industri merupakan sektor dengan pangsa konsumsi energi final terbesar yaitu sebesar 33% diikuti oleh sektor rumah tangga sebesar 27% dan sektor transportasi sebesar 27%. Sedangkan sektor komersial, sektor lainnya dan penggunaan untuk bahan baku 10%.

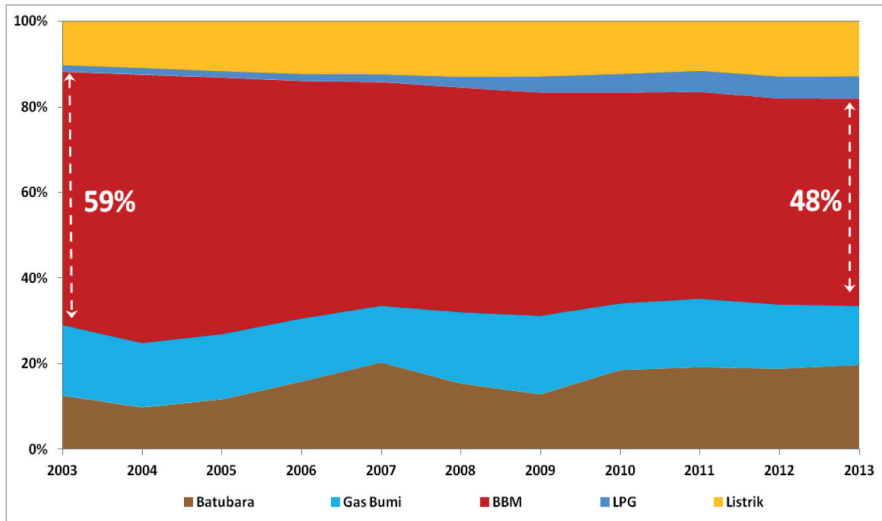


Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

Note : dengan Biomassa

### Grafik 3.15. Konsumsi Energi Final Indonesia Menurut Sektor

Apabila tanpa biomassa, total konsumsi energi final pada periode 2003-2013 tetap mengalami peningkatan dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 5,5% per tahun. Total konsumsi energi final meningkat dari 79 juta TOE menjadi 134 juta TOE.



Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

Note : Tanpa biomassa

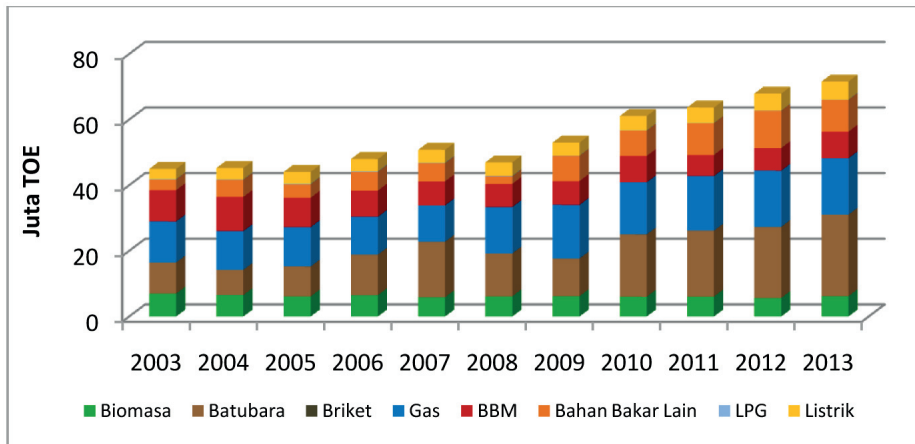
### Grafik 3.16. Pangsa Konsumsi Energi Final Indonesia Menurut Jenis Energi

Berdasarkan jenis energi, BBM masih merupakan sumber energi fosil yang penting bagi Indonesia, meskipun pangasanya turun sebesar 59% pada tahun 2003, menjadi 48% pada tahun 2013. Pada periode yang sama pangsa batubara naik dari 12% menjadi 19%, gas bumi turun dari 17% menjadi 14%, LPG naik dari 2% menjadi 5%, dan listrik naik dari 10% menjadi 13%.

#### 3.3.2.1 Sektor Industri

Pada tahun 2013 konsumsi energi di sektor industri masih mengandalkan pasokan energi fosil terutama batubara, gas, BBM, LPG dan tentu saja listrik sebagai konsumsi energi final. Pemakaian batubara dan produk BBM lainnya (seperti pelumas, lilin, dan lain sebagainya) dari tahun 2003 hingga 2013 mengalami kenaikan cukup tinggi (Grafik 3.17). Kenaikan tersebut disebabkan didorong oleh tingginya konsumsi pada industri padat energi seperti tekstil, semen, keramik dan baja serta pengalihan penggunaan BBM akibat dari semakin mahalnya harga BBM. Total konsumsi energi

final di sektor industri pada tahun 2003 sebesar 44,98 juta TOE dan menjadi sebesar 71,62 juta TOE pada tahun 2013 atau naik rata-rata sebesar 4,5% per tahun.



Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

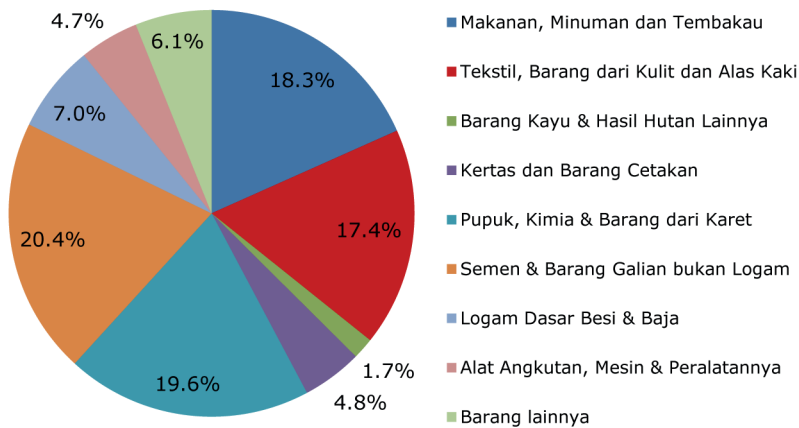
### Grafik 3.17. Konsumsi Energi Final Sektor Industri

Pangsa konsumsi batubara pada sektor industri periode 2003-2013 naik dari 21,1% menjadi 34,7% atau tumbuh rata-rata sebesar 10% per tahun, sedangkan pangsa kebutuhan produk BBM lainnya meningkat dari 7,3% menjadi 13,6% atau naik rata-rata sebesar 11,5% per tahun. Kebutuhan gas, meskipun secara volume mengalami kenaikan sebesar 3,25% per tahun, namun kontribusi terhadap total konsumsi mengalami penurunan. Jika pada tahun 2003 pangsa kebutuhan gas sebesar 27,8%, namun pada tahun 2013 turun menjadi sebesar 24,0%.

Sementara itu, konsumsi jenis BBM, LPG, Biomassa dan Briket pada sektor industri mengalami penurunan. Konsumsi BBM secara volume, antara tahun 2003 dan 2013 mengalami penurunan rata-rata sebesar 1,7% per tahun. Adapun pangsa, turun cukup signifikan dari 21,2% menjadi 11,3%. Konsumsi LPG mengalami penurunan sebesar 1,5% per tahun dan pangsa turun dari 0,2% pada tahun 2003 menjadi 0,1% pada tahun 2013. Pada periode yang sama konsumsi biomassa mengalami penurunan sebesar 1,22% per tahun sementara pangsa turun dari 15,5% pada

tahun 2003 menjadi 8,6% pada tahun 2013. Adapun kebutuhan briket sangat kecil dan semakin menurun di tahun terakhir.

Berdasarkan jenis industrinya, industri semen dan bahan galian bukan logam dan industri pupuk, kimia dan bahan dari karet merupakan sektor industri yang memakai energi cukup besar yaitu sebesar 20,4% dan 19,6%, diikuti oleh industri makanan, minuman dan tembakau sebesar 18,3%.



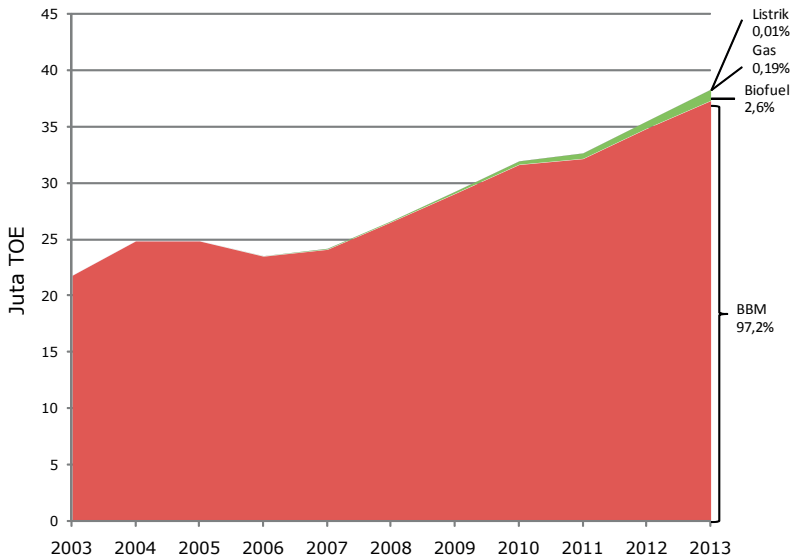
Sumber : Study INDEF, Kementerian Perindustrian

**Grafik 3.18. Pangsa Konsumsi Energi Sub Sektor Industri**

### 3.3.2.2 Sektor Transportasi

Sektor transportasi merupakan sektor yang paling besar mengkonsumsi BBM dibanding sektor lainnya. Pada tahun 2006, konsumsi BBM pada sektor ini mulai disubstitusi dengan bahan bakar biofuel baik biodiesel maupun biopremium. Gambaran konsumsi energi di sektor transportasi menurut jenis energi ditunjukkan pada Grafik 3.19



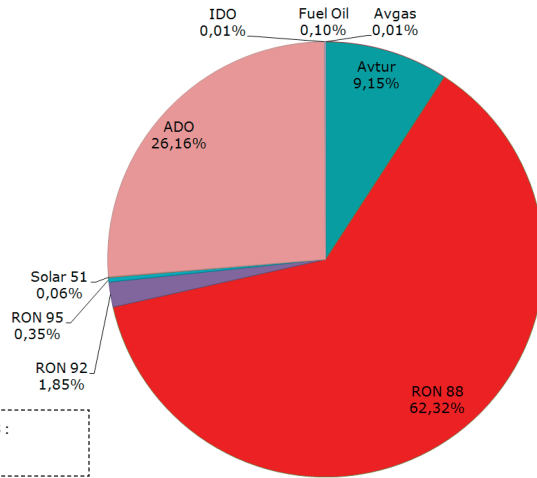


Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

### Grafik 3.19. Konsumsi Energi Sektor Transportasi Menurut Jenis

Jenis BBM yang paling banyak digunakan di sektor transportasi darat adalah bensin dan minyak solar. Pangsa bensin dan minyak solar terhadap total konsumsi bahan bakar di sektor transportasi mencapai pada tahun 2003 masing-masing sebesar 53,1% dan sebesar 39,3%, pada tahun 2003 dan pada tahun 2013 sebesar 51,0% dan 20,7%. Sebagian dari kedua jenis bahan bakar tersebut masih impor dikarenakan produksi kilang minyak dalam negeri yang tidak mencukupi.

Pemanfaatan gas (CNG) dan listrik pada sektor transportasi masih sangat kecil (>0,5%) dari total konsumsi total. Sementara bahan bakar nabati, sejak diperkenalkan tahun 2006 meningkat dari 20 ribu TOE pada tahun 2006 menjadi 986 ribu TOE pada tahun 2013. Penjualan produk biopremium berhenti pada tahun 2010 sampai dengan tahun 2012 disebabkan harga jual dari produsen ke Pertamina dianggap tidak ekonomis.



Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

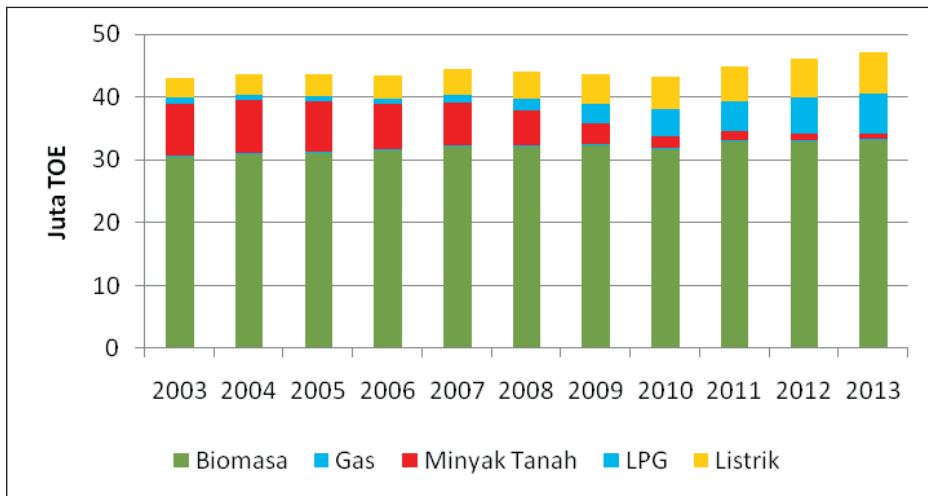
**Grafik 3.20. Pangsa Bahan Bakar Minyak Sektor Transportasi Menurut Jenis**

### 3.3.2.3 Sektor Rumah Tangga

Dengan semakin membaiknya perekonomian baik di perkotaan maupun pedesaan, pola konsumsi energi di sektor rumah tangga mengalami pergeseran. Konsumsi minyak tanah untuk keperluan memasak beralih ke gas, elpiji atau listrik. Dalam kurun waktu 2003-2013, total kebutuhan energi (termasuk biomassa) di sektor rumah tangga meningkat sebesar 42,96 juta TOE tumbuh 0,8% per tahun dari tahun 2003 menjadi 47,11 juta TOE pada tahun 2013. Dari jumlah tersebut, kebutuhan biomassa mencapai 71% pada tahun 2003 dan relatif tetap pada tahun 2013. Sementara kebutuhan minyak tanah beralih ke LPG, sebagai dampak program substitusi energi. Jika kebutuhan minyak tanah mengalami penurunan sebesar 19,3% per tahun, sebaliknya LPG mengalami kenaikan sebesar 20,7% per tahun. Jika pada tahun 2003 pangsa minyak tanah dan LPG masing-masing sebesar 19,4%, dan 2,5%, maka pada tahun 2013 keduanya berubah menjadi 1,8%, dan 13,3%. Untuk kebutuhan listrik, selama tahun 2003-2013 telah mengalami kenaikan rata-rata sebesar 8,0% per tahun. Sementara kebutuhannya meningkat dari 7,1% pada tahun 2003 menjadi

13,9% pada tahun 2013. Penggunaan gas masih sangat kecil (0,03%-0,04%) meskipun kecenderungannya mengalami kenaikan sebesar 2,1% per tahun

Dilihat dari penggunaannya, sebagian besar energi seperti minyak tanah, gas dan elpiji yang dikonsumsi sektor rumah tangga digunakan untuk memasak. Sedangkan listrik digunakan terutama untuk penerangan. Untuk daerah pedesaan yang belum terlistriki, minyak tanah masih digunakan masyarakat untuk penerangan dan memasak, namun penggunaannya di rumah tangga terus mengalami penurunan akibat pengantian/substitusi.



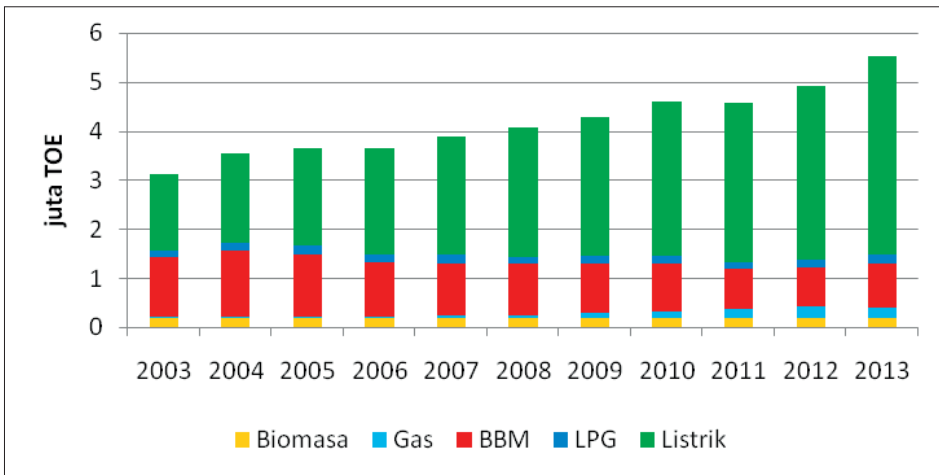
Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

**Grafik 3.21. Konsumsi Energi Sektor Rumah Tangga Menurut Jenis**

#### 3.3.2.4 Sektor Komersial

Sektor komersial merupakan gabungan dari beberapa kegiatan usaha yaitu meliputi keuangan, perdagangan, pariwisata dan jasa. Sebagian besar usaha-usaha tersebut sangat bergantung pada energi listrik dan BBM guna menunjang kegiatan operasional. Dalam porsi kecil, sektor komersial memanfaatkan juga biomassa, gas, elpiji, minyak tanah, minyak diesel dan solar.

Dengan laju pertumbuhan sekitar 5,9% per tahun, konsumsi energi sektor komersial telah meningkat dari 3,1 juta TOE pada tahun 2003 menjadi 5,5 juta TOE pada tahun 2013. Pada sektor ini, konsumsi listrik mempunyai pangsa terbesar, dimana pada tahun 2003 pangsa konsumsi listrik sebesar 49,8% meningkat menjadi 73,4% pada tahun 2013 dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 10,1% per tahun. Konsumsi BBM terus mengalami penurunan sebesar 2,9% per tahun, tetapi pangsa konsumsinya relatif besar yaitu sebesar 16,4% pada tahun 2013. Sedangkan konsumsi biomassa pada sektor ini terus menurun rata-rata 0,5% per tahun, yaitu dari 6,4% pada tahun 2003 menjadi 3,4% pada tahun 2013. Sementara untuk konsumsi gas, meskipun pangsa penggunaannya masih kecil, namun pertumbuhan konsumsinya cukup tinggi, yaitu dari 22,02 ribu TOE pada tahun 2003 menjadi 198,60 ribu TOE pada tahun 2013. Adapun untuk kebutuhan LPG, mengalami penurunan dari 131,43 ribu TOE pada tahun 2003 menjadi 176,44 juta TOE pada tahun 2013 atau turun rata-rata sebesar 3,0% per tahun. (Grafik 3.22).

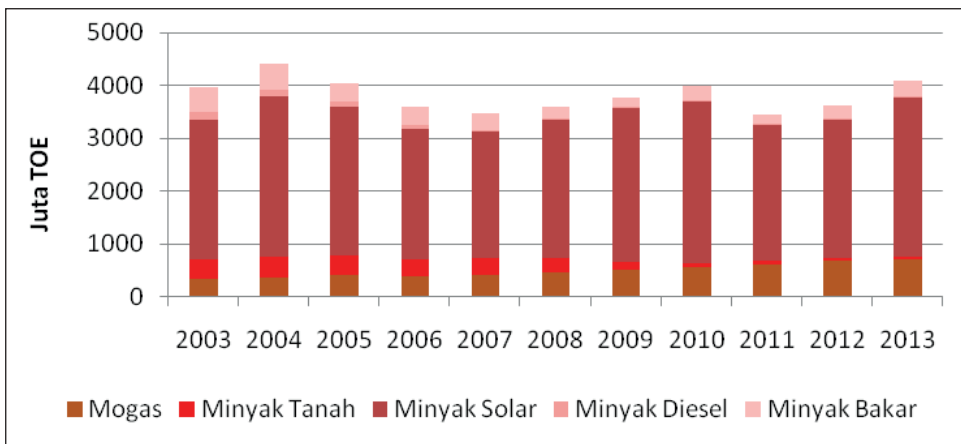


Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

**Grafik 3.22. Konsumsi Energi Sektor Komersial Menurut Jenis**

### 3.3.2.5 Sektor Lainnya

Sektor lainnya meliputi sektor pertambangan, konstruksi, perikanan, pertanian dan perkebunan. Jenis energi yang digunakan pada sektor ini hanya terbatas pada jenis BBM saja. Konsumsi energi untuk sektor lainnya relatif konstan bahkan mengalami penurunan dibanding dengan sektor ekonomi lainnya. Konsumsi pada tahun 2003 sebesar 3,95 juta TOE dan meningkat menjadi 4,01 juta TOE pada tahun 2013 atau naik rata-rata sebesar 1,4% per tahun. Berdasarkan jenisnya, pada periode yang sama minyak solar memiliki pangsa kebutuhan tertinggi yaitu berkisar antara 66,7% - 73,7%, diikuti bensin sebesar 8,6% - 17,4%, dan kebutuhan lainnya sebesar 1%-7%. (Grafik 3.23)



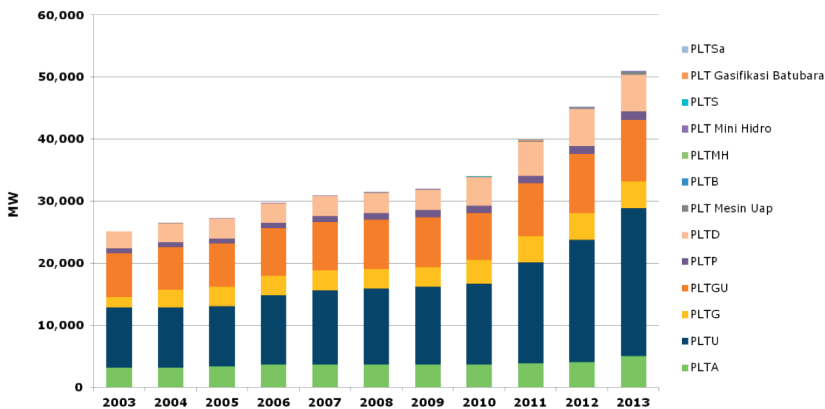
Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

**Grafik 3.23. Konsumsi Energi Sektor Lain-Lain Menurut Jenis**

### 3.3.2.6 Sektor Pembangkit Listrik

Kebutuhan listrik di Indonesia saat ini dipasok oleh pembangkit listrik PLN dan non PLN (IPP) atau *captive power*-yang biasanya dimiliki oleh industri-industri besar dan menengah yang belum tersambung dengan jaringan listrik PLN. Penggunaan *captive power* juga merupakan salah satu cara industri untuk mendapatkan listrik yang lebih handal dan ekonomis.

Perkembangan kapasitas pembangkit listrik mulai tahun 2003 sampai dengan tahun 2013 ditunjukkan seperti pada Grafik 3.24. Secara keseluruhan, dalam kurun waktu tersebut, total pembangkit listrik di Indonesia mengalami kenaikan rata-rata sebesar 7,3% per tahun. PLTG memiliki laju pertumbuhan tertinggi sebesar 10% per tahun, dan laju pertumbuhan PLTU rata-rata sebesar 9,3% per tahun. Jika dilihat pangsaanya pada tahun terakhir, PLTU merupakan yang terbesar yaitu 46,7% disusul PLTGU, PLTD masing-masing sebesar 19,3% dan 11,6%. Sementara pangsa pembangkit listrik berbasis energi baru dan terbarukan masih cukup rendah, yaitu PLTA sebesar 9,9%, PLTP sebesar 2,6% dan EBT lainnya masih di bawah 0,5%.

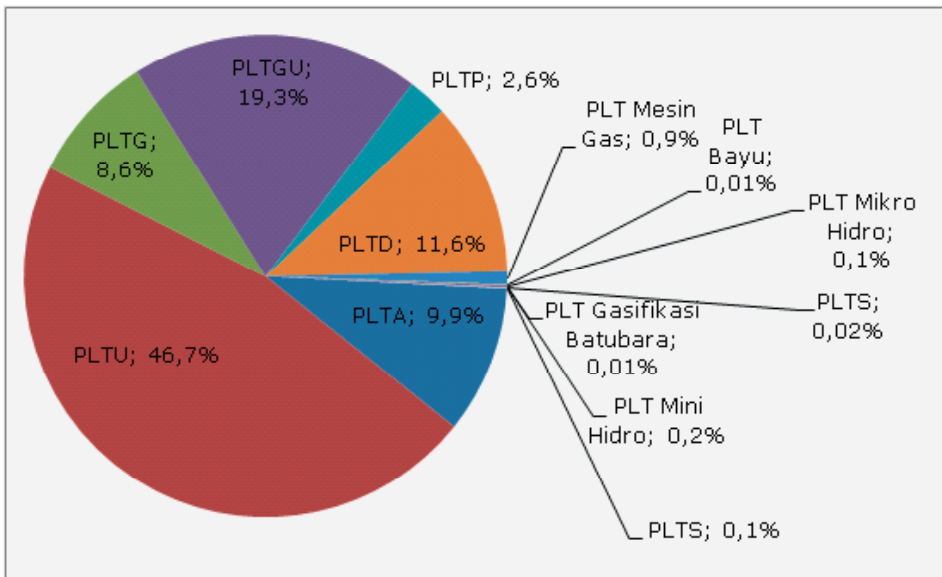


Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

**Grafik 3.24. Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik Menurut Jenis Energi**

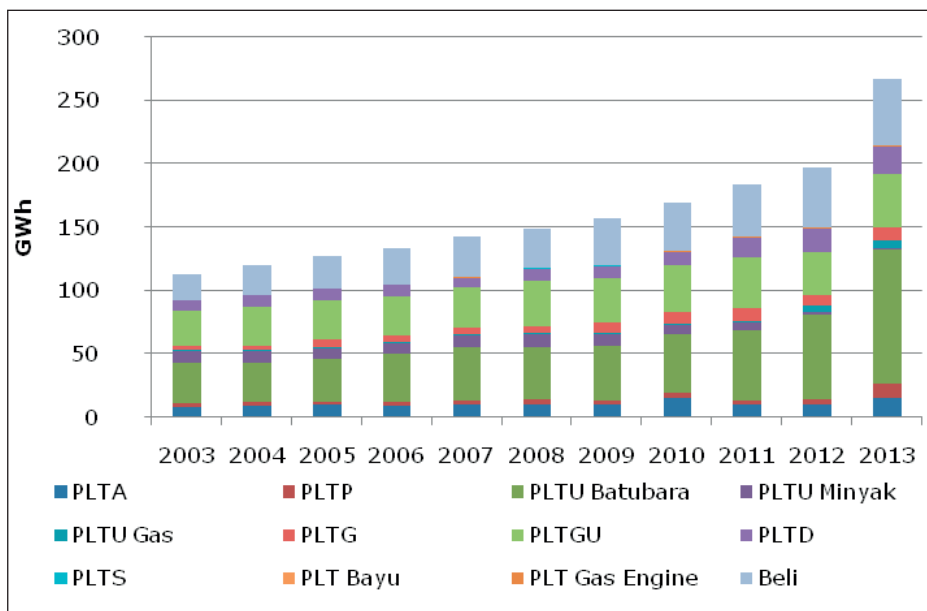
Untuk pembangkit listrik berbahan bakar fosil, dalam sepuluh tahun terakhir (2003-2013), PLTU Batubara meningkat sebesar 10,0%, PLT berbasis Gas meningkat sebesar 8,3%, PLT berbasis BBM IDO dan minyak bakar (FO) masing-masing menurun sebesar 20,4% dan 7,4%. Sementara PLT berbasis HSD meningkat sebesar 2,3%.

Perkembangan produksi listrik dalam periode 2003-2013 ditunjukkan pada Grafik 3.26. Produksi dari PLTU meningkat sebesar 6,9% per tahun, dengan komposisi PLTU Batubara meningkat sebesar 8,9%, sementara PLTU Minyak menurun sebesar 18,0% dan PLTU Gas meningkat sebesar 16,0% per tahun. Untuk PLTG dan PLTGU masing-masing meningkat sebesar 13,7% per tahun dan 2,5% per tahun. Adapun untuk pembangkit listrik berbasis energi baru dan terbarukan, pertumbuhannya masih rendah yaitu sebesar 4,4% per tahun untuk PLTA dan sebesar 3,9% per tahun untuk PLTP dan untuk pembangkit EBT lainnya sangat kecil.



Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

**Grafik 3.25. Pangsa Pembangkit Listrik Menurut Jenis Tahun 2013**



Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

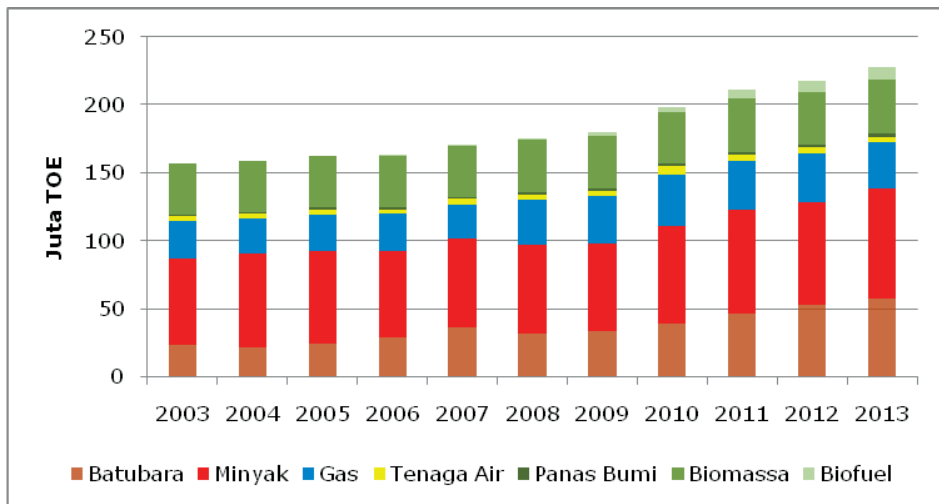
Note : Beli adalah Pembelian listrik oleh PLN

**Grafik 3.26 Produksi Listrik Menurut Jenis Pembangkit Tahun 2003 - 2013**



### 3.3.3 Penyediaan Energi Primer

Selama kurun waktu tahun 2003-2013, penyediaan energi primer di Indonesia mengalami peningkatan dari sekitar 157,08 Juta TOE pada tahun 2003 menjadi sekitar 228,22 juta TOE (dengan biomassa) pada tahun 2013 atau meningkat rata-rata sebesar 3,8% per tahun. Penyediaan energi primer di Indonesia masih didominasi oleh minyak yang mencakup minyak bumi dan bahan bakar minyak (BBM). Perkembangan penyediaan energi primer dapat dilihat pada Grafik 3.27.



Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

**Grafik 3.27. Perkembangan penyediaan Energi Primer**

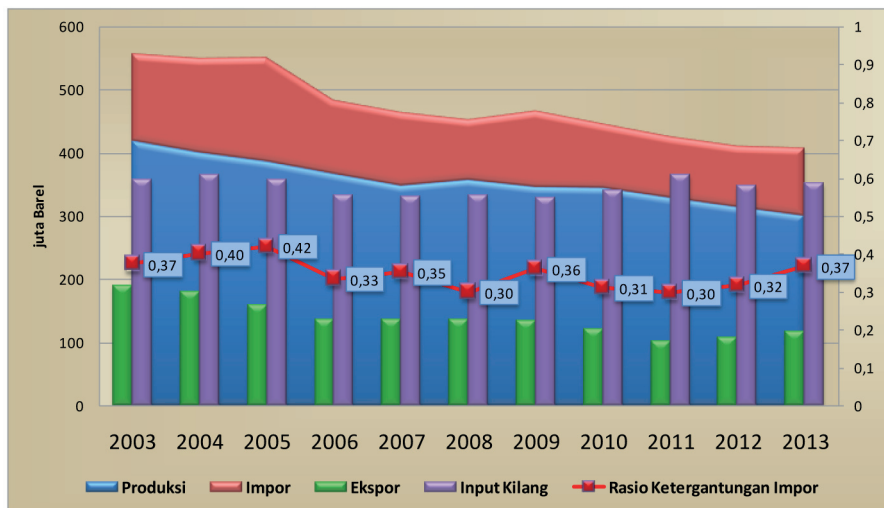
Pertumbuhan konsumsi minyak bumi nasional pada periode yang sama rata-rata sebesar 2,6% per tahun, sedangkan pertumbuhan batubara rata-rata sebesar 9,5% per tahun. Meskipun sudah mengalami penurunan dalam sepuluh tahun terakhir, pangsa minyak masih cukup tinggi yaitu 48,0% (tanpa biomassa). Pertumbuhan konsumsi gas yang meliputi gas bumi dan produk gas lebih rendah dari minyak, yaitu hanya sekitar 2,7%. Infrastruktur gas di Indonesia yang masih terbatas menjadi kendala penggunaan gas di dalam negeri khususnya gas bumi yang dalam penyalurannya sangat tergantung pada pipa.

Pemanfaatan energi baru dan terbarukan belum maksimal disebabkan jenis energi ini belum dapat bersaing dengan energi konvensional seperti minyak dan gas bumi. Biaya pokok produksi energi baru dan terbarukan relatif lebih tinggi dari energi fosil seperti batubara dan gas bumi untuk listrik, dan BBM pada sektor transportasi. Adanya penghapusan subsidi BBM secara bertahap untuk sektor transportasi dan kebijakan *feed in tariffs (FIT)* pada sektor kelistrikan akan berdampak pada berkembangnya pemanfaatan energi baru dan terbarukan di Indonesia.

### **3.3.3.1 Minyak Bumi**

Perkembangan produksi dan pasokan minyak bumi selama 2003 - 2013 menunjukkan kecenderungan menurun, masing-masing sebesar 419,26 juta barel pada tahun 2003 dan menjadi sekitar 300,83 juta barel pada tahun 2013. Penurunan produksi tersebut disebabkan oleh sumur-sumur produksi minyak bumi yang umumnya sudah tua sementara produksi sumur baru relatif terbatas. Peningkatan konsumsi BBM di dalam negeri dan penurunan produksi minyak bumi telah menyebabkan ekspor minyak bumi menurun, sebaliknya impor minyak bumi dan BBM terus meningkat. Perkembangan penyediaan minyak bumi Indonesia 2003 - 2013 sebagaimana pada Grafik 3.28 Dalam perkembangannya kebutuhan mengalami penurunan yang signifikan pada tahun 2006 dikarenakan kenaikan harga BBM hingga dua kali pada tahun tersebut, sehingga menyebabkan konsumsi BBM di dalam negeri turun dan kebutuhan impor minyak bumi dan BBM juga turun.

Kenaikan Rasio Ketergantungan Impor Indonesia perlu menjadi perhatian, dimana selama periode 2003 - 2013 rasio ketergantungan impor rata-rata 32% per tahun, dan terus meningkat hingga 37% pada tahun 2013. Hal ini disebabkan kemampuan produksi minyak semakin menurun, sedangkan konsumsi terus meningkat.



Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013

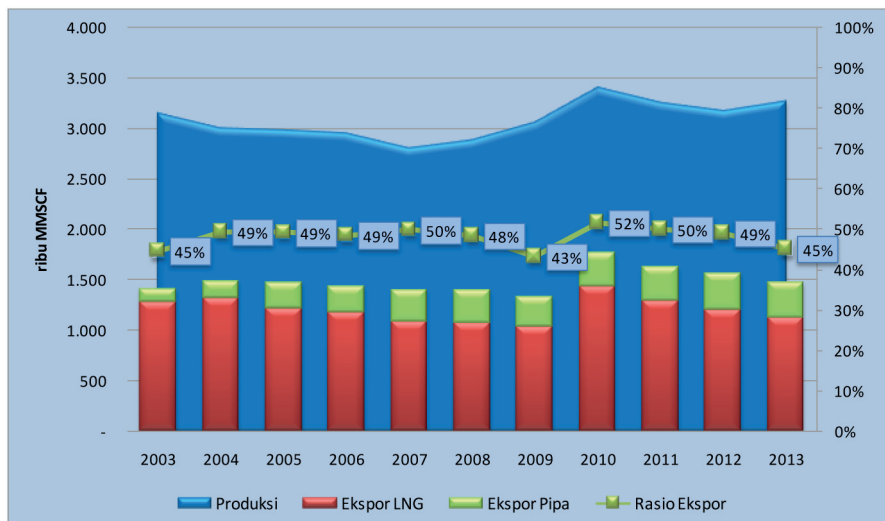
Note :  $Rasio\ Ketergantungan\ Impor = Impor / (Produksi + Impor - Ekspor)$

**Grafik 3.28. Perkembangan Produksi, Impor dan Ekspor Minyak**

### 3.3.3.2 Gas Bumi

Produksi gas bumi selama periode sepuluh tahun terakhir relatif fluktuatif, dengan rata-rata produksi sekitar 3,07 juta MMSCF per tahun. Sebagian produksi gas bumi digunakan untuk memenuhi kebutuhan sektor industri, PLN, gas kota, *gas lift and reinjection*, dan *own use*. Selain digunakan untuk memenuhi kebutuhan domestik gas bumi juga dijadikan sebagai komoditi ekspor dalam bentuk LNG dan gas pipa.

Pemanfaatan gas bumi di sektor industri dan kelistrikan dapat menekan biaya bahan bakar karena harga gas bumi relatif lebih murah dan bersih dibandingkan BBM. Selama sepuluh tahun terakhir, gas bumi yang diekspor (sebagai gas pipa maupun LNG) masih separuh dari total produksi atau hampir sama dengan konsumsi domestik (Grafik 3.29). Rendahnya pemanfaatan gas bumi untuk memenuhi kebutuhan domestik terutama diakibatkan oleh terbatasnya infrastruktur gas bumi, dimana sebagian besar sumber gas bumi terletak di luar Jawa, sedangkan konsumen gas bumi umumnya berada di Jawa.



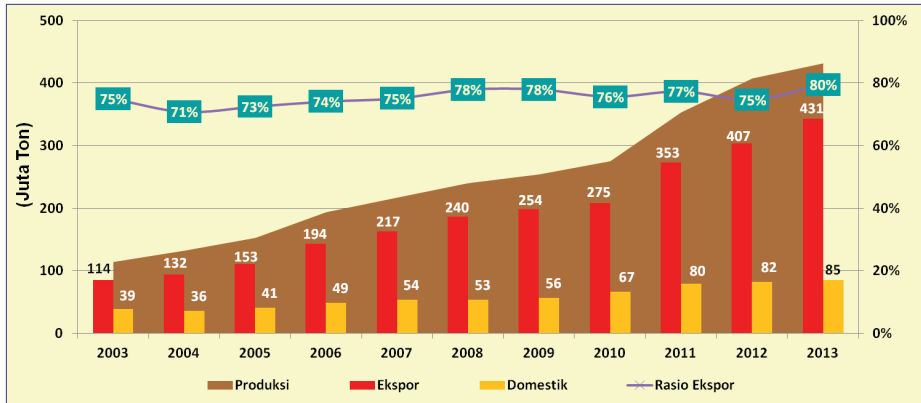
Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013  
 Note : Rasio Ketergantungan Ekspor = Ekspor / Produksi

**Grafik 3.29. Perkembangan Produksi dan Ekspor Gas**

### 3.3.3.3 Batubara

Batubara merupakan salah satu andalan pasokan energi nasional, baik untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri maupun sebagai komoditi ekspor. Batubara dapat mendukung ketahanan energi nasional, karena cadangannya relatif besar dan pemanfaatannya merupakan salah satu cara mengurangi ketergantungan terhadap BBM. Pemanfaatan batubara sejauh ini adalah sebagai bahan bakar pada pembangkit listrik dan industri. Total produksi batubara di tahun 2003 sekitar 114 juta ton dan pada tahun 2013 meningkat menjadi 449 juta ton. Sebagian besar produksi batubara atau 73,2% batubara digunakan sebagai komoditi ekspor (Grafik 3.30). Indonesia menjadi pengekspor batubara terbesar di dunia meskipun cadangannya hanya sebesar 3% dari cadangan dunia.

Pasokan batubara untuk pembangkit listrik mengalami kenaikan sebesar 10% per tahun selama periode 2003-2013. Pasokan batubara untuk industri (besi, keramik, pulp) pada periode yang sama mengalami kenaikan rata-rata 4,2% per tahun. Pasokan batubara untuk keperluan domestik sebagian kecil diimpor terutama untuk memenuhi keperluan khusus seperti batubara kalori tinggi untuk reduktor industri besi baja.

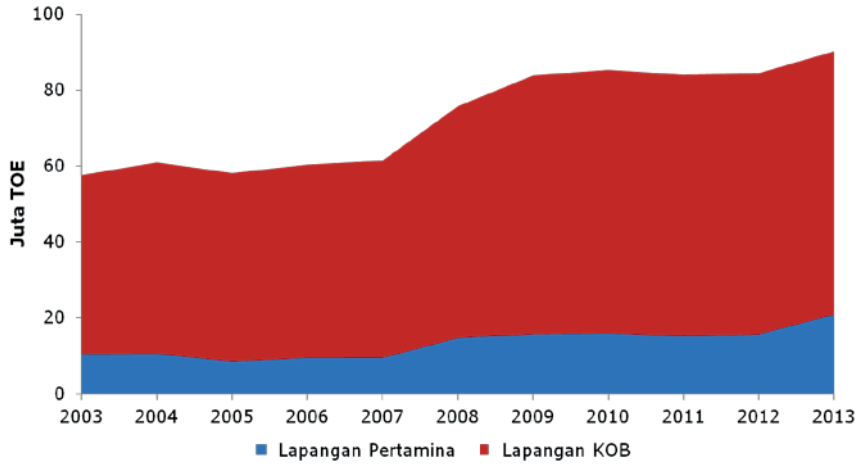


Sumber : Kementerian ESDM, diolah oleh DEN, 2013  
 Note : Ratio ekspor =total ekspor/total produksi

**Grafik 3.30. Perkembangan Produksi, Ekspor dan Impor Batubara**

### 3.3.3.4 Panas Bumi dan Hidro

Pemanfaatan tenaga panas bumi di Indonesia adalah sebagai energi primer adalah untuk pembangkit listrik. Selain itu, panas bumi juga dapat dimanfaatkan langsung di industri pertanian, seperti untuk pengeringan hasil pertanian, sterilisasi media tanaman, dan budi daya tanaman tertentu. Pada umumnya pemanfaatan panas bumi secara langsung dikelola oleh daerah setempat untuk keperluan pariwisata. Produksi uap panas bumi pada tahun 2003 adalah sebesar 47,16 juta ton uap dan pada tahun 2013 produksi uap panas bumi mengalami kenaikan cukup besar mencapai 69,29 juta ton uap atau meningkat 3,9% per tahun. Grafik 3.31 merupakan gambaran produksi uap dari panas bumi.



Sumber : Kementerian ESDM

**Grafik 3.31. Perkembangan Produksi Uap Panas Bumi**

## BAB IV

# Tantangan Pengelolaan Energi



# Tantangan Pengelolaan Energi

Kondisi pengelolaan energi Indonesia masih cukup memprihatinkan terlihat dari beberapa tantangan yang saat ini dihadapi sektor energi, diantaranya adalah perubahan paradigma pembangunan energi nasional, dengan keharusan mengurangi dan menghentikan ekspor energi fosil, sehingga harus mencari pengganti peran sektor energi dalam APBN; harga energi yang terjangkau oleh masyarakat dan mengurangi subsidi yang ada pada harga tersebut; pemanfaatan energi baru terbarukan belum optimal; kondisi infrastruktur yang belum optimal; prioritas pembangunan energi untuk mencapai target bauran energi nasional yang ditetapkan dalam REN 2050; dan desentralisasi perencanaan, tanggung jawab pembangunan energi nasional serta menyiapkan cadangan energi nasional. Diharapkan dengan telah diterbitkannya Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional, dapat menjawab tantangan yang tersebut diatas.

## 4.1 Target KEN

Kebijakan Energi Nasional (KEN) menuju tahun 2050 yang telah disusun oleh Dewan Energi Nasional dan ditetapkan oleh Pemerintah melalui Peraturan Pemerintah No 79 Tahun 2014 tentang kebijakan Energi Nasional (KEN) yang merupakan penjabaran dari Undang-Undang No 30 Tahun 2007 tentang Energi, dalam rangka untuk menuju kemandirian dan ketahanan energi nasional yang berdaulat. KEN disusun berdasarkan asas kemanfaatan, rasionalitas, efisiensi berkeadilan, peningkatan nilai tambah, berkelanjutan, kesejahteraan masyarakat, pelestarian fungsi lingkungan hidup, ketahanan nasional, dan keterpaduan dengan mengutamakan kemampuan nasional. Adapun tujuan pengelolaan energi diantaranya adalah: (i) tercapainya kemandirian pengelolaan energi, (ii) terjaminnya ketersediaan energi dalam negeri, baik dari sumber di dalam negeri maupun di luar negeri, (iii) tersedianya sumber energi dari dalam negeri dan/atau luar negeri untuk pemenuhan kebutuhan energi dalam negeri, pemenuhan kebutuhan bahan baku industri dalam negeri dan peningkatan devisa Negara, (iv) terjaminnya pengelolaan sumber daya energi secara optimal, terpadu, dan berkelanjutan, (v) termanfaatkannya energi secara efisien di semua sektor, (vi) tercapainya peningkatan akses masyarakat yang tidak mampu dan/atau yang tinggal di daerah terpencil terhadap energi untuk mewujudkan kesejahteraan dan kemakmuran rakyat secara adil dan merata dengan cara menyediakan bantuan untuk meningkatkan ketersediaan energi kepada masyarakat tidak mampu, membangun infrastruktur energi untuk daerah belum berkembang sehingga dapat mengurangi disparitas antardaerah (vii) tercapainya pengembangan kemampuan industri energi dan jasa energi dalam negeri agar mandiri dan meningkatkan profesionalisme sumber daya manusia (viii) terciptanya lapangan kerja, dan (ix) terjaganya kelestarian fungsi lingkungan hidup.

Kebijakan yang disusun untuk mencapai kemandirian dan ketahanan energi didahului dengan membuat proyeksi kebutuhan energi nasional sampai tahun 2050. Proyeksi jangka panjang dibuat untuk mengantisipasi kebutuhan energi Indonesia yang dapat menjamin pertumbuhan ekonomi jangka panjang. Proyeksi yang dibuat sampai tahun

2050 berbasis potensi sumber daya energi nasional baik yang berasal dari energi fosil maupun sumber energi terbarukan lainnya. Memasuki tahun 2025 energi baru dan terbarukan mampu berkontribusi di dalam bauran energi nasional sebesar 87 juta TOE (23%) dan pada tahun 2050 bisa berkontribusi sampai 304 juta TOE (31%).

Potensi energi terbarukan bila dikembangkan dan pemanfaatannya didukung oleh regulasi yang memiliki kepastian hukum akan membantu mengatasi persoalan energi nasional kedepan yang sekaligus berpotensi untuk menciptakan lapangan kerja baru.

## 4.2 Kebijakan Lainnya

Kebijakan lainnya terkait energi yang menjadi tantangan sekaligus menjadi acuan dalam penyusunan *outlook* energi diharapkan akan menjembatani permasalahan dan pemecahan masalah yang saling berkaitan terjadi di sektor energi, antara lain dapat dijabarkan sebagai berikut:

### 4.2.1 Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca (RAN GRK)

Rencana Aksi Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca (RAN GRK) adalah pedoman untuk langkah-langkah dalam memfasilitasi perubahan iklim, seperti telah disampaikan Komitmen Presiden pada Tahun 2007 dalam G - 20 Pittsburgh dan COP 15 untuk menurunkan emisi gas rumah kaca pada tahun 2020. Aksi yang dilakukan dengan upaya sendiri sebesar 26% dan dengan dukungan Internasional sebesar 26% + 15% yaitu 41% melalui pengembangan EBT dan pelaksanaan konservasi energi di seluruh sektor. RAN GRK ditetapkan dalam Peraturan Presiden Nomor 61 Tahun 2011 tentang Rencana Aksi Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca.

### 4.2.2 Masterplan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia (MP3EI)

Masterplan ini diharapkan mampu mempercepat pengembangan berbagai program pembangunan yang ada, terutama dalam mendorong peningkatan nilai tambah

sektor-sektor unggulan ekonomi, pembangunan infrastruktur dan energi, serta pembangunan SDM dan Iptek. Percepatan pembangunan ini diharapkan akan mendongkrak pertumbuhan ekonomi Indonesia kedepannya. adalah sebuah pola induk perencanaan ambisius dari Pemerintah Indonesia untuk dapat mempercepat realisasi perluasan pembangunan ekonomi dan pemerataan kemakmuran agar dapat dinikmati secara merata di kalangan masyarakat. Percepatan dan perluasan pembangunan ekonomi ini akan didukung berdasarkan potensi demografi dan kekayaan sumber daya alam, dan dengan keuntungan geografis masing-masing daerah.

MP3EI adalah percepatan dan perluasan pembangunan ekonomi Indonesia menyediakan pembangunan berdasarkan koridor wilayah kepulauan Indonesia untuk mengubah Indonesia menjadi salah satu ekonomi besar dunia pada tahun 2025. Untuk mencapai tujuan ini, pertumbuhan ekonomi riil harus mencapai 7 – 9 % pertahun.

Pelaksanaan program utama MP3EI akan mencakup 8 (delapan) program utama antara lain konektivitas pertanian, pertambangan, energi, industri, kelautan, pariwisata, telematika, serta pengembangan kawasan strategis. Sementara Implementasi strategi MP3EI terbagi menjadi 3 (tiga) elemen antara lain :

1. Pembangunan 6 (enam) koridor wilayah ekonomi potensial Indonesia yaitu: Koridor Ekonomi Sumatera, Koridor Ekonomi Jawa, Koridor Ekonomi Kalimantan, Koridor Ekonomi Bali dan Nusa Tenggara, serta Koridor Ekonomi Kepulauan Maluku dan Papua.
2. Penguatan hubungan nasional dan internasional.
3. Penguatan kapasitas sumber daya manusia, ilmu pengetahuan dan teknologi nasional untuk mendukung pengembangan program-program utama pada setiap koridor ekonomi.

Pelaksanaan MP3EI akan dikoordinasikan oleh suatu Komite yang diketuai oleh Presiden Republik Indonesia, dimana komite ini akan bertanggung jawab untuk koordinasi dan evaluasi, identifikasi terhadap strategi dan langkah-langkah yang dilakukan dalam MP3EI tersebut.

#### **4.2.3 Domestic Market Obligation (DMO)**

*Domestic Market Obligation* adalah Kebijakan mengenai kewajiban pemenuhan pasokan energi khususnya batubara bagi kebutuhan dalam negeri/ domestik dengan mewajibkan bagi badan usaha swasta dan Badan Usaha Milik Negara (BUMN) menyerahkan hasil produksinya untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri.

Regulasi yang mengatur mengenai kebijakan *Domestic Market Obligation* yang telah ditetapkan oleh Pemerintah antara lain :

- a. Undang-undang Energi Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi
- b. Undang-undang Nomor 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara
- c. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 34 Tahun 2009 tentang pengutamaan pemasokan kebutuhan mineral dan batubara untuk kepentingan dalam negeri.
- d. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2901K/30/MEM/2013 tentang Penetapan Kebutuhan dan Presentase Minimal Penjualan Batubara untuk kepentingan dalam negeri Tahun 2014.

#### **4.2.4 Kebijakan Fiskal**

Kebijakan Fiskal adalah kebijakan terkait sektor keuangan Fiskal yang mendukung sektor keenergian dengan mengatur pemberian insentif bagi pengembangan di sektor energi. Beberapa Peraturan Perundangan yang terkait dengan fiskal diantaranya adalah :

- a. Undang-undang Nomor 25 Tahun 2007 tentang Penanaman Modal
- b. Undang-undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi
- c. Undang-undang Nomor 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara
- d. Undang-undang Nomor 21 Tahun 2014 tentang Panas Bumi

#### **4.2.5 Rencana Induk Konservasi Energi Nasional (RIKEN)**

Konservasi Energi merupakan amanat dari Undang-undang No 30 Tahun 2007 tentang Energi dan ditindaklanjuti melalui Peraturan Pemerintah Nomor 70 Tahun 2009 tentang Konservasi Energi. Melalui Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 14 Tahun 2012 tentang Manajemen Energi, kebijakan konservasi ini meliputi sumber daya energi yang diprioritaskan untuk diusahakan/disediakan, jumlah sumber daya energi yang dapat diproduksi, dan pembatasan sumber daya energi yang dalam batas waktu tertentu tidak dapat diusahakan.

Konservasi energi yang dilakukan pada tahap penyediaan energi, dan pada tahap pengusahaan energi harus dilakukan melalui perencanaan yang berorientasi pada penggunaan teknologi yang efisien; pemilihan prasarana, sarana, bahan dan proses yang menggunakan energi yang efisien; dan pengoperasian sistem yang juga efisien.

Pada tahap pemanfaatan energi, pengguna energi wajib menggunakan energi secara hemat dan efisien. Pengguna energi yang menggunakan energi sama atau lebih besar dari 6.000 setara ton minyak (TOE) per tahun wajib melakukan konservasi energi melalui manajemen energi yang meliputi penunjukan manajer energi, penyusunan program konservasi energi, pelaksanaan audit energi secara berkala, melaksanakan rekomendasi hasil audit energi, dan pelaporan pelaksanaan konservasi energi setiap tahun kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral.

#### **4.2.6 Feed in Tariff (FiT)**

Kebijakan *Feed-in Tariff* (FiT) adalah suatu bentuk kebijakan subsidi agar investasi untuk pengembangan energi baru dan terbarukan menjadi lebih menarik dan lebih menguntungkan bagi para investor. Subyek yang disubsidi disini adalah Unit Usaha Pembangkit Listrik.

Pemberian subsidi bagi Unit Usaha Pembangkit Listrik dari energi baru dan terbarukan disalurkan dalam dua sistem, yakni sistem FiT dan sistem *Tradable Green Certificate* (TGC). Sistem FiT diberikan untuk membangun unit pembangkit energi baru terbarukan yang baru dalam rangka menarik investor, sedangkan sistem TGC lebih diberikan bagi unit pembangkit energi terbarukan yang sudah ada dalam rangka meringankan biaya operasionalnya.

Peraturan mengenai *Feed In Tariff* pada sektor-sektor energi baru dan terbarukan yang saat ini telah ada antara lain FiT Sampah/Biomassa, FiT mengenai Biogas, FiT mengenai Air, dan FiT mengenai Panas Bumi.

#### **4.2.7 Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN)**

RUKN ditetapkan bagi pemerintah daerah, pelaku usaha serta bagi pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik sebagai acuan dalam pembangunan dan pengembangan sektor ketenagalistrikan di masa mendatang. RUKN disusun berdasarkan pada kebijakan energi nasional dan mengikutsertakan pemerintah daerah, yang selanjutnya akan ditetapkan oleh Pemerintah setelah berkonsultasi dengan Dewan Perwakilan Rakyat. RUKN akan menjadi dasar bagi penyusunan Rencana Umum Ketenagalistrikan Daerah (RUKD).

#### **4.2.8. Pengembangan Industri Nasional dalam *Engineering Procurement Construction (EPC)* dan Manufaktur Pengadaan Peralatan Pembangunan Industri Energi Nasional.**

Industri Energi Nasional, mulai dari hulu sampai hilir memiliki kesempatan bisnis yang sangat besar, yang saat ini pengembangannya banyak dinikmati oleh kekuatan asing, sehingga perekonomian Indonesia terbebani oleh tingginya komponen impor dan kebutuhan devisa untuk membayar EPC pembangunan seluruh rantai sistem energi tersebut, mulai dari eksplorasi sumber daya alam (SDA), transportasi SDA dan energi final, konversi SDA menjadi energi final, bahkan “*demand devices*” (peralatan pengguna energi) di sisi konsumen, seperti: boiler industri, kompresor, mobil dan lainnya.

#### **4.2.9. Kajian dan Analisa Kuantitatif Program-Program Energi Nasional.**

Keseluruhan gagasan terkait dengan upaya pengembangan sumber daya energi, konservasi energi, diversifikasi energi, pelestarian lingkungan dalam penggunaan energi, dan pengembangan industri nasional untuk sektor energi memerlukan kajian dan analisa kuantitatif yang memadai agar rencana besar tersebut realistis dan dapat diimplementasikan secara terstruktur dan konsisten. Kajian dan analisa kuantitatif tersebut dapat dikoordinasikan oleh DEN, dan dilaksanakan oleh pihak terkait utama yang bekerjasama dengan pemangku kepentingan lainnya. Ruang lingkup kajian meliputi analisa *cost & benefit*, pemilihan teknologi dan analisa tekno-ekonomi, tata waktu pelaksanaan, dukungan kebijakan, khususnya kebijakan fiskal dan insentif, struktur koordinasi pelaksanaan, serta elemen-elemen penting lainnya.

Beberapa Kajian dan Studi yang diperlukan diantaranya adalah :

1. Pengembangan Sistem Transportasi Massal Perkotaan untuk Kota-Kota Besar di Indonesia,
2. Strategi Pengembangan BBN,
3. Penggunaan BBG dan LNG untuk sektor transportasi,



4. Penggunaan Kendaraan Listrik dan Hibrida serta Strategi Pengembangan Industri Kendaraan Listrik dan Hibrida,
5. Strategi Pemanfaatan Teknologi Kogenerasi di Industri dan Komersial,
6. Penanggulangan Masalah Lingkungan dari Pemanfaatan Batubara,
7. Strategi Pengembangan Industri EPC dan Manufaktur Nasional dalam Pembangunan Fasilitas Energi.

## BAB V

# Proyeksi Kebutuhan dan Penyediaan Energi

# Proyeksi Kebutuhan dan Penyediaan Energi

Pada Bab Metodologi telah dijelaskan mengenai skenario yang digunakan dalam memproyeksikan kebutuhan dan penyediaan energi pada periode 2014-2050. Asumsi yang digunakan dalam skenario KEN mengacu pada tujuan, sasaran dan target dari Kebijakan Energi Nasional yang tertuang dalam PP No. 79 mengenai Kebijakan Energi Nasional.

## 5.1 Proyeksi Kebutuhan Energi Final Menurut Jenis

Total konsumsi energi nasional dengan memperhitungkan biomassa tradisional diproyeksikan meningkat menjadi 298 juta TOE pada tahun 2025 dan 893 juta TOE pada tahun 2050 atau mengalami kenaikan rata-rata masing-masing sebesar 4,9% per tahun selama periode 2013-2025 dan 4,5% per tahun periode 2025-2050 untuk

skenario BaU. Sedangkan untuk skenario KEN, pada tahun 2025 konsumsi akan meningkat menjadi 253 juta TOE atau tumbuh sebesar 3,4% per tahun dan meningkat menjadi 595 juta TOE pada tahun 2050 atau mengalami pertumbuhan sebesar 3,5% periode 2025-2050.

Jika tanpa memperhitungkan biomassa tradisional, untuk skenario BaU kebutuhan energi diproyeksikan meningkat menjadi 277 juta TOE pada tahun 2025 (meningkat rata-rata 6,1% per tahun). Sementara untuk skenario KEN, pada tahun 2025 konsumsi energi final akan meningkat menjadi 236 juta TOE (meningkat rata-rata 4,7% per tahun). Untuk tahun 2050, pada skenario BaU kebutuhan energi meningkat menjadi 893 juta TOE atau tumbuh sebesar 4,8% per tahun, sementara untuk skenario KEN kebutuhan energinya sebesar 595 juta TOE atau tumbuh sebesar 3,8% per tahun dibanding tahun 2025.

Kebutuhan BBM dan produk kilang lainnya dalam negeri diperkirakan meningkat dengan laju pertumbuhannya sebesar 4,5% per tahun untuk skenario BaU, dimana pada tahun 2025 kebutuhannya mencapai 127 Juta TOE dan meningkat menjadi 360 Juta TOE ditahun 2050. Untuk skenario KEN, pertumbuhan kebutuhan jenis energi ini rata-rata sebesar 3,3% per tahun, dimana pada tahun 2025 kebutuhannya mencapai 92 Juta TOE dan mengalami peningkatan hingga sebesar 180 Juta TOE di tahun 2050.

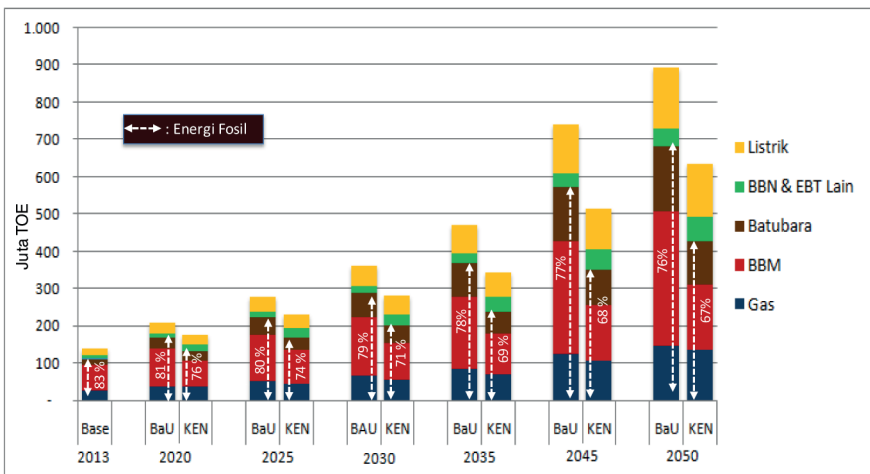
Dari sisi pangsa kebutuhan energi final, Kontribusi BBM dan produk kilang lainnya diprediksi terus mengalami penurunan sampai dengan akhir periode proyeksi namun tetap menjadi yang terbesar jika dibandingkan dengan energi lainnya. Dalam skenario BaU, pangsa BBM dan produk kilang lainnya mencapai 45,9% di tahun 2025 dan terus menurun hingga mencapai 40,3% di tahun 2050. Sedangkan pada skenario KEN, pangsa jenis energi ini mencapai 39,2% di tahun 2025 dan terus menurun hingga mencapai 30,2% pada tahun 2050.

Jenis energi yang diperkirakan akan menjadi salah satu sumber energi utama domestik di masa mendatang adalah batubara. Selama rentang waktu proyeksi, batubara diperkirakan akan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 6,3% per tahun (skenario BaU), dimana pada tahun 2025, kebutuhan batubara mencapai 45 juta TOE dan meningkat menjadi 175 juta TOE pada tahun 2050. Sedangkan pada skenario KEN, pertumbuhan kebutuhan batubara rata-rata sebesar 5,1% dimana pada tahun 2025 kebutuhan batubara mencapai 37 juta TOE dan meningkat hingga mencapai 116 juta TOE di tahun 2050. Tingginya kebutuhan batubara terkait erat dengan harga batubara yang relatif murah dibanding dengan jenis energi lainnya, dan pemanfaatan batubara pada sektor industri terutama diperlukan sebagai sumber energi untuk tungku, seperti industri semen, dan lainnya.

Seperti halnya dengan batubara, gas bumi berpotensi besar untuk dimanfaatkan di sektor industri, rumah tangga, dan komersial. Karena selain relatif murah, gas merupakan energi yang bersih. Sehingga dari sisi lingkungan, gas merupakan pilihan utama disamping energi baru dan terbarukan. Meskipun konsumsinya masih relatif kecil, namun konsumsi gas akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata yang cukup tinggi, yaitu sebesar 4,9% per tahun untuk skenario BaU dan 4,4% per tahun untuk skenario KEN atau meningkat menjadi 50 juta TOE pada tahun 2025 dan 147 TOE pada tahun 2050 untuk skenario BaU. Sedangkan dalam skenario KEN, kebutuhan gas di tahun 2025 mencapai 48 Juta TOE dan meningkat menjadi 123 Juta TOE di tahun 2050. Kebutuhan gas pada sektor industri terutama diperlukan sebagai sumber energi untuk *boiler* atau sebagai sumber energi untuk tungku, khususnya untuk industri yang secara konvensional memerlukan gas bumi, seperti industri keramik, industri kaca/gelas, dan lainnya.

Sementara untuk energi baru dan terbarukan (EBT), walaupun konsumsinya masih rendah namun mengalami peningkatan yang cukup tinggi. Selama rentang waktu proyeksi, kebutuhan EBT pada skenario BaU diproyeksikan mengalami peningkatan dengan laju pertumbuhan sebesar 5,2% per tahun, yang mengakibatkan pada tahun 2025 kebutuhan EBT mencapai 15 Juta TOE dan meningkat di tahun 2050 hingga mencapai 46 Juta TOE. Sedangkan pada skenario KEN, pertumbuhan EBT mencapai

rata-rata sebesar 6,3%, dimana pada tahun 2025 kebutuhan EBT mencapai 24 Juta TOE dan meningkat menjadi sebesar 69 Juta TOE. Pada skenario KEN, EBT khususnya BBN akan meningkat secara tajam dengan laju pertumbuhan sebesar 11,6%. Adapun EBT selain BBN akan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 4,3% per tahun.

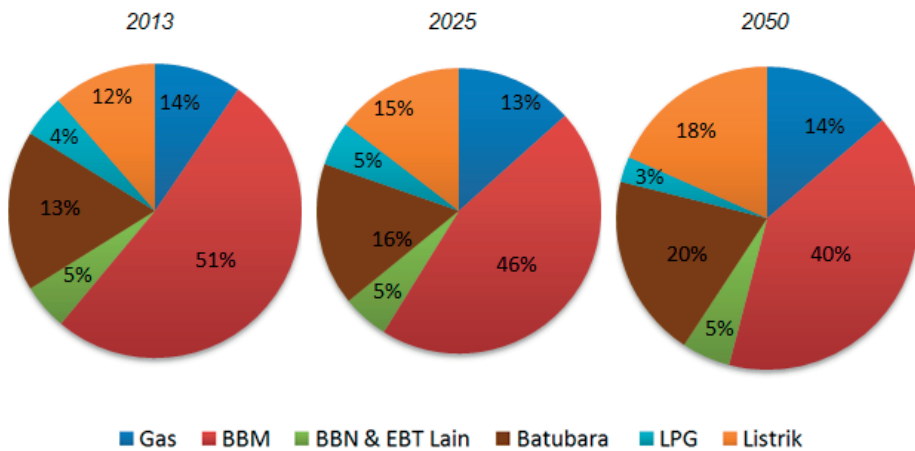


**Grafik 5.1. Proyeksi Kebutuhan Energi Final Menurut Jenis Energi**

Selanjutnya, jenis energi final lainnya yang diperkirakan akan tinggi dimasa mendatang adalah tenaga listrik. Pada skenario BaU, pangsa kebutuhan listrik terhadap total kebutuhan energi pada tahun 2025 mencapai 14,7% (41 Juta TOE) dan pada tahun 2050 meningkat menjadi 18,4% (164 Juta TOE) atau mengalami pertumbuhan rata-rata 6,5% per tahun. Sedangkan menurut skenario KEN, pangsa konsumsi listrik juga mengalami peningkatan dimana pada tahun 2025 pangsa listrik mencapai 14,9% (35 Juta TOE) menjadi 18,2% (108 Juta TOE) dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 5,3% per tahun. Tingginya kebutuhan listrik diakibatkan oleh tingginya target rasio elektrifikasi yang

pada tahun 2020 sebesar 100%, dan pergeseran pola hidup masyarakat sejalan dengan peningkatan kemampuan ekonomi dan kemajuan teknologi.

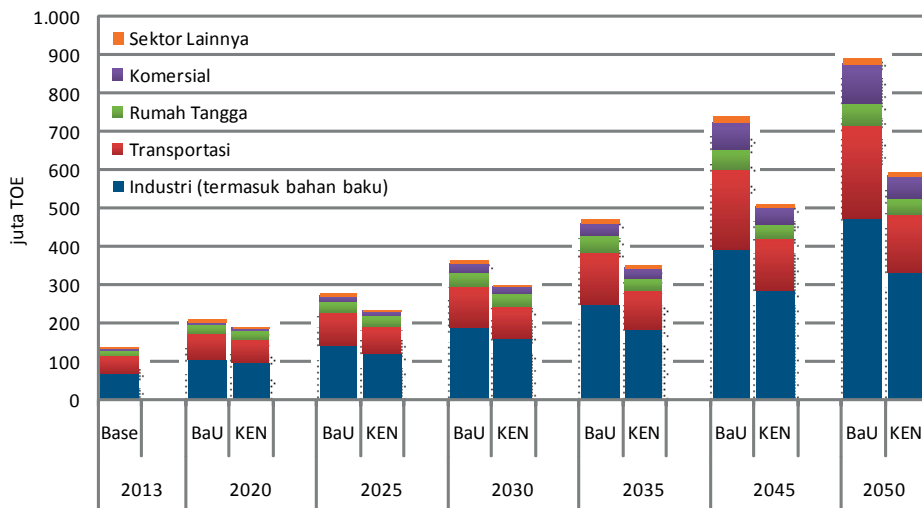
Proyeksi kebutuhan energi berdasarkan jenis energi antara tahun 2013 - 2050 dan pangsa kebutuhan energi final menurut jenis energi ditunjukkan pada Grafik 5.1 dan 5.2



**Grafik 5.2 Pangsa Kebutuhan Energi Final Menurut Jenis Energi (Skenario BaU)**

## 5.2 Proyeksi Kebutuhan Energi Final Menurut Sektor

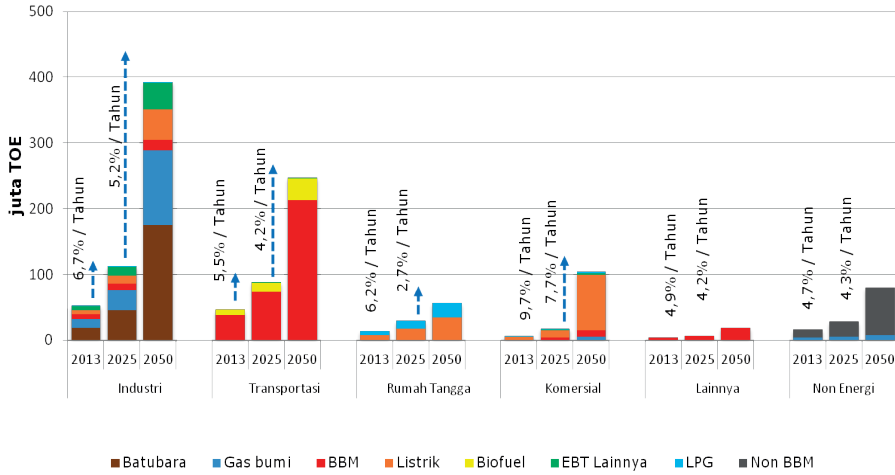
Proyeksi kebutuhan energi menurut sektor pengguna energi (tanpa memperhitungkan biomassa tradisional) antara tahun 2013-2050 ditunjukkan pada Grafik 5.3 sampai 5.4.



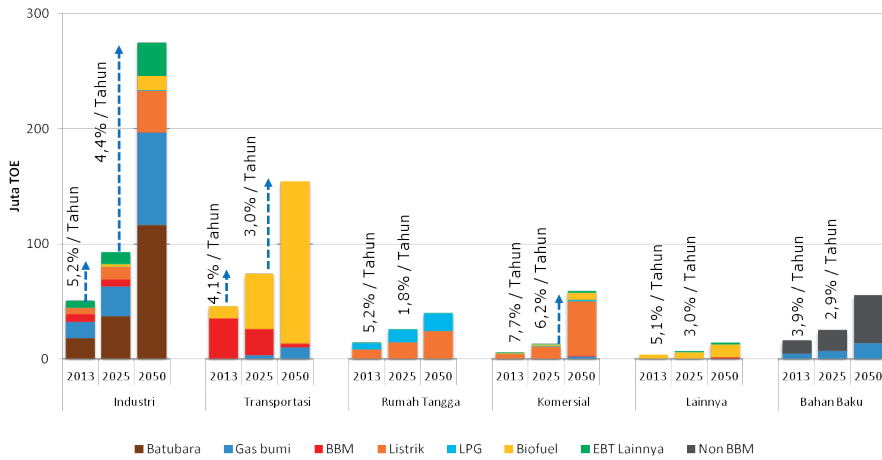
**Grafik 5.3. Proyeksi Kebutuhan Energi Final Menurut Skenario**

Berdasarkan sektor pengguna energi untuk skenario BaU, kebutuhan energi final tanpa menggunakan biomassa terbesar adalah sektor industri, dengan pangsa meningkat menjadi 50% pada tahun 2025 dan 53% pada tahun 2050. Selanjutnya, pengguna energi terbesar berikutnya adalah sektor transportasi dengan pangsa sebesar 31% (2025) dan menurun menjadi 27% (2050). Diikuti oleh sektor rumah tangga dengan pangsa 10% sampai dengan tahun 2030 tetapi pada akhir tahun proyeksi pangsa sektor rumah tangga menurun menjadi 6%. Sektor komersial, yang pada tahun 2025 hanya sebesar 4%, naik menjadi 11% pada tahun 2050. Konsumsi energi di sektor lainnya relatif konstan berkisar antara 2%-3%.





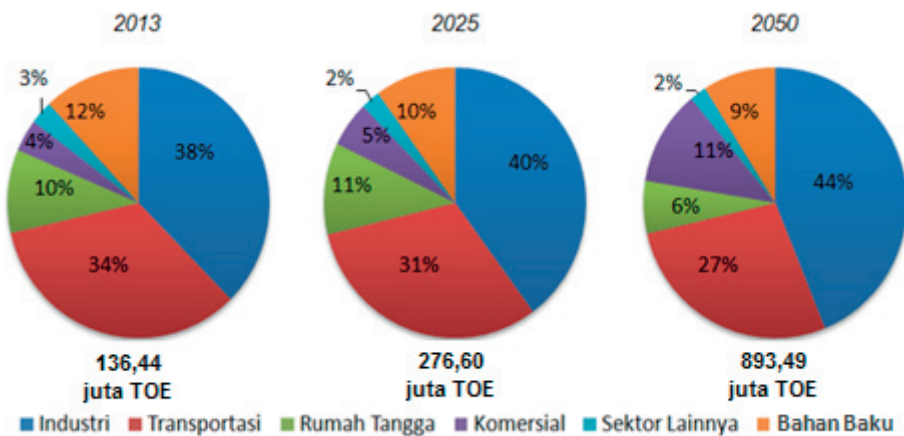
**Grafik 5.4 Proyeksi Pertumbuhan Kebutuhan Energi Final Menurut Sektor (BaU)**



**Grafik 5.5 Proyeksi Pertumbuhan Kebutuhan Energi Final Menurut Sektor (KEN)**

Sedangkan untuk skenario KEN, sampai dengan tahun 2025 komposisi pangsa sektor pengguna energi relatif sama dengan kondisi skenario BaU, namun pada tahun 2050 pangsa konsumsi energi sektor industri yang menjadi konsumen terbesar naik menjadi 56%. Sementara sektor transportasi pangsa konsumsinya turun menjadi 26%. Seperti pada skenario BaU, pada skenario KEN sektor komersial yang pada tahun 2025 masih memiliki tingkat konsumsi energi lebih rendah dibanding dengan sektor rumah tangga dengan pangsa sebesar 5% pada tahun 2025 dan akan menjadi pengguna energi terbesar ketiga pada tahun 2050 dengan pangsa 10%, sedangkan rumah tangga yang pada tahun 2025 mempunyai pangsa sebesar 11% turun menjadi 7% pada tahun 2050. Sektor lainnya memiliki pangsa konsumsi energi sama dengan skenario BaU.

Pangsa kebutuhan energi final menurut sektor tahun 2013, tahun 2025 dan tahun 2050 ditunjukkan pada Grafik 5.6



**Grafik 5.6 Pangsa Kebutuhan Energi Final Menurut Sektor (Skenario BaU)**

Untuk skenario BaU, dilihat dari jenis energinya, BBM dan produk kilang lainnya merupakan jenis energi yang paling banyak dibutuhkan sepanjang tahun proyeksi namun pangasanya mengalami penurunan menjadi 46% pada tahun 2025 dan 40%

pada tahun 2050. Pangsa terbesar berikutnya adalah gas bumi dan batubara. Untuk kebutuhan gas, pada tahun 2025 sebesar 18% dan turun menjadi 17% pada tahun 2050. Pangsa kebutuhan batubara sebesar 16% pada tahun 2025 kemudian meningkat menjadi 20% pada tahun 2050. Sementara untuk energi baru dan terbarukan (EBT) yang terdiri dari bahan bakar nabati dan energi yang berasal dari biomassa komersial, meskipun kebutuhannya meningkat sebesar 5,3% pertahun, pangsa kebutuhannya relatif tetap, yaitu sebesar 5%.

Untuk skenario KEN, BBM masih merupakan jenis energi yang paling banyak dibutuhkan sepanjang tahun proyeksi. Pangsa kebutuhan BBM terus mengalami penurunan dimana pada tahun 2025 pangsa BBM sebesar 39% dan menurun menjadi 30% pada tahun 2050. Pangsa kebutuhan gas bumi relatif konstan sampai dengan tahun 2050 yaitu sebesar 20%. Sementara pangsa kebutuhan batubara, pada tahun 2025 meningkat menjadi 16% dan 20% pada tahun 2050. Untuk Energi baru dan terbarukan (EBT) yang terdiri dari bahan bakar nabati, dan energi yang berasal dari biomassa komersial, pangsa kebutuhannya meningkat dari 5% pada tahun 2013 dan meningkat menjadi 10% pada tahun 2025 dan terus meningkat menjadi 11% pada tahun 2050.

### **5.2.1 Kebutuhan Energi Sektor Industri**

Sektor industri sebagai kontributor utama penggerak pembangunan yang diharapkan dapat menjadi penggerak pertumbuhan ekonomi. Namun, dengan pertumbuhan ekonomi yang tinggi, secara timbal balik energi yang dipersiapkan harus cukup besar pula. Kebutuhan energi sektor industri meliputi kebutuhan energi yang digunakan pada proses serta sumber daya energi sebagai bahan baku industri. Pada skenario BaU, kebutuhan energi di sektor industri diproyeksikan akan meningkat dengan laju pertumbuhan 5,4% per tahun atau meningkat menjadi 139 juta TOE pada tahun 2025 dan terus mengalami peningkatan menjadi 472 juta TOE pada tahun 2050. Sementara pada skenario KEN, kebutuhan energi pada tahun 2025 sebesar 118 Juta TOE dan pada tahun 2050 sebesar 330 Juta TOE atau meningkat dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 4,4% per tahun (2013-2050). Jika kondisi skenario KEN dibandingkan

dengan skenario BaU, maka terjadi penurunan kebutuhan energi pada tahun 2025 sebesar 15% dan pada tahun 2050 sebesar 30%. Penurunan ini diakibatkan oleh adanya penggunaan peralatan-peralatan yang mempunyai efisiensi tinggi serta substitusi energi.

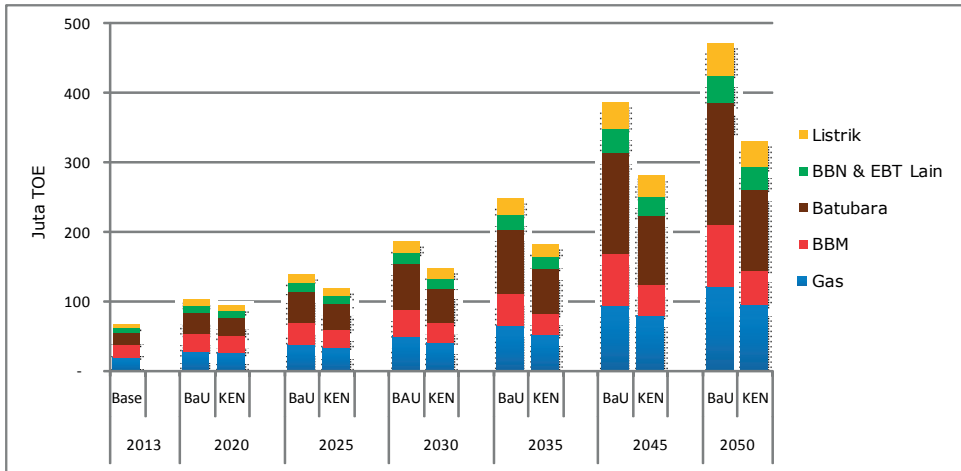
Batubara mendominasi konsumsi sektor industri dengan pangsa sebesar 40% baik skenario BaU maupun skenario KEN dan meningkat menjadi 45% untuk skenario BaU dan 42% untuk skenario KEN pada tahun 2050. Pada skenario BaU kebutuhan batubara mengalami kenaikan paling tinggi dibandingkan jenis energi lain dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 6,3% per tahun. Sedangkan pada skenario KEN, laju pertumbuhan kebutuhan batubara berada di urutan kedua setelah listrik yaitu sebesar 5,1% per tahun. Tingginya penggunaan batubara selain disebabkan karena ketersediaan pasokan, juga disebabkan oleh harga batubara yang relatif murah dibanding dengan energi lainnya.

Selain batubara, jenis energi yang kebutuhannya diproyeksikan meningkat tinggi adalah listrik dan gas. Pada skenario BaU, kebutuhan listrik akan mengalami peningkatan dengan laju pertumbuhan 5,9% per tahun, dimana pada tahun 2025 pangsa listrik sebesar 11% dari total kebutuhan dan meningkat menjadi 12% di tahun 2050. Sedangkan pada skenario KEN, laju pertumbuhan kebutuhan listrik sebesar 5,3% per tahun dengan pangsa sebesar 12% pada tahun 2025 dan meningkat menjadi 13% pada tahun 2050.

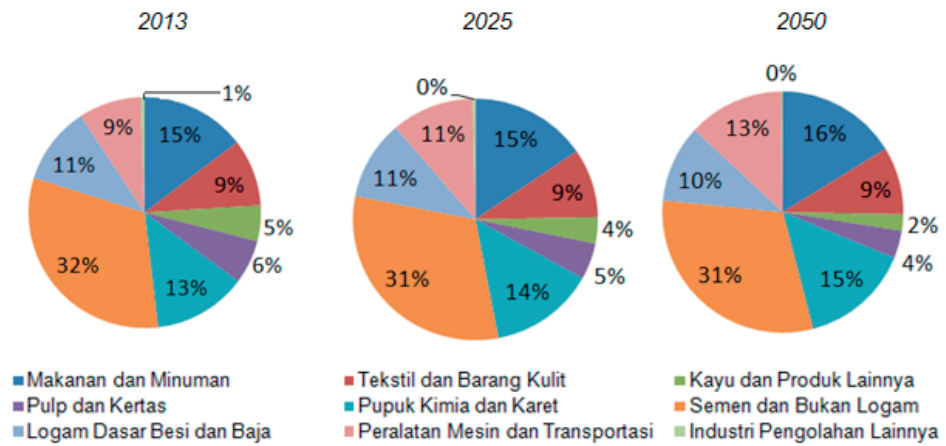
Kebutuhan gas baik sebagai energi maupun sebagai bahan baku juga diproyeksikan mengalami peningkatan yang cukup besar yaitu 5,8% per tahun untuk skenario BaU dan 4,8% per tahun untuk skenario KEN. Jika dilihat dari pangsa kebutuhan sektor industri, pangsa gas baik pada skenario BaU maupun KEN terus mengalami kenaikan dari 28% pada tahun 2025 menjadi 29% tahun 2050. Tingginya pangsa kebutuhan di sektor industri karena gas merupakan energi yang relatif murah, bersih dan digunakan sebagai bahan baku. Selain itu tingginya kebutuhan gas di masa mendatang akibat adanya substitusi bahan bakar dari BBM dan Batubara pada Industri padat energi seperti tekstil, semen, keramik dan baja.

Kebutuhan BBM dan biomassa komersial juga diperkirakan terus mengalami pertumbuhan, namun pangsa mengalami penurunan sampai akhir proyeksi. Pada skenario BaU, kebutuhan BBM mengalami pertumbuhan sebesar 2,4% dengan pangsa sebesar 9% pada tahun 2025 dan turun menjadi 4% di tahun 2050. Sedangkan skenario KEN memproyeksikan kebutuhan BBM hanya tumbuh sebesar 0,6% dimana pangsa kebutuhan BBM mengalami penurunan dari 8% pada tahun 2025 menjadi 3% di tahun 2050. Sedangkan kebutuhan biomassa komersial diproyeksikan mengalami pertumbuhan sebesar 5,2% untuk skenario BaU dan 4,2% untuk skenario KEN, dengan pangsa sebesar 11% pada tahun 2025 dan mengalami penurunan menjadi 10% pada tahun 2050 baik untuk skenario BaU maupun skenario KEN.

Jika dilihat jenis penggunaannya, pengguna energi di sektor industri dapat digolongkan dalam 3 kelompok. Kelompok pertama sebagai kelompok pengguna energi terbesar adalah industri semen dan bukan logam (31% - 32%), kedua kelompok menengah dalam penggunaan energi, yaitu industri makanan dan minuman, industri pupuk kimia dan karet, industri logam dasar besi dan baja, serta industri peralatan mesin dan transportasi, masing-masing menyumbang energi antara 10% sampai dengan 16%. Selain industri tersebut, merupakan kelompok pengguna energi yang rendah dengan pangsa antara 1% sampai dengan 9%. Proyeksi kebutuhan energi final sektor industri dan pangsa kebutuhan menurut jenis energinya ditunjukkan pada Grafik 5.7 dan 5.8



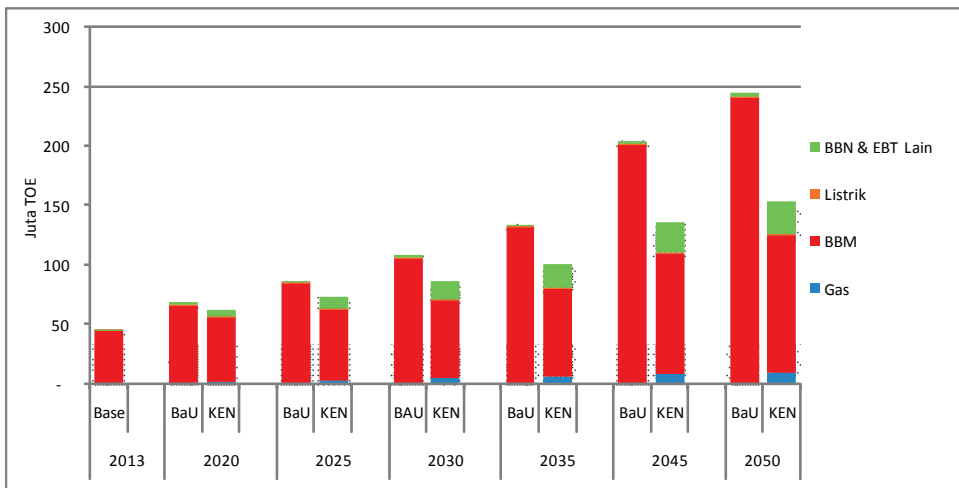
**Grafik 5.7. Proyeksi Kebutuhan Energi Final Sektor Industri**



**Grafik 5.8. Pangsa Kebutuhan Energi Final Industri Menurut Sub-sektor (BaU)**

### 5.2.2 Kebutuhan Energi Sektor Transportasi

Kebutuhan energi sektor transportasi pada skenario BaU diproyeksikan mengalami peningkatan rata-rata sebesar 4,4% per tahun dimana pada tahun 2025 kebutuhan sektor ini mencapai 87 juta TOE, dan meningkat menjadi 245 juta TOE pada tahun 2050. Sedangkan pada skenario KEN, peningkatan kebutuhan energi sektor transportasi mencapai 3,3% per tahun dimana pada tahun 2025 kebutuhan sektor ini mencapai 74 Juta TOE dan meningkat menjadi 154 Juta TOE. Secara total penurunan konsumsi energi di sektor transportasi yang diakibatkan adanya KEN, adalah sebesar 15% pada tahun 2025 dan 37% pada tahun 2050. Penurunan ini terjadi perpindahan moda transportasi dari angkutan pribadi ke angkutan massal dan efisiensi teknologi transportasi serta substitusi bahan bakar. Proyeksi kebutuhan energi final sektor transportasi berdasarkan jenis energi yang dipakai ditunjukkan pada Grafik 5.9



**Grafik 5.9. Proyeksi Kebutuhan Energi Final Transportasi Menurut Jenis Energi**

Jika dilihat dari sisi penggunaan energi, pada skenario BaU konsumsi energi di sektor transportasi sampai dengan akhir proyeksi didominasi oleh jenis energi BBM (98%), dengan kontribusi jenis bensin sebesar 55% (2025) turun menjadi 43% (2050). Minyak

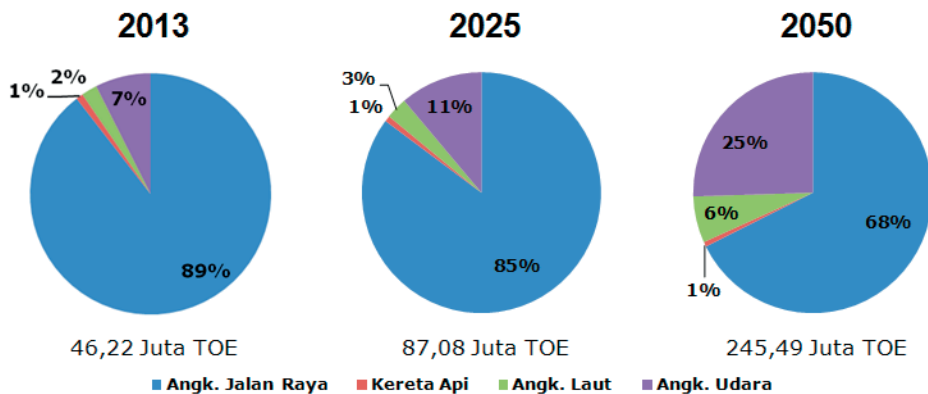
solar (ADO) sebesar 28% (2025) dan turun menjadi 27% (2050). Sedangkan untuk skenario KEN, pangsa kebutuhan BBM akan mengalami penurunan secara signifikan menjadi 82% pada tahun 2025 dan terus menurun menjadi 75% tahun 2050, dengan pangsa bensin dan minyak solar masing-masing 45% dan 25% untuk tahun 2025 dan selanjutnya pada tahun 2050, pangsa kedua jenis energi ini turun menjadi 29% (bensin) dan 21% (solar). Meskipun pangsa kebutuhan BBM pada skenario KEN mengalami penurunan yang signifikan, namun dari sisi volume kebutuhan BBM tetap mengalami peningkatan sebesar 2,7% per tahun akibat laju peningkatan kebutuhan energi sektor transportasi yang sangat besar dimasa mendatang. Pertumbuhan ini lebih kecil bila dibandingkan dengan pertumbuhan kebutuhan BBM pada skenario BaU yang mencapai 4,6% per tahun. Tingginya kebutuhan BBN disebabkan kondisi pada masa mendatang seluruh BBM, khususnya bensin, minyak solar, dan avtur yang beredar di pasaran semuanya sudah dicampur dengan bahan bakar nabati dengan besar campuran biodiesel dan bioethanol mulai tahun 2025 masing-masing sebesar 30%, dan 20% serta bio avtur sebesar 10% mulai tahun 2030. Hal ini sedikit lebih optimis dibanding kebijakan mandatori yang ditetapkan Pemerintah, karena didorong oleh aspek yang selalu menekankan permasalahan lingkungan global dalam pembangunan berkelanjutan.

Pencampuran beberapa jenis bahan BBM dengan BBN (biodiesel dan bioethanol) mengakibatkan kebutuhan BBN terus mengalami peningkatan sampai dengan tahun 2050. Pada skenario BaU, dengan rasio campuran yang stagnan dari tahun 2013, mengakibatkan pertumbuhan kebutuhan BBN hanya sebesar 4,4% per tahun dengan pangsa di tahun 2025 sebesar 1,6% dan turun menjadi 1,3% di tahun 2050. Sedangkan pada skenario KEN, dengan rasio campuran yang lebih tinggi (rata-rata sebesar 30%), maka total kebutuhan BBN mengalami pertumbuhan sebesar 10,7% per tahun dengan pangsa di tahun 2025 sebesar 13,5% dan terus meningkat mencapai 18,6% di tahun 2050.

kontribusi bahan bakar gas dan listrik sampai dengan akhir periode proyeksi pada skenario BaU dibawah 0,1%, sedangkan pada skenario KEN kontribusi Gas meningkat menjadi 6,22% di tahun 2050, sedangkan listrik cenderung konstan sebesar 0,45%.



Berdasarkan jenis pengguna, 85% pada tahun 2025 dan 68% pada tahun 2050 kebutuhan energi di sektor transportasi dikonsumsi oleh sub sektor angkutan jalan raya, yang didominasi oleh sepeda motor, mobil penumpang dan truk. Dilihat dari pertumbuhannya, peningkatan konsumsi energi tertinggi di sektor transportasi terjadi pada angkutan udara dan angkutan laut dengan laju pertumbuhan rata-rata masing-masing sebesar 8,2% (BaU) dan 7,1% (KEN) per tahun dan 7,7% (BaU) dan 6,6% (KEN) per tahun. Meskipun pertumbuhan sub angkutan laut sangat tinggi, namun jika dilihat pangsa kebutuhannya masih rendah, yaitu hanya berkisar 6% pada tahun 2050. Pangsa kebutuhan energi menurut jenis moda transportasinya ditunjukkan pada Grafik 5.10



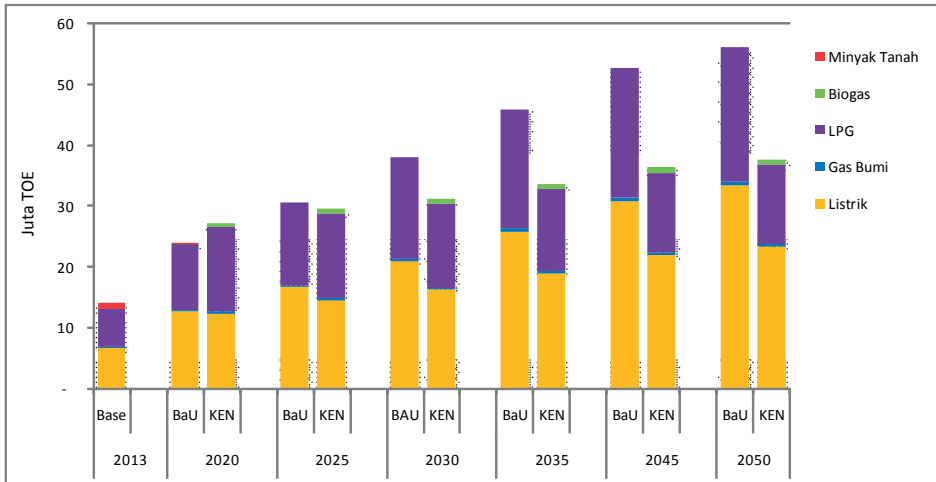
**Grafik 5.10 Pangsa Kebutuhan Energi Final Menurut Sub Sektor Angkutan**

### 5.2.3 Kebutuhan Energi Sektor Rumah Tangga

Sektor rumah tangga merupakan sektor yang masih mendominasi kebutuhan biomassa tradisional, khususnya digunakan untuk memasak di wilayah pedesaan. Jika kebutuhan biomassa tradisional ini diperhitungkan dalam kebutuhan energi, maka rumah tangga merupakan pengguna energi terbesar setelah sektor industri.

Untuk konsumsi tanpa memperhitungkan biomassa tradisional, skenario BaU memproyeksikan pertumbuhan kebutuhan energi final di sektor rumah tangga selama periode 2013-2050 akan mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar 3,8% per tahun atau meningkat menjadi 29 juta TOE pada tahun 2025 dan 56 juta TOE di tahun 2050. Sedangkan untuk skenario KEN pertumbuhan kebutuhan energi sektor ini rata-rata sebesar 2,9% per tahun yang mengakibatkan kebutuhan energi pada tahun 2025 mencapai 26 juta TOE dan meningkat menjadi 40 juta TOE di tahun 2050. Selama periode proyeksi, kebutuhan sektor rumah tangga akan terus didominasi oleh listrik yang mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar 4,4% (BaU) dan 3,4% (KEN). Pangsa kebutuhan listrik pada tahun 2025 sebesar 57% (BaU) dan 55% (KEN) meningkat menjadi 60% (BaU) dan 59% (KEN) pada tahun 2050.

Peran LPG pada sektor rumah tangga juga akan diprediksi terus mengalami peningkatan baik pada skenario BaU maupun skenario KEN. Pada skenario BaU, dengan peningkatan rata-rata sebesar 3,5% pertahun pangsa LPG pada tahun 2025 sebesar 42% dan 39% pada tahun 2050. Sedangkan pada skenario KEN pertumbuhan kebutuhan LPG hanya sebesar 2,5% dimana pada tahun 2025 pangsa LPG sebesar 43% menjadi 39% pada tahun 2050. Pada skenario KEN, selain 2 jenis energi tersebut energi lainnya yang dikonsumsi di sektor rumah tangga adalah gas alam dan biogas. Namun jenis energi ini sangat kecil kontribusinya baru mencapai 1,2% di tahun 2050, meskipun laju pertumbuhannya mengalami peningkatan yaitu sebesar 8% per tahun.



**Grafik 5.11 Proyeksi Kebutuhan Energi Final Sektor Rumah Tangga Menurut Jenis Energi**

Secara total kebutuhan energi pada sektor rumah tangga menurut skenario KEN mengalami penurunan sebesar 12% pada tahun 2025 dan 29% pada tahun 2050 jika dibandingkan dengan skenario BaU. Hal ini disebabkan penggunaan peralatan rumah tangga yang lebih hemat energi dan adanya perpindahan jenis energi yang digunakan. Secara rinci akan disajikan pada bab analisis. Grafik 5.11 memperlihatkan hasil proyeksi kebutuhan energi sektor rumah tangga selama periode 2013-2050.

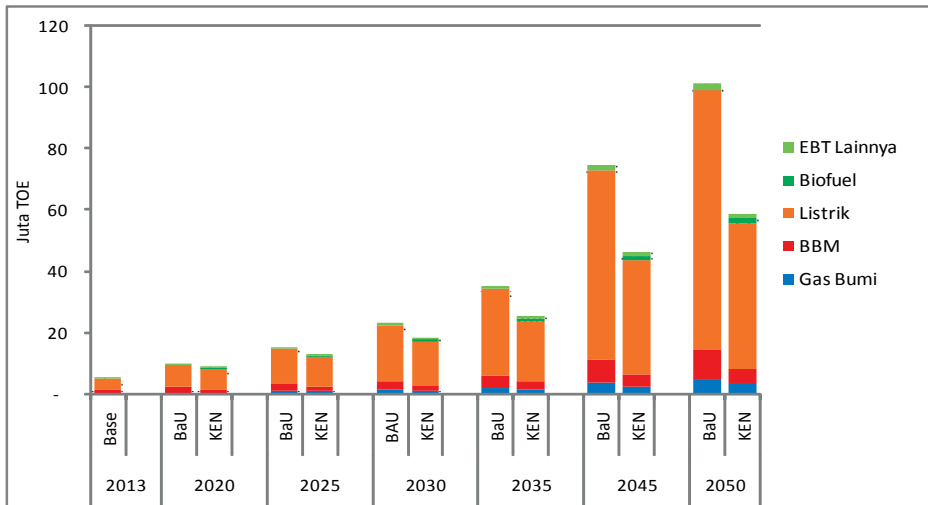
#### 5.2.4 Kebutuhan Energi Sektor Komersial

Pertumbuhan kebutuhan energi sektor komersial diperkirakan akan terus meningkat menjadi 15 juta TOE pada tahun 2025 dan 102 juta TOE pada tahun 2050 atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 8,3% per tahun untuk skenario BaU. Dua jenis energi yang mendominasi kebutuhan di sektor ini adalah listrik dan minyak solar. Untuk skenario BaU, pangsa kebutuhan listrik pada tahun 2025 mencapai 77% dari total kebutuhan sektor ini dan meningkat menjadi 83% di tahun 2050 dengan laju pertumbuhan sebesar 8,7% per tahun. sedangkan untuk

skenario KEN pangsa kebutuhan listrik sebesar 76% pada tahun 2025 dan 81% pada tahun 2050 dengan laju pertumbuhan 7% per tahun.

Adapun kebutuhan minyak solar memiliki pangsa sebesar 13% pada tahun 2025 dan 9% pada tahun 2050 untuk skenario BaU dengan pertumbuhan sebesar 6,8% pertahun. Sedangkan untuk skenario KEN pangsa minyak solar sebesar 11% pada tahun 2025 dan turun menjadi 8% pada tahun 2050 dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 5,7% per tahun. Sementara jenis energi lain, seperti gas, LPG, minyak tanah, minyak diesel, dan biomassa memiliki pangsa kebutuhan relatif tidak lebih dari 5%. Untuk minyak solar kebutuhan terjadi sebesar 6,8% pada skenario BaU dan 5,7% pada skenario KEN.

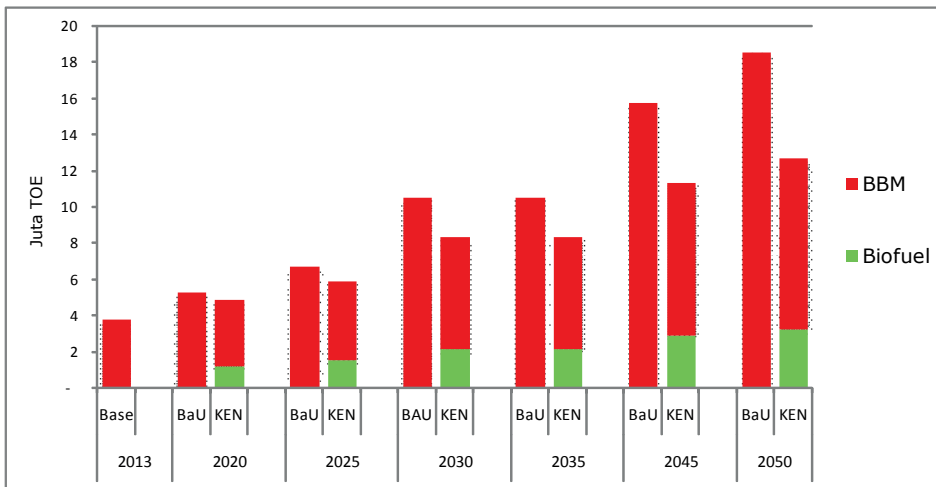
Dengan diterapkannya Kebijakan Energi Nasional (skenario KEN), maka kebutuhan energi dapat diturunkan sebesar 14% pada tahun 2025, sedangkan pada tahun 2050 sebesar 42%, dengan tetap didominasi oleh listrik. Besarnya penyediaan dan infrastruktur kelistrikan telah mendorong sektor komersial untuk mengalihkan kebutuhan energinya ke jenis listrik. Proyeksi kebutuhan energi final sektor komersial menurut jenis energinya ditunjukkan pada Grafik 5.12



**Grafik 5.12. Proyeksi Kebutuhan Energi Final Sektor Komersial Berdasarkan Jenis Energi**

### 5.2.5 Kebutuhan Energi Sektor Lainnya

Kebutuhan energi Sektor lainnya yang meliputi Pertanian, Pertambangan dan Konstruksi selama tahun 2013-2050 diperkirakan mengalami pertumbuhan yang relatif rendah jika dibandingkan sektor lainnya. Pada tahun 2025 kebutuhan energi pada sektor ini hanya mencapai 7 Juta TOE dan meningkat menjadi 19 juta TOE di tahun 2050 atau mengalami kenaikan sebesar 4,4% per tahun untuk skenario BaU. Sementara untuk skenario KEN, kebutuhan energi sektor lainnya mencapai 6 juta TOE pada tahun 2025 dan meningkat menjadi 12 juta TOE pada tahun 2050 atau mengalami pertumbuhan sebesar 3,2% per tahun. Terdapat perbedaan total kebutuhan energi sektor ini yang mencapai sebesar 13% pada tahun 2025 dan 34% pada tahun 2050.

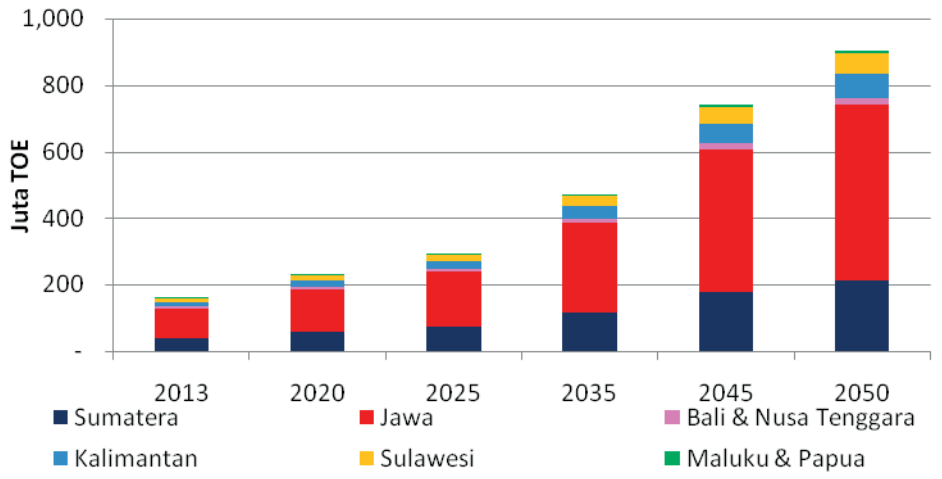


**Grafik 5.13** Proyeksi Kebutuhan Energi Final Sektor Pertanian, Konstruksi dan Pertambangan, Berdasarkan Jenis Energi

BBM merupakan satu-satunya energi yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan sektor ini, dengan jenis energi yang didominasi oleh minyak solar mencapai 73% dan bensin mencapai 19% untuk skenario BaU. Hal ini terjadi karena pada sub sektor konstruksi dan sub sektor pertambangan sebagian besar menggunakan peralatan berat. Sementara untuk jenis energi bensin sebagian besar dikonsumsi oleh sub sektor pertanian. Mengingat sektor ini hanya mengkonsumsi BBM, maka dengan adanya pencampuran biodiesel dan bioethanol pada minyak solar dan bensin, konsumsi BBN pada skenario KEN akan cukup besar, yaitu mencapai 25,6% mulai tahun 2025. Grafik 5.13 memperlihatkan hasil proyeksi kebutuhan ketiga sektor yang tergabung dalam sektor lainnya (sub sektor pertanian, pertambangan dan konstruksi).

### 5.3 Proyeksi Kebutuhan Energi Berdasarkan Koridor

Proyeksi kebutuhan energi berdasarkan koridor membagi wilayah dalam 6 koridor utama yaitu Jawa, Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, Bali dan Nusa Tenggara, serta Maluku dan Papua. Pada tahun 2013, sebesar 55% dari total kebutuhan energi final Indonesia berada di Jawa dan meningkat menjadi 57% pada tahun 2025 dan 58% pada tahun 2050. Sedangkan sisanya tersebar di lima koridor lain, dengan urutan pengguna terbesar yaitu Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, Bali dan Nusa Tenggara, serta Maluku dan Papua.



**Grafik 5.14. Kebutuhan Energi Di Indonesia Berdasarkan Koridor**

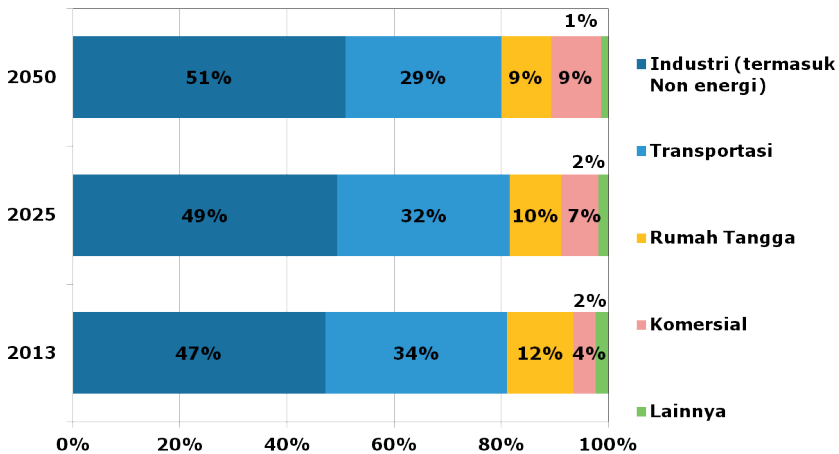
Tingginya kebutuhan energi final di wilayah Jawa disebabkan oleh kepadatan penduduk, sentra industri, dan ketersediaan infrastruktur yang mendukung kegiatan perekonomian. Sementara kebutuhan energi di luar Jawa masih kecil, hal ini disebabkan rasio penduduk yang kecil, lambatnya pertumbuhan industri serta masih minimnya infrastruktur yang dapat mendorong kegiatan perekonomian.

### 5.3.1 Kebutuhan Energi di Pulau Jawa

Secara umum, total kebutuhan energi final di Jawa diproyeksikan meningkat dari 76 juta TOE pada tahun 2013 menjadi 156 juta TOE pada tahun 2025 dan 504 juta TOE pada tahun 2050 atau meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 5,3% per tahun. Sektor industri (termasuk kebutuhan untuk bahan baku industri) mendominasi konsumsi energi pulau Jawa dengan pangsa sebesar 47% pada tahun 2013, dan mengalami peningkatan menjadi sebesar 49% pada tahun 2025, dan 51% pada tahun 2050 dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 5,5% per tahun. Jika ditinjau dari pertumbuhan kebutuhan energi sektoral, sektor komersial memiliki pertumbuhan tertinggi yang mencapai rata-rata sebesar 7,9% pertahun. Meskipun laju pertumbuhan

sektor ini merupakan yang tertinggi, tetapi pangsa sektor ini hanya mencapai sebesar 4% pada tahun 2013, meningkat menjadi 7% pada tahun 2025, dan 9% pada tahun 2050. Untuk sektor transportasi, kebutuhan energi sektor ini mengalami pertumbuhan dengan laju rata-rata sebesar 4,7% per tahun. Namun pangsa sektor ini mengalami penurunan dari 34% pada tahun 2013 menjadi 32% di tahun 2025 dan 29% di tahun 2050.

Sektor rumah tangga dan sektor lainnya merupakan sektor yang mempunyai pertumbuhan kebutuhan energi dibawah rata-rata kebutuhan energi total di Jawa. Kedua sektor tersebut menunjukkan laju pertumbuhan masing-masing sebesar 4,6% per tahun dan 3,6% per tahun. Lambatnya pertumbuhan kebutuhan energi di sektor rumah tangga disebabkan oleh rendahnya pertumbuhan penduduk, stabilnya penggunaan energi di sektor ini dan semakin efisien teknologi yang digunakan pada peralatan rumah tangga. Sementara rendahnya pertumbuhan kebutuhan energi di sektor lainnya, disebabkan oleh rendahnya aktivitas pertambangan di Jawa, pembangunan infrastruktur dan pertanian yang sudah mulai tidak banyak berkembang.

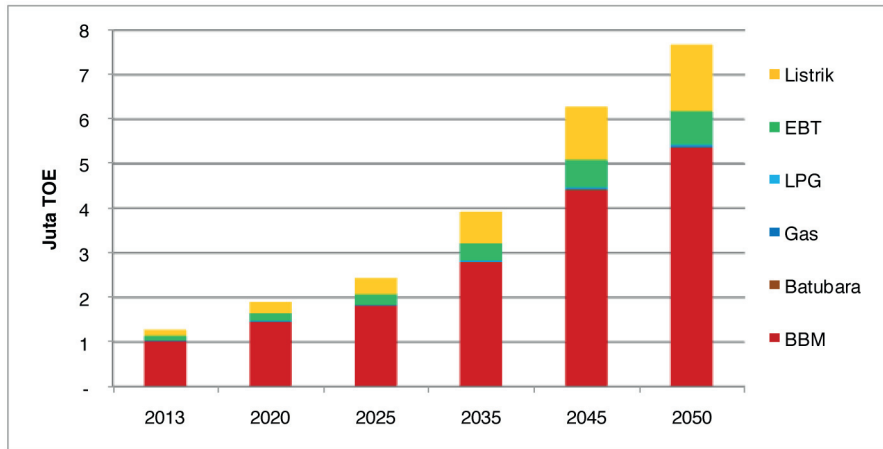


Grafik 5.15. Pangsa Kebutuhan Energi Koridor Jawa



Berdasarkan jenis energi yang digunakan, proyeksi kebutuhan energi koridor Jawa 2013 – 2050 ditunjukkan seperti pada Grafik 5.15. BBM merupakan jenis energi yang masih tetap dominan sebagai sumber energi yang dibutuhkan oleh pengguna. Meskipun pertumbuhannya relatif rendah, yaitu sebesar 4,7% per tahun atau berada dibawah pertumbuhan rata-rata total kebutuhan energi, namun kebutuhannya masih menduduki pangsa tertinggi, yaitu sebesar 48% pada tahun 2013, kemudian turun menjadi 44% pada tahun 2025, dan 39% pada tahun 2050. Tingginya kebutuhan BBM disebabkan oleh tingginya jumlah kendaraan dan transportasi lainnya yang masih bergantung pada BBM.

Pertumbuhan kebutuhan listrik diproyeksikan akan mengalami peningkatan rata-rata sebesar 6,4% per tahun. Pangsa kebutuhan listrik akan meningkat dari 16% pada tahun 2013, menjadi 19% pada tahun 2025, dan 23% pada tahun 2050. Adapun untuk kebutuhan batubara, jenis energi ini mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar 6,2% per tahun, dimana pangasanya akan meningkat dari 12% pada tahun 2013, meningkat menjadi 15% pada tahun 2025, dan 17% pada tahun 2050. Pertumbuhan ini disebabkan oleh pertumbuhan industri yang relatif masih tinggi. Tingginya kebutuhan listrik di sektor komersial dan batubara di sektor industri sejalan dengan koridor Jawa sebagai pendorong industri dan jasa nasional sebagaimana di jelaskan diatas.



**Grafik 5.16 Proyeksi Kebutuhan Energi di Jawa Berdasarkan Jenis Energi**

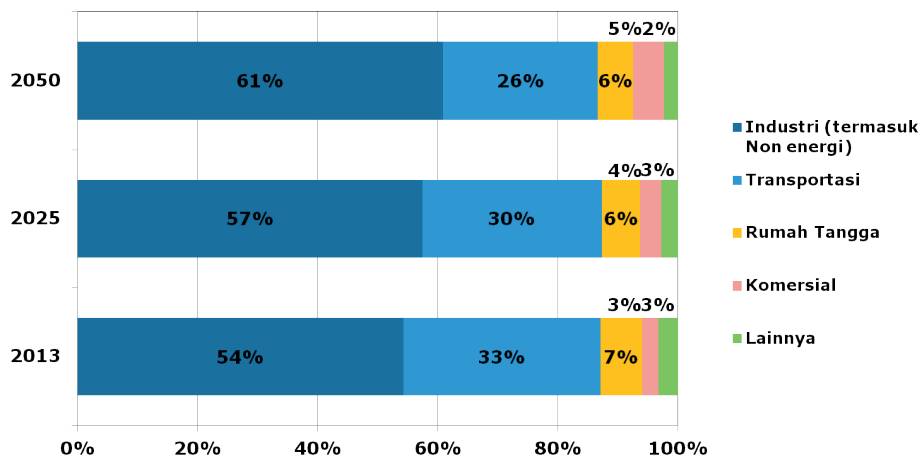
Kebutuhan gas diproyeksikan akan relatif konstan sebesar 10% selama periode proyeksi dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 5,2% per tahun. Sedangkan LPG diproyeksikan mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar 3,9% per tahun dengan pangsa di tahun 2013 sebesar 6%, dan menurun menjadi 4% pada tahun 2050. Adapun kebutuhan EBT yang terdiri dari BBN dan biomassa komersial mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar 5,1% per tahun dengan pangsa yang relatif konstan sebesar 6% sampai dengan tahun 2050.

### 5.3.2 Kebutuhan Energi di Pulau Sumatera


Total kebutuhan energi final di wilayah Sumatera dari tahun 2013 sampai dengan 2050 diperkirakan tumbuh dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 5% per tahun dari 35 juta TOE pada tahun 2013 meningkat menjadi 68 juta TOE di tahun 2025 dan menjadi 212 juta TOE pada tahun 2050. Sektor industri menjadi sektor dengan pangsa kebutuhan energi terbesar yaitu mencapai 54% pada 2013, meningkat menjadi sebesar 57% pada tahun 2025, dan menjadi 61% pada tahun 2050 dengan pertumbuhan rata-

rata sebesar 5,3% per tahun yang merupakan pertumbuhan terbesar jika dibandingkan dengan sektor lainnya. Pesatnya pertumbuhan industri energi Sumatera, selain dapat meningkatkan pendapatan wilayah, juga akan menggerakkan sektor ekonomi lain seperti komersial (perdagangan, hotel, bank, dan rumah makan), dan transportasi. Hal inilah yang menyebabkan pertumbuhan kebutuhan energi sektor lainnya juga mengalami peningkatan yang berarti. Kebutuhan energi sektor transportasi tumbuh rata-rata sebesar 4,3% per tahun, sektor komersial tumbuh rata-rata sebesar 6,9% per tahun, sektor rumah tangga tumbuh sebesar 4,5% per tahun dan sektor lainnya tumbuh sebesar 4% per tahun.

Tingginya permintaan energi sektor industri salah satunya akibat dari terus meningkatnya kebutuhan gas baik sebagai sumber energi bahan bakar, maupun sebagai bahan baku. Keberadaan industri pupuk di wilayah Sumatera telah mendorong meningkatnya kebutuhan gas untuk bahan baku yang diproyeksikan akan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sekitar 5,2% per tahun dengan pangsa sebesar 23% di tahun 2013 dan relatif konstan sampai dengan tahun 2030 dan mengalami kenaikan menjadi 24% sampai dengan tahun 2050.

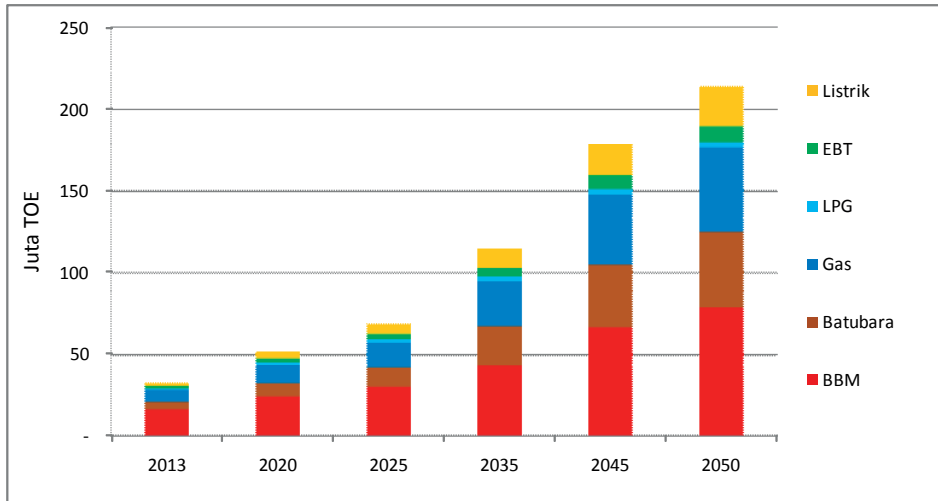


Grafik 5.17. Pangsa Kebutuhan Energi di Koridor Sumatera



Pertumbuhan tertinggi berasal dari energi listrik dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 6,3% per tahun dengan pangsa sebesar 7% di tahun 2013, dan meningkat menjadi 9% di tahun 2025 dan 11% pada tahun 2050. Tingginya kebutuhan listrik ini, selain disebabkan oleh kebutuhan dari sektor rumah tangga juga dikarenakan peningkatan kebutuhan pada sektor komersial yang didominasi oleh listrik. Pertumbuhan tertinggi selanjutnya berasal dari batubara yang diproyeksikan akan mengalami peningkatan dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 6,3% per tahun dengan pangsa sebesar 14% pada tahun 2013 dan terus meningkat menjadi 18% di tahun 2025 dan 22% di tahun 2050. Meningkatnya pertumbuhan kebutuhan batubara disebabkan adanya pertumbuhan industri yang tinggi sebagai konsekuensi penetapan Sumatera sebagai lumbung energi. Sehingga, industri juga akan lebih banyak berkembang mendekati sumber energi di wilayah ini.

Adapun kebutuhan BBM diproyeksikan mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar 4,2% dengan pangsa di tahun 2013 sebesar 49% namun menurun menjadi 43% pada tahun 2025 dan 37% di tahun 2050. Pangsa BBM dalam bauran energi final wilayah Sumatera merupakan yang terbesar jika dibandingkan dengan jenis energi lainnya. Pangsa kebutuhan energi final per sektor di Sumatera dari tahun 2013 sampai dengan 2050 ditunjukkan pada Grafik 5.17.



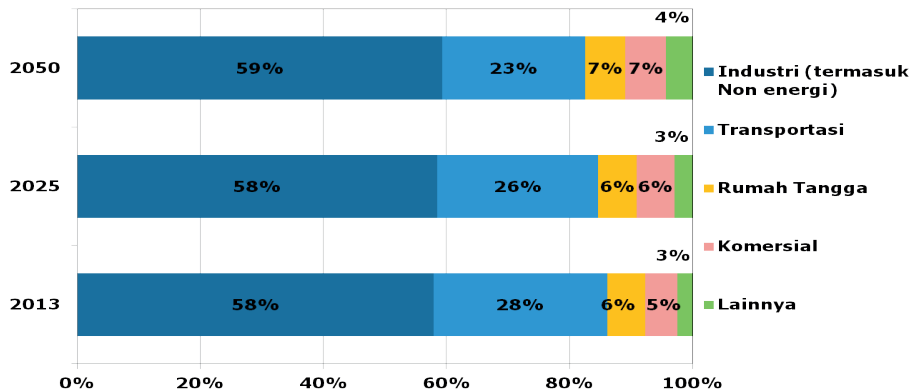
**Grafik 5.18** Proyeksi Kebutuhan Energi Final berdasarkan Jenis Energi di Sumatera

### 5.3.3 Prakiraan Kebutuhan Energi di Pulau Kalimantan

Kondisi geografi dan demografi di Kalimantan secara keseluruhan hampir sama dengan wilayah Sumatera, yang merupakan pusat produksi hasil tambang dan sebagai lumbung energi nasional. Namun sarana transportasi yang dominan di wilayah Kalimantan adalah angkutan sungai yang kebutuhannya relatif rendah dibandingkan angkutan lainnya, sehingga bila dibandingkan wilayah Indonesia lainnya, Kalimantan dengan wilayah yang cukup besar, namun memiliki total kebutuhan energi yang relatif kecil. Dalam rentang periode proyeksi, total kebutuhan energi final di Kalimantan meningkat dari 13 juta TOE (2013), meningkat menjadi 24 juta TOE (2025) dan 77 juta TOE (2050) dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 5,0% per tahun.

Pertumbuhan kebutuhan energi tertinggi berasal dari sektor lainnya yang terdiri dari pertambangan, pertanian dan konstruksi. Meskipun kebutuhannya cukup

kecil, namun memiliki laju pertumbuhan sebesar 6,5% per tahun yang merupakan laju pertumbuhan tertinggi dibanding sektor yang lain. Pangsa kebutuhan energi sektor ini sebesar 3% di tahun 2013 dan relatif konstan sampai dengan tahun 2050.



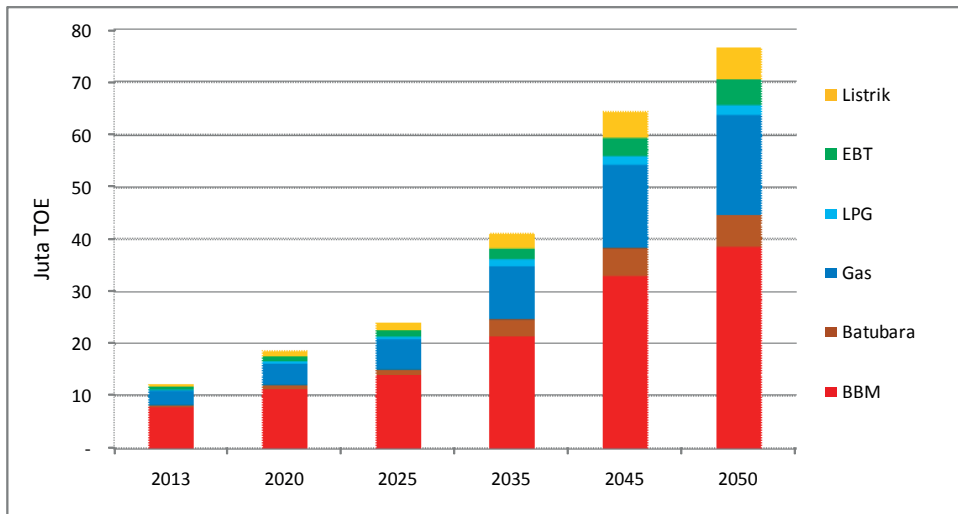
**Grafik 5.19. Pangsa Kebutuhan Energi di Koridor Kalimantan**

Sektor komersial juga mengalami pertumbuhan konsumsi energi di atas rata-rata pertumbuhan total konsumsi, dengan laju pertumbuhan sebesar 5,7% per tahun. Pangsa kebutuhan energi sektor ini sebesar 5% pada tahun 2013, dan meningkat menjadi 6% pada tahun 2025 dan 7% di tahun 2050. Adapun kebutuhan energi Sektor industri juga mengalami pertumbuhan dengan laju rata-rata sebesar 5% per tahun, dimana pangsa kebutuhan sektor ini sebesar 58% pada tahun 2013 relatif konstan sampai dengan tahun 2050. Sementara sektor rumah tangga dan sektor komersial, meskipun pertumbuhannya cukup tinggi, namun pangsa masing-masing masih dibawah 10%.

Sebagaimana dijelaskan diatas bahwa transportasi di Kalimantan sebagian besar didominasi angkutan sungai yang kebutuhan energinya relatif rendah dibandingkan dengan sektor angkutan lainnya, dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 4,4% per tahun.

Berdasarkan jenis energi, BBM merupakan jenis energi yang masih sangat dominan sebagai sumber energi yang dibutuhkan oleh pengguna. Meskipun pertumbuhannya paling rendah (4,3%) dibandingkan jenis energi lainnya, namun pangsa kebutuhan BBM masih sangat tinggi, yaitu 63% pada tahun 2013, turun menjadi 58% pada tahun 2025 dan 50% pada tahun 2050. Kebutuhan gas mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar 5,3% per tahun, dengan pangsa sebesar 22% pada tahun 2013 dan terus meningkat hingga mencapai 24% di tahun 2025 dan 25% di tahun 2050. Tingginya kebutuhan BBM dan gas bisa dimaklumi, mengingat di Kalimantan terdapat infrastruktur minyak dan gas yang cukup memadai dengan adanya kilang minyak dan gas di wilayah ini.

Adapun untuk batubara diproyeksikan mengalami laju pertumbuhan rata-rata paling tinggi dibanding jenis energi lainnya, yaitu sebesar 7,4% per tahun. Pangsa kebutuhan batubara juga mengalami peningkatan dari 4% pada tahun 2013, meningkat menjadi 5% pada tahun 2025, dan 8% pada tahun 2050. Kebutuhan batubara sebagian besar terjadi oleh adanya kebutuhan dari sektor industri yang relatif tinggi. Proyeksi kebutuhan energi final per jenis energi di Kalimantan dari tahun 2013 sampai dengan 2050 ditunjukkan pada Grafik 5.20.



**Grafik 5.20** Proyeksi Kebutuhan Energi Final Berdasarkan Jenis Energi di Kalimantan

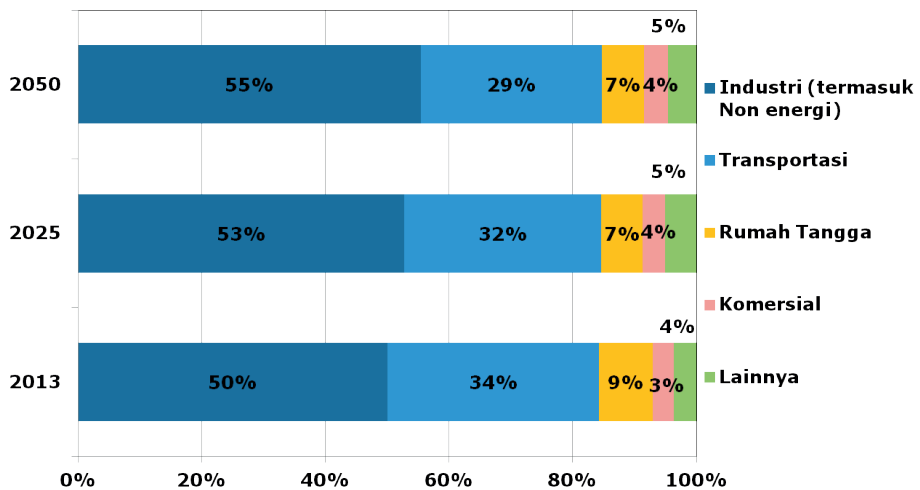
### 5.3.4 Prakiraan Kebutuhan Energi di Sulawesi

Total kebutuhan energi final di Sulawesi diproyeksikan meningkat dari 8 juta TOE pada tahun 2013 menjadi 17 juta TOE pada tahun 2025 dan 60 juta TOE pada tahun 2050 atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 5,6% per tahun. Kebutuhan energi di sektor industri masih menduduki urutan pertama, dengan pangsa sebesar 50% pada tahun 2013, meningkat menjadi 53% pada tahun 2035, dan 55% pada tahun 2050 dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 6% per tahun. Pertumbuhan kebutuhan energi tertinggi berasal dari sektor lainnya dengan laju pertumbuhan sebesar 6,2% per tahun. Namun pangsa sektor ini relatif konstan berkisar 4%-5%.

Laju pertumbuhan sektor transportasi dan rumah tangga sebesar 4,9% per tahun, dimana pangsa kebutuhan energi dari sektor transportasi mengalami penurunan dari 34% di tahun 2013 menjadi 32% pada tahun 2025 dan 29% pada tahun 2050.



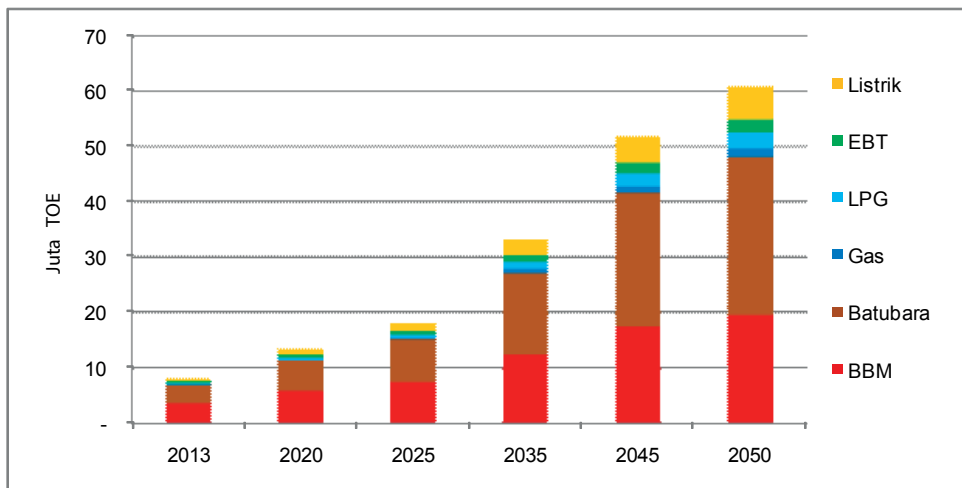
Sementara pangsa sektor rumah tangga juga mengalami penurunan dari 9% ditahun 2013 menjadi relatif konstan 7% mulai tahun 2025. Adapun sektor komersial memiliki pangsa sebesar 3% pada tahun 2013 dan konstan 4% mulai tahun 2025 dengan laju pertumbuhan sebesar 6%.



**Grafik 5.21. Pangsa Kebutuhan Energi Koridor Sulawesi**

Berdasarkan jenis energi yang digunakan, proyeksi kebutuhan energi di Sulawesi tahun 2013 – 2050 ditunjukkan seperti pada Grafik 5.21. BBM merupakan jenis energi yang dominan sebagai sumber energi yang dibutuhkan oleh pengguna di awal tahun proyeksi, dengan pangsa sebesar 44%. Namun mulai tahun 2025, dominasi BBM diganti oleh batubara dengan pangsa sebesar 43%, sedangkan BBM hanya sebesar 39%. Sampai dengan akhir tahun proyeksi pangsa kebutuhan batubara akan terus meningkat menjadi 47%, sementara kebutuhan BBM terus menurun menjadi 32%. Laju pertumbuhan kebutuhan batubara dan BBM masing-masing sebesar 5,8% per tahun dan 4,6% per tahun. Sedangkan gas memiliki pangsa 1% pada tahun 2013 kemudian meningkat menjadi sebesar 3% pada tahun 2050 atau mengalami peningkatan dengan laju pertumbuhan sebesar 7,9% pertahun.

LPG mengalami peningkatan dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 7,1% per tahun dengan pangsa 3% pada tahun 2013 dan naik menjadi 5% pada tahun 2050. Adapun untuk energi dari EBT, meskipun kebutuhan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-ratanya sebesar 5,2%, namun pangasanya konstan sebesar 4% sepanjang tahun proyeksi.



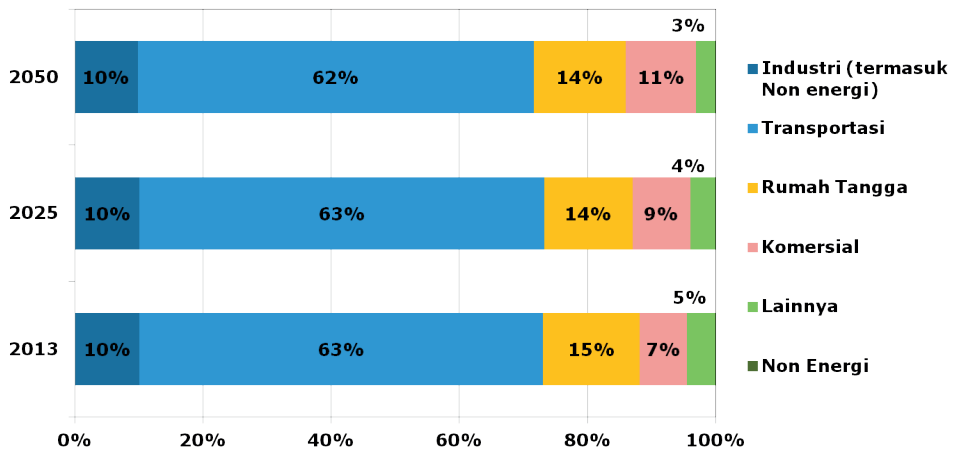
**Grafik 5.22. Proyeksi Kebutuhan Energi di Sulawesi Berdasarkan Jenis Energi**

### 5.3.5 Prakiraan Kebutuhan Energi di Pulau Bali dan Nusa Tenggara

Total kebutuhan energi final di Bali dan Nusa Tenggara diperkirakan tumbuh dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 5,2% per tahun atau meningkat dari 3,4 juta TOE pada tahun 2013 menjadi 6,7 pada tahun 2025 dan 22,3 juta TOE pada tahun 2050. Pangsa pengguna energi terbesar adalah sektor transportasi dengan pangsa sebesar 64% pada 2013 dan relatif konstan sampai pada tahun 2050. Pengguna energi terbesar lainnya yaitu sektor rumah tangga dengan pangsa sebesar 15% pada tahun 2013 dan turun menjadi 14% mulai tahun 2025.

Selain sektor transportasi, pangsa kebutuhan energi yang relatif konstan adalah sektor industri yaitu sebesar 10%. Sektor komersial merupakan sektor yang mengalami peningkatan kebutuhan tertinggi dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 6,8% per tahun dengan pangsa yang meningkat dari 7% pada tahun 2013, menjadi 9% pada tahun 2025 dan 11% pada tahun 2050.

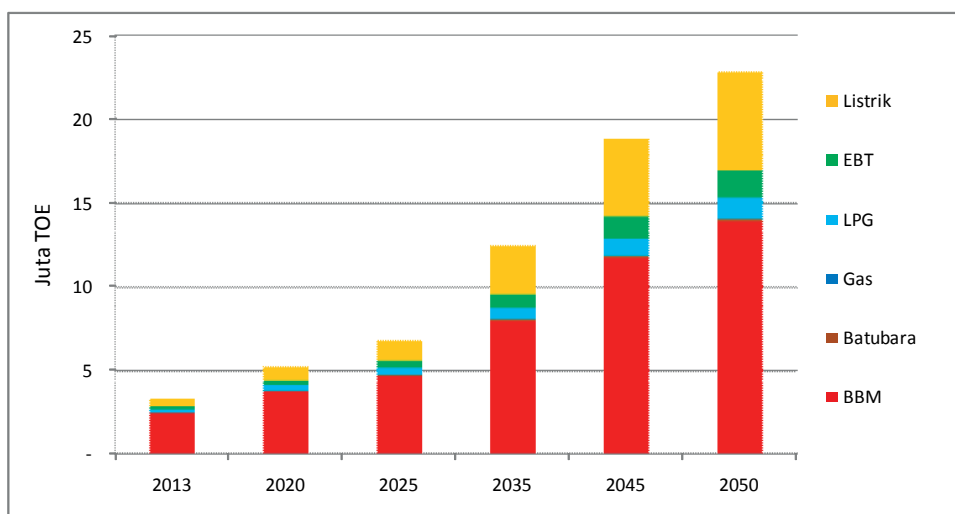
Berdasarkan jenis energinya, BBM merupakan jenis energi final yang menempati pangsa terbesar dalam penggunaan energi pada wilayah Bali dan Nusa Tenggara. Meskipun pertumbuhannya berada dibawah pertumbuhan rata-rata, serta terjadi penurunan pangsa kebutuhan energi dimana pada tahun 2013 pangsa sebesar 74%, dan turun menjadi 69% di tahun 2025, dan 61% pada tahun 2050, namun sampai dengan tahun 2050 pangsa BBM tetap mendominasi kebutuhan energi pada wilayah ini.



**Grafik 5.23. Pangsa Kebutuhan Energi di Bali dan Nusa Tenggara**

Dominasi kebutuhan BBM ini sebagian besar dikonsumsi oleh sektor transportasi, sebagai sarana penunjang wilayah Bali dan Nusa Tenggara sebagai wilayah wisata. Selain BBM, selama periode proyeksi kebutuhan energi yang mengalami peningkatan

paling tinggi di Bali dan Nusa Tenggara adalah energi listrik. Energi listrik mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar 7,1% per tahun, dengan pangsa sebesar 14% pada tahun 2013, dan naik menjadi 18% pada tahun 2025, dan 26% pada tahun 2050. Tingginya kebutuhan listrik ini, selain adanya kebutuhan dari sektor rumah tangga juga adanya kebutuhan yang tinggi dari sektor komersial, dimana diketahui bahwa jenis energi utama sektor ini adalah listrik sebagai konsekwensi wilayah wisata yang banyak menyediakan hotel, restoran, perdagangan, dan jasa-jasa lainnya.

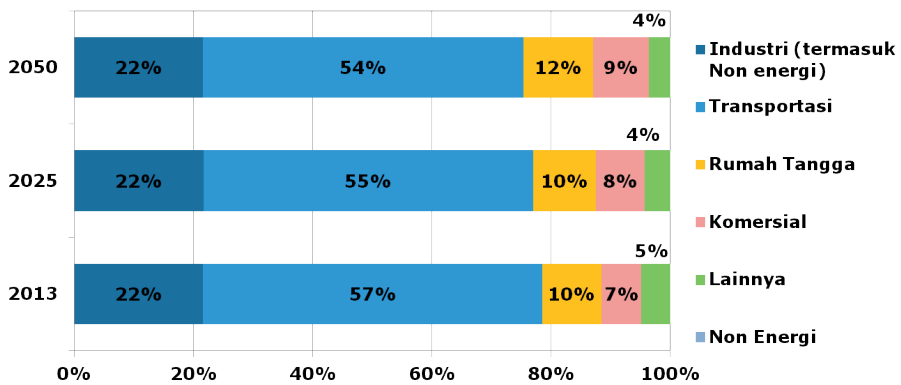


**Grafik 5.24 Pangsa Kebutuhan Energi di Bali dan Nusa Tenggara Berdasarkan Jenis Energi**

### 5.3.6 Prakiraan Kebutuhan Energi di Pulau Maluku dan Papua

Wilayah Maluku dan Papua merupakan wilayah dengan konsumsi energi terendah dibandingkan dengan wilayah lainnya. Selama periode 2013 sampai dengan 2050, total kebutuhan energi final di Maluku dan Papua meningkat dari 1,3 juta TOE pada tahun 2013, menjadi 2,4 juta TOE pada tahun 2025 dan 7,7 juta TOE pada tahun 2050 dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 4,8% per tahun.

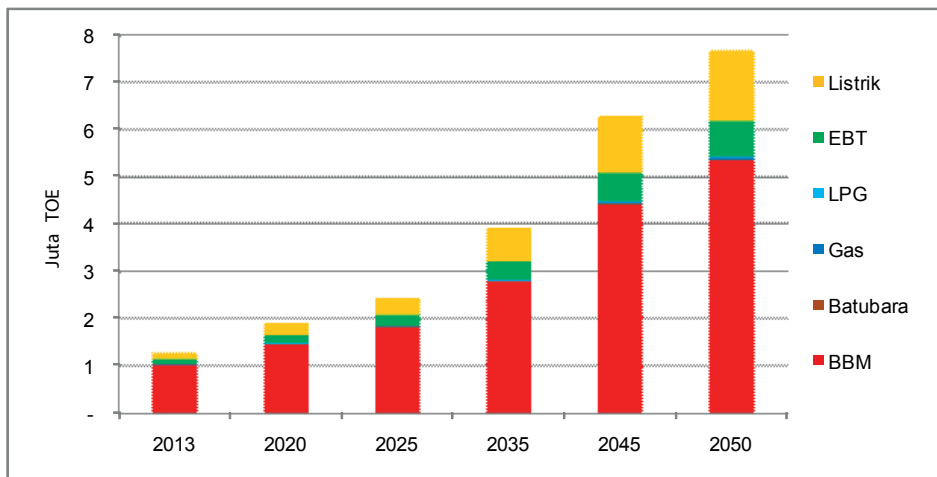
Pangsa kebutuhan sektor transportasi menjadi yang terbesar dalam dibanding dengan sektor lainnya dengan pangsa sebesar 57% pada tahun 2013, dan menurun menjadi 55% pada tahun 2025 dan 54% pada tahun 2050. Laju pertumbuhan sektor ini diperkirakan mencapai 4,6% per tahun. Pangsa terbesar setelah sektor transportasi adalah sektor industri dengan pangsa konsumsi terus konstan sebesar 22% namun pertumbuhannya terus meningkat rata-rata sebesar 4,8% per tahun.



**Grafik 5.25. Pangsa Kebutuhan Energi di Koridor Maluku dan Papua**

Sementara konsumsi sektor rumah tangga sebesar 10% dari total konsumsi pada tahun 2013, dan meningkat menjadi 12% pada tahun 2050. Laju pertumbuhan sektor ini mencapai 5,5% per tahun. Pangsa Sektor komersial hanya berkisar 7% pada tahun 2013 dan meningkat menjadi 8% pada tahun 2025 dan 9% di tahun 2050, dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 5,8% per tahun. Sementara sektor Lainnya, disamping pangsa konsumsinya paling kecil, yaitu hanya sebesar 5% pada tahun 2013 dan 4% pada tahun 2050, laju kebutuhan sektor ini juga paling rendah, yaitu hanya sebesar 4% per tahun. Pangsa kebutuhan energi di Maluku dan Papua berdasarkan jenis penggunaannya pada tahun 2013, 2025 dan 2050 ditunjukkan seperti ada Grafik 5.25.

Berdasarkan jenis energi yang digunakan, hanya ada tiga jenis energi yang dikonsumsi secara signifikan di wilayah Maluku dan Papua, yaitu BBM, Listrik dan EBT. BBM sangat mendominasi jenis energi yang dibutuhkan dengan pangsa sebesar 80% pada tahun 2013, dan menurun menjadi 74% pada tahun 2025, dan sebesar 70% pada tahun 2050, atau mengalami pertumbuhan sebesar 4,5% per tahun. Pangsa kebutuhan listrik pada tahun 2013 sebesar 11% dan meningkat menjadi 15% pada tahun 2025, dan 19% pada tahun 2050 dengan laju pertumbuhan sebesar 6,5% per tahun. Sedangkan pangsa EBT pada tahun 2013 adalah sebesar 8% dan terus meningkat menjadi sebesar 9% pada tahun 2025 dan 10% pada tahun 2050, atau diproyeksikan mengalami peningkatan dengan laju pertumbuhan 5,3% per tahun. Sementara untuk energi jenis lainnya seperti gas, LPG dan batubara, pangasanya masih dibawah 1%.

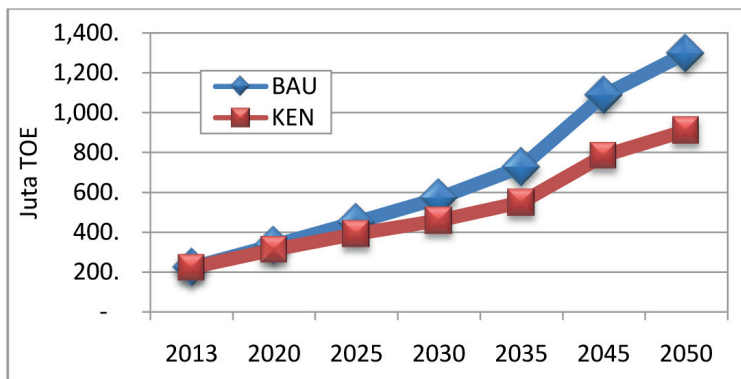


**Grafik 5.26 Proyeksi Kebutuhan Energi Final per Sektor di Maluku dan Papua**

## 5.4 Penyediaan Energi Primer

Ketersediaan energi yang berkesinambungan, handal, terjangkau dan ramah lingkungan merupakan hal yang fundamental dalam membangun industri energi yang bisa mendukung perkembangan ekonomi dan sosial suatu negara. Beranjak dari hal tersebut, beberapa negara termasuk Indonesia telah mulai memanfaatkan energi baru terbarukan (EBT) sebagai pengganti energi fosil yang cadangannya mulai menipis. Tidak seperti negara-negara maju, pengembangan EBT di Indonesia hingga saat ini masih belum begitu menggembirakan. Peran EBT saat ini masih kecil, sekitar 8% (termasuk biomassa komersial) dari total bauran energi primer tahun 2013. Pada periode yang sama penyediaan energi di Indonesia masih didominasi oleh energi fosil khususnya minyak yang mencakup minyak bumi dan produk minyak, sekitar 43%, diikuti oleh batubara 28% dan gas 22%.

Selama periode 2013-2050, pasokan total energi primer (termasuk biomassa tradisional/rumah tangga) untuk skenario BaU diperkirakan meningkat dari 222 juta TOE pada 2013 menjadi sekitar 1.286 juta TOE pada 2050 atau tumbuh rata-rata 5,0% per tahun (Grafik 5.27). Pasokan energi primer komersial (tanpa biomassa tradisional) diperkirakan akan meningkat dari 183 juta TOE pada tahun 2013 menjadi sekitar 1.286 juta TOE pada tahun 2050 atau tumbuh rata-rata sebesar 5,4% per tahun.



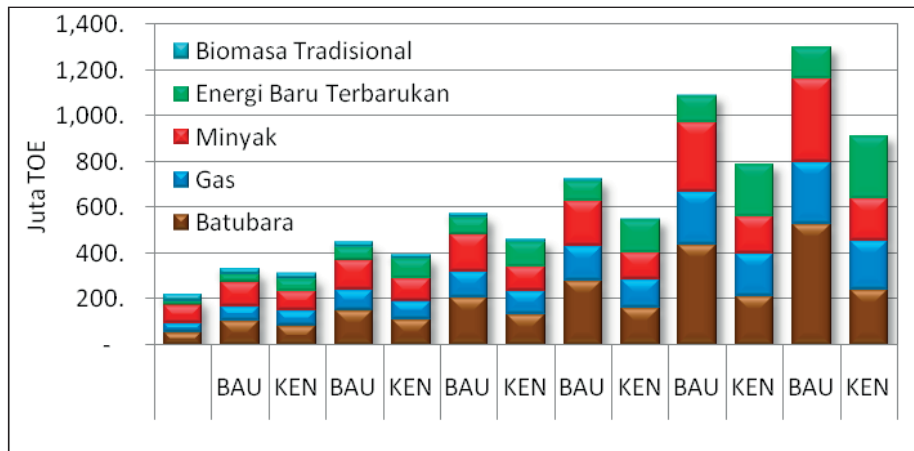
**Grafik 5.27. Penyediaan Energi Primer (Termasuk Biomassa Tradisional)**

Berdasarkan skenario KEN, pasokan total energi primer (termasuk biomassa tradisional) akan meningkat menjadi sekitar 885 juta TOE pada 2050 atau tumbuh rata-rata sebesar 3,9% per tahun. Pasokan energi primer komersial pada skenario KEN diperkirakan akan juga meningkat dalam jumlah yang sama tetapi dengan laju pertumbuhan yang berbeda, sekitar 4,3% per tahun. Dengan membandingkan kedua skenario, skenario KEN memberikan penghematan energi primer pada sisi penyediaan sebesar 30% pada tahun 2050 dibandingkan skenario BaU. Penghematan ini diperoleh akibat dari penerapan teknologi hemat energi dan perpindahan moda transportasi pada sektor pengguna.

Pertumbuhan periode 2013–2025 rata-rata lebih tinggi dari periode 2025 – 2050. Pada skenario BaU pertumbuhan periode 2013 – 2025 sekitar 7%, lebih tinggi dari periode 2025–2050 yang hanya 5%. Pada skenario KEN pertumbuhan periode 2013–2025 sekitar 6,0% dan periode 2025–2050 hanya 4%. Pertumbuhan periode 2013–2025 yang tinggi adalah akibat dari tingginya permintaan energi primer pada periode tersebut dalam usaha untuk mencapai target KEN seperti rasio elektrifikasi 100% dan penggunaan gas 85% yang diamanatkan.

Perkembangan penyediaan energi primer per jenis energi menurut skenario BaU diperlihatkan pada Grafik 5.28. Jenis energi yang diperkirakan akan dominan pada bauran energi primer di masa mendatang adalah batubara diikuti oleh minyak, gas dan energi baru dan terbarukan. Pangsa batubara akan meningkat dari 31% menjadi 41% pada 2050 (tanpa biomassa tradisional) atau tumbuh 7,0% per tahun akibat dari meningkatnya permintaan batubara pada sektor pembangkit dan industri pengolahan. Adanya kebijakan pemerintah untuk mengoptimalkan penggunaan batubara di dalam negeri telah meningkatkan permintaan batubara untuk pembangkit listrik khususnya PLTU Batubara. Selain itu, tingginya harga BBM juga telah menyebabkan industri beralih menggunakan batubara dan gas sebagai bahan bakar khususnya industri logam dasar, besi baja, kertas, tekstil, pupuk dan semen.





**Grafik 5.28. Penyediaan Energi Primer Menurut Jenis dan Skenario**

Pangsa minyak akan turun dari 39% menjadi 28% pada 2050 (tanpa biomassa tradisional) atau tumbuh sebesar 4% per tahun (skenario BaU). Peran minyak khususnya BBM pada sektor transportasi akan mulai tergantikan oleh bahan bakar nabati atau BBN (biodiesel dan bioethanol) dan bahan bakar gas (BBG). Hal ini berdampak cukup besar pada penurunan pangsa minyak pada bauran energi primer mengingat saat ini sekitar 99% lebih dari total konsumsi energi sektor transportasi masih dipenuhi oleh BBM. Selain sektor transportasi, penggunaan BBM pada sektor industri dan pembangkit juga mengalami penurunan karena tergantikan oleh gas dan batubara. Pertumbuhan penyediaan gas yang hanya 5% mengakibatkan pangasanya mengalami penurunan sedikit dari 22% menjadi 21% pada periode yang sama. Sebagian besar penyediaan gas digunakan untuk sektor industri, komersial dan rumah tangga. Pengembangan jaringan pipa gas di Jawa, Sumatera dan Kalimantan akan meningkatkan pemanfaatan gas pada sektor-sektor tersebut meskipun masih terkendala dengan investasi infrastruktur pipa gas yang cukup tinggi. Pangsa energi baru terbarukan akan meningkat dari 8% menjadi 10% pada 2050 atau tumbuh 6% per tahun. Jenis energi baru terbarukan yang akan tumbuh pesat adalah panas bumi, hidro dan biomassa komersial. Ketiga

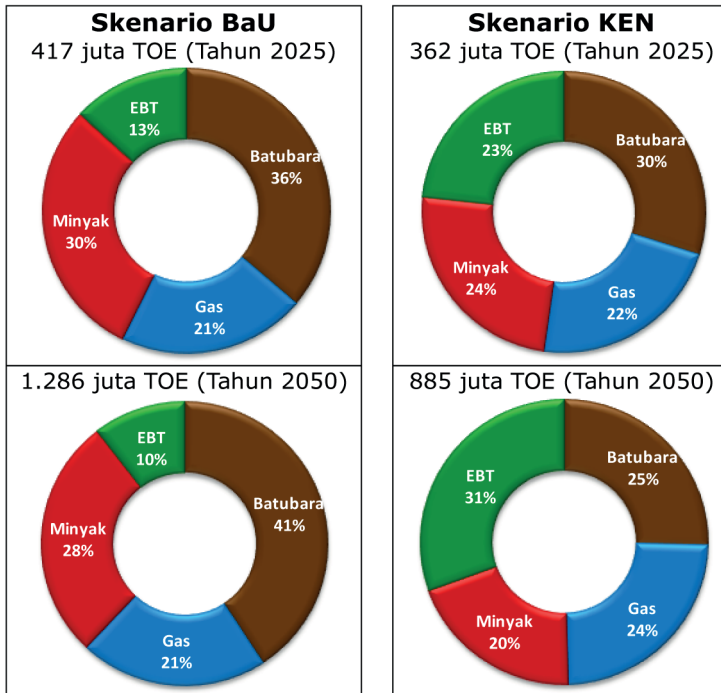
jenis energi tersebut digunakan untuk pembangkit listrik. Biodiesel tumbuh lambat karena penggunaannya pada sektor transportasi dan industri tidak begitu besar.

Pada skenario KEN Jenis energi primer yang diperkirakan akan dominan pada bauran pasokan energi masa mendatang energi baru terbarukan diikuti oleh batubara, gas dan minyak. Pangsa batubara akan turun menjadi 25% pada 2050 (tanpa biomassa) atau tumbuh 4% per tahun, tidak setinggi skenario BaU. Pangsa minyak bumi akan turun lebih cepat dari 43% menjadi hanya 20% pada 2050 (tanpa biomassa) akibat adanya penggunaan BBG dan BBN pada sektor transportasi. Berbeda dengan skenario BaU yang mengalami penurunan, pangsa gas bumi pada Skenario KEN justru naik menjadi 24% pada tahun 2050 (tanpa biomassa). Penggunaan gas yang lebih agresif pada sektor industri, transportasi dan pembangkit menyebabkan peran gas menjadi lebih besar. Energi baru terbarukan (EBT) akan tumbuh cukup pesat sekitar 7% per tahun dan menyumbang 31% bauran energi primer pada tahun 2050. Energi baru terbarukan yang akan berperan besar adalah panas bumi, hidro, biomassa, BBN (biodiesel dan bioethanol). Dari total EBT yang dibutuhkan pada skenario KEN pada tahun 2050, pangsa biomassa komersial paling besar sekitar 23%, diikuti biodiesel 21%, panas bumi 20%, hidro 10%, nuklir 7%, gas metan batubara 6%, bioethanol 4%, dan sisanya yang mencakup biogas, surya, bayu dan laut dengan pangsa 8%.

Jika dibandingkan bauran energi saat ini yang masih didominasi oleh minyak sekitar 43%, maka bauran energi pada tahun 2050 menurut skenario KEN akan mengalami pergeseran cukup signifikan yaitu dari dominasi minyak ke EBT dengan pangsa 31%.

Untuk melihat perbandingan pasokan energi antara kedua skenario pengembangan tersebut dengan target Kebijakan Energi Nasional (KEN) untuk bauran energi, diperlihatkan bauran energi skenario BaU dan skenario KEN pada tahun 2025 dan 2050 seperti ditunjukkan pada Grafik 5.29. Sedangkan bauran energi untuk periode 2013 – 2050 ditunjukkan pada Tabel 5.1. Bauran energi di sini tidak memasukkan biomassa tradisional dalam perhitungan. Kedua skenario pengembangan

menghasilkan trend pasokan energi yang masih didominasi oleh energi fosil khususnya batubara, gas dan minyak.



**Grafik 5.29. Bauran Energi Primer Tahun 2025 dan 2050 (Tanpa Biomassa Tradisional)**

Tabel 5.1 menunjukkan perkembangan bauran energi primer skenario BaU dan KEN dari tahun 2013 hingga 2050. Pemanfaatan energi baru terbarukan yang tinggi telah memberikan perubahan yang sangat signifikan pada bauran energi primer Indonesia khususnya pada skenario KEN. Kontribusi EBT yang pada tahun 2013 baru 8% yang merupakan gabungan dari hidro, panas bumi dan EBT lainnya. Pada tahun 2050 kontribusi EBT meningkat menjadi 31%. Semangat untuk merealisasikan target KEN mendasari peningkatan pangsa EBT yang cukup cepat.

**Tabel 5.1. Perkembangan Bauran Energi Primer**

(a) Skenario BaU

Jenis Energi	2013	2020	2025	2030	2035	2045	2050
<b>Batubara</b>	28%	35%	36%	38%	40%	40%	41%
<b>Gas</b>	22%	21%	21%	21%	21%	22%	21%
<b>Minyak</b>	43%	33%	30%	28%	27%	27%	28%
<b>EBT</b>	8%	11%	13%	13%	12%	11%	10%
<b>Total</b>	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

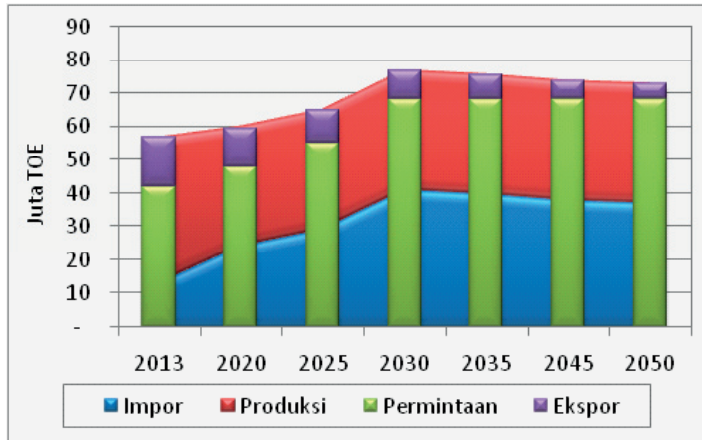
(b) Skenario KEN

Jenis Energi	2013	2020	2025	2030	2035	2045	2050
<b>Batubara</b>	28%	30%	30%	30%	29%	26%	25%
<b>Gas</b>	22%	23%	22%	23%	23%	25%	24%
<b>Minyak</b>	43%	29%	24%	22%	21%	20%	20%
<b>EBT</b>	8%	19%	23%	25%	27%	29%	31%
<b>Total</b>	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

#### 5.4.1 Penyediaan Minyak Bumi

Minyak selama ini mendominasi pasokan energi primer di Indonesia, dengan pangsa sekitar 43%. Mengingat harga minyak bumi cenderung terus meningkat sedangkan cadangan dan kemampuan produksi minyak bumi dalam negeri terus menurun, pemerintah telah menetapkan kebijakan untuk mengurangi ketergantungan terhadap pasokan minyak melalui program-program diversifikasi energi. Mengingat tidak semua jenis pemakaian minyak bumi dapat digantikan dengan energi lainnya, pasokan minyak bumi masa mendatang diperkirakan masih akan terus meningkat sejalan dengan pertumbuhan ekonomi dan penduduk.

Berdasarkan skenario BaU maupun KEN, permintaan minyak bumi domestik yang merupakan gabungan dari produksi dan impor dikurangi ekspor tumbuh rata-rata 0,7% per tahun, dari 42 juta TOE tahun 2013 menjadi 68 juta TOE tahun 2050. (Grafik 5.30).



**Grafik 5.30. Proyeksi Produksi, Ekspor, Impor dan Kebutuhan Minyak Bumi**

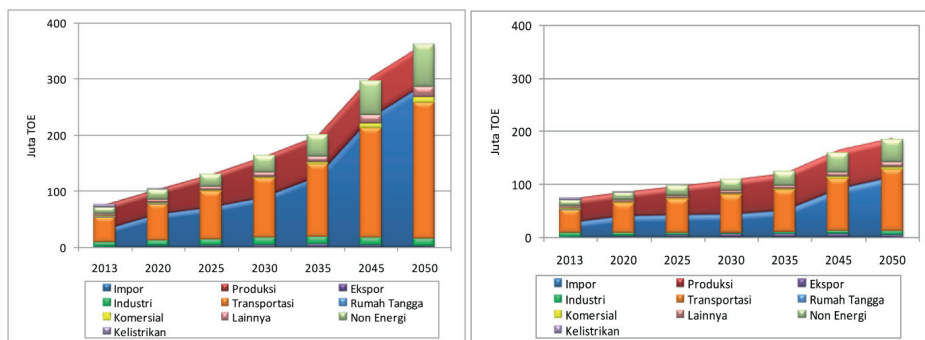
Produksi minyak bumi diproyeksikan akan mengalami penurunan sekitar -0,4% dari tingkat sekarang. Berdasarkan skenario BaU maupun KEN, impor minyak mentah Indonesia akan mencapai 37 juta TOE pada tahun 2050 atau tumbuh 0,7%. Impor minyak bumi dibatasi oleh kemampuan kilang domestik yang ada. Ekspor minyak mentah masih akan berlanjut selama periode proyeksi meskipun semakin turun seiring dengan kemampuan produksi minyak bumi yang juga turun. Penurunan proyeksi penyediaan minyak bumi setelah tahun 2035 semata-mata hanya akibat dari ekspor minyak bumi yang mengalami penurunan.

Sejalan dengan meningkatnya kebutuhan BBM (premium, avtur, minyak solar/diesel, dan minyak bakar) dan terbatasnya kapasitas kilang dalam negeri, impor BBM pada skenario BaU dan KEN selama kurun waktu 2013 – 2050 mengalami peningkatan. Laju pertumbuhan impor BBM selama kurun waktu tersebut adalah 6,2% per tahun

untuk skenario BaU dan 3,9% skenario KEN. Perkembangan produksi, ekspor dan impor BBM untuk skenario BaU dan KEN diperlihatkan pada Grafik 5.31.

Akibat dari keterbatasan kemampuan kilang dalam negeri dan peningkatan kebutuhan BBM di masa mendatang yang tinggi, impor BBM tentu tidak dapat dihindarkan. Untuk mengurangi ketergantungan akan impor BBM, Indonesia perlu membangun kilang-kilang baru. Pada Outlook Energi Indonesia ini diasumsikan bahwa kapasitas kilang hingga periode 2050 meningkat dari 348 juta barrel menjadi 568 juta barrel per tahun akibat adanya rencana pembangunan kilang baru dengan kapasitas 600 ribu barrel per hari di Jawa. Dengan meningkatnya kapasitas kilang, produksi BBM akan meningkat 1,3% per tahun atau mencapai 73 juta TOE pada tahun 2050. Peningkatan ini masih belum mampu untuk memenuhi permintaan BBM hingga tahun 2050.

Saat ini kebutuhan minyak bumi sekitar 1,2 juta barel per hari, sesuai dengan kapasitas kilang terpasang nasional. Untuk memenuhi kebutuhan BBM dalam negeri ke depan maka perlu meningkatkan kapasitas kilang dan pada akhirnya akan meningkatkan kebutuhan akan minyak mentah untuk bahan baku kilang tersebut. Mengingat lapangan-lapangan minyak Indonesia adalah lapangan-lapangan tua, kebutuhan minyak mentah tersebut sebagian harus dipenuhi melalui impor.



(a) Skenario BaU

(b) Skenario KEN

**Grafik 5.31. Proyeksi Produksi, Ekspor, Impor dan Permintaan BBM**

Hampir sebagian besar produk BBM dikonsumsi oleh sektor transportasi dan industri. Kedua sektor tersebut mencakup pangsa 88% untuk skenario BaU dan 87% untuk skenario KEN pada tahun 2050.

#### 5.4.2 Penyediaan Gas Bumi

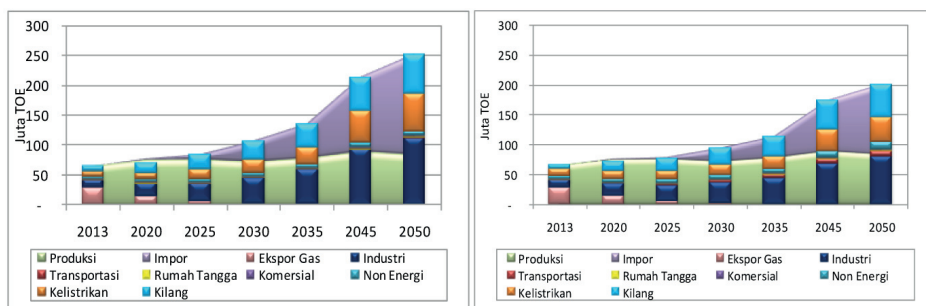
Gas bumi merupakan jenis energi primer utama ketiga di Indonesia, setelah minyak bumi dan batubara, dengan pangsa sekitar 22% (tanpa biomassa). Gas bumi merupakan sumber daya energi dengan potensi yang cukup tinggi. Sebagian besar produksi gas bumi saat ini dijadikan sebagai komoditas ekspor dalam bentuk LNG dan gas pipa. Ekspor LNG dan gas bumi saat ini terkait dengan kontrak jangka panjang untuk menjamin pengembalian biaya pengembangan lapangan gas bumi. Sementara itu, konsumen domestik belum maksimal memperoleh pasokan gas karena keterbatasan infrastruktur dan terbatasnya jaminan pasar domestik. Dalam rangka meningkatkan jaminan keamanan pasokan energi di masa datang, gas bumi akan lebih diutamakan untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri dari pada ekspor. Untuk itu, ekspor LNG dan gas bumi/pipa akan berkurang sejalan dengan tersedianya infrastruktur gas yang merupakan kata kunci dalam meningkatkan pasokan gas domestik di kemudian hari.

Berdasarkan skenario BaU, pasokan gas bumi pada periode 2013 – 2050 akan tumbuh rata-rata 5,4% per tahun, dari 36 juta TOE pada tahun 2013 menjadi 251 juta TOE pada tahun 2050. Sedangkan untuk skenario KEN, pasokan gas bumi akan meningkat menjadi 200 juta TOE pada tahun yang sama, atau tumbuh 4,6% per tahun.

Ekspor gas nasional yang meliputi LNG dan gas pipa selama periode 2013 – 2050 mengalami penurunan akibat dari kebijakan pemerintah yang mengutamakan permintaan dalam negeri dengan membangun infrastruktur gas bumi yang meliputi jaringan pipa dan FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) untuk mengubah LNG menjadi gas bumi. Akibat semakin tingginya permintaan gas bumi dalam negeri, Indonesia akan menjadi importir pada tahun 2019 dimana hal ini diperkuat

oleh rencana Pertamina untuk mengimpor gas bumi (LNG) dari Amerika Serikat mulai tahun 2019. Impor gas bumi Indonesia akan mencapai 168 juta TOE (skenario BaU) atau 117 juta TOE (skenario KEN) pada tahun 2050. Peningkatan impor gas bumi disebabkan kemampuan produksi gas domestik yang relatif terbatas terkait dengan profil produksi dari masing-masing lapangan gas. Dengan adanya penemuan cadangan baru dan pengembangan gas metan batubara di Sumatera dan Kalimantan mulai tahun 2025, produksi gas bumi Indonesia diperkirakan relatif konstan selama periode proyeksi baik untuk skenario BaU maupun KEN. Impor gas bumi akan berkurang apabila pemerintah mampu mengembangkan sumur-sumur gas bumi baru termasuk gas metan batubara melalui peningkatan investasi pada sektor hulu gas.

Dalam OEI 2014 ini diasumsikan bahwa kontrak ekspor LNG akan mengalami penurunan. Lapangan-lapangan gas baru yang akan dikembangkan hanya untuk memenuhi pasar dalam negeri. Produksi, ekspor dan impor gas bumi untuk skenario BaU dan KEN diperlihatkan pada Grafik 5.32.



\*Kilang meliputi kilang LNG, LPG dan Minyak

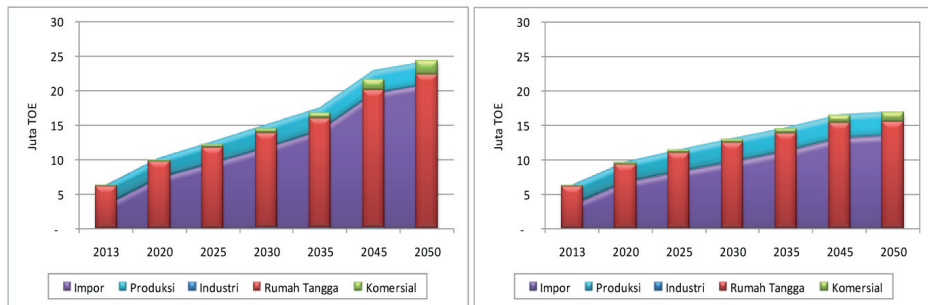
(a) Skenario BaU

(b) Skenario KEN

**Grafik 5.32. Proyeksi Produksi, Ekspor, Impor dan Permintaan Gas Bumi**



Selama periode 2013 – 2050, pasokan gas nasional terutama diperuntukkan untuk memenuhi permintaan gas di sektor industri (sebagai bahan bakar *boiler*, *furnace*, *captive power/kogenerasi*, dan sebagai *feedstock*). Sektor pembangkit membutuhkan gas untuk memenuhi kebutuhan PLTG sewaktu beban puncak dan PLTGU sewaktu beban menengah (diluar beban puncak dan beban dasar). Sektor lain yang berpotensi memanfaatkan gas bumi adalah sektor transportasi (BBG) untuk menggantikan BBM. Selain itu, adanya program percepatan pemanfaatan LPG pada sektor rumah tangga menyebabkan pemanfaatan LPG untuk ke-dua skenario tersebut diperkirakan terus meningkat (Grafik 5.33). Peningkatan kebutuhan LPG pada sektor rumah tangga dan komersial menyebabkan impor LPG turut meningkat karena kemampuan produksi LPG dari kilang minyak lebih tidak disesuaikan dengan tingkat kebutuhan LPG, namun diseleraskan dengan tingkat kebutuhan BBM nasional, sedangkan produksi LPG dari kilang LNG dan LPG juga terbatas. Impor LPG diperkirakan terus meningkat dari 3 juta TOE pada tahun 2013 menjadi 21 juta TOE (skenario BaU) atau 14 juta TOE (skenario KEN) pada tahun 2050. Perlu peningkatan kapasitas kilang LPG nasional agar impor LPG ke depan bisa ditekan.



(a) Skenario BaU

(b) Skenario KEN

**Grafik 5.33. Proyeksi Produksi, Ekspor, Impor dan Permintaan LPG**

### 5.4.3 Penyediaan Batubara

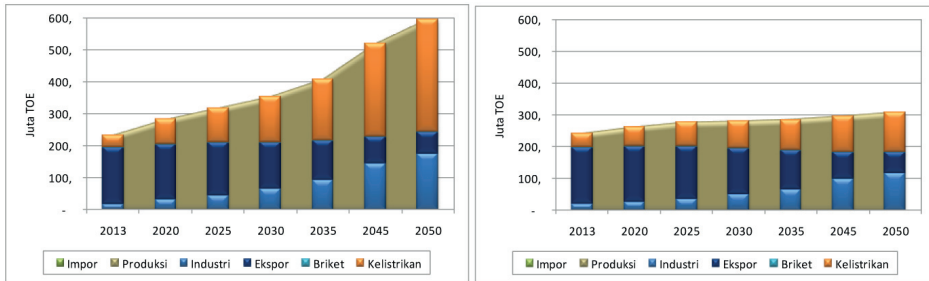
Mengingat cadangan batubara nasional relatif besar dibandingkan minyak dan gas bumi, batubara diharapkan menjadi andalan sumber energi Indonesia masa mendatang. Saat ini batubara digunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik dan sumber energi thermal di industri. Dimasa mendatang batubara dapat dimanfaatkan untuk memproduksi batubara cair untuk menggantikan BBM yang ketersediannya makin terbatas dan harganya terus meningkat.

Berdasarkan skenario dasar, pasokan batubara 2013-2050 akan meningkat rata-rata sebesar 6,2% per tahun dari 56 juta TOE pada tahun 2013 menjadi 528 juta TOE pada tahun 2050. Pasokan batubara masa mendatang pada skenario BaU berangsur-angsur akan menggantikan minyak bumi sehingga pangsa batubara diperkirakan akan meningkat dari 25% pada tahun 2013 menjadi 41% pada tahun 2050. Pada skenario KEN, peningkatan pasokan batubara jauh lebih kecil dari skenario BaU. Pada tahun 2050 pangsa pasokan batubara pada skenario KEN lebih rendah yaitu sebesar 26% karena pada skenario ini peranan energi baru dan terbarukan lebih menonjol. Akibatnya penyediaan batubara pada skenario KEN hanya mencapai 240 juta TOE atau meningkat 3,6% pertahun.

Kebutuhan batubara nasional akan dipenuhi dari cadangan batubara nasional yang jumlahnya cukup besar. Selain itu untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri, produksi batubara juga diekspor. Dengan cadangan yang cukup besar, permintaan batubara untuk pasar dalam negeri maupun ekspor diperkirakan akan mampu dipasok dari produksi dalam negeri. Perkembangan produksi dan ekspor dan impor batubara menurut skenario BaU dan KEN diperlihatkan pada Grafik 5.34. Impor batubara sampai saat ini sangat kecil karena hanya digunakan untuk keperluan khusus. Permintaan batubara dalam negeri digunakan untuk energi final di sektor industri dan energi primer untuk pembangkit listrik. Laju peningkatan ekspor kemungkinan akan mengecil karena makin kuatnya kebutuhan dalam negeri.

Pada skenario KEN, penggunaan batubara mulai diarahkan pada pemanfaatan sebagai energi baru seperti pada pembangkit listrik tenaga gasifikasi batubara (PLTGB). Saat

ini telah ada pembangkit listrik yang menggunakan teknologi tersebut di Indonesia dengan kapasitas 41 MW. Diharapkan kedepan penggunaan teknologi gasifikasi batubara pada pembangkit seperti IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) bisa diterapkan di Indonesia karena efisiensinya yang tinggi dan ramah lingkungan.



(a) Skenario BaU

(b) Skenario KEN

### Grafik 5.34 Proyeksi Produksi, Ekspor, Impor dan Permintaan Batubara

#### 5.4.4 Penyediaan Energi Baru Terbarukan

Energi baru terbarukan yang dipertimbangkan dalam OEI 2014 meliputi energi terbarukan (panas bumi, tenaga air, BBN, biomassa, surya dan angin) dan energi yang tergolong baru bagi Indonesia diantaranya nuklir, syngas dan gas metan batubara. Biomassa di sini meliputi biomassa yang berasal dari limbah industri, pertanian dan kehutanan serta biomassa dari sampah kota. Panas bumi, tenaga air, biomassa, energi surya, energi angin, dan gas metan batubara digunakan sebagai sumber energi pembangkit listrik sedangkan BBN dan batubara cair digunakan sebagai pengganti BBM yang digunakan disektor transportasi, industri dan juga di pembangkit listrik.

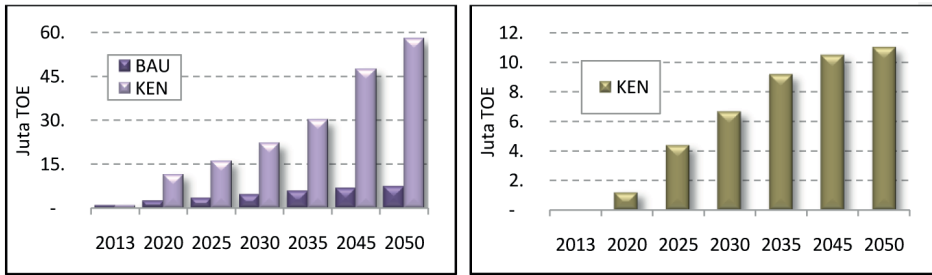
## **Bahan Bakar Nabati**

Bahan bakar nabati merupakan salah satu jenis energi alternatif yang pengembangan dan pemanfaatannya mendapat banyak perhatian dan dorongan, baik di Indonesia maupun dunia internasional. BBN yang dipertimbangkan dalam buku OEI 2014 ini meliputi BBN untuk transportasi (biodiesel dan bioethanol) dan BBN untuk substitusi BBM di pembangkit listrik dan industri (energi thermal).

Biofuel yang terdiri atas biodiesel dan bioethanol dapat dibuat dari sumber hayati atau biomassa, seperti kelapa sawit, jarak pagar, dan kedelai untuk bahan baku biodiesel, serta ubi kayu (singkong), ubi jalar, tebu, dan jagung untuk bahan baku bioethanol. Semua bahan baku biofuel tersebut merupakan tanaman yang sudah dikenal dan dapat tumbuh dengan baik di Indonesia, namun berdasarkan ketersediaan dan efisiensi penggunaan lahan diperkirakan kelapa sawit dan ubi kayu dapat menjadi sumber bahan baku biofuel yang paling potensial di Indonesia. Kedua jenis tanaman tersebut lebih banyak digunakan untuk keperluan bukan energi, sehingga pengembangan tanaman tersebut sebagai bahan baku biofuel merupakan suatu tantangan tersendiri dan diperkirakan akan memerlukan pengembangan lahan dan penelitian lebih lanjut.

Saat ini pangsa BBN pada bauran pasokan energi primer masih sangat rendah, hanya 0,4% dari total bauran. Pasokan BBN di masa mendatang diperkirakan akan meningkat dengan pesat sebagai hasil upaya-upaya pengembangan dan peningkatan pemanfaatan yang secara menerus dilakukan oleh pemerintah maupun swasta.

Berdasarkan skenario BaU, pasokan biodiesel pada rentang waktu 2013-2050 hanya akan tumbuh rata-rata 6,2% per tahun dari 1 juta TOE tahun 2013 menjadi 7 juta TOE tahun 2050. Karena volume pemanfaatan BBN saat ini masih sangat rendah, pertumbuhan tahunan yang tidak terlalu tinggi tersebut belum dapat secara signifikan meningkatkan pangsa BBN pada bauran pasokan energi primer. Pada skenario BaU, penggunaan bioethanol diasumsikan belum ada akibat biaya produksinya yang masih terlalu mahal. Hingga saat ini penjualan bioethanol untuk transportasi masih nol.



(a) Biodiesel

(b) Bioetanol

**Grafik 5.35. Proyeksi Penyediaan Bahan Bakar Nabati (BBN)**

Menurut skenario KEN, pasokan biodiesel pada periode 2014 - 2050 akan tumbuh rata-rata 12,3% per tahun dari 1 juta TOE tahun 2013 menjadi 58 juta TOE tahun 2050. Sedangkan untuk bioethanol, diperkirakan akan meningkat menjadi 11 juta TOE pada periode yang sama.

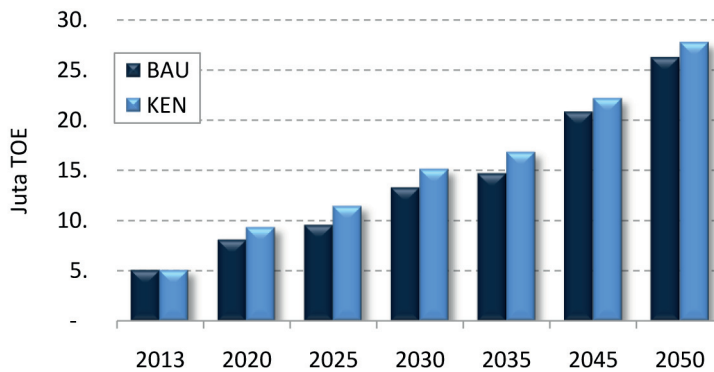
Asumsi yang digunakan pada skenario KEN adalah disamping kebijakan mandatori BBN baru yang diberlakukan telah diimplementasikan juga target bauran energi primer pada tahun 2025 dan 2050.

### Hidro

Tenaga air merupakan sumberdaya untuk pembangkit listrik, baik skala besar (PLTA) maupun skala mikro (PLTMH). Pemanfaatan PLTMH sesuai pada daerah pedesaan atau *remote areas* karena kapasitasnya dan peralatan yang dibutuhkan relatif sederhana, sehingga lokasi yang diperlukan untuk instalasi dan pengoperasian PLTMH lebih kecil dibanding dengan PLTA. Saat ini pangsa tenaga air dalam pasokan energi primer masih rendah yaitu sekitar 2,3%. Menurut skenario BaU, pasokan energi dari tenaga air akan meningkatkan rata-rata 4,5% per tahun dari 5 juta TOE pada tahun 2013 menjadi 26 juta TOE pada tahun 2050. Pangsa tenaga air pada skenario BaU mengalami penurunan dari 2,3% tahun 2013 menjadi 2,1% tahun 2050.

Menurut skenario KEN, pasokan listrik dari tenaga air diperkirakan akan meningkat

rata-rata 4,7% per tahun, dari 5 juta TOE tahun 2013 menjadi 28 juta TOE tahun 2050. Pangsa tenaga air akan meningkat dari 2,3% tahun 2013 menjadi 3,1% tahun 2050, lebih tinggi dari pada skenario BaU.



**Grafik 5.36. Proyeksi Permintaan Tenaga Air/Hidro**

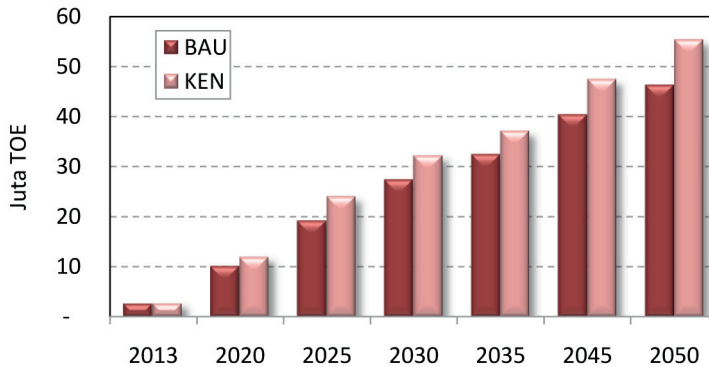
Selain PLTA dan PLT Mini/Mikro Hidro, sesuai dengan RUPTL 2013-2022, pengoperasian pembangkit listrik tenaga air jenis *pump storage* sebagai pembangkit pemikul beban puncak mulai diperkenalkan di Jawa dengan kapasitas total 1940 MW hingga tahun 2050.

### **Panas Bumi**

Energi panas bumi digunakan sebagai sumber energi untuk pembangkit tenaga listrik panas bumi (PLTP). Saat ini pasokannya energi primer panas bumi masih sangat rendah, pangsa panas bumi pada bauran pasokan energi primer nasional pada tahun 2013 hanya sekitar 1,2%.

Berdasar skenario BaU, pasokan energi panas bumi masa mendatang akan meningkat cukup pesat. Pada periode 2013 – 2050 pasokan energi panas bumi diperkirakan akan tumbuh rata-rata 8,0% per tahun, dari 3 juta TOE tahun 2013 menjadi 46 juta

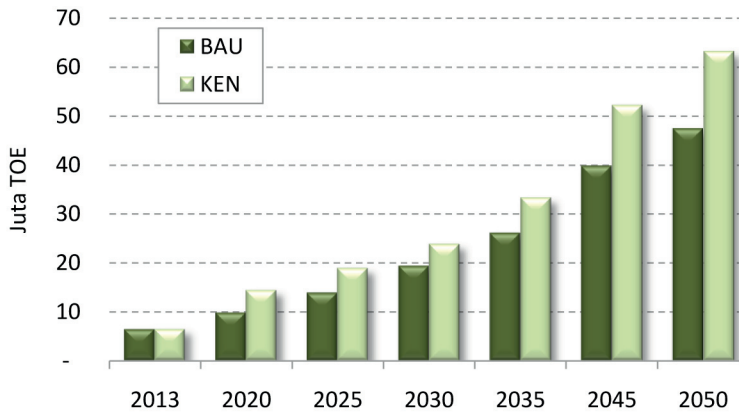
TOE pada tahun 2050. Pertumbuhan yang cukup tinggi ini menjadikan pangsa energi panas bumi pada bauran pasokan energi primer nasional tahun 2050 mencapai 3,6%. Berdasarkan skenario KEN, pasokan energi panas bumi pada periode 2013 – 2050 lebih tinggi dari skenario BaU. Penyediaan energi panas bumi pada skenario KEN diproyeksikan mencapai 55 juta TOE pada tahun 2050. Pertumbuhan penggunaan energi panas bumi pada skenario BaU sudah cukup besar sehingga dengan mempertimbangkan kemampuan sumber daya yang ada akan sulit untuk meningkat lebih tinggi lagi.



**Grafik 5.37. Proyeksi Penyediaan Energi Panas Bumi**

### **Biomassa Komersial**

Biomassa komersial merupakan salah satu energi yang bisa digunakan sebagai bahan bakar di sektor industri dan komersial. Selain itu biomassa juga digunakan pada sektor ketenagalistrikan sebagai energi primer pembangkit. Berbeda dengan biomassa tradisional pada sektor rumah tangga (misal kayu bakar), biomassa komersial pada kedua sektor tersebut mempunyai nilai ekonomi dan diperlukan biaya untuk mengusahakannya. Seperti telah disebutkan biomassa disini berasal dari limbah industri, pertanian dan kehutanan serta biomassa dari sampah kota.



**Grafik 5.38. Proyeksi Penyediaan Biomassa Komersial**

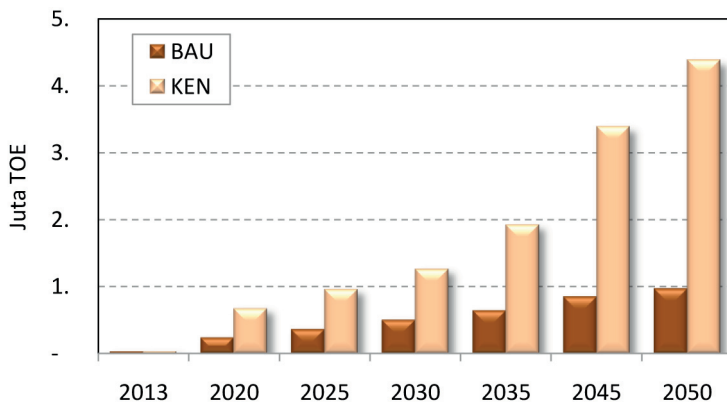
Menurut skenario BaU pasokan biomassa komersial pada periode 2013 – 2050 akan mengalami peningkatan rata-rata sebesar 5,6% per tahun, dari 6,4 juta TOE tahun 2013 menjadi 47 juta TOE tahun 2050. Pangsa biomassa komersial pada tahun 2013 hanya 2,9% dan meningkat menjadi 3,6% pada tahun 2050. Peningkatan pangsa biomassa tidak terlalu tinggi akibat dari penggunaan biomassa yang masih bersifat lokal dimana akses terhadap listrik PLN tidak ada. Kedepan akses terhadap sumber biomassa harus diperluas mengingat keekonomian biomassa komersial sudah bisa bersaing dengan energi lainnya.

Menurut skenario KEN, pasokan biomassa pada periode 2013 – 2050 diperkirakan akan meningkat lebih tinggi lagi, rata-rata 6,4% per tahun dari 6,4 juta TOE tahun 2013 menjadi 63 juta TOE tahun 2050. Pangsa biomassa pada tahun 2050 menjadi 6,9% dari total pasokan energi primer.



## Surya

Energi matahari dapat dimanfaatkan sebagai thermal atau dikonversi menjadi tenaga listrik. Dalam OEI 2014 ini pembahasan mengenai energi matahari difokuskan pada energi matahari yang digunakan untuk pembangkit tenaga listrik. Berdasarkan skenario BaU, pasokan energi surya diperkirakan akan tumbuh relatif tinggi karena biaya pembangkitannya bersaing dengan pembangkit berbahan bakar minyak solar yang relatif mahal khususnya untuk daerah terpencil. Penggunaan energi surya pada skenario BaU akan mencapai 1 juta TOE pada tahun 2050 dari hanya 0,04 juta TOE pada tahun 2013, atau tumbuh 18%. Namun bila ada kebijakan, seperti *feed-in tariff* yang dimasukkan pada skenario KEN maka mulai tahun 2020 penggunaan energi surya mulai meningkat pesat. Penggunaan energi surya pada skenario KEN untuk periode 2013 – 2050 akan meningkat dari 0,04 menjadi 4,4 juta TOE pada tahun 2050 atau meningkat rata-rata 14% per tahun.

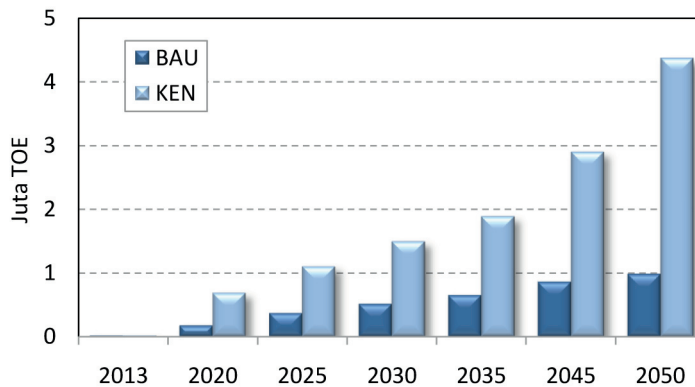


**Grafik 5.39. Proyeksi Permintaan Energi Surya**

Pembangkit listrik energi surya merupakan pembangkit yang ramah lingkungan. Seandainya pajak lingkungan diterapkan pada pembangkit fosil maka keekonomian pembangkit surya akan semakin kompetitif.

## Bayu

Energi bayu dapat dimanfaatkan sebagai penggerak peralatan mekanik (misal pompa air atau penggilingan) atau dikonversikan menjadi listrik. Potensi sumber daya angin yang besar di Indonesia berada di wilayah pantai selatan Jawa, Bali dan Nusa Tenggara. Dalam OEI 2014 ini pembahasan mengenai energi bayu difokuskan pada pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB). Sama seperti pada energi surya, untuk skenario BaU, pasokan tenaga bayu masih kalah bersaing dengan pembangkit konvensional padahal di negara-negara maju PLTB sudah bisa bersaing dengan pembangkit konvensional. Namun bila ada kebijakan, seperti feed-in tariff yang dimasukkan pada skenario alternatif maka penggunaan energi bayu akan meningkat cepat. Penggunaan energi angin pada skenario KEN untuk periode 2013 – 2050 akan meningkat dari 0,02 juta TOE pada tahun 2013 menjadi 4,4 juta TOE pada tahun 2050 atau meningkat rata-rata 16% per tahun.



**Grafik 5.40. Proyeksi Permintaan Energi Bayu**

## EBT Lainnya

Untuk memenuhi target KEN, beberapa jenis EBT lainnya juga dikembangkan sebagai pembangkit listrik alternatif antara lain, gas metan batubara, nuklir dan laut.

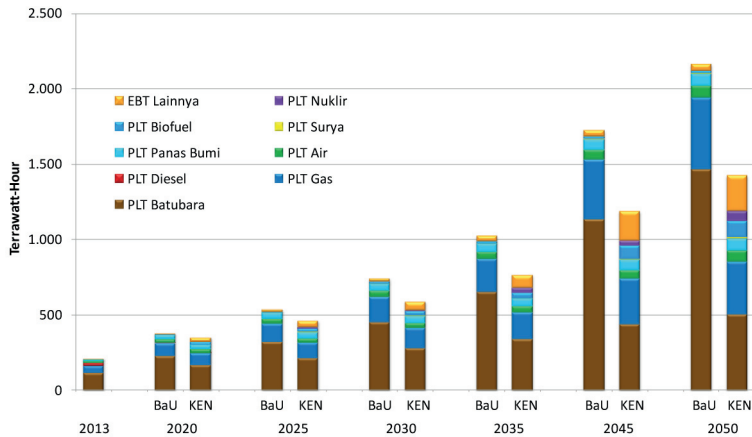
Pada skenario KEN, pembangkit listrik tenaga gas metan batubara (PLTGB) akan memberikan kontribusi pada bauran energi primer pada tahun 2050 sebesar 15 juta TOE, jauh lebih tinggi dari skenario BaU yang hanya 3 juta TOE.

Pembangkit listrik tenaga nuklir (PLTN) dan laut (PLTL) hanya dikembangkan pada skenario KEN. Kedua pembangkit tersebut akan memerlukan pasokan energi primer sebesar pada tahun 2050 berturut-turut adalah 20 dan 11 juta TOE.

## 5.5 Ketenagalistrikan

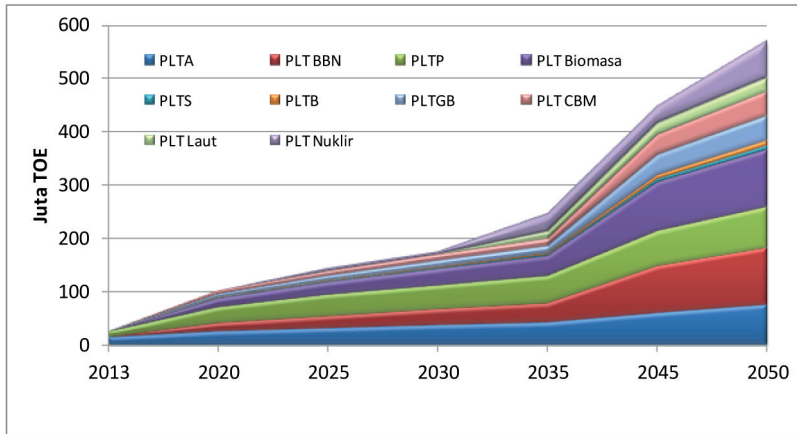
### 5.5.1 Produksi Listrik

Permintaan listrik dimasa mendatang akan terus tumbuh sejalan dengan pertumbuhan ekonomi dan pertambahan penduduk. Total produksi listrik Pada tahun 2013 mencapai 216 TWh dan diproyeksikan terus mengalami peningkatan seiring dengan meningkatnya kebutuhan listrik diseluruh sektor pengguna energi. Diperkirakan pertumbuhan produksi listrik dalam skenario BaU mencapai 6,5% pertahun dimana pada tahun 2025 total produksi listrik mencapai 536 TWh, dan terus meningkat hingga mencapai 2.162 TWh ditahun 2050. Sedangkan untuk skenario KEN, produksi listrik ditahun 2025 mencapai 463 TWh dan terus mengalami peningkatan hingga mencapai 1.425 TWh ditahun 2050 atau tumbuh sebesar 5,4% per tahun. Gambaran perkembangan produksi listrik periode 2013-2050 untuk skenario BaU dan scenario KEN ditunjukkan pada Grafik 5.41.



**Grafik 5.41. Perkembangan Produksi Listrik Menurut Skenario**

Jenis Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) batubara masih menjadi andalan pasokan listrik dimasa mendatang. Dalam skenario BaU, total produksi listrik PLTU Batubara mencapai 1.463 TWh atau 68% dari total produksi ditahun 2050. Sedangkan produksi listrik dari pembangkit listrik EBT hanya mencapai 224,8 TWh atau 10,4% dari total produksi. Untuk skenario KEN, dengan mengoptimalkan potensi EBT maka diharapkan produksi dari pembangkit listrik EBT mencapai 569 TWh atau sebesar 40% dari total produksi pada tahun 2050. Sedangkan produksi PLTU Batubara mencapai 506 TWh atau sebesar 35,5% dari total produksi pada tahun 2050. Dalam skenario ini juga diharapkan penggunaan BBM dapat digantikan dengan BBN sehingga mulai tahun 2023, BBM tidak digunakan lagi untuk pembangkit. Peningkatan produksi listrik yang bersumber dari EBT untuk skenario KEN dapat dilihat pada Grafik 5.42



**Grafik 5.42. Distribusi Produksi Listrik PLT EBT (Skenario KEN)**

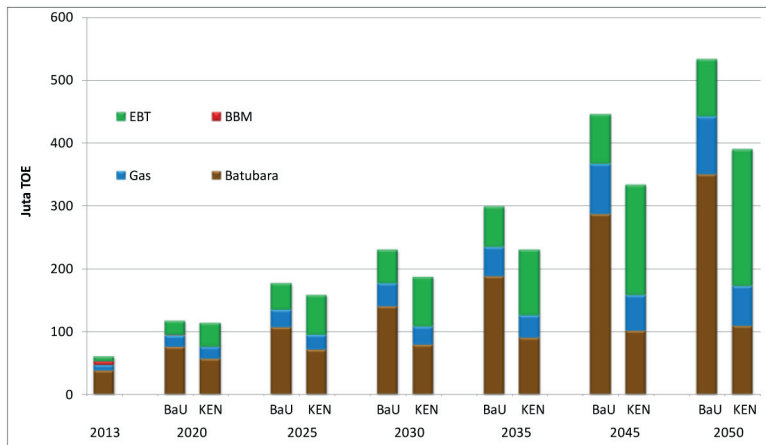
Produksi listrik dari pembangkit EBT terus mengalami peningkatan sebesar 8,9% pertahun, dimana Kontribusi produksi listrik terbesar ditahun 2050 berasal dari PLTD biodiesel yang mencapai 19% dari total produksi listrik pembangkit EBT. Penggunaan PLTD dikhususkan untuk daerah-daerah terpencil, pulau-pulau dengan akses yang sulit, serta sebagai penunjang bagi kegiatan ekonomi yang berhubungan dengan sektor industri dan komersial.

Selain kontribusi dari PLTD biodiesel (B100), pada tahun 2050 diharapkan terjadi peningkatan produksi yang signifikan dari PLT biomassa, PLT hidro, dan PLT Panas Bumi dimana jenis EBT ini memiliki potensi yang besar untuk dikembangkan.

### 5.5.2 Energi Primer Pembangkit

Total konsumsi energi primer pembangkit pada tahun 2013 mencapai 60,2 Juta TOE, dimana sebagian besar pembangkit menggunakan bahan bakar energi fosil. Konsumsi batubara mencapai 63% dari total energi primer pembangkit, konsumsi gas mencapai 15%, sedangkan konsumsi BBM yang mencakup minyak solar dan minyak bakar sebesar 8%. Kontribusi EBT masih tergolong kecil yaitu sebesar 14%,

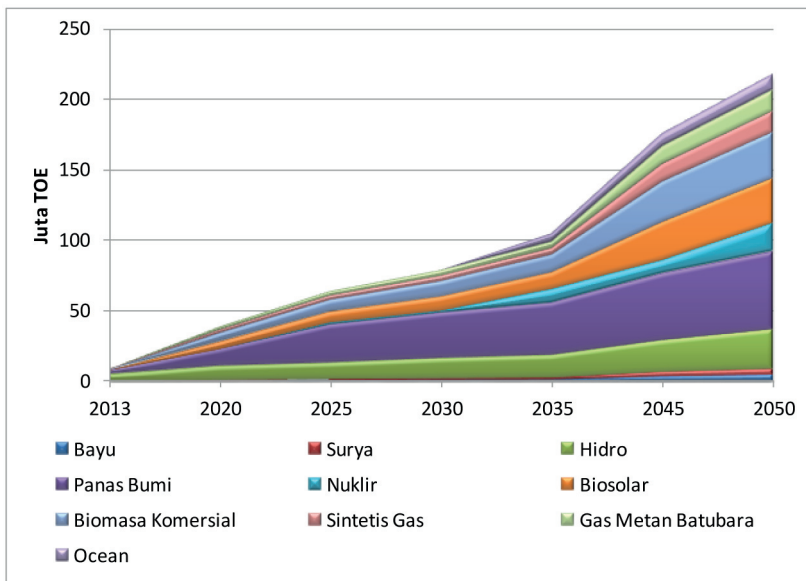
dimana Kontribusi terbesar dari pembangkit EBT berasal dari panas bumi dan hidro, sedangkan pembangkit EBT lainnya telah dimanfaatkan namun memiliki peran yang sangat kecil.



**Grafik 5.43. Perkembangan Energi Primer Pembangkit Menurut Skenario**

Pada skenario BaU, Total kebutuhan energi primer pembangkit diperkirakan akan terus mengalami peningkatan rata-rata sebesar 6,1% pertahun sehingga pada tahun 2050 total kebutuhan energi primer pembangkit diprediksi akan mencapai 532,28 Juta TOE. Besarnya kebutuhan ini akan ditopang oleh jenis pembangkit listrik berbahan bakar batubara, dengan asumsi bahwa cadangan batubara dalam negeri masih cukup banyak dan menjadi andalan pasokan dimasa mendatang. Sedangkan pada skenario KEN, dengan pemanfaatan EBT secara optimal kebutuhan energi primer mengalami peningkatan sebesar 5,2% pertahun sehingga pada tahun 2050 diprediksi total kebutuhan energi primer mencapai 389,9 Juta TOE. Grafik 5.43 Menunjukkan perkembangan energi primer pembangkit listrik menurut skenario BaU dan KEN.

Kontribusi EBT ditahun 2025 untuk skenario KEN sebesar 63,57 Juta TOE atau mengalami peningkatan sebesar 14,6% pertahun. Hal ini terus mengalami peningkatan, dimana pada tahun 2050 kontribusi EBT sebesar 217,5 Juta TOE dengan peningkatan rata-rata sebesar 5% pertahun.

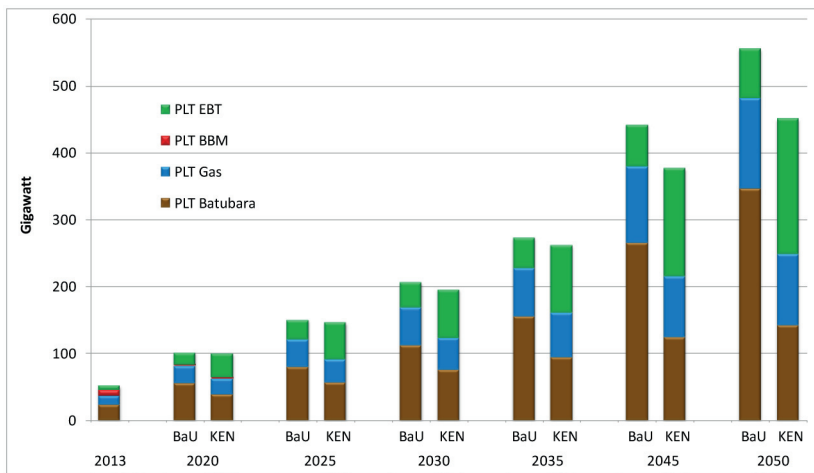


**Grafik 5.44. Perkembangan Energi Primer Pembangkit PLT EBT (Skenario KEN)**

Tingginya kebutuhan energi primer EBT akibat semakin besarnya kontribusi panas bumi yang mencapai 25,4% dari total kebutuhan energi primer pembangkit EBT pada tahun 2050. Selain itu, peningkatan kontribusi EBT akibat dimanfaatkannya berbagai jenis energi terbarukan antara lain yaitu energi laut dan BBN dan energi baru antara lain yaitu Nuklir, Gasifikasi Batubara dan CBM untuk pembangkit.

### 5.5.3 Kapasitas Pembangkit

Energi listrik telah menjadi salah satu unsur utama penggerak perekonomian masyarakat. Kebutuhan energi listrik dimasa mendatang harus diantisipasi sedini mungkin untuk mengurangi potensi krisis listrik dimasa mendatang. Untuk itu diperlukan rencana strategis yang meliputi peningkatan kapasitas pembangkit serta infrastruktur penunjang lainnya. Pada skenario BaU, kebutuhan listrik terus mengalami peningkatan yang mengakibatkan kebutuhan kapasitas terpasang pembangkit meningkat dari 51 GW di tahun 2013 menjadi sekitar 565 GW tahun 2050 atau tumbuh rata-rata 7% per tahun. Dengan melihat kondisi saat ini, maka untuk skenario BaU jenis pembangkit energi fosil masih terus mendominasi dengan pangsa sebesar 87% ditahun 2050 dimana pangsa PLT batubara sebesar 62%, sedangkan pangsa PLT gas sebesar 24%. kapasitas pembangkit EBT hanya mengalami pertumbuhan sebesar 6,7% pertahun dimana sampai dengan tahun 2050, total kapasitas terpasang EBT hanya mencapai 74 GW.

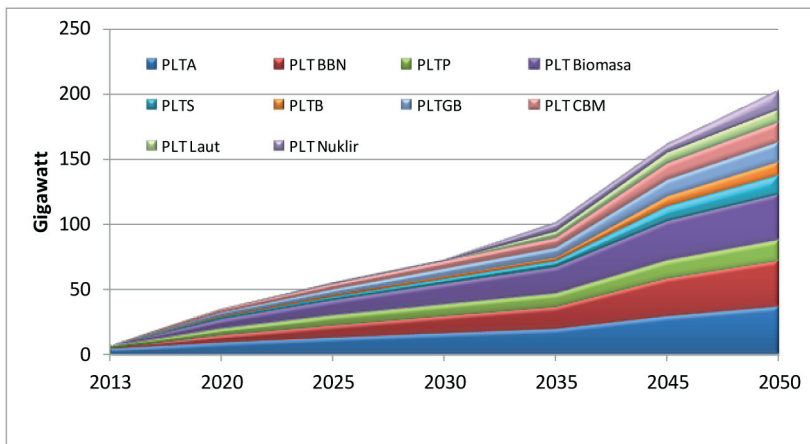


Grafik 5.45. Perkembangan Kapasitas Pembangkit Listrik Menurut Skenario



Pada skenario KEN, kapasitas terpasang pembangkit ditahun 2050 mencapai 451 GW, dengan pertumbuhan rata-rata pertahun mencapai 6,1%. Dalam skenario ini, asumsi yang digunakan yaitu memaksimalkan EBT dengan tetap memperhatikan berbagai aspek antara lain yaitu potensi dari setiap jenis energi serta kemampuan pengembangan sampai dengan tahun 2050. Dari asumsi tersebut, maka diharapkan terjadi peningkatan kapasitas pembangkit EBT sebesar 8,8% pertahun dimana pada tahun 2050, kapasitas terpasang EBT dapat mencapai 202,34 GW atau 45% dari total kapasitas terpasang.

Pembangkit listrik hidro memiliki potensi yang besar dan diharapkan pada tahun 2050 kapasitas yang dapat dimanfaatkan yaitu sebesar 36,4 GW atau sebesar 18% dari total pembangkit EBT. Pembangkit listrik Biodiesel dan Biomassa diharapkan dapat berkontribusi sebesar 17,3%, sedangkan jenis energi lainnya dibawah 10%. Rincian mengenai Kapasitas, energi primer dan produksi listrik tiap jenis pembangkit dapat dilihat pada lampiran.



**Grafik 5.46. Perkembangan Kapasitas Pembangkit Listrik EBT (Skenario KEN)**

# BAB VI

## Analisis

## Analisis

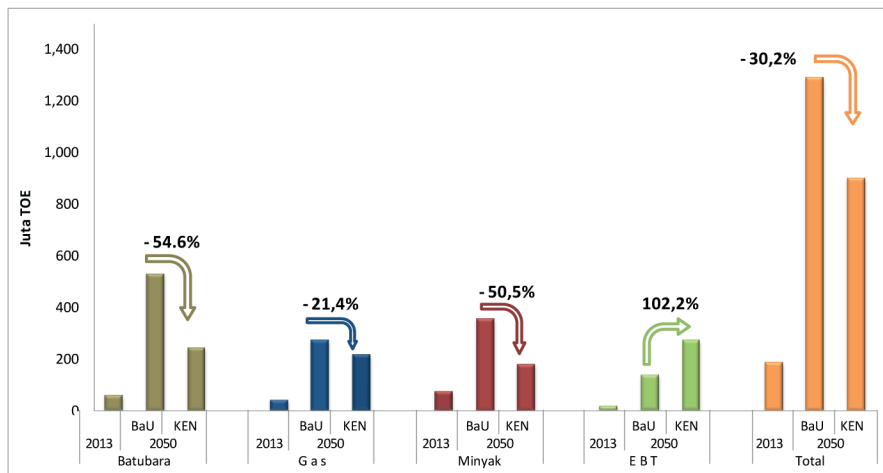
Dalam penyusunan outlook ini diasumsikan bahwa peningkatan pendapatan penduduk per kapita Indonesia mencapai sekitar USD 3.000 pada tahun 2025 dan USD 13.000 pada tahun 2050. Seiring dengan pertumbuhan ekonomi dan penduduk, kebutuhan energi primer untuk skenario BaU diproyeksikan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 5,4% per tahun mencapai sekitar 419 juta TOE pada tahun 2025 dan 1.289 juta TOE pada tahun 2050.

Jika dibanding dengan kebutuhan energi primer dunia, kebutuhan energi primer Indonesia masih tergolong rendah. Namun demikian, kebutuhan energi primer per kapita Indonesia akan setara dengan dunia di tahun 2035 sebesar 2,3 TOE. Peranan minyak dalam total kebutuhan energi primer Indonesia diprediksi akan terus menurun di masa mendatang sesuai dengan proyeksi kebutuhan energi primer dunia. Pangsa minyak Indonesia pada tahun 2035 akan mencapai sekitar 27%, dimana angka ini serupa dengan pangsa minyak dunia di tahun yang sama.

Untuk skenario KEN, usaha-usaha konservasi dan diversifikasi lebih ditingkatkan agar target bauran KEN dapat tercapai. Total kebutuhan energi primer akan tetap meningkat tetapi dengan laju pertumbuhan yang lebih lambat. Kebutuhan energi primer skenario KEN akan mencapai 365 juta TOE pada tahun 2025 dan 900 juta TOE pada tahun 2050 dengan laju pertumbuhan rata-rata 4,4% per tahun.

Total kebutuhan energi primer KEN lebih rendah sebesar 13% untuk tahun 2025 dan 30% untuk tahun 2050 jika dibandingkan dengan skenario BaU. Perbedaan kebutuhan energi primer antara skenario BaU dan skenario KEN merupakan potensi penghematan dari setiap jenis energi primer dengan diterapkannya sasaran dan target bauran dalam KEN. Hasil proyeksi menunjukkan bahwa pada tahun 2025, potensi penghematan dari sumberdaya batubara dapat mencapai 27%, minyak 28% dan gas hanya mencapai 8%. Sedangkan untuk sumberdaya EBT, terjadi peningkatan kebutuhan energi primer pada skenario KEN yang mencapai sekitar 54%. Hal ini sesuai dengan tujuan dari Kebijakan Energi Nasional untuk memaksimalkan potensi EBT dengan tetap memperhitungkan kemampuan dari setiap jenis energi energi tersebut.

Potensi penghematan sumberdaya energi fosil akan lebih besar lagi pada tahun 2050 sedangkan untuk EBT peningkatan pemanfaatannya mencapai 102% (dua kali lipat kebutuhan skenario BaU). Grafik di bawah ini menunjukkan perbandingan kebutuhan energi primer antara skenario BaU dan KEN untuk tahun 2050.



**Grafik 6.1. Proyeksi Potensi Penghematan Sumber Daya Energi Primer**

Kebutuhan energi final tahun 2025 diproyeksikan mencapai sekitar 277 juta TOE jika berpatokan pada kondisi pengelolaan energi saat ini (skenario BaU). Kebutuhan tersebut diproyeksikan terus meningkat mencapai 894 juta TOE pada tahun 2050.

Berdasarkan angka proyeksi di atas, maka kebutuhan energi final per kapita Indonesia (tanpa biomassa rumah tangga) akan mencapai 1,0 TOE pada tahun 2025 dan 2,7 TOE pada tahun 2050 dengan pertumbuhan rata-rata sekitar 4,4% per tahun sepanjang periode proyeksi. Kebutuhan pada tahun 2050 tersebut mendekati kebutuhan per kapita Malaysia pada tahun 2011 yang sebesar 2,6 TOE. Sebaliknya, intensitas energi final Indonesia akan mengalami penurunan rata-rata sekitar 1,9% per tahun mencapai 332 TOE/juta USD pada tahun 2025 dan 205 TOE/juta USD pada tahun 2050.

Penerapan sasaran dan target KEN dalam pengelolaan energi nasional seperti usaha-usaha diversifikasi, penghematan energi, efisiensi peralatan serta usaha lainnya akan menekan pertumbuhan konsumsi energi di seluruh sektor pengguna. Sehingga untuk skenario KEN konsumsi energi akan mengalami peningkatan yang lebih lambat dari skenario BaU, mencapai 236 juta TOE pada tahun 2025 dan 595 juta TOE pada tahun 2050.

Potensi penghematan total konsumsi energi final akibat diterapkannya target-target KEN akan sebesar 15% pada tahun 2025 dan 33% pada tahun 2050. Tabel di bawah ini menunjukkan potensi penghematan energi sebagaimana tercantum dalam Draft Rencana Induk Konservasi Energi Nasional (RIKEN) 2011 serta yang diproyeksikan dalam outlook ini untuk tahun 2025 dan 2050.

**Tabel. 6.1 Potensi Penghematan Energi Final**

SEKTOR	PENGHEMATAN ENERGI	SEKTORAL TARGET 2025	PROYEKSI OUTLOOK 2025	PROYEKSI OUTLOOK 2050
<b>Industri</b>	10 – 30 %	17 %	15 %	30 %
<b>Komersial</b>	10 – 30 %	15 %	14%	42 %
<b>Transportasi</b>	15 – 35 %	20 %	15 %	37 %
<b>Rumah Tangga</b>	15 – 30 %	15 %	16 %	29 %
<b>Lainnya</b>	25 %		13 %	34 %

Potensi penghematan sektor transportasi dalam draft RIKEN 2011 dapat mencapai 35%, tertinggi dibanding sektor lainnya, sedangkan target sektoral pada tahun 2025 untuk sektor transportasi adalah 20%. Hasil proyeksi skenario KEN menunjukkan bahwa sektoral target dalam draft RIKEN 2011 masih belum tercapai pada tahun 2025 terkecuali rumah tangga. Sehingga untuk pencapaian sektoral target tahun 2025, perlu dilakukan usaha-usaha konservasi dan efisiensi yang lebih ketat, antara lain melanjutkan kebijakan revitalisasi industri tidak hanya terbatas pada industri gula dan pupuk tetapi industri lainnya, peningkatan penggunaan kendaraan bermotor dengan efisiensi tinggi, serta peningkatan standar dan labelisasi peralatan elektronik. Pada tahun 2050 diperkirakan dengan adanya peningkatan konservasi dan efisiensi, dapat dicapai tingkat penghematan energi tertinggi di berbagai sektor sebagaimana tercantum dalam tabel di atas.

Kebutuhan listrik di berbagai sektor final akan mengalami peningkatan yang signifikan dalam skenario BaU. Pada tahun 2025, total kebutuhan listrik diproyeksikan mencapai 41 juta TOE (473 TWh) dan meningkat menjadi 164 juta TOE (1.911 TWh) pada tahun 2050. Jika dibandingkan kebutuhan listrik Indonesia yang mencapai 900 TWh pada tahun 2035, maka kebutuhan listrik Indonesia hanya mencapai 3% dari kebutuhan listrik dunia. Namun, untuk level ASEAN, kebutuhan tersebut mencapai 53% dari total kebutuhan listrik ASEAN pada tahun yang sama. Kebutuhan listrik Indonesia per kapita pada tahun 2025 akan mencapai 1.663 kWh, masih di bawah Thailand

pada tahun 2011. Diperkirakan kebutuhan listrik akan mencapai 3.000 kWh/kapita pada tahun 2035 dan mendekati 6.000 kWh pada tahun 2050. Kebutuhan listrik per kapita pada tahun 2050 akan mendekati kebutuhan listrik per kapita Jepang pada tahun 2011.

Dengan adanya peningkatan efisiensi peralatan listrik di berbagai sektor, kebutuhan listrik untuk skenario KEN diproyeksikan tetap meningkat tetapi dengan laju pertumbuhan yang lebih lambat dari skenario BaU. Jika pada skenario BaU, laju pertumbuhan rata-ratanya dapat mencapai 6,5% per tahun, maka pada skenario KEN, laju pertumbuhan rata-rata hanya sebesar 5,3% per tahun. Kebutuhan listrik pada skenario KEN akan mencapai 35 juta TOE (408 TWh) pada tahun 2025 dan 108 juta TOE (1.259 TWh) pada tahun 2050. Sehingga jika skenario BaU dibanding skenario KEN, maka penghematan konsumsi listrik diberbagai sektor secara total akan mencapai sekitar 14% pada tahun 2025 dan 34% di tahun 2050.

Pengurangan konsumsi listrik akan berdampak pada penurunan produksi listrik dalam skenario KEN di banding dengan Skenario BaU. Pada skenario BaU, produksi listrik akan mengalami peningkatan dengan laju pertumbuhan rata-rata 6,5 per tahun selama periode proyeksi yang mencapai 536 TWh pada tahun 2025 dan 2.162 TWh pada tahun 2050. Sedangkan pada skenario KEN, produksi listrik hanya berkisar 463 TWh pada tahun 2025 dan 1.425 TWh pada tahun 2050.

Perbedaan produksi listrik antara skenario BaU dan skenario KEN akan berdampak pada penambahan kapasitas pembangkitnya. Jika pada tahun 2025 total kapasitas pembangkit diproyeksikan mencapai 150 GW untuk skenario BaU, dan untuk skenario KEN, total kapasitas pembangkit diperkirakan hanya sebesar 146 GW. Perbedaan kapasitas sebesar 4 GW ini merupakan penghematan pembangunan pembangkit baru sebagai akibat adanya penghematan konsumsi listrik sebesar 14% pada skenario KEN. Jika diasumsikan biaya investasi pembangkitan listrik sekitar 1000 USD/kW, maka penghematan 4 GW berarti terjadi penghematan investasi sebesar 4 milyar USD. Penghematan pembangunan kapasitas pembangkit akan lebih besar pada tahun 2050 yaitu mencapai 104 GW.

Walaupun pada skenario KEN terjadi penghematan penambahan kapasitas dibanding skenario BaU, namun jika dibandingkan dengan tahun 2013, maka penambahan kapasitas untuk tahun 2025 masih tetap besar yaitu hampir mencapai 100 GW. Hal ini berarti diperlukan biaya investasi sebesar 100 milyar USD untuk tercapainya total kapasitas pembangkit tahun 2025 yang sebesar 146 GW. Dari tahun 2025 hingga 2050, penambahan kapasitas pembangkit akan sebesar 300 GW. Sehingga akan ada penambahan biaya investasi lagi sebesar 300 milyar USD. Perhitungan tersebut masih dari sisi pembangunan pembangkit, belum termasuk biaya investasi untuk transmisi dan distribusi.

Diantara jenis energinya, batubara akan sangat dominan dalam pembangkitan listrik pada skenario BaU, yaitu mencapai 62% pada tahun 2025 dan 68% pada tahun 2050. Pada skenario KEN, peranan pembangkit batubara akan berkurang karena perlu dicapainya target bauran EBT dalam KEN. Walaupun mengalami pengurangan, pangsa batubara dalam pembangkitan listrik masih tinggi yaitu sebesar 49% pada tahun 2025 dan 39% pada tahun 2050.

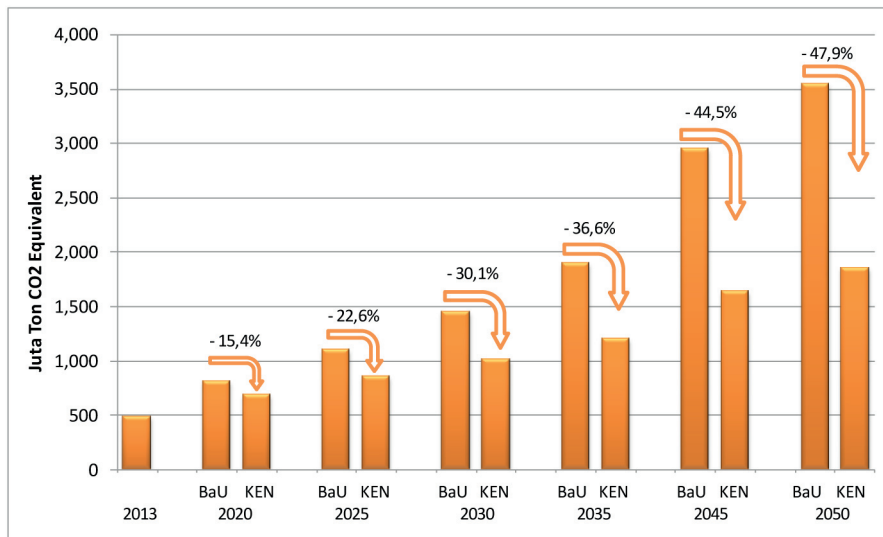
Secara kuantitas, total batubara yang dibutuhkan untuk pembangkitan listrik selama periode proyeksi (selama 37 tahun) akan mencapai sekitar 6.500 juta TOE (11 milyar ton) untuk skenario BaU dan 3.250 juta TOE (5,5 milyar ton) untuk skenario KEN. Dibanding dengan total cadangan yang sebesar 31,4 milyar ton (status 1 Januari 2013), maka kebutuhan batubara untuk pembangkit selama 37 tahun mendatang untuk skenario BaU adalah sekitar 35% dari total cadangan. Sedangkan untuk skenario KEN kebutuhan batubaranya hanya setengah dari skenario BaU yaitu 19% dari total cadangan.

Dari sisi emisi CO<sub>2</sub>, walaupun dalam skenario KEN pembangkit listrik dari batubara hanya memerlukan 5,5 milyar ton selama 37 tahun mendatang, tetapi emisi dari batubara cukup signifikan, yaitu sekitar 29%. Kontribusi polutan lainnya seperti SO<sub>x</sub> dan NO<sub>x</sub> serta buangan emisi debu dari pembakaran batubara perlu juga diperhitungkan karena dampaknya langsung terhadap manusia dan ekosistem seperti terjadinya gangguan terhadap kesehatan dan hujan asam.



Konsumsi energi primer skenario KEN yang lebih rendah didominasi oleh EBT (31% pada tahun 2050) akan berdampak terhadap rendahnya emisi CO<sub>2</sub> yang dihasilkan jika dibandingkan dengan skenario BaU. Untuk skenario BaU, total emisi CO<sub>2</sub> mencapai 3.551 juta ton CO<sub>2</sub> pada tahun 2050. Sedangkan untuk skenario KEN, total emisi CO<sub>2</sub> mencapai 1.851 juta ton CO<sub>2</sub>, atau mengalami reduksi emisi CO<sub>2</sub> sebesar 48% dari skenario BaU.

Berdasarkan dokumen RAN-GRK, target penurunan emisi yang terkait dengan sektor energi adalah sebesar 87 Juta Ton CO<sub>2</sub> (target penurunan emisi 26%). Hasil proyeksi Outlook Energi Indonesia ini memperlihatkan bahwa penurunan emisi di tahun 2020 mencapai 125 Juta Ton CO<sub>2</sub>. Angka ini lebih tinggi bila dibandingkan target dari RAN-GRK untuk sektor energi. Grafik di bawah ini menunjukkan potensi penurunan emisi selama periode proyeksi.



**Grafik 6.2. Potensi Penurunan Emisi CO<sub>2</sub>**

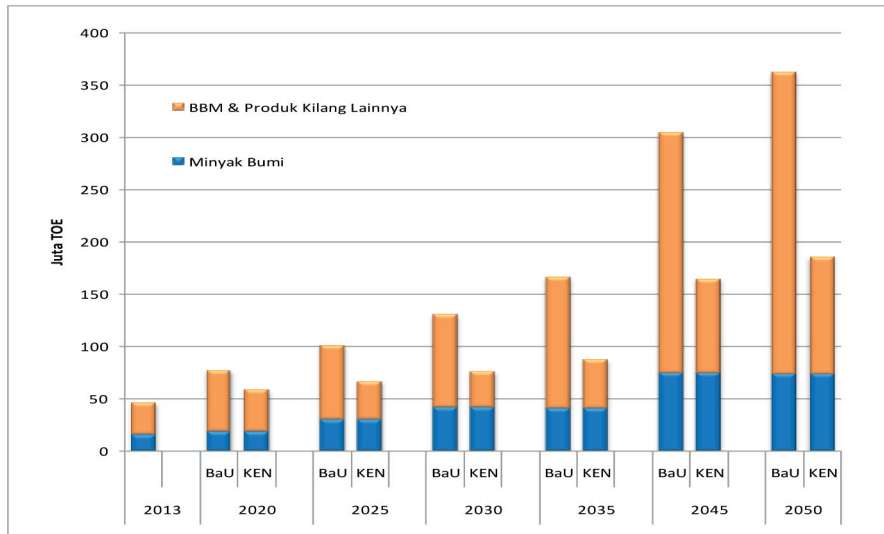
## 6.1 Impor Minyak

Penurunan produksi minyak bumi di bawah 1 juta barel per hari dan pesatnya pertumbuhan konsumsi BBM di dalam negeri mengakibatkan Indonesia menjadi net importir minyak bumi. Sebagai net importir minyak, Indonesia tetap mengekspor minyak bumi tetapi dalam jumlah yang lebih sedikit jika dibanding dengan jumlah impornya. Rasio ketergantungan impor sudah mencapai 37% pada tahun 2013 dan diperkirakan meningkat di masa mendatang jika tidak ada penambahan produksi minyak domestik.

Dari hasil proyeksi, ketergantungan impor minyak akan mencapai 72,5% pada tahun 2025 dan 95,5% pada tahun 2050 untuk skenario BaU. Perhitungan tersebut dengan mempertimbangkan tidak ada penemuan eksplorasi baru, menurunnya produksi minyak, dan hanya ada penambahan dua kilang minyak baru. Untuk skenario KEN, peningkatan ketergantungan impor tidak akan sebesar pada skenario BaU karena lebih rendahnya kebutuhan BBM dan produk kilang lainnya akibat usaha-usaha konservasi dan diversifikasi dalam mencapai bauran KEN. Ketergantungan impor minyak untuk skenario KEN akan menjadi 61% pada tahun 2025 dan 90% pada tahun 2050.

Impor BBM akan mencapai 71 juta TOE pada tahun 2025 untuk skenario BaU dan 37 juta TOE untuk skenario KEN. Impor akan meningkat mencapai 290 juta TOE pada tahun 2050 untuk skenario BaU dan 113 juta TOE untuk skenario KEN. Proyeksi impor BBM telah mengasumsikan bahwa akan ada penambahan 2 kilang baru masing-masing memiliki kapasitas 300 ribu barel per hari. Apabila kebutuhan BBM di masa mendatang hanya mengandalkan produksi kilang dalam negeri maka perlu ada penambahan kilang minyak baru. Untuk skenario BaU penghapusan impor memerlukan adanya penambahan kilang baru dengan kapasitas sebesar 5,7 Juta barel per hari. Untuk memenuhi kebutuhan BBM pada skenario KEN diperlukan penambahan kilang baru dengan kapasitas sebesar 2,2 Juta barel per hari. Investasi yang dibutuhkan adalah sebesar 28 – 45 milyar USD (skenario

BaU) dan 11 – 18 milyar USD (skenario KEN). Perhitungan ini berdasarkan asumsi total biaya investasi sebesar USD 5.000 – 8.000 per barrel per hari (*World Energy Investment Outlook, 2003*).



**Grafik 6.3. Impor Minyak Bumi dan BBM Skenario BaU vs KEN**

Pembangunan kilang-kilang baru untuk memenuhi kebutuhan BBM di masa mendatang akan berdampak juga kepada impor minyak bumi. Perkiraan besarnya impor minyak bumi di masa mendatang didasarkan pada asumsi tidak adanya peningkatan yang signifikan dari produksi minyak bumi nasional. Dalam kondisi demikian, impor minyak bumi akan mencapai 29 juta TOE pada tahun 2025 dan meningkat mencapai 73 juta TOE pada tahun 2050. Impor minyak mentah akan semakin besar jika kebutuhan BBM dipasok sepenuhnya dari dalam negeri.

Peningkatan produksi minyak diharapkan dapat meningkat dengan adanya kontribusi dari lapangan tua, penemuan baru di lapangan lama, penemuan baru di daerah *frontier*, seperti laut dalam dan Indonesia Timur, adanya terobosan dari beberapa EOR yang

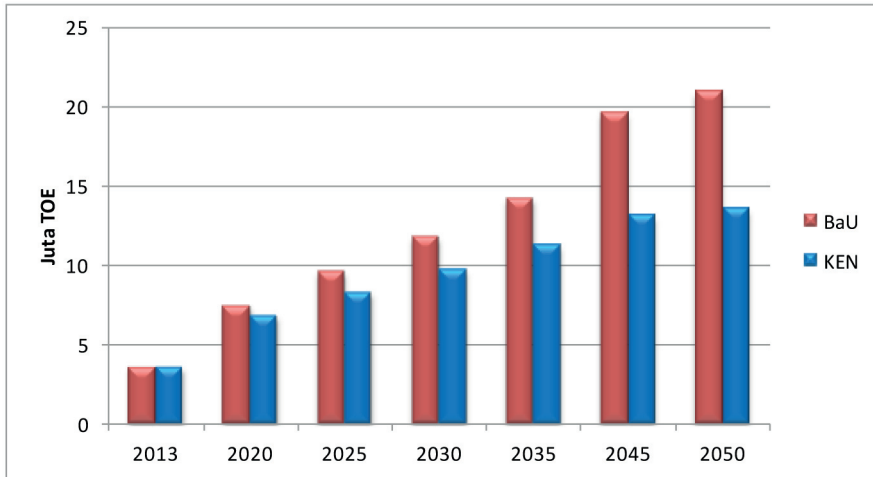
sedang berjalan, serta beberapa lapangan gas yang dapat memberikan kondensat yang cukup besar, seperti gas Masela dan Exxon-Natuna. Tambahan pasokan juga diharapkan dari *shale gas* yang berpotensi memberikan produk sampingan berupa minyak yang cukup besar.

## 6.2 Impor LPG Dan Gas Bumi

Berbeda dengan BBM, kebutuhan LPG dimasa mendatang akan mengalami peningkatan yang pesat akibat adanya program konversi penggunaan minyak tanah ke LPG. Konsumsi LPG diperkirakan mencapai 12,7 juta TOE pada tahun 2025 dan 24,3 juta TOE pada tahun 2050 untuk skenario BaU. Untuk skenario KEN, konsumsi LPG diperkirakan mencapai 11,4 juta ton pada tahun 2025 dan 16,9 juta TOE.

Kemampuan produksi LPG nasional pada tahun 2025 masih bisa memenuhi kebutuhan LPG sebesar 25% (skenario BaU) dan 27,5% (skenario KEN). Defisit dari kebutuhan LPG tersebut akan dipenuhi dari impor. Pada tahun 2050, kemampuan produksi nasional untuk memenuhi kebutuhan LPG akan menjadi 14% (skenario BaU) dan 20% (skenario KEN).

Impor LPG diperkirakan akan meningkat hampir enam kali lipat dari 3,6 juta TOE pada tahun 2013 menjadi 21 juta TOE pada tahun 2050 menurut skenario BaU. Untuk skenario KEN, peningkatan impornya akan lebih rendah yaitu hampir empat kali lipat menjadi sebesar 13,5 juta TOE pada tahun 2050.

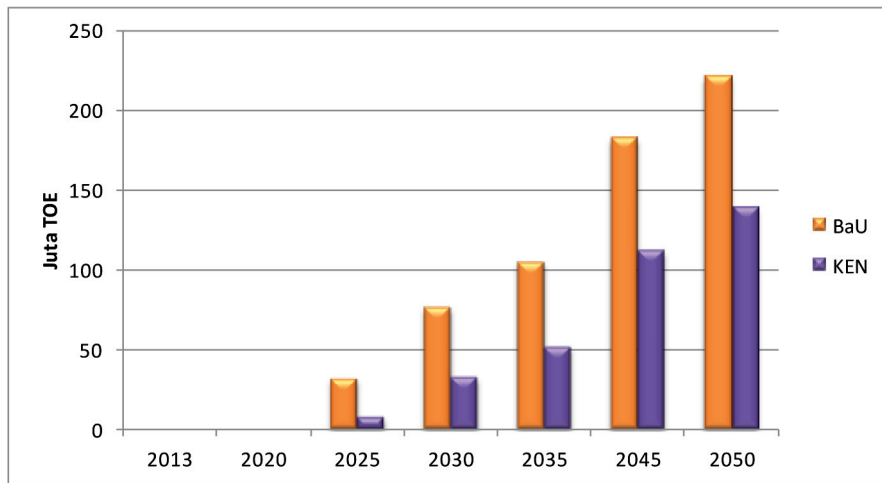


**Grafik 6.4. Proyeksi Impor LPG**

Produksi gas bumi pada tahun 2013 masih mencukupi untuk memenuhi kebutuhan gas bumi, sehingga belum ada impor gas bumi. Walaupun tidak lagi menjadi eksportir LNG terbesar, Indonesia masih memiliki peran dalam memenuhi kebutuhan LNG dunia. Disamping mengeksport gas bumi dalam bentuk LNG, Indonesia juga mengeksport gas bumi melalui pipa ke Singapura dan Malaysia.

Meningkatnya kebutuhan gas bumi dalam negeri baik di sektor final maupun pembangkit, memerlukan adanya kebijakan-kebijakan yang memprioritaskan pemanfaatan domestik dibanding dengan ekspor. Berdasarkan neraca gas bumi tahun 2014-2030 yang dikeluarkan oleh Kementerian ESDM, Indonesia masih tetap mengeksport gas bumi yang diproyeksikan terus mengalami penurunan. Adanya keterbatasan kemampuan produksi gas bumi dan semakin meningkatnya konsumsi dalam negeri memungkinkan akan adanya impor gas bumi di masa mendatang. Berdasarkan proyeksi yang dilakukan, maka pada tahun 2019 Indonesia mulai mengimpor gas bumi dalam bentuk LNG. Pada skenario BaU, Impor gas bumi mengalami peningkatan yang signifikan, dimana pada tahun 2025, impor gas mencapai 31 Juta TOE dan meningkat menjadi 221 Juta TOE di tahun 2050.

Sedangkan pada skenario KEN, impor gas bumi di tahun 2025 mencapai 7 Juta TOE dan meningkat menjadi 138 Juta TOE pada tahun 2050.



**Grafik 6.5. Proyeksi Impor Gas Bumi**

### 6.3 Pemanfaatan EBT

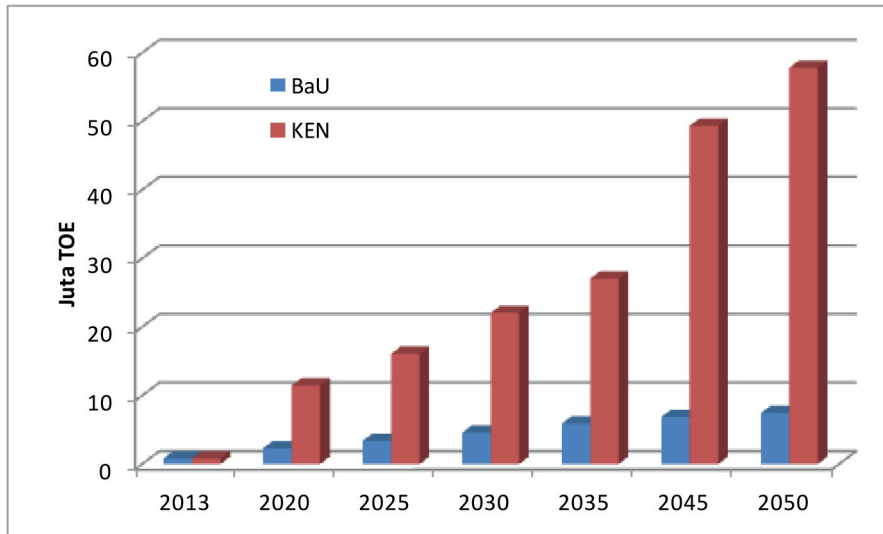
Pemenuhan target bauran EBT dalam KEN merupakan suatu tantangan mengingat bahwa pemanfaatannya dewasa ini masih rendah. Sehubungan dengan hal tersebut, dalam skenario KEN diasumsikan bahwa pengembangan sumberdaya EBT akan dioptimalkan untuk mencapai target bauran EBT dalam KEN yang pada tahun 2025 adalah 23% dan 31% pada tahun 2050. Optimalisasi pemanfaatan EBT di sektor final terutama di sektor transportasi dimana diharapkan infrastruktur biofuel sudah tersedia secara luas sehingga mempermudah akses kendaraan terhadap bahan bakar biosolar dan biopremium maupun bioavtur untuk pesawat. Berikut ini pembahasan mengenai pemanfaatan sumberdaya EBT sehingga dapat memenuhi target bauran EBT pada KEN.

### 6.3.1 Biofuel

Pemanfaatan biodiesel (B100) sebagai campuran biosolar diberlakukan untuk kedua skenario (BaU dan KEN). Perbedaannya terletak pada presentase campuran dari biodieselnnya. Untuk skenario BaU, diasumsikan bahwa campuran biodiesel pada biosolar hanya akan sebesar 10% sepanjang periode proyeksi. Sedangkan untuk skenario KEN, diasumsikan bahwa campuran biodiesel pada biosolar dapat mencapai 30% sejak tahun 2020.

Dengan asumsi bahwa penggunaan minyak solar dimasa mendatang seluruhnya akan digantikan dengan biosolar, maka kebutuhan biodiesel diproyeksikan akan meningkat sekitar 6,2% per tahun untuk skenario BaU, menjadi 3 juta TOE pada tahun 2025 dan 7 juta TOE pada tahun 2050. Sedangkan pada skenario KEN yang memiliki presentase campuran yang lebih tinggi, serta penggunaan biodiesel murni untuk pembangkit listrik, maka kebutuhan biodiesel akan meningkat lebih pesat, yaitu rata-rata 12,3% per tahun, dimana pada tahun 2025 total kebutuhan biodiesel sebesar 16 juta TOE meningkat mencapai 58 juta TOE pada tahun 2050.

Untuk memenuhi kebutuhan biodiesel B100 yang meningkat secara signifikan dalam skenario KEN, maka perlu adanya jaminan ketersediaan bahan bakunya. Bahan baku biodiesel tidak hanya berasal dari CPO kelapa sawit tetapi juga dari lainnya. Jika diasumsikan pada tahun 2050 kebutuhan biodiesel berasal dari CPO (70%), Kemiri Sunan (28%), dan Algae (2%), maka untuk skenario KEN akan diperlukan lahan seluas 19,5 juta ha. Dari total luas lahan tersebut, sekitar 16,2 juta Ha untuk kelapa sawit dan 3,3 juta Ha untuk Kemiri Sunan. Asumsi yang digunakan dalam perhitungan adalah produksi biodiesel dari kelapa sawit dapat mencapai 4,0 KL/Ha/Th. Sedangkan untuk Kemiri Sunan, asumsi produksi biodieselnnya adalah 6,0 Kl/Ha/Th.

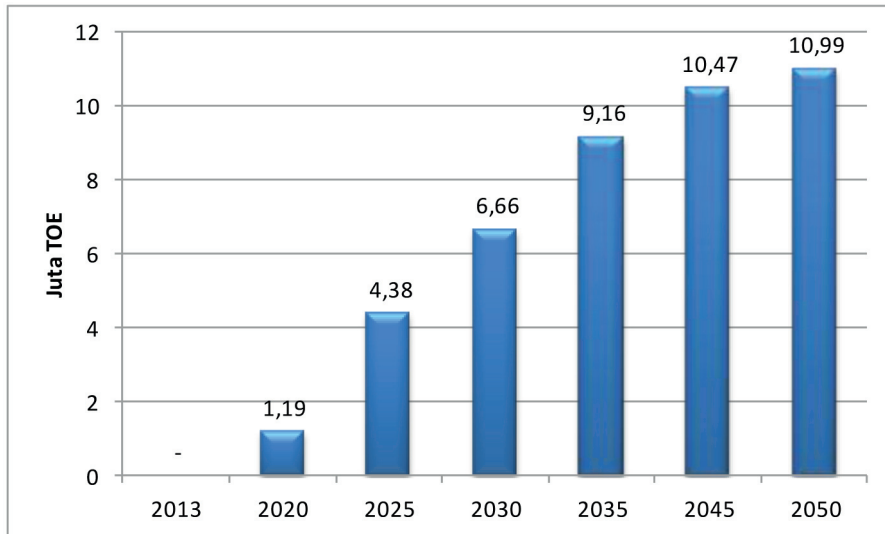


**Grafik 6.6. Grafik Kebutuhan Biodiesel Menurut Skenario**

Untuk konsumsi bioethanol, campuran bioethanol pada biopremium hanya diasumsikan pada skenario KEN mengingat adanya target bauran EBT yang perlu dipenuhi, dimana asumsi yang digunakan dalam campuran bioethanol mencapai 20% pada tahun 2035 dan akan tetap pada level yang sama hingga tahun 2050.

Kebutuhan bioethanol diproyeksikan mencapai 4 juta TOE pada tahun 2025 dan meningkat menjadi 11 juta TOE pada tahun 2050. Dengan asumsi bahwa 1 ton bioethanol ekuivalen dengan 0,64 TOE, maka kebutuhan bioethanol akan menjadi 2,8 juta Ton pada tahun 2025 dan 7 juta ton pada 2050. Tingginya kebutuhan tersebut didasarkan pada asumsi bahwa sejak tahun 2035 semua premium yang dipasarkan merupakan campuran biopremium.





**Grafik 6.7. Grafik Kebutuhan Bioethanol Sesuai Skenario KEN**

### 6.3.2 Nuklir

Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN) merupakan opsi yang dipertimbangkan dalam penyusunan outlook ini dan hanya untuk skenario KEN. Walaupun masih belum ada suatu keputusan pasti tentang pembangunan PLTN namun tetap perlu diperhitungkan dalam suatu perencanaan energi jangka panjang.

Diasumsikan bahwa PLTN baru akan mulai beroperasi setelah tahun 2025 dengan kapasitas 1000 MW. Kapasitas PLTN diproyeksikan meningkat hingga mencapai 15 GW pada tahun 2050. Pertimbangan bahwa PLTN paling cepat mulai beroperasi pada tahun 2025 adalah waktu pembangunan yang dibutuhkan sekitar 10 tahun dari awal negosiasi hingga pembangunan fisik dan produksi komersial.

# BAB VI

## Rekomendasi

## Rekomendasi

- Diperlukan kilang minyak baru atau *upgrading* kilang yang sudah ada dengan kapasitas 2,8 juta barel per hari sampai dengan tahun 2050 dan revitalisasi kilang yang ada guna memenuhi kebutuhan BBM dalam negeri.
- Meningkatkan kompetensi kegiatan eksplorasi untuk menambah cadangan dan meningkatkan *lifting*. Pemerintah perlu meningkatkan alokasi anggaran untuk kegiatan eksplorasi dari *depletion premium*, dan melakukan kontrol yang ketat terhadap *cost recovery*.
- Pemerintah perlu segera menetapkan cadangan strategis, membangun cadangan penyangga energi, dan meningkatkan cadangan operasional untuk menjamin ketersediaan dan ketahanan energi nasional.
- Pemerintah perlu segera mengembangkan infrastruktur gas untuk mengantisipasi impor gas pada tahun 2019, termasuk pembangunan infrastruktur gas untuk meningkatkan pemanfaatan BBG di sektor transportasi.

- Mengutamakan penggunaan gas dalam negeri untuk keperluan energi dan bahan baku industri dan secara bertahap menghentikan ekspor gas, dan mewajibkan kepada seluruh pemegang izin niaga gas untuk membangun infrastruktur penyaluran gas.
- Mempercepat penyelesaian permasalahan pengusahaan panas bumi yang telah melalui proses lelang berdasarkan Kebutuhan ESDM nomer 17 tahun 2014 tentang "Pembelian Tenaga Listrik dari PLTP dan Uap Panas Bumi untuk PLTP oleh PT. PLN (Persero)".
- Membangun industri solar cell nasional dari hulu sampai hilir, dan memberikan kemudahan dan insentif bagi swasta untuk membangun industri solar cell.
- Pemerintah perlu menyusun formula dan mekanisme penetapan harga BBN, serta membangun kemampuan riset dan industri otomotif nasional untuk memaksimalkan pemanfaatan BBN.
- Menetapkan lahan khusus untuk pengembangan tanaman bahan baku BBN berbasis masyarakat yang tidak boleh dikuasai oleh perusahaan asing.
- Penurunan intensitas permintaan energi nasional khususnya sektor transportasi dan industri; melalui pembangunan sistem transportasi massal perkotaan, penggunaan kendaraan hemat energi (mobil hibrida), penggunaan utilitas kogenerasi, penggunaan proses industri yang hemat energi; dan lain-lain.
- Perlu adanya regulasi tentang kandungan lokal, merumuskan kebijakan dan membangun kapasitas dan kemampuan industri nasional untuk pengembangan industri energi nasional dan seluruh infrastukturnya, guna menciptakan aktifitas ekonomi baru, sekaligus meminimumkan impor dan pengeluaran valuta asing dalam pembangunan sektor energi.
- Menyiapkan regulasi dampak lingkungan penggunaan batubara di pembangkitan listrik dan sektor induatri, serta pengawasan penerapannya, khususnya terkait dengan emisi debu, NOx dan SOx; serta menyiapkan industri nasional untuk

memberikan kontribusi kandungan local yang maksimum terhadap manufacturing dan EPC “abatement technologies” dalam pembakaran batubara.

- Dengan berkoordinasi dengan seluruh pemangku kepentingan, menyiapkan kajian dan analisa kuantitatif yang komprehensif dan detil dalam menyusun perencanaan yang terintegrasi terhadap upaya diversifikasi dan konservasi energi dengan implementasi yang konsisten, serta didukung oleh kebijakan fiskal yang memadai dan kebijakan harga energi, guna mengurangi potensi kenaikan konsumsi BBM dan sekaligus volume impornya.

# Daftar Pustaka

Ditjen Minyak dan Gas Bumi, (2013). *Statistik Minyak dan Gas Bumi 2013*

Direktorat Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi, (2013). *Statistik EBTKE 2013*

International Energy Agency (IEA), (2013). *Southeast Asia Energy Outlook, World Energy Outlook Special Report.*

International Energy Agency (IEA), (2013). *World Energy Outlook 2013.*

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM), (2014). *Peta Jalan Kebijakan Gas Bumi Nasional 2014-2030 (Neraca Gas).*

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM), (2014). *Potensi dan Peluang Investasi, Sektor Energi Dan Sumber Daya Mineral.*

*The International Hand Book of Coal Petrography, (1963).*

PT PLN (Persero), (2013). *Statistik PLN 2013*

Pusdatin KESDM, (2013). *Handbook Energy and Economic Statistic Of Indonesia 2014.*

# Lampiran 1

## Kebutuhan Energi

Kebutuhan Energi					
(Juta TOE)					
	2013	2020	2025	2030	
Per Jenis Energi	168.6	234.6	298.4	378.8	
Batubara	18.3	30.8	44.8	64.3	
Gas	24.8	37.8	49.7	64.7	
Minyak	70.1	100.5	126.9	157.5	
Listrik	16.2	28.9	40.7	56.4	
Biofuel	0.7	1.2	1.4	1.7	
Biomasa Tradisional	32.1	25.7	21.8	16.8	
EBT Lainnya	6.4	9.8	13.2	17.3	
Per Sektor	168.6	234.6	298.4	482.5	
Industri	51.2	80.4	111.1	204.5	
Transportasi	46.2	68.6	87.1	134.4	
Rumah Tangga	46.1	48.8	50.8	54.2	
Komersial	5.3	9.8	15.1	35.1	
Sektor Lainnya	3.8	5.2	6.7	10.5	
Bahan Baku	15.9	21.9	27.7	43.9	
Industri	51.2	80.4	111.1	151.5	
Batubara	18.3	30.8	44.8	64.3	
Gas	14.2	22.5	31.4	43.2	
BBM	7.1	8.8	9.8	10.0	
Listrik	5.5	8.8	12.4	17.4	
EBT Lainnya	6.2	9.4	12.7	16.6	
Transportasi	46.2	68.6	87.1	108.4	
Gas	0.1	0.1	0.1	0.1	
BBM	45.5	67.4	85.6	106.6	
Listrik	0.0	0.0	0.0	0.0	
Biofuel	0.7	1.2	1.4	1.7	
Rumah Tangga	14.0	23.0	28.9	35.6	
Listrik	6.9	12.8	16.6	21.0	
Gas Bumi	0.0	0.1	0.2	0.2	
Minyak Tanah	0.9	0.2	0.0	0.0	
LPG	6.1	9.9	12.2	14.4	
Komersial	5.3	9.8	15.1	23.1	
Gas	0.4	0.7	1.0	1.4	
BBM	0.9	1.5	2.1	3.0	
Listrik	3.8	7.3	11.6	18.1	
EBT Lainnya	0.2	0.3	0.5	0.7	
Sektor Lainnya	3.8	5.2	6.7	8.4	
BBM	3.8	5.2	6.7	8.4	

## Final Skenario Business As Usual (BaU)

				Pangsa		Pertumbuhan
				(%)		(%)
2035	2040	2045	2050	2013	2050	2013-50
482.5	602.2	740.9	893.5	100	100	4.6
91.5	117.0	145.6	175.3	10.8	19.6	6.3
83.7	103.7	126.0	147.4	14.7	16.5	4.9
193.8	243.0	299.7	359.9	41.6	40.3	4.5
77.8	101.6	131.0	164.3	9.6	18.4	6.5
2.0	2.4	2.8	3.3	0.4	0.4	4.4
11.5	5.9	0.0	0.0	19.1	0.0	-100
22.3	28.6	35.8	43.2	3.8	4.8	5.3
482.5	602.2	740.9	893.5	100	100	4.6
204.5	261.5	325.5	391.9	30.4	43.9	5.7
134.4	167.0	204.9	245.5	27.4	27.5	4.6
54.2	53.5	52.7	56.2	27.4	6.3	0.5
35.1	52.3	74.9	101.5	3.2	11.4	8.3
10.5	13.0	15.7	18.5	2.2	2.1	4.4
43.9	54.9	67.2	79.9	9.4	8.9	4.5
204.5	325.5	261.5	391.9	100	100	5.7
91.5	145.6	117.0	175.3	35.7	44.7	6.3
58.9	93.8	75.3	112.9	27.8	28.8	5.8
8.8	13.9	11.2	16.8	13.9	4.3	2.4
24.0	38.2	30.7	46.0	10.6	11.7	5.9
21.3	34.0	27.3	40.9	12.1	10.4	5.2
134.4	167.0	204.9	245.5	100	100	4.6
0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	4.0
132.3	164.4	201.8	242.0	98.4	98.6	4.6
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8
2.0	2.4	2.8	3.3	1.4	1.3	4.4
42.7	47.6	52.7	56.2	100	100	3.8
25.8	28.3	30.9	33.5	49.4	59.7	4.4
0.3	0.4	0.5	0.6	0.2	1.0	8.5
0.0	0.0	0.0	0.0	6.5	0.0	-100
16.6	18.9	21.2	22.1	43.9	39.3	3.5
35.1	52.3	74.9	101.5	100	100	8.3
1.9	2.6	3.5	4.5	7.6	4.5	6.8
4.2	5.8	7.7	9.9	16.5	9.8	6.8
28.0	42.6	61.8	84.8	72.1	83.5	8.7
1.0	1.4	1.8	2.3	3.9	2.3	6.8
10.5	13.0	15.7	18.5	100	100	4.4
10.5	13.0	15.7	18.5	100	100	4.4



# Lampiran 2

## Rebutuhan Energi Final

Rebutuhan Energi						
Uta TOE)						
	2013	2020	2025	2030	2035	
Per Jenis Energi	168.56	213.30	252.91	298.81	355.53	
Batubara	18.26	27.17	36.69	48.96	64.85	
Gas	24.84	37.78	47.96	59.74	72.42	
Minyak	70.08	82.63	92.49	102.28	113.57	
Listrik	16.21	26.76	35.06	44.76	58.09	
Biofuel	0.66	7.22	12.71	18.46	25.00	
Biomasa Tradisional	32.11	22.90	16.93	11.05	5.37	
EBT Lainnya	6.39	8.83	11.07	13.55	16.25	
Per Sektor	168.56	213.30	252.91	298.81	355.53	
Industri	51.20	71.83	92.71	118.07	149.00	
Transportasi	46.22	62.10	73.90	86.30	100.64	
Rumah Tangga	46.11	44.33	42.48	40.09	38.80	
Komersial	5.32	9.02	12.98	18.29	25.49	
Sektor Lainnya	3.77	4.80	5.77	6.87	8.13	
Bahan Baku	15.92	21.22	25.07	29.18	33.48	
Industri	51.20	71.83	92.71	118.07	149.00	
Batubara	18.26	27.17	36.69	48.96	64.85	
Gas	14.21	20.24	26.41	34.02	43.47	
BBM	7.09	7.68	7.70	6.83	4.62	
Listrik	5.45	8.11	10.89	14.43	18.96	
Biofuel	0.00	0.31	0.68	1.25	2.08	
EBT Lainnya	6.19	8.32	10.34	12.58	15.02	
Transportasi	46.22	62.10	73.90	86.30	100.64	
Gas	0.05	1.60	3.05	4.96	6.41	
BBM	45.50	55.04	60.67	66.33	73.94	
Listrik	0.01	0.09	0.18	0.29	0.43	
Biofuel	0.66	5.36	10.01	14.73	19.85	
Rumah Tangga	13.99	21.43	25.55	29.05	33.43	
Listrik	6.91	11.81	14.12	15.94	18.79	
Gas Bumi	0.03	0.11	0.18	0.26	0.35	
Minyak Tanah	0.91	0.00	0.00	0.00	0.00	
LPG	6.14	9.31	10.94	12.46	13.83	
Biogas	0.00	0.20	0.31	0.39	0.46	
Komersial	5.32	9.02	12.98	18.29	25.49	
Gas	0.40	0.61	0.84	1.13	1.52	
BBM	0.88	0.96	1.32	1.78	2.37	
Listrik	3.84	6.75	9.88	14.11	19.90	
Biofuel	0.00	0.38	0.52	0.69	0.93	
EBT Lainnya	0.21	0.31	0.43	0.58	0.77	
Sektor Lainnya	3.77	4.80	5.77	6.87	8.13	
BBM	3.77	3.64	4.29	5.11	6.04	
Biofuel	0.00	1.16	1.48	1.76	2.08	

## Skenario Kebijakan Energi Nasional

			Pangsa		Pertumbuhan
			(%)		(%)
2040	2045	2050	2013	2050	2013-50
428.52	512.42	595.10	100	100	3.5
81.56	99.30	115.99	10.8	19.5	5.1
89.20	106.11	122.57	14.7	20.6	4.4
134.55	157.26	179.55	41.6	30.2	2.6
73.12	90.23	108.29	9.6	18.2	5.3
29.20	33.66	37.91	0.4	6.4	11.6
0.00	0.00	0.00	19.1	0.0	-100
20.88	25.86	30.79	3.8	5.2	4.3
428.52	512.42	595.10	100	100	3.5
189.35	232.89	274.83	30.4	46.2	4.6
117.65	136.11	154.10	27.4	25.9	3.3
36.52	38.16	39.81	27.4	6.7	-0.4
35.03	46.45	58.91	3.2	9.9	6.7
9.53	10.92	12.15	2.2	2.0	3.2
40.44	47.89	55.30	9.4	9.3	3.4
232.89	189.35	274.83	100	100	4.6
99.30	81.56	115.99	35.7	42.2	5.1
68.26	55.37	80.72	27.8	29.4	4.8
7.32	5.91	8.69	13.9	3.2	0.6
30.59	24.48	36.66	10.6	13.3	5.3
3.37	2.69	4.04	0.0	1.5	7.2
24.05	19.32	28.72	12.1	10.5	4.2
117.65	136.11	154.10	100	100	3.3
7.51	8.61	9.58	0.1	6.2	15.0
86.84	101.04	115.10	98.4	74.7	2.5
0.52	0.61	0.69	0.0	0.5	12.4
22.77	25.84	28.73	1.4	18.6	10.7
36.52	38.16	39.81	100	100	2.9
20.46	21.97	23.47	49.4	59.0	3.4
0.43	0.45	0.46	0.2	1.2	8.0
0.00	0.00	0.00	6.5	0.0	-100.0
15.09	15.23	15.39	43.9	38.7	2.5
0.53	0.51	0.49	0.0	1.2	2.4
35.03	46.45	58.91	100	100	6.7
2.00	2.55	3.10	7.6	5.3	5.7
3.13	3.99	4.86	16.5	8.2	4.7
27.65	37.05	47.47	72.1	80.6	7.0
1.23	1.56	1.90	0.0	3.2	4.5
1.02	1.30	1.58	3.9	2.7	5.7
9.53	10.92	12.15	100	100	3.2
7.09	8.12	9.04	100	74.4	2.4
2.44	2.80	3.11	0	25.6	3.3

# Lampiran 3

## Kebutuhan Energi

Koridor						
(Juta TOE)						
	2013	2020	2025	2030	2035	
Jawa	75.82	117.92	157.47	203.90	265.92	
Industri	26.42	43.98	60.47	79.79	108.22	
Transportasi	26.50	39.26	50.31	62.97	78.52	
Rumah Tangga	9.39	14.67	17.68	23.20	28.13	
Komersial	3.10	5.87	10.99	14.97	21.58	
Lainnya	1.83	2.14	2.78	3.58	3.43	
Non Energi	8.59	12.00	15.24	19.40	26.03	
Sumatra	34.53	52.87	67.81	88.85	114.43	
Industri	14.57	22.55	30.33	41.18	54.57	
Transportasi	11.33	17.11	21.55	27.05	33.51	
Rumah Tangga	2.43	3.70	4.53	5.87	7.27	
Komersial	0.93	1.86	2.44	3.39	4.96	
Lainnya	1.11	1.51	1.85	2.21	3.24	
Non Energi	4.15	6.14	7.12	9.14	10.88	
Kalimantan	12.79	18.57	23.98	31.35	41.08	
Industri	5.34	8.19	10.63	13.83	18.37	
Transportasi	3.60	4.91	6.27	7.80	9.82	
Rumah Tangga	0.80	1.15	1.49	1.99	2.61	
Komersial	0.66	0.97	1.47	2.14	3.29	
Lainnya	0.32	0.42	0.71	1.11	1.41	
Non Energi	2.07	2.93	3.40	4.50	5.58	
Sulawesi	8.03	12.92	17.13	24.41	32.26	
Industri	3.94	6.49	8.83	12.48	17.07	
Transportasi	2.82	4.34	5.44	7.62	9.70	
Rumah Tangga	0.71	1.05	1.37	1.91	2.47	
Komersial	0.27	0.36	0.63	0.85	1.15	
Lainnya	0.29	0.68	0.86	1.54	1.87	
Maluku papua	1.34	1.90	2.44	3.10	3.92	
Industri	0.29	0.41	0.53	0.68	0.85	
Transportasi	0.76	1.05	1.35	1.69	2.11	
Rumah Tangga	0.13	0.21	0.26	0.33	0.45	
Komersial	0.09	0.15	0.20	0.27	0.36	
Lainnya	0.07	0.09	0.10	0.13	0.15	
Bali dan Nusa Tenggara	3.43	5.23	6.77	9.24	12.25	
Industri	0.31	0.46	0.61	0.79	1.12	
Transportasi	2.19	3.32	4.24	5.82	7.62	
Rumah Tangga	0.52	0.80	1.04	1.37	1.78	
Komersial	0.25	0.44	0.61	0.94	1.35	
Lainnya	0.16	0.21	0.26	0.32	0.38	

## Berdasarkan Koridor

			Pangsa		Pertumbuhan
			(%)		(%)
2040	2045	2050	2013	2050	2013-50
338.17	420.65	512.89	100	100	5.3
138.89	172.87	211.09	34.85	41.2	5.8
97.37	117.94	141.51	34.95	27.6	4.6
35.09	37.75	46.77	12.39	9.1	4.4
30.77	47.73	59.13	4.08	11.5	8.3
5.02	6.11	6.81	2.41	1.3	4
31.03	38.25	47.57	11.32	9.3	4.7
145.34	178.87	212.54	100	100	5.0
72.64	91.23	110.54	42.20	52.0	5.6
38.37	46.34	54.54	32.82	25.7	4.3
8.39	10.18	12.44	7.04	5.9	4.5
9.02	10.40	11.95	2.70	5.6	7.1
3.26	3.97	4.80	3.22	2.3	4.0
13.66	16.75	18.27	12.03	8.6	4.1
51.89	64.41	76.63	100	100	5.0
23.27	29.39	36.00	41.74	47.0	5.3
12.33	14.81	17.80	28.18	23.2	4.4
3.24	4.51	5.04	6.25	6.6	5.1
4.07	4.88	5.05	5.15	6.6	5.7
1.79	2.59	3.30	2.50	4.3	6.5
7.19	8.23	9.43	16.18	12.3	4.2
41.30	50.87	59.67	100.00	100.0	5.6
22.04	28.07	33.71	49.11	56.5	6.0
12.14	14.27	16.84	35.10	28.2	4.9
3.31	3.88	4.08	8.78	6.8	4.9
1.49	1.90	2.31	3.37	3.9	6.0
2.32	2.75	2.73	3.64	4.6	6.2
5.00	6.28	7.67	100.00	100.0	4.8
1.09	1.36	1.66	21.62	21.6	4.8
2.69	3.34	4.04	56.86	52.7	4.6
0.61	0.77	0.97	9.97	12.7	5.5
0.45	0.58	0.72	6.70	9.4	5.8
0.18	0.23	0.28	4.85	3.6	4.0
15.08	18.44	22.34	100.00	100.0	5.2
1.30	1.63	1.97	9.06	8.8	5.1
9.34	11.37	13.58	64.01	60.8	5.1
2.17	2.55	3.21	15.06	14.4	5.1
1.79	2.32	2.90	7.33	13.0	6.8
0.47	0.58	0.68	4.53	3.1	4.1

# Lampiran 4

## Penyediaan Energi Primer

Energi Primer					
(Juta TOE)					
	2013	2020	2025	2030	
Per Jenis Energi	221.61	333.57	448.28	570.47	
Batubara	56.26	107.10	152.83	206.21	
Gas	39.46	63.06	87.69	115.42	
Minyak	78.11	105.25	131.04	162.65	
EBT	15.08	32.35	54.88	69.34	
Biomasa Tradisional	32.11	25.73	21.83	16.85	
Minyak Bumi					
Produksi	41.77	35.99	35.99	35.99	
Impor	14.48	17.51	29.03	40.79	
Ekspor	14.33	11.58	9.94	8.54	
Kilang	41.92	41.92	55.08	68.25	
Gas					
Produksi	64.34	66.34	52.32	30.39	
Impor	-	-	31.15	75.94	
Ekspor	7.78	2.93	1.46	0.73	
Industri	14.12	22.43	31.31	43.11	
Transportasi	0.05	0.07	0.09	0.11	
Rumah Tangga	0.03	0.10	0.17	0.25	
Komersial	0.23	0.38	0.55	0.77	
Non Energi	4.00	4.51	4.91	5.34	
Kelistrikan	8.92	10.71	17.14	23.01	
Kilang	29.16	25.15	27.79	32.95	
Batubara					
Produksi	233.74	282.63	318.08	354.05	
Impor	0.05	0.05	0.05	0.05	
Ekspor	177.35	175.58	165.29	147.88	
Briket	0.02	0.04	0.05	0.07	
Industri	18.24	30.76	44.74	64.28	
Kelistrikan	38.17	76.30	108.04	141.86	
EBT					
Produksi	15.08	32.35	54.88	69.34	
Impor	-	-	-	-	
Ekspor	-	-	-	-	
Industri	6.19	9.41	12.68	16.59	
Transportasi	0.66	1.15	1.39	1.68	
Komersial	0.21	0.34	0.49	0.69	
Kelistrikan	8.03	21.45	40.33	50.39	

## Skenario Business As Usual (BaU)

				Pangsa		Pertumbuhan
				(%)		(%)
2035	2040	2045	2050	2013	2050	2013-50
726.15	893.44	1,087.34	1,298.92	100	100	4.9
282.15	349.71	435.50	527.96	25.4	40.6	6.2
147.83	189.37	232.36	272.24	17.8	21.0	5.4
198.92	248.14	304.89	365.10	35.2	28.1	4.3
85.77	100.29	114.59	133.62	6.8	10.3	6.1
11.47	5.93	-	-	14.5	0.0	-100.0
35.99	35.99	35.99	35.99			-0.4
39.59	38.55	37.66	36.90			2.6
7.33	6.30	5.41	4.64			-3.0
68.25	68.25	68.25	68.25			1.3
30.39	30.39	30.39	30.39			-2.0
104.55	142.80	182.69	221.07			8.2
0.36	0.18	0.09	0.04			-13.0
58.79	75.17	93.59	112.67			5.8
0.14	0.17	0.20	0.23			4.0
0.34	0.43	0.53	0.56			8.5
1.09	1.51	2.02	2.59			6.8
5.79	6.25	6.70	7.10			1.6
28.72	41.45	53.38	63.83			5.5
39.66	47.97	56.51	64.38			2.2
407.79	452.15	519.01	596.05			2.6
0.05	0.05	0.05	0.05			0.0
125.68	102.48	83.56	68.13			-2.6
0.10	0.12	0.15	0.18			5.9
91.38	116.85	145.48	175.13			6.3
190.67	232.74	289.86	352.64			6.2
85.77	100.29	114.59	133.62			6.1
-	-	-	-			0.0
-	-	-	-			0.0
21.34	27.29	33.98	40.90			5.2
2.02	2.42	2.85	3.26			4.4
0.97	1.35	1.81	2.32			6.8
61.43	69.22	75.95	87.14			6.7

# Lampiran 5

## Penyediaan Energi Primer

Energi Primer					
(Juta TOE)					
	2013	2020	2025	2030	
Per Jenis Energi	225.77	311.48	390.20	458.44	
Batubara	55.43	86.14	111.46	132.08	
Gas	43.75	64.27	80.92	101.36	
Minyak	74.86	85.91	96.50	107.16	
EBT	19.45	52.15	84.38	106.79	
Biomasa Tradisional	31.65	22.90	16.93	11.05	
Minyak Bumi					
Produksi	41.77	35.99	35.99	35.99	
Impor	14.48	17.51	29.03	40.79	
Ekspor	14.33	11.58	9.94	8.54	
Kilang	41.92	41.92	55.08	68.25	
Gas					
Produksi	66.55	68.21	70.94	62.39	
Impor	-	-	7.05	31.96	
Ekspor	7.78	2.93	1.46	0.73	
Industri	13.93	20.14	26.30	33.92	
Transportasi	0.20	1.60	3.05	4.96	
Rumah Tangga	0.03	0.11	0.18	0.26	
Komersial	0.23	0.35	0.48	0.65	
Non Energi	4.14	5.90	6.54	6.91	
Kelistrikan	13.06	12.86	14.45	17.60	
Kilang	27.14	24.26	25.48	29.27	
Batubara					
Produksi	241.53	261.68	276.70	279.92	
Impor	0.05	0.05	0.05	0.05	
Ekspor	177.35	175.58	165.29	147.88	
Briket	0.03	0.04	0.05	0.07	
Industri	20.12	27.14	36.64	48.90	
Kelistrikan	44.07	58.97	74.76	83.11	
EBT					
Produksi	31.01	52.15	84.38	106.79	
Impor	-	-	-	-	
Ekspor	-	-	-	-	
Industri	6.10	8.62	11.00	13.79	
Transportasi	0.79	5.46	10.21	15.08	
Rumah Tangga	0.06	0.20	0.31	0.39	
Komersial	0.28	0.69	0.94	1.27	
Lainnya	0.25	1.16	1.48	1.76	
Kelistrikan	11.98	36.01	60.44	74.50	

## Skenario Kebijakan Energi Nasional

				Pangsa		Pertumbuhan
				(% )		(%)
2035	2040	2045	2050	2013	2050	2013-50
548.43	659.73	784.22	909.71	100	100	3.8
159.73	183.10	212.64	239.95	24.6	26.4	4.0
123.61	153.67	186.85	214.03	19.4	23.5	4.4
119.17	140.28	163.13	185.56	33.2	20.4	2.5
140.55	182.68	221.61	270.17	8.6	29.7	7.4
5.37	-	-	-	14.0	0.0	-100.0
35.99	35.99	35.99	35.99			-0.4
39.59	38.55	37.66	36.90			2.6
7.33	6.30	5.41	4.64			-3.0
68.25	68.25	68.25	68.25			1.3
62.39	62.39	62.39	62.39			-0.2
51.33	79.20	111.65	138.26			12.6
0.36	0.18	0.09	0.04			-13.0
43.39	55.27	68.13	80.57			4.9
6.41	7.51	8.61	9.58			11.0
0.35	0.43	0.45	0.46			7.8
0.86	1.14	1.45	1.77			5.7
6.84	8.80	11.01	13.32			3.2
21.99	28.16	36.19	40.59			3.1
33.47	40.05	48.06	54.27			1.9
285.37	285.53	296.15	308.04			0.7
0.05	0.05	0.05	0.05			0.0
125.68	102.48	83.56	68.13			-2.6
0.09	0.12	0.15	0.17			5.1
64.77	81.46	99.17	115.84			4.8
94.87	101.52	113.32	123.94			2.8
140.55	182.68	221.61	270.17			6.0
-	-	-	-			0.0
-	-	-	-			0.0
17.03	21.90	27.26	32.54			4.6
19.52	22.38	25.38	28.22			10.1
0.46	0.53	0.51	0.49			6.0
1.70	2.25	2.86	3.48			7.1
2.08	2.44	2.80	3.11			7.1
99.76	133.18	162.80	202.33			7.9



# Lampiran 6 a

## Pembangkit Listrik

Energi Primer					
(Guta TOE)					
	2013	2020	2025	2030	
Per Jenis Energi	60.02	116.84	176.06	229.34	
Gas Bumi	8.92	10.71	17.14	23.01	
Minyak Solar	4.47	1.58	-	-	
Minyak Bakar	0.40	-	-	-	
Batubara	38.00	76.30	108.04	141.86	
Bayu	0.02	0.17	0.37	0.51	
Surya	0.04	0.24	0.37	0.51	
Hidro	5.07	9.08	12.55	15.28	
Panas Bumi	2.68	10.16	23.23	27.45	
LNG	0.21	6.81	10.56	14.08	
Biodisel	0.14	1.14	1.98	2.88	
Biomasa Komersial	0.02	0.05	0.71	2.06	
Gas Metan Batubara	0.07	0.60	1.12	1.70	

Produksi Listrik					
(TWh)					
	2013	2020	2025	2030	2035
Per Jenis Pembangkit	208.08	380.34	536.17	743.79	2000.00
PLTU Batubara	118.59	231.53	321.98	454.88	
PLTU Gas	0.71	-	-	-	
PLTU Minyak	0.61	-	-	-	
PLTGU Gas	34.93	36.97	53.92	73.23	
PLTGU LNG	1.09	33.22	49.12	67.16	
PLTGU Minyak	0.35	-	-	-	
PLTG Gas	7.88	11.52	19.28	27.53	
PLTG Minyak	0.19	-	-	-	
PLT Mesin Gas_PLTMG	0.08	0.07	0.06	0.06	
PLTD Minyak Solar	17.55	6.10	-	-	
PLTD BBN	0.55	4.25	7.13	10.65	
PLTA	14.02	18.76	23.21	27.79	
PLT Mini_Mikrohidro	0.29	1.53	4.05	7.56	
PLT Pump Storage	-	3.95	4.85	4.82	
PLT Panas Bumi_PLTP	10.43	26.81	40.53	47.88	
PLT Biomasa	0.06	0.20	2.65	7.82	
PLT Surya_PLTS	0.07	0.42	0.64	0.88	
PLT Bayu_PLTB	0.09	0.56	0.86	1.18	
PLT Gasifikasi Batubara_PLTGB	0.35	2.27	3.98	6.21	
PLT Coal Bed Methane	0.25	2.19	3.90	6.14	

## Skenario Business As Usual (BaU)

				Pangsa		Pertumbuhan
				(%)		(%)
2035	2040	2045	2050	2013	2050	2013-50
298.40	365.39	444.99	532.28			
28.72	41.45	53.38	63.83	14.9	12.0	5.5
-	-	-	-	7.4	0.0	-100.0
-	-	-	-	0.7	0.0	-100.0
190.67	232.74	289.86	352.64	63.3	66.3	6.2
0.64	0.76	0.85	0.97	0.0	0.2	11.2
0.64	0.76	0.85	0.97	0.1	0.2	9.2
17.69	20.19	22.81	27.21	8.4	5.1	4.6
32.49	36.75	40.43	46.36	4.5	8.7	8.0
17.58	21.97	25.79	28.66	0.4	5.4	14.2
3.86	4.02	4.01	4.16	0.2	0.8	9.6
3.74	3.97	3.99	4.16	0.0	0.8	16.3
2.36	2.77	3.01	3.32	0.1	0.6	11.2

				Pangsa		Pertumbuhan
				(%)		(%)
2035	2040	2045	2050	2013	2050	2013-50
1024.19	1336.96	1723.57	2162.07			
655.50	854.70	1133.69	1462.53	57.0	67.6	7.0
-	-	-	-	0.3	0.0	-100.0
-	-	-	-	0.3	0.0	-100.0
93.25	161.96	230.43	292.08	16.8	13.5	5.9
85.85	109.89	131.99	149.98	0.5	6.9	14.2
-	-	-	-	0.2	0.0	-100.0
35.78	34.74	32.97	32.60	3.8	1.5	3.9
-	-	-	-	0.1	0.0	-100.0
0.06	0.06	0.06	0.06	0.0	0.0	-0.9
-	-	-	-	8.4	0.0	-100.0
14.63	15.62	15.96	16.92	0.3	0.8	9.7
32.10	36.13	39.75	45.58	6.7	2.1	3.2
10.82	15.08	20.54	29.16	0.1	1.3	13.2
4.80	4.66	4.42	4.38	0.0	0.2	0.3
56.68	64.11	70.54	80.87	5.0	3.7	5.7
14.45	15.62	15.96	16.92	0.0	0.8	16.4
1.12	1.33	1.49	1.69	0.0	0.1	9.2
1.50	1.77	1.98	2.26	0.0	0.1	9.3
8.85	10.66	11.90	13.53	0.2	0.6	10.4
8.79	10.62	11.88	13.53	0.1	0.6	11.4

# Lampiran 6 b

Kapasitas Terpasang					
(GW)					
	2013	2020	2025	2030	
Per Jenis Pembangkit	52.01	101.63	149.72	205.97	
PLTU Batubara	24.04	55.20	80.36	112.70	
PLTU Gas	0.70	-	-	-	
PLTU Minyak	0.61	-	-	-	
PLTGU Gas	7.98	9.86	14.98	20.09	
PLTGU LNG	0.25	8.86	13.64	18.43	
PLTGU Minyak	1.31	-	-	-	
PLTG Gas	3.96	6.95	12.34	17.74	
PLTG Minyak	0.71	-	-	-	
PLT Mesin Gas_PLTMG	0.20	0.20	0.20	0.20	
PLTD Minyak Solar	5.51	2.30	-	-	
PLTD BBN	0.17	1.39	2.26	3.13	
PLTA	4.40	7.07	9.29	11.19	
PLT Mini_Mikrohidro	0.09	0.58	1.62	3.04	
PLT Pump Storage	-	1.49	1.94	1.94	
PLT Panas Bumi_PLTP	1.64	4.87	7.61	8.82	
PLT Biomasa	0.03	0.09	1.00	2.50	
PLT Surya_PLTS	0.08	0.63	1.03	1.42	
PLT Bayu_PLTB	0.05	0.42	0.68	0.95	
PLT Gasifikasi Batubara_PLTGB	0.15	0.87	1.40	1.92	
PLT Coal Bed Methane	0.11	0.84	1.37	1.89	

				Pangsa		Pertumbuhan
				(%)		(%)
2035	2040	2045	2050	2013	2050	2013-50
272.94	349.54	442.01	555.18			
155.80	203.24	265.12	345.84	46.2	62.3	7.5
-	-	-	-	13	0.0	-100.0
-	-	-	-	12	0.0	-100.0
25.21	41.47	57.74	74.00	15.3	13.3	6.2
23.21	28.14	33.07	38.00	0.5	6.8	14.5
-	-	-	-	2.5	0.0	-100.0
23.13	23.13	23.13	23.13	7.6	4.2	4.9
-	-	-	-	14	0.0	-100.0
0.20	0.20	0.20	0.20	0.4	0.0	0.0
-	-	-	-	10.6	0.0	-100.0
4.00	4.33	4.67	5.00	0.3	0.9	9.5
12.97	15.04	17.43	20.21	8.5	3.6	4.2
4.37	6.27	9.01	12.93	0.2	2.3	14.3
1.94	1.94	1.94	1.94	0.0	0.3	0.9
10.23	11.86	13.75	15.94	3.2	2.9	6.3
4.00	4.33	4.67	5.00	0.1	0.9	14.4
1.82	2.21	2.61	3.00	0.2	0.5	10.2
1.21	1.47	1.74	2.00	0.1	0.4	10.3
2.44	2.96	3.48	4.00	0.3	0.7	9.4
2.42	2.95	3.47	4.00	0.2	0.7	10.3

# Lampiran 7 a

## Pembangkit Listrik

<b>Energi Primer</b>					
<b>(Juta TOE)</b>					
	<b>2013</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	
Per Jenis Energi	65.95	113.80	158.04	186.36	
Gas Bumi	13.06	12.86	14.45	17.60	
Minyak Solar	2.44	0.18	-	-	
Minyak Bakar	0.71	-	-	-	
Batubara	37.06	56.70	71.63	79.11	
Coal Sub bituminous	0.40	2.27	3.13	4.00	
Bayu	0.04	0.37	0.73	0.95	
Surya	0.11	0.68	0.97	1.27	
Hidro	6.52	9.84	11.46	14.12	
Panas Bumi	3.25	11.95	27.03	32.17	
Nuklir	-	-	1.54	1.46	
LNG	0.30	5.78	8.39	11.16	
Biodisel B100	0.82	5.33	7.58	9.95	
Biomasa Komersial	0.91	5.72	8.13	10.66	
Gas Metan Batubara	0.33	2.12	3.01	3.92	
Ocean	-	-	-	-	

## Skenario Kebijakan Energi Nasional

				Pangsa		Pertumbuhan
				(% )		(%)
2035	2040	2045	2050	2013	2050	2013-50
230.13	279.58	333.07	389.87			
21.99	28.16	36.19	40.59	19.8	10.4	3.1
-	-	-	-	3.7	0.0	-100.0
-	-	-	-	11	0.0	-100.0
90.10	91.53	100.62	108.76	56.2	27.9	3.0
4.76	9.99	12.70	15.18	0.6	3.9	10.3
1.15	2.12	3.27	4.38	0.1	1.1	13.4
1.53	2.36	3.39	4.38	0.2	1.1	10.6
15.81	17.65	22.18	27.76	9.9	7.1	4.0
37.11	39.84	47.44	55.31	4.9	14.2	8.0
9.62	8.91	9.15	19.73	0.0	5.1	10.7
13.52	16.73	20.77	23.02	0.5	5.9	12.5
11.65	21.30	26.85	31.75	1.3	8.1	10.4
12.46	24.02	28.79	32.88	1.4	8.4	10.2
4.70	9.90	12.64	15.18	0.5	3.9	10.9
5.73	7.07	9.08	10.96	0.0	2.8	4.4

# Lampiran 7 b

Produksi Listrik					
(TWh)					
	2013	2020	2025	2030	
Per Jenis Pembangkit	206.33	352.25	462.61	590.18	
PLTU Batubara	112.05	171.45	216.60	280.60	
PLTU Gas	1.25	-	-	-	
PLTU Minyak	1.07	-	-	-	
PLTGU Gas	40.05	44.28	52.41	66.63	
PLTGU LNG	1.18	25.21	39.05	53.97	
PLTGU Minyak	0.61	-	-	-	
PLTG Gas	7.53	8.31	9.93	13.57	
PLTG Minyak	0.33	-	-	-	
PLT Mesin Gas_PLTMG	0.08	0.07	0.06	0.06	
PLTD Minyak Solar	6.89	0.60	-	-	
PLTD BBN	2.49	16.11	22.93	30.09	
PLTA	14.85	19.27	22.16	25.30	
PLT Mini_Mikrohidro	0.31	1.57	3.86	6.92	
PLT Pump Storage	-	4.06	4.63	4.39	
PLT Panas Bumi_PLTP	12.58	29.83	40.87	44.90	
PLT Biomasa	2.64	16.62	23.63	30.99	
PLT Surya_PLTS	0.19	1.19	1.69	2.21	
PLT Bayu_PLTB	0.18	1.19	1.69	2.21	
PLT Gasifikasi Batubara_PLTGB	1.08	6.28	8.89	11.63	
PLT Coal Bed Methane	0.96	6.22	8.85	11.62	
PLT Laut	-	-	-	-	
PLT Nuklir	-	-	5.37	5.09	

				Pangsa		Pertumbuhan
				(% )		(%)
2035	2040	2045	2050	2013	2050	2013-50
765.30	962.94	1,187.82	1,425.29			
344.50	375.23	440.30	505.95	54.3	35.5	4.2
-	-	-	-	0.6	0.0	-100.0
-	-	-	-	0.5	0.0	-100.0
88.80	106.41	129.83	142.77	19.4	10.0	3.5
67.90	87.16	112.08	128.49	0.6	9.0	13.5
-	-	-	-	0.3	0.0	-100.0
17.12	33.94	58.32	78.49	3.7	5.5	6.5
-	-	-	-	0.2	0.0	-100.0
0.05	0.05	0.05	0.05	0.0	0.0	-1.4
-	-	-	-	3.3	0.0	-100.0
36.24	68.12	88.21	107.08	1.2	7.5	10.7
27.65	29.69	35.35	41.21	7.2	2.9	2.8
9.58	13.03	19.67	29.07	0.2	2.0	13.1
4.14	3.83	3.93	3.96	0.0	0.3	-0.1
51.79	55.60	66.20	77.19	6.1	5.4	5.0
37.31	74.04	91.25	107.08	1.3	7.5	10.5
2.66	4.11	5.91	7.65	0.1	0.5	10.6
2.66	4.94	7.60	10.20	0.1	0.7	11.4
13.99	29.62	38.02	45.89	0.5	3.2	10.7
13.99	29.62	38.02	45.89	0.5	3.2	11.0
13.32	16.45	21.12	25.49	0.0	1.8	4.4
33.58	31.10	31.94	68.84	0.0	4.8	10.7



# Lampiran 7 c

Kapasitas Terpasang					
(GW)					
	2013	2020	2025	2030	
Per Jenis Pembangkit	50.90	99.68	146.07	195.67	
PLTU Batubara	20.76	39.33	56.72	75.19	
PLTU Gas	0.70	-	-	-	
PLTU Minyak	0.61	-	-	-	
PLTGU Gas	8.48	11.61	15.69	21.04	
PLTGU LNG	0.25	6.61	11.69	17.04	
PLTGU Minyak	1.31	-	-	-	
PLTG Gas	3.57	4.88	6.66	9.60	
PLTG Minyak	0.71	-	-	-	
PLT Mesin Gas_PLTMG	0.20	0.20	0.20	0.20	
PLTD Minyak Solar	5.51	2.30	-	-	
PLTD BBN	0.74	5.91	9.61	13.30	
PLTA	4.40	7.07	9.29	11.19	
PLT Mini_Mikrohidro	0.09	0.58	1.62	3.06	
PLT Pump Storage	-	1.49	1.94	1.94	
PLT Panas Bumi_PLTP	1.64	4.87	7.61	8.82	
PLT Biomasa	0.89	6.97	11.32	15.66	
PLT Surya_PLTS	0.22	1.74	2.83	3.91	
PLT Bayu_PLTB	0.11	0.87	1.41	1.96	
PLT Gasifikasi Batubara_PLTGB	0.37	2.64	4.26	5.88	
PLT Coal Bed Methane	0.33	2.61	4.24	5.87	
PLT Laut	-	-	-	-	
PLT Nuklir	-	-	1.00	1.00	

				Pangsa		Pertumbuhan
				(% )		(%)
2035	2040	2045	2050	2013	2050	2013-50
261.73	316.76	376.76	451.08			
95.06	108.60	124.07	141.75	40.8	31.4	5.3
-	-	-	-	14	0.0	-100.0
-	-	-	-	12	0.0	-100.0
29.75	33.17	36.58	40.00	16.7	8.9	4.3
22.75	27.17	31.58	36.00	0.5	8.0	14.4
-	-	-	-	2.6	0.0	-100.0
12.85	17.19	23.01	30.79	7.0	6.8	6.0
-	-	-	-	14	0.0	-100.0
0.20	0.20	0.20	0.20	0.4	0.0	0.0
-	-	-	-	10.8	0.0	-100.0
17.00	23.00	29.00	35.00	1.5	7.8	11.0
12.97	15.04	17.43	20.21	8.7	4.5	4.2
4.49	6.60	9.70	14.25	0.2	3.2	14.6
1.94	1.94	1.94	1.94	0.0	0.4	0.9
10.23	11.86	13.75	15.94	3.2	3.5	6.3
20.00	25.00	30.00	35.00	1.8	7.8	10.4
5.00	8.33	11.67	15.00	0.4	3.3	12.1
2.50	5.00	7.50	10.00	0.2	2.2	13.0
7.50	10.00	12.50	15.00	0.7	3.3	10.6
7.50	10.00	12.50	15.00	0.6	3.3	10.9
5.00	6.67	8.33	10.00	0.0	2.2	4.7
7.00	7.00	7.00	15.00	0.0	3.3	11.4

# Definisi

**Avgas (Aviation Gasoline)** adalah bensin khusus untuk motor torak pesawat terbang yang nilai oktana dan stabilitasnya tinggi, titik bekunya rendah, serta trayek sulingnya lebih datar.

**Avtur (Aviation Turbine Fuel)** adalah bahan bakar untuk pesawat terbang turbin gas; jenis kerosin yang trayek didihnya berkisar antara 150 °C-250 °C.

**Bensin (Gasoline)** adalah hasil pengilangan minyak yang mempunyai trayek didik 30 °C-220 °C yang cocok untuk digunakan sebagai bahan bakar motor busi (motor bensin).

**Bahan Bakar Nabati (Biofuel)** sebagai Bahan Bakar Lain adalah bahan bakar yang berasal dari bahan-bahan nabati dan/atau dihasilkan dari bahan-bahan organik lain, yang ditataniagakan sebagai Bahan Bakar Lain.

**Batubara** adalah Batu bara adalah Batubara adalah batuan sedimen yang mudah terbakar, terbentuk dari sisa-sisa tanaman dalam variasi tingkat pengawetan, diikat oleh proses kompaksi dan terkubur dalam cekungan-cekungan pada kedalaman yang bervariasi, dari dangkal sampai dalam.

**Batubara cair (coal liquidfaction)** adalah

**Biodiesel (B100)** adalah produk *Fatty Acid Methyl Ester (FAME)* atau *Mono Alkyl Ester* yang dihasilkan dari bahan baku hayati dan biomassa lainnya yang diproses secara estrefikasi.

**Bioetanol (E100)** adalah produk etanol yang dihasilkan dari bahan baku hayati dan biomassa lainnya yang diproses secara bioteknologi.

**Cadangan energi** adalah sumber daya energi yang sudah diketahui lokasi, jumlah, dan mutunya.

**Cadangan Terbukti** adalah minyak dan gas bumi yang diperkirakan dapat diproduksi dari suatu reservoir yang ukurannya sudah ditentukan dan meyakinkan.

**Cadangan Potensial** adalah minyak dan gas bumi yang diperkirakan terdapat dalam suatu reservoir.

**Elastisitas Energi** adalah perbandingan antara laju pertumbuhan kebutuhan Energi terhadap laju pertumbuhan ekonomi.

**Energi** adalah kemampuan untuk melakukan kerja yang dapat berupa panas, cahaya, mekanika, kimia, dan elektromagnetika.

**Energi Baru** adalah energi yang berasal dari sumber energi baru.

**Energi Terbarukan** adalah energi yang berasal dari sumber energi terbarukan.

**Energi Final** adalah Energi yang langsung dapat dikonsumsi oleh pengguna akhir.

**Energi Primer** adalah Energi yang diberikan oleh alam dan belum mengalami proses pengolahan lebih lanjut.

**Gas Bumi (Natural Gas)** adalah semua jenis hidrokarbon berupa gas yang dihasilkan dari sumur; mencakup gas tambang basah, gas kering, gas pipa selubung, gas residu setelah ekstraksi hidrokarbon cair dan gas basah, dan gas nonhidrokarbon yang tercampur di dalamnya secara alamiah.

**Gas Metana Batubara (Coal Bed Methane)** adalah gas bumi (hidrokarbon) yang komponen utama metana terjadi secara alami dalam proses pembentukan batubara dan terperangkap di dalam endapan batubara.

**Intensitas Energi** adalah jumlah total konsumsi Energi per unit produk domestik bruto.

**Kebijakan Energi Nasional** adalah kebijakan pengelolaan energi yang berdasarkan prinsip berkeadilan, berkelanjutan, dan berwawasan lingkungan guna terciptanya kemandirian dan ketahanan energi nasional.

**Kilang Minyak (Refinery Oil)** adalah instalasi industri untuk mengolah minyak bumi menjadi produk yang lebih berguna dan dapat diperdagangkan.

**LPG/Elpiji (Liquefied Petroleum Gas)** adalah gas hidrokarbon yang dicairkan dengan tekanan untuk memudahkan penyimpanan, pengangkutan, dan penanganannya; pada dasarnya terdiri atas propana, butana, atau campuran keduanya.

**LNG (Liquefied Natural Gas)** adalah gas yang terutama terdiri atas metana yang dicairkan pada suhu sangat rendah ( $-160^{\circ}\text{C}$ ) dan dipertahankan dalam keadaan cair untuk mempermudah transportasi dan penimbunan.

**Minyak Bumi (Crude Oil)** adalah campuran berbagai hidrokarbon yang terdapat dalam fase cair dalam reservoir di bawah permukaan tanah dan yang tetap cair pada tekanan atmosfer setelah melalui fasilitas pemisah di atas permukaan.

**Minyak Nabati Murni (O100)** adalah produk yang dihasilkan dari bahan baku nabati yang diproses secara mekanik dan fermentasi.

**Minyak Tanah (Kerosene)** adalah minyak yang lebih berat dari fraksi bensin dan mempunyai berat jenis antara 0,79 dan 0,83 pada 60 derajat Fahrenheit; dipakai untuk lampu atau kompor.

**Minyak Solar (Higher Speed Diesel/Automotive Diesel Oil)** adalah jenis bahan bakar minyak untuk mesin diesel putaran tinggi.

**Minyak Diesel (Diesel Fuel/Industrial Diesel Oil/Marine Diesel Fuel)** adalah minyak yang digunakan sebagai bahan bakar mesin diesel dan jenis mesin industri (mesin kapal) yang memiliki kecepatan putar rendah atau sedang.

**Minyak Bakar (Fuel Oil/Intermediate Fuel Oil/Marine Fuel Oil)** adalah sulingan berat, residu atau campuran keduanya yang dipergunakan sebagai bahan bakar untuk menghasilkan panas atau tenaga.

**Rasio Elektrifikasi** adalah perbandingan jumlah rumah tangga berlistrik dengan jumlah rumah tangga total.

**RON (Research Octane Number)** adalah angka yang ditentukan dengan mesin penguji CFR F1 pada kecepatan 600 putaran per menit; pedoman mutu anti ketuk bensin pada kondisi kecepatan rendah atau beban ringan.

**Skenario Kebijakan Baru :** Skenario pada *World Energy Outlook 2013*, IEA yang mempertimbangkan analisa terhadap perubahan pasar energi sebagai akibat dari pengaruh pelaksanaan kebijakan yang dikeluarkan saat ini dan dampak yang dihasilkan serta mempertimbangkan efek lainnya yang dianggap penting.

**Skenario 450** : Skenario pada *World Energy Outlook 2013*, IEA yang menunjukkan langkah-langkah yang dibutuhkan terhadap pengelolaan energi dunia untuk mengurangi peningkatan CO<sub>2</sub> yang mempengaruhi suhu global dimasa mendatang.



### PERTUMBUHAN EKONOMI JAWA TIMUR TAHUN 2015

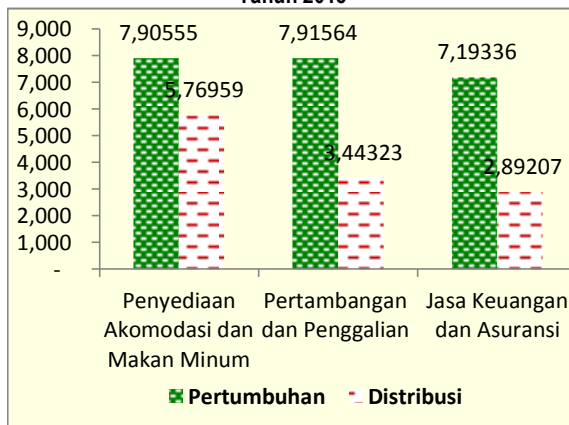
#### EKONOMI JAWA TIMUR TAHUN 2015 TUMBUH 5,44 PERSEN MELAMBAT DIBANDING TAHUN 2014

- ☑ Perekonomian Jawa Timur Tahun 2015 yang diukur berdasarkan Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) atas dasar harga berlaku mencapai Rp 1.689,88 triliun, sedangkan PDRB atas dasar harga konstan mencapai Rp 1.331,42 triliun.
- ☑ Ekonomi Jawa Timur Tahun 2015 bila dibandingkan Tahun 2014 tumbuh sebesar 5,44 persen, melambat dibandingkan periode yang sama tahun sebelumnya sebesar 5,86 persen. Dari sisi produksi, semua kategori mengalami pertumbuhan positif, kecuali Pengadaan Listrik dan Gas yang mengalami kontraksi sebesar 3,00 persen. Pertumbuhan tertinggi terjadi pada Pertambangan dan Penggalian sebesar 7,92 persen; diikuti Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum sebesar 7,91 persen. Dari sisi pengeluaran, pertumbuhan tertinggi dicapai oleh Net Ekspor Antar Daerah sebesar 13,39 persen.
- ☑ Ekonomi Jawa Timur triwulan IV-2015 bila dibandingkan triwulan IV-2014 (y-on-y) tumbuh sebesar 5,94 persen meningkat bila dibandingkan periode yang sama tahun sebelumnya sebesar 5,48 persen.
- ☑ Ekonomi Jawa Timur triwulan IV-2015 mengalami kontraksi 1,73 persen bila dibandingkan triwulan sebelumnya (q-to-q). Dari sisi produksi sebagian besar lapangan usaha tumbuh positif, kecuali lapangan usaha Pertanian, Kehutanan dan Perikanan mengalami kontraksi sebesar 24,71 persen. Diikuti Pertambangan dan penggalian dan Industri Pengolahan yang mengalami kontraksi masing –masing sebesar 1,00 persen dan 0,07 persen.

#### A. PDRB MENURUT LAPANGAN USAHA

##### Pertumbuhan Ekonomi Tahun 2015

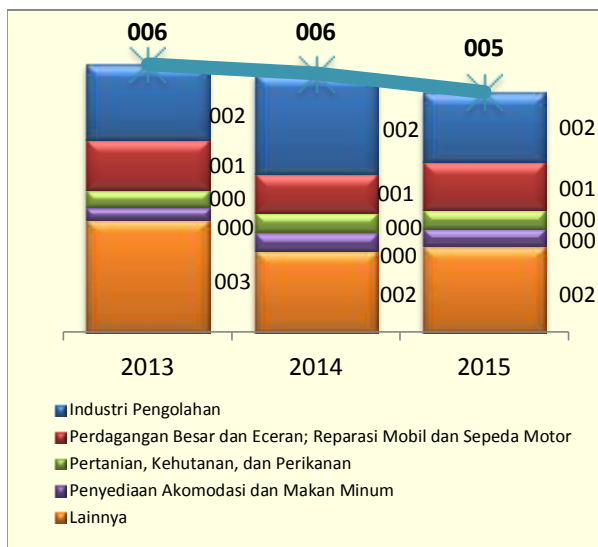
Gambar 1.  
Pertumbuhan dan Distribusi Beberapa Lapangan Usaha Tahun 2015



Perekonomian Jawa Timur Tahun 2015 tumbuh sebesar 5,44 persen. Dari sisi produksi, semua kategori mengalami pertumbuhan positif, kecuali Pengadaan Listrik dan Gas yang mengalami kontraksi sebesar 3,00 persen. Pertumbuhan tertinggi terjadi pada Pertambangan dan Penggalian sebesar 7,92 persen; diikuti Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum sebesar 7,91 persen; Jasa Keuangan dan Asuransi sebesar 7,19 persen; serta Transportasi dan Pergudangan sebesar 6,56 persen.



Gambar 2.  
Sumber Pertumbuhan PDRB  
Menurut Lapangan Usaha



Bila dilihat dari penciptaan sumber pertumbuhannya, lapangan usaha Industri Pengolahan memiliki sumber pertumbuhan tertinggi sebesar 1,57 persen, diikuti Perdagangan Besar dan Eceran, dan Reparasi Mobil dan Sepeda Motor sebesar 1,09 persen; Pertanian, Kehutanan dan Perikanan sebesar 0,43 persen dan Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum sebesar 0,39 persen.

#### **Pertumbuhan Ekonomi Triwulan IV-2015 Terhadap Triwulan IV-2014 (y-to-y)**

Pada triwulan IV-2015 Ekonomi Jawa Timur tumbuh 5,94 persen bila dibandingkan triwulan IV-2014 (y-on-y). Pertumbuhan terjadi pada sebagian besar lapangan usaha. Pertambangan dan Penggalian merupakan lapangan usaha yang memiliki pertumbuhan tertinggi sebesar 11,82 persen, diikuti Jasa Keuangan dan Asuransi sebesar 9,94 persen dan Penyediaan Akomodasi sebesar 9,33 persen.

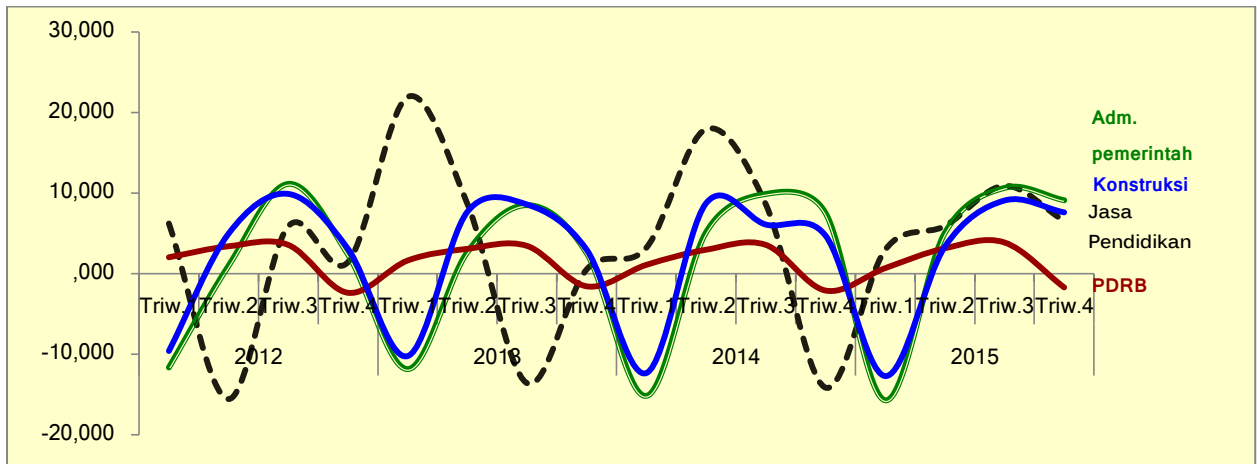
Struktur perekonomian Jawa Timur menurut lapangan usaha triwulan IV-2015 didominasi oleh tiga lapangan usaha utama yaitu: Kategori Industri Pengolahan (29,25 persen); Kategori Perdagangan Besar-Eceran dan Reparasi Mobil-Sepeda Motor (18,01 persen) dan Kategori Pertanian, Kehutanan dan Perikanan (11,44 persen).

Sumber utama pertumbuhan ekonomi Jawa Timur Triwulan IV-2015 adalah Industri Pengolahan sebesar 1,58 persen, diikuti Konstruksi sebesar 0,96 persen: dan Perdagangan Besar-Eceran dan Reparasi Mobil-Sepeda Motor sebesar 0,58 persen.

#### **Pertumbuhan Ekonomi Triwulan IV-2015 Terhadap Triwulan III-2015 (q-to-q)**

Ekonomi Jawa Timur triwulan IV-2015 mengalami kontraksi 1,73 persen bila dibandingkan triwulan sebelumnya (q-to-q). Kondisi ini disebabkan oleh efek musiman beberapa komoditi Pertanian, Kehutanan dan Perikanan seperti padi yang memiliki peran besar pada triwulan IV -2015 ini memasuki musim tanam. Sementara dari lapangan usaha yang mengalami pertumbuhan tinggi ini terutama didukung oleh konstruksi yang memberikan sumber pertumbuhan sebesar 0,69 persen; diikuti Jasa pendidikan dengan sumber pertumbuhan sebesar 0,26 persen.

**Gambar 3. Pertumbuhan Ekonomi Yang Tertinggi Beberapa Lapangan Usaha  
Triwulan IV – 2015 (q-to-q)**

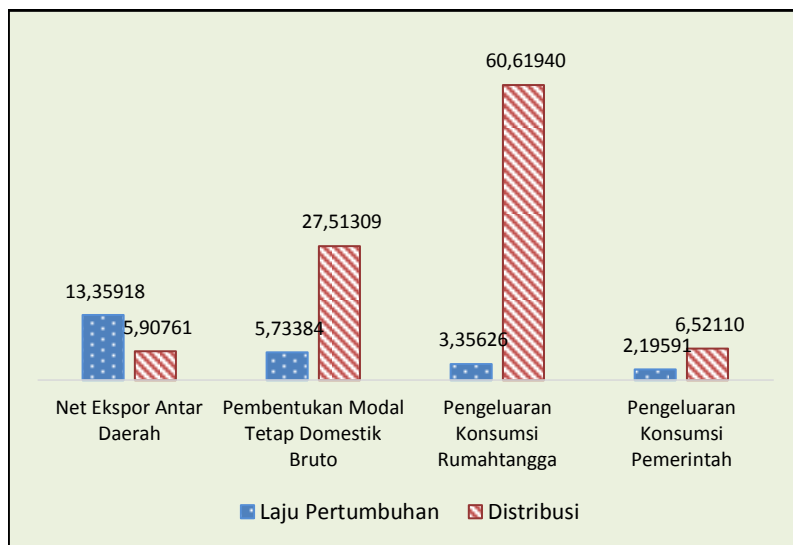


Pertumbuhan positif terjadi hampir di semua lapangan usaha, kecuali Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan dan Perdagangan Besar dan Eceran; Reparasi Mobil dan Sepeda Motor yang mengalami kontraksi sebesar 24,71 persen. dan 0,52 persen. Pertumbuhan tertinggi dicapai oleh Jasa Pendidikan sebesar 10,23 persen; diikuti Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib sebesar 9,09 persen dan Konstruksi sebesar 7,59 persen.

## B. PDRB MENURUT PENGELUARAN

### Pertumbuhan Ekonomi Tahun 2015

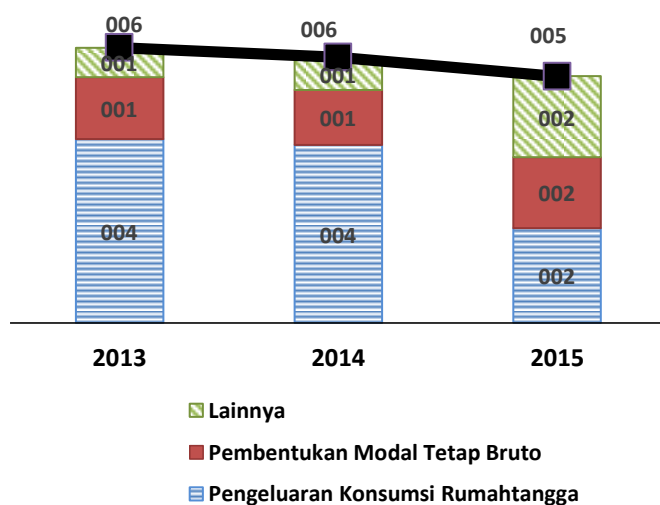
Grafik 4. Pertumbuhan dan Distribusi PDRB Menurut Pengeluaran Tahun 2015



tangga dan pengeluaran konsumsi pemerintah yang masing-masing tumbuh sebesar 3,36 persen dan 2,20 persen. Sementara komponen lainnya mengalami kontraksi.

Struktur PDRB Jawa Timur menurut pengeluaran atas dasar harga berlaku masih didominasi oleh komponen pengeluaran konsumsi rumah tangga yang mencapai lebih dari separuh PDRB Jawa Timur (60,62 persen), komponen lain yang memiliki peranan besar terhadap PDRB Jawa Timur berturut-turut adalah PMTB (27,51 persen), impor luar negeri (18,76 persen), ekspor luar negeri (14,48 persen), pengeluaran konsumsi pemerintah (6,52 persen), net ekspor antar daerah (5,91 persen), perubahan inventori (2,53 persen) dan pengeluaran konsumsi LNPRT (1,18 persen).

Grafik 5. Sumber Pertumbuhan PDRB Menurut Pengeluaran



Dilihat dari penciptaan sumber pertumbuhan ekonomi Jawa Timur tahun 2015, komponen pengeluaran konsumsi rumah tangga mempunyai sumber pertumbuhan tertinggi yakni sebesar 2,09 persen; diikuti komponen Pembentukan Modal Tetap Bruto (PMTB) 1,57 persen, net ekspor antar daerah 0,76 persen, dan konsumsi pemerintah 0,12 persen.

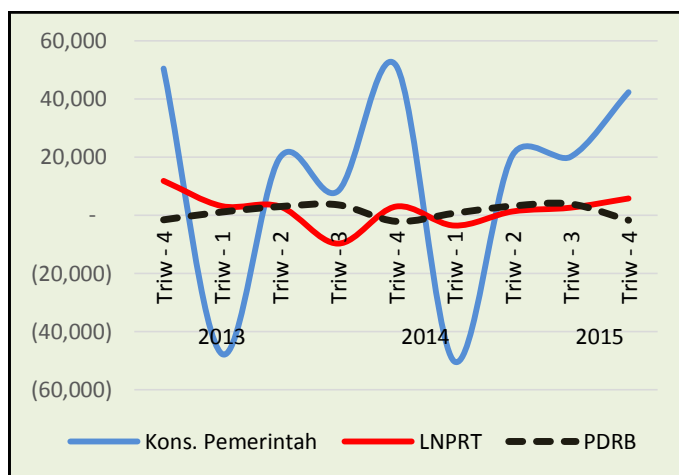
### Pertumbuhan Ekonomi Triwulan IV-2015 Terhadap Triwulan IV-2014 (y-on-y)

Pertumbuhan ekonomi Jawa Timur pada triwulan IV-2015 sebesar 5,94 persen bila dibandingkan triwulan IV-2014 (y-on-y). Pada triwulan ini komponen yang mengalami kontraksi komponen ekspor, impor dan net ekspor, sedangkan untuk komponen yang lainnya mengalami pertumbuhan. Pertumbuhan tertinggi dialami oleh komponen Pembentukan Modal Tetap Bruto (PMTB) sebesar 7,86 persen, Karena masih berlanjutnya pembangunan hotel, apartemen, pembangunan jalan dan box cluver. Pengeluaran konsumsi lembaga non profit yang melayani rumahtangga 5,93 persen, karena adanya pilkada di 19 (Sembilan belas) kabupaten/kota di Jawa Timur. Sementara itu perubahan inventori tumbuh 4,64 persen, pengeluaran konsumsi pemerintah 2,37 persen, pengeluaran rumah tangga 2,21 persen. Komponen yang mengalami kontraksi antara lain impor luar negeri, ekspor luar negeri dan net ekspor antar daerah masing-masing sebesar 17,26 persen; 7,82 persen dan 6,81 persen.

Struktur PDRB Jawa Timur menurut pengeluaran atas dasar harga berlaku triwulan IV-2015 masih didominasi oleh komponen pengeluaran konsumsi rumahtangga yang mencapai lebih dari separuh PDRB Jawa Timur (61,44 persen), komponen lain yang memiliki peranan besar terhadap PDRB Jawa Timur berturut-turut adalah PMTB (28,81 persen), impor luar negeri (18,32 persen), ekspor luar negeri (13,72 persen), pengeluaran konsumsi pemerintah (9,19 persen), net ekspor antar daerah (3,82 persen), pengeluaran konsumsi LNPRT (1,24 persen) dan perubahan inventori (0,11 persen).

### Pertumbuhan Ekonomi Triwulan IV-2015 Terhadap Triwulan III-2015 (q-to-q)

Grafik 6. Pertumbuhan PDRB q to q Beberapa Komponen



Pada triwulan IV-2015 ini pertumbuhan ekonomi Jawa Timur mengalami kontraksi sebesar 1,73 persen bila dibandingkan dengan triwulan sebelumnya (q-to-q). Hal ini terutama didukung oleh komponen net ekspor antar daerah yang mengalami kontraksi sebesar 16,78 persen, perubahan inventori sebesar 96,62 persen dan pengeluaran konsumsi rumahtangga 0,56 persen. Komponen yang mengalami pertumbuhan tertinggi adalah komponen pengeluaran konsumsi pemerintah sebesar 42,25 persen. Seperti

tahun-tahun sebelumnya bahwa triwulan IV merupakan triwulan menjelang penutupan anggaran. Komponen pengeluaran lembaga non profit, impor luar negeri, Pembentukan Modal Tetap Bruto (PMTB), dan ekspor luar negeri mengalami pertumbuhan masing-masing sebesar 5,74 persen; 2,39 persen; 2,07 persen; dan 0,61 persen. Kenaikan impor pada triwulan ini dipengaruhi terutama oleh barang konsumsi, bahan baku dan penolong, sedangkan untuk ekspor dipengaruhi jumlah wisatawan yang masuk ke Indonesia melalui Juanda.

Tabel 1. PDRB Menurut Lapangan Usaha Tahun Dasar 2010 Triwulan IV Tahun 2014-2015 (Miliar Rp)

Lapangan Usaha		Harga Berlaku				Harga Konstan			
		Triw IV-2014	Triw III-2015	Triw IV-2015	2015	Triw IV-2014	Triw III-2015	Triw IV-2015	2015
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	
A	Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan	44.271,47	64.180,71	49.241,12	232.349,34	32.019,88	44.537,69	33.534,60	161.153,99
B	Pertambangan dan Penggalian	18.396,32	15.897,27	14.817,51	64.096,05	15.097,68	17.052,83	16.881,60	65.707,01
C	Industri Pengolahan	112.150,34	126.032,77	125.887,40	494.687,37	94.141,20	99.227,19	99.158,27	392.489,78
D	Pengadaan Listrik, Gas dan Produksi Es	1.441,45	1.411,50	1.442,73	5.787,49	1.159,75	1.067,81	1.105,36	4.366,99
E	Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah dan Daur Ulang	357,21	398,73	401,22	1.573,39	307,18	327,79	329,61	1.299,27
F	Konstruksi	39.956,34	41.421,44	44.758,56	160.496,35	31.629,17	31.103,88	33.463,46	120.688,27
G	Perdagangan Besar dan Eceran, Reparasi Mobil dan Sepeda Motor	69.192,95	77.401,80	77.488,93	298.172,72	59.671,31	63.054,83	62.728,86	243.497,82
H	Transportasi dan Pergudangan	13.262,18	14.531,56	15.421,88	56.724,43	9.469,11	9.782,86	10.173,56	38.844,03
I	Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum	21.237,28	23.994,86	24.828,68	91.476,26	16.507,91	17.562,57	18.048,34	67.773,10
J	Informasi dan Komunikasi	17.793,20	19.677,14	19.774,30	77.087,45	17.639,86	18.495,33	18.620,87	73.639,96
K	Jasa Keuangan dan Asuransi	10.714,03	11.933,62	12.445,63	46.447,11	8.354,29	8.826,01	9.184,36	34.730,26
L	Real Estate	6.180,89	7.203,06	7.250,42	27.560,77	5.619,98	5.802,52	5.909,44	23.092,64
M,N	Jasa Perusahaan	3.177,95	3.468,32	3.548,72	13.538,46	2.514,46	2.592,08	2.631,50	10.349,05
O	Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib	9.913,87	10.415,41	11.065,30	39.082,07	8.021,28	7.852,58	8.566,68	30.275,51
P	Jasa Pendidikan	11.927,95	11.841,71	12.858,38	46.022,77	9.301,28	8.824,15	9.726,67	35.392,84
Q	Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial	2.595,81	2.767,56	2.784,46	10.640,21	2.155,11	2.218,01	2.279,84	8.743,34
R,S,T,U	Jasa Lainnya	5.457,67	6.203,41	6.321,70	24.140,19	4.735,73	4.879,81	4.925,02	19.374,39
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>		<b>388.026,92</b>	<b>438.780,91</b>	<b>430.336,94</b>	<b>1.689.882,40</b>	<b>318.345,18</b>	<b>343.207,96</b>	<b>337.268,05</b>	<b>1.331.418,24</b>

Tabel 2. Laju Pertumbuhan PDRB Menurut Lapangan Usaha Tahun Dasar 2010 Triwulan IV Tahun 2015 (q-to-q, y-on-y, c-to-c)(Persen)

Lapangan Usaha		Triw IV-2015 terhadap Triw III-2015 (q to q)	Sumber Pertumbuhan q-to-q	Triw IV-2015 terhadap Triw IV-2014 (y on y)	Sumber Pertumbuhan y-on-y	Kum. Tahun 2015 terhadap Kum. Tahun 2014 (c to c)	Sumber Pertumbuhan c to c
(1)		(2)	(3)	(4)	(5)	(3)	(4)
A	Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan	-24,71	-3,21	4,73	0,48	3,46	0,43
B	Pertambangan dan Penggalian	-1,00	-0,05	11,82	0,56	7,92	0,38
C	Industri Pengolahan	-0,07	-0,02	5,33	1,58	5,30	1,57
D	Pengadaan Listrik , Gas dan Produksi Es	3,52	0,01	-4,69	-0,02	-3,00	-0,01
E	Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah dan Daur Ulang	0,55	0,00	7,30	0,01	5,28	0,01
F	Konstruksi	7,59	0,69	5,80	0,58	3,60	0,33
G	Perdagangan Besar dan Eceran, Reparasi Mobil dan Sepeda Motor	-0,52	-0,09	5,12	0,96	6,00	1,09
H	Transportasi dan Pergudangan	3,99	0,11	7,44	0,22	6,56	0,19
I	Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum	2,77	0,14	9,33	0,48	7,91	0,39
J	Informasi dan Komunikasi	0,68	0,04	5,56	0,31	6,49	0,36
K	Jasa Keuangan dan Asuransi	4,06	0,10	9,94	0,26	7,19	0,18
L	Real Estate	1,84	0,03	5,15	0,09	4,97	0,09
M,N	Jasa Perusahaan	1,52	0,01	4,65	0,04	5,44	0,04
O	Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib	9,09	0,21	6,80	0,17	5,38	0,12
P	Jasa Pendidikan	10,23	0,26	4,57	0,13	6,26	0,17
Q	Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial	2,79	0,02	5,79	0,04	6,46	0,04
R,S,T,U	Jasa Lainnya	0,93	0,01	4,00	0,06	4,88	0,07
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>		<b>-1,73</b>	<b>-1,73</b>	<b>5,94</b>	<b>5,94</b>	<b>5,44</b>	<b>5,44</b>

Tabel 3. Struktur PDRB Atas Dasar Harga Berlaku Menurut Lapangan Usaha Tahun Dasar 2010 Triwulan IV Tahun 2014-2015, Kumulatif Tahun 2014-2015 (Persen)

Lapangan Usaha		Triwulan IV-2014	Triwulan IV-2015	2014	2015
(1)	(4)	(5)	(5)		
A	Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan	11,41	11,44	13,61	13,75
B	Pertambangan dan Penggalian	4,74	3,44	5,17	3,79
C	Industri Pengolahan	28,90	29,25	28,95	29,27
D	Pengadaan Listrik, Gas dan Produksi Es	0,37	0,34	0,36	0,34
E	Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah dan Daur Ulang	0,09	0,09	0,09	0,09
F	Konstruksi	10,30	10,40	9,47	9,50
G	Perdagangan Besar dan Eceran, Reparasi Mobil dan Sepeda Motor	17,83	18,01	17,29	17,64
H	Transportasi dan Pergudangan	3,42	3,58	3,25	3,36
I	Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum	5,47	5,77	5,19	5,41
J	Informasi dan Komunikasi	4,59	4,60	4,54	4,56
K	Jasa Keuangan dan Asuransi	2,76	2,89	2,68	2,75
L	Real Estate	1,59	1,68	1,57	1,63
M,N	Jasa Perusahaan	0,82	0,82	0,79	0,80
O	Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib	2,55	2,57	2,32	2,31
P	Jasa Pendidikan	3,07	2,99	2,73	2,72
Q	Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial	0,67	0,65	0,63	0,63
R,S,T,U	Jasa Lainnya	1,41	1,47	1,38	1,43
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>		<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

Tabel 4. PDRB Menurut Pengeluaran Tahun Dasar 2010 Triwulan IV Tahun 2014, Triwulan III-IV Tahun 2015 dan Tahun 2015 (Miliar Rp)

Lapangan Usaha	Harga Berlaku				Harga Konstan			
	Triw IV-2014	Triw III-2015	Triw IV-2015	2015	Triw IV-2014	Triw III-2015	Triw IV-2015	2015
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1. Pengeluaran Konsumsi Rumahtangga	246.363,40	261.041,31	264.391,07	1.024.396,61	200.592,31	206.187,24	205.029,90	812.762,13
2. Pengeluaran Konsumsi LNPR	4.862,35	5.034,48	5.322,13	19.993,12	3.317,25	3.323,12	3.513,91	13.275,66
3. Pengeluaran Konsumsi Pemerintah	31.128,92	27.587,94	39.539,93	110.198,84	25.520,72	18.366,94	26.126,69	72.500,12
4. Pembentukan Modal Tetap Bruto	109.309,18	121.135,59	123.965,37	464.938,79	88.461,21	93.479,06	95.415,55	364.481,01
5. Perubahan Inventori	3.714,60	12.932,27	493,63	42.796,11	325,97	10.101,45	341,09	29.884,49
6. Ekspor Luar Negeri	62.036,14	58.177,64	59.029,58	244.763,47	48.661,97	44.582,87	44.855,54	188.445,61
7. Dikurangi Impor Luar Negeri	89.959,11	76.939,34	78.838,27	317.036,12	69.020,45	55.773,11	57.106,47	231.443,39
8. Net Ekspor Antar Daerah	20.571,45	29.811,02	16.433,51	99.831,59	20.486,20	22.940,39	19.091,85	81.512,61
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>	<b>388.026,92</b>	<b>438.780,91</b>	<b>430.336,94</b>	<b>1.689.882,40</b>	<b>318.345,18</b>	<b>343.207,96</b>	<b>337.268,05</b>	<b>1.331.418,24</b>



Tabel 5. Laju Pertumbuhan PDRB Menurut Pengeluaran Tahun Dasar 2010 Triwulan IV Tahun 2015 (Persen)

Lapangan Usaha	Triw IV-2015 terhadap Triw III- 2015 (q to q)	Sumber Pertumbuhan (q to q)	Triw IV-2015 terhadap Triw IV- 2014 (y on y)	Sumber Pertumbuhan (y on y)	Tahun 2015 terhadap Tahun 2014 (c to c)	Sumber Pertumbuhan (c to c)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1. Pengeluaran Konsumsi Rumahtangga	-0,56	-0,34	2,21	1,39	3,36	2,09
2. Pengeluaran Konsumsi LNPRT	5,74	0,06	5,93	0,06	-2,20	-0,02
3. Pengeluaran Konsumsi Pemerintah	42,25	2,26	2,37	0,19	2,20	0,12
4. Pembentukan Modal Tetap Bruto	2,07	0,56	7,86	2,18	5,73	1,57
5. Perubahan Inventori	-96,62	-2,84	4,64	0,00	-17,60	-0,51
6. Ekspor Luar Negeri	0,61	0,08	-7,82	-1,20	-3,18	-0,49
7. Dikurangi Impor Luar Negeri	2,39	0,39	-17,26	-3,74	-9,49	-1,92
8. Net Ekspor Antar Daerah	-16,78	-1,12	-6,81	-0,44	13,36	0,76
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>	<b>-1,73</b>	<b>-1,73</b>	<b>5,94</b>	<b>5,94</b>	<b>5,44</b>	<b>5,44</b>

Tabel 6. Struktur PDRB Menurut Pengeluaran Tahun Dasar 2010 Triwulan IV 2014, Triwulan IV 2015, Tahun 2014 dan Tahun 2015 (Persen)

Lapangan Usaha	Triwulan IV-2014	Triwulan IV-2015	Tahun 2014	Tahun 2015
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1. Pengeluaran Konsumsi Rumahtangga	63,49	61,44	62,05	60,62
2. Pengeluaran Konsumsi LNPRT	1,25	1,24	1,21	1,18
3. Pengeluaran Konsumsi Pemerintah	8,02	9,19	6,37	6,52
4. Pembentukan Modal Tetap Bruto	28,17	28,81	27,30	27,51
5. Perubahan Inventori	0,96	0,11	3,57	2,53
6. Ekspor Luar Negeri	15,99	13,72	15,85	14,48
7. Dikurangi Impor Luar Negeri	23,18	18,32	22,00	18,76
8. Net Ekspor Antar Daerah	5,30	3,82	5,65	5,91
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>



### PERTUMBUHAN EKONOMI JAWA TIMUR TRIWULAN II-2016

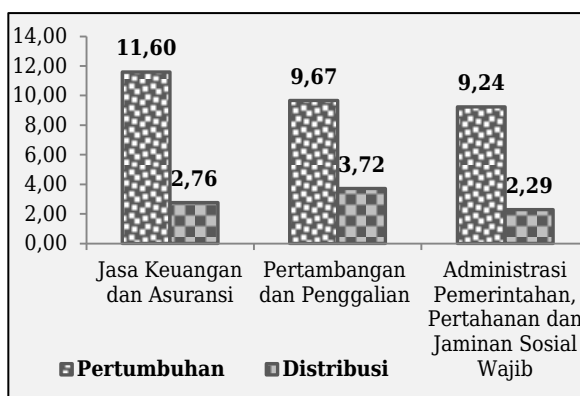
#### EKONOMI JAWA TIMUR TRIWULAN II 2016 TUMBUH 5,62 PERSEN MENINGKAT DIBANDING TRIWULAN II-2015

- ☑ Perekonomian Jawa Timur triwulan II-2016 yang diukur berdasarkan Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) atas dasar harga berlaku mencapai Rp 460,28 triliun, sedangkan PDRB atas dasar harga konstan mencapai Rp 349,06 triliun.
- ☑ Ekonomi Jawa Timur triwulan II-2016 bila dibandingkan triwulan II-2015 (*y-on-y*) tumbuh sebesar 5,62 persen, meningkat bila dibandingkan dengan periode yang sama tahun sebelumnya sebesar 5,23 persen. Dari sisi produksi, hampir semua lapangan usaha tumbuh positif kecuali Kategori Pengadaan Listrik, Gas dan Produksi Es yang mengalami kontraksi 0,59 persen. Pertumbuhan tertinggi terjadi pada lapangan usaha Jasa Keuangan dan Asuransi sebesar 11,60 persen. Dari sisi pengeluaran pertumbuhan tertinggi dicapai oleh Komponen Ekspor Luar Negeri sebesar 24,22 persen, sedangkan terendah Komponen Perubahan Inventori (-61,70 persen).
- ☑ Ekonomi Jawa Timur triwulan II-2016 mengalami pertumbuhan 3,28 persen bila dibandingkan triwulan sebelumnya (*q-to-q*). Dari sisi produksi, pertumbuhan ini didukung oleh semua lapangan usaha yang tumbuh positif. Pertumbuhan tertinggi terjadi pada Lapangan Usaha Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan yang tumbuh sebesar 10,42 persen.

#### A. PDRB MENURUT LAPANGAN USAHA

##### Pertumbuhan Ekonomi Triwulan II-2016 Terhadap Triwulan II-2015 (*y-on-y*)

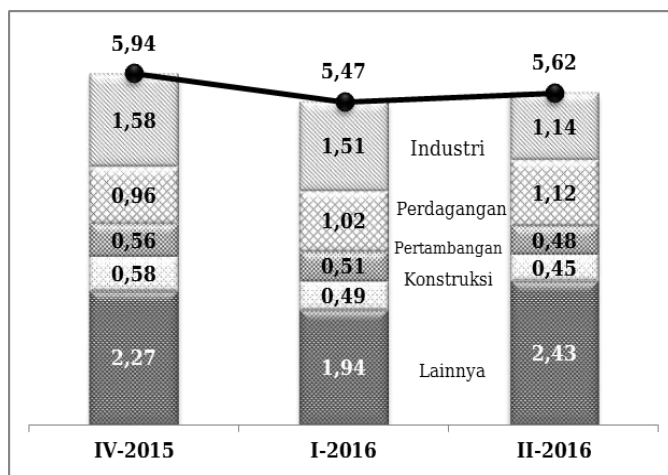
Gambar 1.  
Pertumbuhan dan Distribusi  
Beberapa Lapangan Usaha  
Triwulan II-2016



Perekonomian Jawa Timur tahun triwulan II-2016 tumbuh sebesar 5,62 persen. Pertumbuhan terjadi pada seluruh lapangan usaha, kecuali Pengadaan Listrik dan Gas yang mengalami kontraksi sebesar 0,59 persen. Pertumbuhan tertinggi terjadi pada Kategori Jasa Keuangan dan Asuransi sebesar 11,60 persen, diikuti Pertambangan dan Penggalian sebesar 9,67 persen, dan Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib sebesar 9,24 persen.

Struktur perekonomian Jawa Timur menurut lapangan usaha triwulan II-2016 didominasi oleh tiga lapangan usaha utama yaitu: Industri Pengolahan (28,84 persen); Perdagangan Besar-Eceran dan Reparasi Mobil-Sepeda Motor (17,91 persen), dan Pertanian, Kehutanan dan Perikanan (14,43 persen).

**Gambar 2.**  
**Sumber Pertumbuhan PDRB**  
**Menurut Lapangan Usaha**

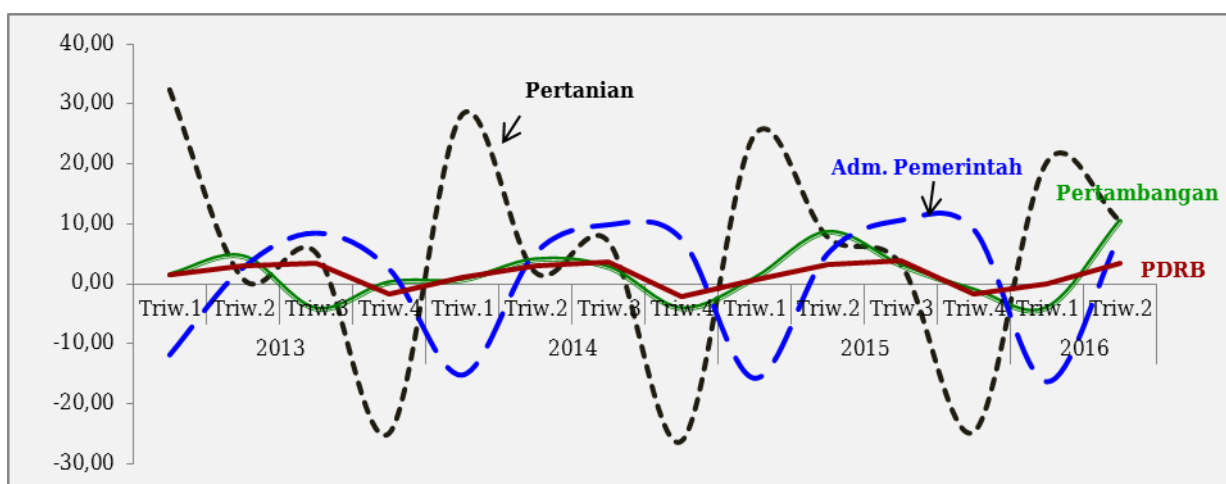


Bila dilihat dari penciptaan sumber pertumbuhannya, Lapangan Usaha Industri Pengolahan memiliki sumber pertumbuhan tertinggi sebesar 1,14 persen, diikuti Perdagangan Besar dan Eceran, dan Reparasi Mobil dan Sepeda Motor sebesar 1,12 persen; Pertambangan dan Penggalian sebesar 0,48 persen, serta Konstruksi sebesar 0,45 persen.

**Pertumbuhan Ekonomi Triwulan II-2016 Terhadap Triwulan I-2016 (q-to-q)**

Ekonomi Jawa Timur triwulan II-2016 mengalami pertumbuhan 3,28 persen bila dibandingkan triwulan sebelumnya (q-to-q). Dari sisi produksi, pertumbuhan ini terutama didukung oleh Lapangan Usaha Pertanian, Kehutanan dan Perikanan yang mengalami pertumbuhan sebesar 10,42 persen. Pertumbuhan tertinggi terjadi pada Sub Kategori Perkebunan sebesar 142,98 persen, karena pada triwulan ini di Jawa Timur mulai terjadi musim panen tebu, diikuti Sub Kategori Kehutanan dan Penebangan Kayu sebesar 51,89 persen, dan Sub Kategori Peternakan 4,90 persen.

**Gambar 3.**  
**Pertumbuhan Ekonomi q-to-q**

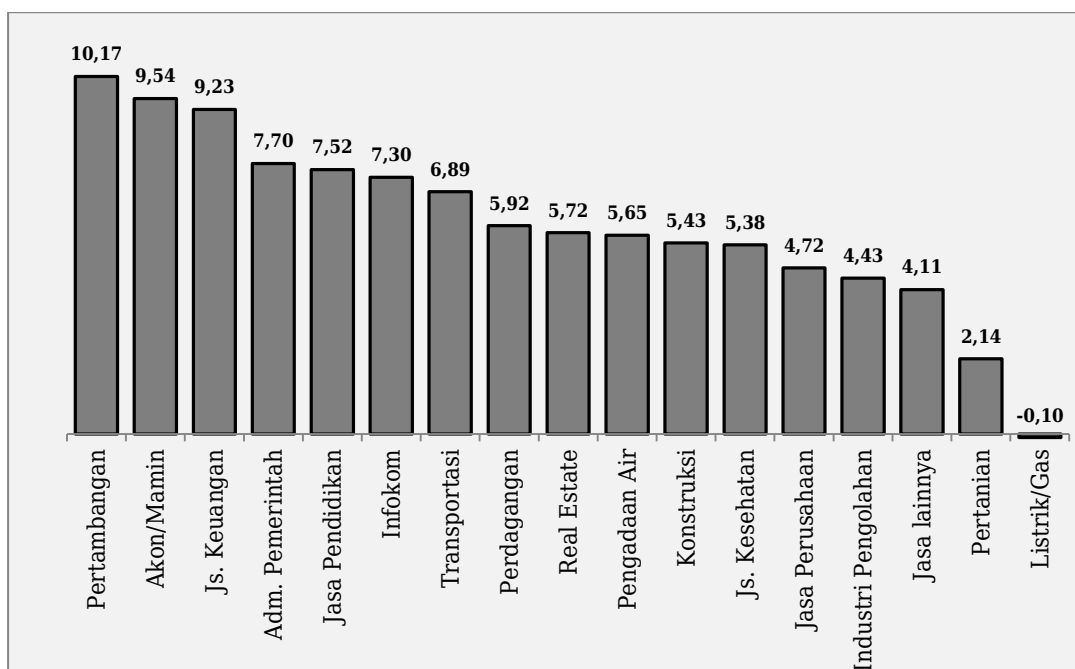


Semua lapangan usaha mengalami pertumbuhan positif, diantaranya Pertambangan dan Penggalian (7,58 persen); Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib (8,15 persen); Perdagangan Besar dan Eceran, dan Reparasi Mobil dan Sepeda Motor (3,87 persen); Pengadaan Listrik dan Gas (2,94 persen); Konstruksi (2,91 persen); Jasa Lainnya (2,44 persen); serta Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial (2,34 persen). Sementara itu, lapangan usaha lainnya tumbuh di bawah 2 persen, dan pertumbuhan terendah terjadi pada Lapangan Usaha Industri Pengolahan sebesar 0,52 persen.

**Pertumbuhan Ekonomi Semester I-2016 Terhadap Semester I-2015 (c-to-c)**

Selama semester I-2016 ekonomi Jawa Timur mengalami pertumbuhan 5,55 persen bila dibandingkan semester I-2015 (c-to-c). Dari sisi produksi, semua lapangan usaha mengalami pertumbuhan positif, kecuali Pengadaan Listrik dan Gas yang mengalami kontraksi sebesar 0,10 persen. Rendahnya pertumbuhan pengadaan listrik dan gas terutama karena kontraksi di subkategori pengadaan gas akibat menurunnya produksi gas. Pertumbuhan tertinggi terjadi pada Kategori Pertambangan dan Penggalian (10,17 persen); diikuti Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum (9,54 persen); Jasa Keuangan dan Asuransi (9,23 persen); Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib (7,70 persen); dan Jasa Pendidikan (7,52 persen).

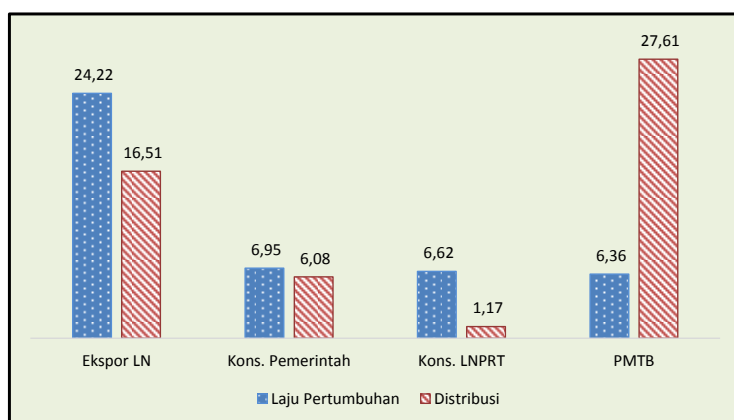
**Gambar 4.**  
**Pertumbuhan Ekonomi c-to-c**



## B. PDRB MENURUT PENGELUARAN

### Pertumbuhan Ekonomi Triwulan II-2016 Terhadap Triwulan II-2015 (y-on-y)

Grafik 4. Pertumbuhan & Distribusi Beberapa Komponen Triwulan II-2016

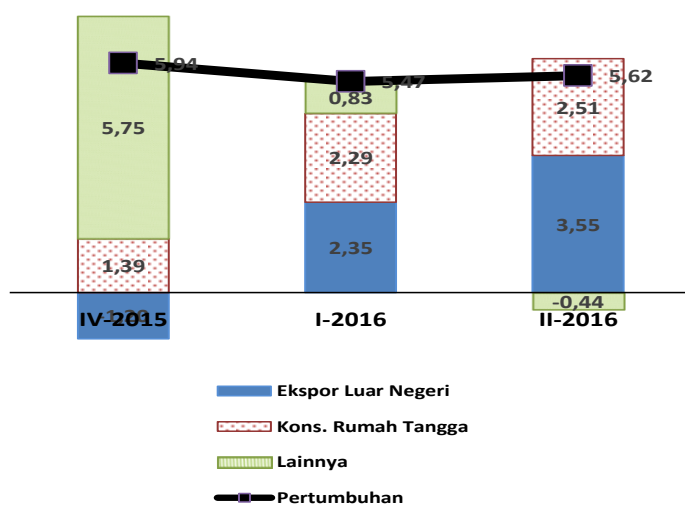


Ekonomi Jawa Timur pada triwulan II-2016 bila dibandingkan triwulan II-2015 (y-on-y) tumbuh sebesar 5,62 persen. Sebagian besar komponen mengalami pertumbuhan, sedangkan komponen yang mengalami kontraksi adalah Komponen Perubahan Inventori 61,70 persen, Impor Luar Negeri sebesar 4,40 persen dan Net

Ekspor 22,75 persen. Pertumbuhan tertinggi dialami Ekspor Luar Negeri sebesar 24,22 persen, disusul Pengeluaran Konsumsi Pemerintah 6,95 persen, Pengeluaran Konsumsi LNPRT 6,62 persen, PMTB 6,36 persen, dan Pengeluaran Konsumsi Rumah tangga 4,11 persen.

Struktur PDRB Jawa Timur menurut pengeluaran atas dasar harga berlaku triwulan II-2016 tidak menunjukkan perubahan yang berarti. Aktivitas permintaan akhir masih didominasi oleh Komponen Pengeluaran Konsumsi Rumah tangga yang mencapai lebih dari separuh PDRB Jawa Timur (59,88 persen), komponen lain yang memiliki peranan besar terhadap PDRB Jawa Timur berturut-turut adalah PMTB (27,61 persen), Impor Luar Negeri (17,13 persen), Ekspor Luar Negeri (16,51 persen), Pengeluaran Konsumsi Pemerintah (6,08 persen), Net Ekspor Antar Daerah (5,44 persen), Pengeluaran Konsumsi LNPRT yang relatif kecil 1,17 persen, dan Perubahan Inventori (0,45 persen).

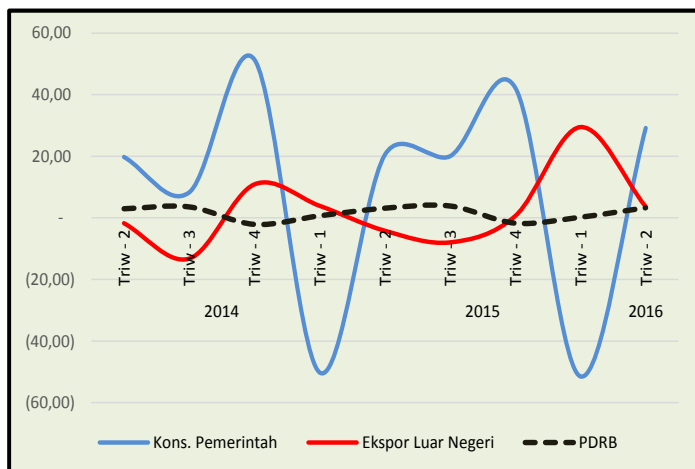
Grafik 5. Sumber Pertumbuhan PDRB Menurut Pengeluaran



Bila dilihat dari penciptaan sumber pertumbuhan ekonomi Jawa Timur triwulan II-2016 (y-on-y), komponen Ekspor Luar Negeri mempunyai sumber pertumbuhan tertinggi yakni sebesar 3,55 persen, diikuti komponen Pengeluaran Konsumsi Rumah Tangga 2,51 persen, PMTB 1,73 persen, pengeluaran Konsumsi Pemerintah 0,32 persen, dan pengeluaran Konsumsi LNPRT 0,06 persen.

**Pertumbuhan Ekonomi Triwulan II-2016 Terhadap Triwulan I-2016 (q-to-q)**

**Grafik 6. Pertumbuhan PDRB q to q Beberapa Komponen**

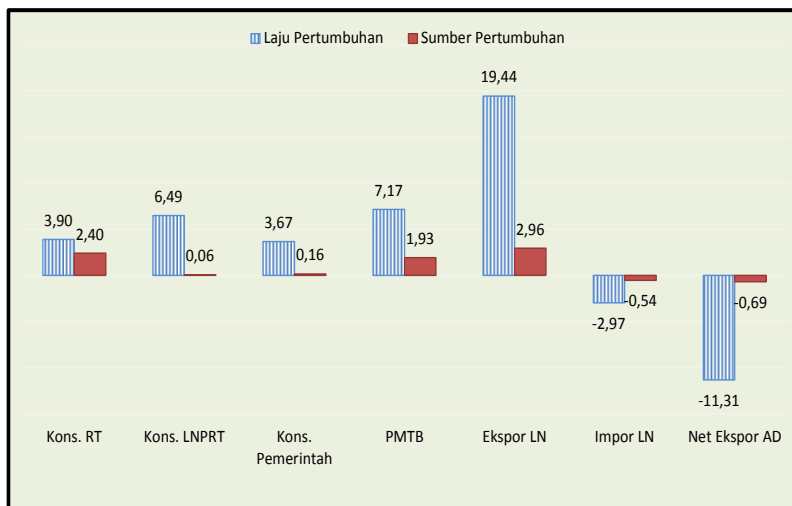


Pertumbuhan ekonomi Jawa Timur triwulan II-2016 terhadap triwulan I-2016 (q-to-q) sebesar 3,28 persen. Pertumbuhan tertinggi Pengeluaran Konsumsi Pemerintah sebesar 29,17 persen, hal ini dipengaruhi oleh pembayaran gaji ke-13 dan THR bagi pegawai negeri sipil pada bulan Juni 2016. Ekspor Luar Negeri sebagai urutan kedua 3,62 persen, PMTB 3,34 persen, Pengeluaran Konsumsi Rumah tangga 1,59 persen, Pengeluaran Konsumsi LNPRT 1,53 persen dan

Perubahan Inventori 1,06 persen. Sedangkan komponen lain yang mengalami kontraksi, tertinggi Net Ekspor Antar Daerah 6,57 persen, dan Impor Luar Negeri 0,01 persen.

**Pertumbuhan Ekonomi Semester I-2016**

**Grafik 7. Laju dan Sumber Pertumbuhan PDRB Menurut Pengeluaran Semester I-2016**



Perekonomian Jawa Timur selama semester I-2016 tumbuh sebesar 5,55 persen. Pertumbuhan tertinggi terjadi pada komponen Ekspor Luar Negeri yaitu sebesar 19,44 persen, sebagai penyumbang pertumbuhan terbesar sekitar 2,96 persen. Pertumbuhan tertinggi berikutnya adalah komponen pembentukan modal tetap bruto tumbuh sebesar 7,17 persen

dengan menyumbang pertumbuhan sebesar 1,93 persen, kemudian pengeluaran konsumsi LNPRT tumbuh 6,49 persen walaupun hanya menyumbang pertumbuhan sebesar 0,06 persen. Pengeluaran konsumsi rumah tangga dan konsumsi pemerintah mengalami pertumbuhan sebesar 3,90 persen dan 3,67 persen dengan sumber pertumbuhan sebesar 2,40 persen dan 0,16 persen. Sementara komponen lainnya selama semester I-2016 mengalami kontraksi.

**Tabel 1. PDRB Menurut Lapangan Usaha Tahun Dasar 2010 Triwulan II Tahun 2015-2016**

Lapangan Usaha	Harga Berlaku			Harga Konstan			
	Triw II-2015	Triw II-2016	Semester I-2016	Triw II-2015	Triw II-2016	Semester I-2016	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
A	Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan	61.478,28	66.426,92	128.426,10	43.103,59	44.529,24	84.856,29
B	Pertambangan dan Penggalian	17.845,07	17.120,43	31.966,57	16.541,87	18.141,38	35.004,31
C	Industri Pengolahan	122.545,31	132.761,35	263.505,51	97.838,56	101.618,42	202.712,19
D	Pengadaan Listrik, Gas dan Produksi Es	1.546,31	1.493,47	2.928,49	1.118,24	1.111,67	2.191,61
E	Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah dan Daur Ulang	388,30	430,92	853,92	321,24	340,40	678,12
F	Konstruksi	37.808,87	42.463,05	83.238,36	28.519,27	30.010,20	59.170,77
G	Perdagangan Besar dan Eceran, Reparasi Mobil dan Sepeda Motor	72.666,69	82.452,37	161.273,18	59.836,82	63.526,64	124.688,61
H	Transportasi dan Pergudangan	13.626,80	15.390,55	30.492,53	9.492,11	10.152,28	20.188,72
I	Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum	21.641,72	25.283,19	50.129,82	16.290,09	17.751,71	35.231,41
J	Informasi dan Komunikasi	19.070,00	21.184,85	41.585,73	18.315,33	19.738,22	39.189,30
K	Jasa Keuangan dan Asuransi	10.983,41	12.718,45	25.077,90	8.253,26	9.210,67	18.263,55
L	Real Estate	6.752,07	7.324,79	14.575,28	5.680,52	6.045,59	12.032,08
M,N	Jasa Perusahaan	3.329,73	3.665,51	7.227,81	2.589,08	2.708,20	5.367,33
O	Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib	9.085,79	10.537,20	20.166,06	7.097,85	7.753,57	14.922,63
P	Jasa Pendidikan	10.893,02	11.888,53	23.519,44	8.484,15	9.118,59	18.108,76
Q	Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial	2.612,56	2.783,40	5.495,99	2.151,39	2.262,80	4.473,91
R,S,T,U	Jasa Lainnya	6.058,48	6.354,17	12.547,41	4.852,76	5.041,42	9.962,60
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>		<b>418.332,41</b>	<b>460.279,14</b>	<b>903.010,10</b>	<b>330.486,16</b>	<b>349.060,99</b>	<b>687.042,20</b>

**Tabel 2. Laju Pertumbuhan PDRB Menurut Lapangan Usaha**

Lapangan Usaha		Triw. II-2016 terhadap Triw. I-2016 (q-to-q)	Sumber Pertumbuhan q-to-q	Triw. II-2016 terhadap Triw. II-2015 (y-on-y)	Sumber Pertumbuhan y-on-y	Sem. I-2016 terhadap Sem. I-2015 (c-to-c)	Sumber Pertumbuhan c-to-c
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
A	Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan	10,42	1,24	3,31	0,43	2,14	0,27
B	Pertambangan dan Penggalian	7,58	0,38	9,67	0,48	10,17	0,50
C	Industri Pengolahan	0,52	0,16	3,86	1,14	4,43	1,32
D	Pengadaan Listrik, Gas dan Produksi Es	2,94	0,01	-0,59	0,00	-0,10	0,00
E	Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah dan Daur Ulang	0,80	0,00	5,96	0,01	5,65	0,01
F	Konstruksi	2,91	0,25	5,23	0,45	5,43	0,47
G	Perdagangan Besar dan Eceran, Reparasi Mobil dan Sepeda Motor	3,87	0,70	6,17	1,12	5,92	1,07
H	Transportasi dan Pergudangan	1,15	0,03	6,95	0,20	6,89	0,20
I	Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum	1,56	0,08	8,97	0,44	9,54	0,47
J	Informasi dan Komunikasi	1,48	0,08	7,77	0,43	7,30	0,41
K	Jasa Keuangan dan Asuransi	1,74	0,05	11,60	0,29	9,23	0,24
L	Real Estate	0,99	0,02	6,43	0,11	5,72	0,10
M,N	Jasa Perusahaan	1,85	0,01	4,60	0,04	4,72	0,04
O	Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib	8,15	0,17	9,24	0,20	7,70	0,16
P	Jasa Pendidikan	1,43	0,04	7,48	0,19	7,52	0,19
Q	Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial	2,34	0,02	5,18	0,03	5,38	0,04
R,S,T,U	Jasa Lainnya	2,44	0,04	3,89	0,06	4,11	0,06
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>		<b>3,28</b>	<b>3,28</b>	<b>5,62</b>	<b>5,62</b>	<b>5,55</b>	<b>5,55</b>



**Tabel 3. Struktur PDRB Menurut Lapangan Usaha**

	<b>Lapangan Usaha</b>	<b>Triwulan II-2015</b>	<b>Triwulan II-2016</b>	<b>Semester I-2015</b>	<b>Semester I-2016</b>
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
A	Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan	14,70	14,43	14,49	14,22
B	Pertambangan dan Penggalian	4,27	3,72	4,07	3,54
C	Industri Pengolahan	29,29	28,84	29,58	29,18
D	Pengadaan Listrik , Gas dan Produksi Es	0,37	0,32	0,36	0,32
E	Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah dan Daur Ulang	0,09	0,09	0,09	0,09
F	Konstruksi	9,04	9,23	9,05	9,22
G	Perdagangan Besar dan Eceran, Reparasi Mobil dan Sepeda Motor	17,37	17,91	17,46	17,86
H	Transportasi dan Pergudangan	3,26	3,34	3,26	3,38
I	Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum	5,17	5,49	5,20	5,55
J	Informasi dan Komunikasi	4,56	4,60	4,59	4,61
K	Jasa Keuangan dan Asuransi	2,63	2,76	2,69	2,78
L	Real Estate	1,61	1,59	1,60	1,61
M,N	Jasa Perusahaan	0,80	0,80	0,79	0,80
O	Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib	2,17	2,29	2,14	2,23
P	Jasa Pendidikan	2,60	2,58	2,60	2,60
Q	Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial	0,62	0,60	0,62	0,61
R,S,T,U	Jasa Lainnya	1,45	1,38	1,42	1,39
	<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

Tabel 4. PDRB Menurut Pengeluaran Tahun Dasar 2010 Triwulan II Tahun 2015-2016 (Miliar Rp)

Komponen	Harga Berlaku				Harga Konstan			
	Triw II-2015	Triw I-2016	Triw II-2016	Semester I-2016	Triw II-2015	Triw I-2016	Triw II-2016	Semester I-2016
	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1. Pengeluaran Konsumsi Rumahtangga	252.162,83	268.484,64	275.611,75	544.096,40	201.941,63	206.956,49	210.238,52	417.195,01
2. Pengeluaran Konsumsi LNPRT	4.917,71	5.243,67	5.380,27	10.623,94	3.239,56	3.402,15	3.454,08	6.856,24
3. Pengeluaran Konsumsi Pemerintah	25.064,81	18.679,37	27.969,08	46.648,45	15.302,81	12.669,51	16.365,60	29.035,11
4. Pembentukan Modal Tetap Bruto	114.193,12	121.103,85	127.067,78	248.171,64	89.915,12	92.539,07	95.632,42	188.171,48
5. Perubahan Inventori	12.429,42	7.439,47	2.052,31	9.491,78	9.915,96	3.758,34	3.798,10	7.556,44
6. Ekspor Luar Negeri	63.263,67	73.641,92	75.998,93	149.640,85	48.445,19	58.078,14	60.178,07	118.256,21
7. Dikurangi Impor Luar Negeri	83.600,10	77.636,97	78.830,29	156.467,26	60.167,17	57.523,90	57.518,69	115.042,58
8. Net Ekspor Antar Daerah	29.900,95	25.775,00	25.029,30	50.804,31	21.893,05	18.101,40	16.912,89	35.014,29
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>	<b>418.332,41</b>	<b>442.730,97</b>	<b>460.279,14</b>	<b>903.010,10</b>	<b>330.486,16</b>	<b>337.981,21</b>	<b>349.060,99</b>	<b>687.042,20</b>

Tabel 5. Laju Pertumbuhan PDRB Menurut Pengeluaran Tahun Dasar 2010 Triwulan II Tahun 2016 (Persen)

Komponen	Triw II-2016	Sumber	Triw II-2016	Sumber	Kum s.d Triw II-	Sumber
	terhadap Triw I-2016 (q to q)	Pertumbuhan (q to q)	terhadap Triw II-2015 (y on y)	Pertumbuhan (y on y)	Kum s.d Triw II-2015 (c to c)	Pertumbuhan (c to c)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1. Pengeluaran Konsumsi Rumahtangga	1,59	0,97	4,11	2,51	3,90	2,40
2. Pengeluaran Konsumsi LNPRT	1,53	0,02	6,62	0,06	6,49	0,06
3. Pengeluaran Konsumsi Pemerintah	29,17	1,09	6,95	0,32	3,67	0,16
4. Pembentukan Modal Tetap Bruto	3,34	0,92	6,36	1,73	7,17	1,93
5. Perubahan Inventori	1,06	0,01	-61,70	-1,85	-61,13	-1,83
6. Ekspor Luar Negeri	3,62	0,62	24,22	3,55	19,44	2,96
7. Dikurangi Impor Luar Negeri	-0,01	0,00	-4,40	-0,80	-2,97	-0,54
8. Net Ekspor Antar Daerah	-6,57	-0,35	-22,75	-1,51	-11,31	-0,69
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>	<b>3,28</b>	<b>3,28</b>	<b>5,62</b>	<b>5,62</b>	<b>5,55</b>	<b>5,55</b>

**Tabel 6. Struktur PDRB Menurut Pengeluaran Tahun Dasar 2010 Triwulan II 2015, Triwulan II 2016, Semester I 2015 dan Semester I 2016 (Persen)**

Komponen		Triwulan II- 2015	Triwulan II- 2016	Kumulatif s.d Triw II-2015	Kumulatif s.d Triw II-2016
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	
1.	Pengeluaran Konsumsi Rumahtangga	60,28	59,88	60,79	60,25
2.	Pengeluaran Konsumsi LNPRT	1,18	1,17	1,17	1,18
3.	Pengeluaran Konsumsi Pemerintah	5,99	6,08	5,25	5,17
4.	Pembentukan Modal Tetap Bruto	27,30	27,61	26,78	27,48
5.	Perubahan Inventori	2,97	0,45	3,58	1,05
6.	Ekspor Luar Negeri	15,12	16,51	15,54	16,57
7.	Dikurangi Impor Luar Negeri	19,98	17,13	19,65	17,33
8.	Net Ekspor Antar Daerah	7,15	5,44	6,53	5,63
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>		<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>



Katalog BPS: 2101018

# Proyeksi Penduduk Indonesia

*Indonesia Population Projection*

# 2010-2035



BADAN PERENCANAAN PEMBANGUNAN NASIONAL  
BADAN PUSAT STATISTIK  
UNITED NATIONS POPULATION FUND

JAKARTA 2013

# DATA

MENCERDASKAN BANGSA

ISBN: 978-979-064-606-3



**BADAN PUSAT STATISTIK**

Jl. dr. Sutomo No. 6-8 Jakarta 10710

Telp: (021) 3841195, 3842508, 3810291-4, Fax: (021) 3857046

Homepage: <http://www.bps.go.id> E-mail: [bpsdq@bps.go.id](mailto:bpsdq@bps.go.id)



Kementerian PPN/  
Bappenas



BADAN PUSAT STATISTIK



**Proyeksi Penduduk Indonesia**  
**Indonesia Population Projection**

**2010-2035**

ISBN: 978-979-064-606-3  
No. Publikasi/*Publication Number*: 04110.1301  
Katalog BPS/*BPS Catalogue*: 2101018  
Ukuran Buku/*Book Size*: 17,6 cm x 25 cm  
Jumlah Halaman/*Total Pages*: 468 halaman/*pages*

Naskah/*Manuscript*:  
Subdirektorat Statistik Demografi  
*Subdirectorate of Statistical Demographic*

Gambar Kulit/*Cover Design*:  
Subdirektorat Publikasi dan Kompilasi Statistik  
*Subdirectorate of Statistical Compilation and Publication*

Diterbitkan oleh/*Published by*:  
Badan Pusat Statistik, Jakarta-Indonesia  
*BPS - Statistics Indonesia*

Dicetak oleh/*Printed by*:  
-

Boleh dikutip dengan menyebut sumbernya  
*May be cited with preferences to the source*

**Proyeksi  
Penduduk  
Indonesia**

*Indonesia Population Projection*

**2010-2035**



BADAN PERENCANAAN PEMBANGUNAN NASIONAL  
BADAN PUSAT STATISTIK  
UNITED NATIONS POPULATION FUND

JAKARTA 2013

## KATA PENGANTAR

Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) 2005-2025 merupakan penjabaran dari tujuan dibentuknya pemerintahan Negara Republik Indonesia yang tercantum dalam pembukaan Undang-undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945 (UUD 1945), dalam bentuk visi, misi, dan arah pembangunan nasional, yang mencakup kurun waktu 20 tahun. Dokumen RPJPN harus dilengkapi dengan informasi tentang jumlah penduduk saat ini dan yang akan datang yang sangat diperlukan dalam penyusunan perencanaan pembangunan. Dalam memenuhi tujuan tersebut diperlukan informasi kependudukan yang dapat menunjang perencanaan pembangunan di masa yang akan datang, baik tingkat nasional maupun tingkat provinsi.

Di samping jumlah penduduk, juga perlu diketahui proyeksi parameter kependudukan, seperti struktur umur penduduk, angka kelahiran total, serta angka harapan hidup penduduk. Oleh karena itu, sebagai bahan perencanaan pembangunan tersebut perlu dilakukan penyusunan proyeksi penduduk.

Penyusunan ini dilakukan atas kerja sama antara Bappenas, BPS, UNFPA serta para pakar demografi. Dalam hal ini penghitungan secara teknis menjadi tanggung jawab BPS.

## FOREWORD

The National Long-term Development Plan (locally known as RPJPN) 2005-2025 is the elaboration of the goals of the Indonesian government, as stated in the preamble of Constitution 1945 (UUD 1945), setting out the vision, mission and the direction of national development over the next 20 years. The RPJPN document should be complemented by information of current and future population size, which is necessary for development planning. Hence, it is essential to provide population data and information to support development planning, both at national and provincial level.

In addition, it is also important to obtain the projection of population parameter, such as population age structure, total fertility rate, as well as life expectancy. Therefore, planning activities require the preparation of population projection.

This projection is a result of collaboration between Bappenas, BPS, UNFPA and Demography experts. In this regard, the technical aspect of calculating the population projection is the responsibility of BPS.

Akhir kata, kami ucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu dalam penyusunan proyeksi ini, mulai dari penyiapan data sampai dengan penulisan naskah. Semoga publikasi ini bermanfaat dan dapat memenuhi kebutuhan semua pihak, baik pemerintah pusat dan daerah, dunia usaha, perguruan tinggi, lembaga swadaya masyarakat, maupun masyarakat luas. Kritik dan saran sangat diharapkan untuk penyempurnaan penyusunan proyeksi penduduk di masa yang akan datang.

Finally, we would like to express our sincere gratitude to all those who assisted us in compiling this population projection, from preparing the data to completing the report. We hope this report will be beneficial to all stakeholders, including central and local governments, businesses, universities, NGOs, as well as civil societies. Feedback and suggestions are highly appreciated in order to improve future reports.

Jakarta, Oktober 2013

**Armida S. Alisjahbana**

Menteri Negara  
Perencanaan Pembangunan  
Nasional/  
Kepala Bappenas

**Suryamin**

Kepala BPS

**Jose Ferraris**

*Representative UNFPA*

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penghargaan dan ucapan terima kasih kami sampaikan kepada Dra. Nina Sardjunani, MA, Drs. Wynandin Imawan, M.Sc, Dr. Wendy Hartanto, MA, dr. Slamet Riyadi Yuwono, MPH, Dr. Richard Makalew, Drs. Razali Ritonga, MA, Ir. Thoman Pardosi, SE, M.Si, dan Dr. Indra Murty Surbakti, MA yang telah memberi saran dan koreksi, serta memfasilitasi dan mengelola rangkaian kegiatan penyusunan buku ini.

Penghargaan dan ucapan terima kasih juga kami sampaikan kepada para penyusun buku, yang dengan tekun dan tak kenal lelah telah memformulasikan metodologi dan asumsi dasar, serta perhitungan proyeksi penduduk Indonesia 2010-2035, yaitu Direktorat Statistik Kependudukan dan Ketenagakerjaan–Badan Pusat Statistik: Dendi Handiyatmo, S.ST, M.Si, Poetrijanti, S.Si, Hermawan Agustina, S.Kom, Elfrida Zoraya, S.Si, Yogo Aryo Jatmiko, S.ST, Dwi Trisnani, S.ST, Nuraini, S.ST, Trophy Endah Rahayu, M.Si, Parwoto, M.Stat, Sri Wahyuni, M.Si, Subekti, M.Sc, Ari Purbowati, S.Si, Apriliani Nurida D.A, S.Si, Zairina, dan Ardiyanti Hermin. Direktorat Kependudukan, Pemberdayaan Perempuan, dan Perlindungan Anak–Badan Perencanaan Pembangunan Nasional: Dr. Sanjoyo, M.Ec,

## ACKNOWLEDGEMENT

We would like to express our sincere appreciation and gratitude to Dra. Nina Sardjunani, MA, Drs. Wynandin Imawan, M.Sc, Dr. Wendy Hartanto, MA, dr. Slamet Riyadi Yuwono, MPH, Dr. Richard Makalew, Drs. Razali Ritonga, MA, Ir. Thoman Pardosi, SE, M.Si and Dr. Indra Murty Surbakti, MA for their advice and feedback, as well as for facilitating and managing all the efforts in compiling this publication.

Special thanks and appreciation are also expressed to those who were involved in compiling the publication, who tirelessly and meticulously formulated the methodology, base assumptions and calculations of the population projection for 2010-2035. We thank in particular: Dendi Handiyatmo, S.ST, M.Si, Poetrijanti, S.Si, Hermawan Agustina, S.Kom, Elfrida Zoraya, S.Si, Yogo Aryo Jatmiko, S.ST, Dwi Trisnani, S.ST, Nuraini, S.ST, Trophy Endah Rahayu, M.Si, Parwoto, M.Stat, Sri Wahyuni, M.Si, Subekti, M.Sc, Ari Purbowati, S.Si, Apriliani Nurida D.A, S.Si, Zairina, and Ardiyanti Hermin from the Population and Manpower Directorate; Dr. Sanjoyo, M.Ec and Ir. Ani Pudyastuti, MA from the Directorate of Population, Women's Empowerment and Child Protection at the National Development Planning Agency:



Ir. Ani Pudyastuti, MA, Badan Kependudukan dan Keluarga Berencana Nasional: Drs. Satrijo Pramono Hindarto, M.Sc, Dr. Ukik Kusuma Kurniawan, SKM, MA, Kementerian Kesehatan: Dr. Atmarita, MPH, UNFPA: Ewang Yuono, SE.

Di samping itu, penghargaan dan terima kasih kami sampaikan kepada Badan Kependudukan dan Keluarga Berencana Nasional, Kementerian Kesehatan, Kementerian Dalam Negeri, Lembaga Ilmu Pengetahuan Indonesia, dan Lembaga Demografi–Universitas Indonesia; yang telah memberikan masukan-masukan yang tak ternilai. Juga kepada para narasumber: Prof. Dr. Sri Moertiningsih Adioetomo, Prof. Budi Oetomo, Dr. Soeharsono Soemantri, Dr. Omas Bulan Rajagukguk, dan Prof. Aris Ananta.

Akhirnya, tidak lupa kami ucapkan terima kasih kepada pihak-pihak lain yang telah membantu kelancaran penyusunan buku ini. Kritik membangun sangat kami harapkan demi kesempurnaan publikasi ini.

Dr. Satrijo Pramono Hindarto, M.Sc and Dr. Ukik Kusuma Kurniawan, SKM, MA from the National Population and Family Planning Board; Dr. Atmarita, MPH from the Ministry of Health; and Ewang Yuono, SE from UNFPA.

In addition, we would like to express our appreciation and gratitude to the National Population and Family Planning Board, the Ministry of Health, the Ministry of Home Affairs, the National Institute of Sciences, and the Demographic Institute at the University of Indonesia for providing valuable input. We also thank our panel of experts; Prof. Dr. Sri Moertiningsih Adioetomo, Prof. Budi Oetomo, Dr. Soeharsono Sumantri, Dr. Omas Bulan Rajagukguk, and Prof. Aris Ananta.

Finally, we would like to thank everyone who assisted us in preparing this publication. Critiques are greatly appreciated in enhancing this publication.

# DAFTAR ISI

Halaman

<b>KATA PENGANTAR</b>	i
<b>UCAPAN TERIMA KASIH</b>	iii
<b>DAFTAR ISI</b>	v
<b>DAFTAR TABEL</b>	vii
<b>DAFTAR GAMBAR</b>	ix
<b>BAB I. PENDAHULUAN</b>	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Isi Publikasi	2
<b>BAB II. METODOLOGI, ASUMSI, DAN PROYEKSI KILAS BALIK</b>	3
2.1. Metode Proyeksi	3
2.2. Sumber Data	4
2.3. Evaluasi Data Dasar	4
2.3.1. Evaluasi Data Umur dan Jenis Kelamin	4
2.3.2. Perapihan Umur	7
2.4. Penentuan Asumsi	8
2.4.1. Asumsi Fertilitas	9
2.4.2. Asumsi Mortalitas	10
2.4.3. Asumsi Migrasi	10
2.4.3.1. Migrasi Internasional	11
2.4.3.2. Migrasi Antar Provinsi	14
2.5. Urbanisasi	19
2.6. Proyeksi Kilas Balik ( <i>Backcasting</i> )	21
<b>BAB III. HASIL PERHITUNGAN</b>	23
3.1. Jumlah dan Laju Pertumbuhan Penduduk	23
3.2. Susunan Umur Penduduk	26
3.3. <i>Net Reproduction Rate</i> (NRR)	32
3.4. Angka Harapan Hidup	32
3.5. Urbanisasi	35
3.6. Proyeksi Kilas Balik ( <i>Backcasting</i> )	39
<b>BAB IV. PENUTUP</b>	41
<b>DAFTAR PUSTAKA</b>	43

LAMPIRAN 1.	INDONESIA	47
LAMPIRAN 2.	PROVINSI	61
LAMPIRAN 2.1.	PROVINSI ACEH	63
LAMPIRAN 2.2.	PROVINSI SUMATERA UTARA	75
LAMPIRAN 2.3.	PROVINSI SUMATERA BARAT	87
LAMPIRAN 2.4.	PROVINSI RIAU	99
LAMPIRAN 2.5.	PROVINSI JAMBI	111
LAMPIRAN 2.6.	PROVINSI SUMATERA SELATAN	123
LAMPIRAN 2.7.	PROVINSI BENGKULU	135
LAMPIRAN 2.8.	PROVINSI LAMPUNG	147
LAMPIRAN 2.9.	PROVINSI KEP. BANGKA BELITUNG	159
LAMPIRAN 2.10.	PROVINSI KEP. RIAU	171
LAMPIRAN 2.11.	PROVINSI DKI JAKARTA	183
LAMPIRAN 2.12.	PROVINSI JAWA BARAT	195
LAMPIRAN 2.13.	PROVINSI JAWA TENGAH	207
LAMPIRAN 2.14.	PROVINSI DI YOGYAKARTA	219
LAMPIRAN 2.15.	PROVINSI JAWA TIMUR	231
LAMPIRAN 2.16.	PROVINSI BANTEN	243
LAMPIRAN 2.17.	PROVINSI BALI	255
LAMPIRAN 2.18.	PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT	267
LAMPIRAN 2.19.	PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR	279
LAMPIRAN 2.20.	PROVINSI KALIMANTAN BARAT	291
LAMPIRAN 2.21.	PROVINSI KALIMANTAN TENGAH	303
LAMPIRAN 2.22.	PROVINSI KALIMANTAN SELATAN	315
LAMPIRAN 2.23.	PROVINSI KALIMANTAN TIMUR	327
LAMPIRAN 2.24.	PROVINSI SULAWESI UTARA	339
LAMPIRAN 2.25.	PROVINSI SULAWESI TENGAH	351
LAMPIRAN 2.26.	PROVINSI SULAWESI SELATAN	363
LAMPIRAN 2.27.	PROVINSI SULAWESI TENGGARA	375
LAMPIRAN 2.28.	PROVINSI GORONTALO	387
LAMPIRAN 2.29.	PROVINSI SULAWESI BARAT	399
LAMPIRAN 2.30.	PROVINSI MALUKU	411
LAMPIRAN 2.31.	PROVINSI MALUKU UTARA	423
LAMPIRAN 2.32.	PROVINSI PAPUA BARAT	435
LAMPIRAN 2.33.	PROVINSI PAPUA	447

## DAFTAR TABEL

	Halaman	
Tabel 2.1.	Rasio Jenis Kelamin menurut Kelompok Umur, 1971-2010	6
Tabel 2.2.	Proyeksi Angka Kelahiran Total (TFR) menurut Provinsi, 2010-2035	12
Tabel 2.3.	Proyeksi Angka Kematian Bayi (IMR) menurut Provinsi, 2010-2035	13
Tabel 2.4.	Migrasi Neto Laki-laki menurut Kelompok Umur	15
Tabel 2.5.	Migrasi Neto Perempuan menurut Kelompok Umur	17
Tabel 2.6.	Perbedaan Laju Pertumbuhan Penduduk Daerah Perkotaan dan Perdesaan (URGD) per Provinsi, 2010-2035	20
Tabel 3.1.	Proyeksi Penduduk menurut Provinsi, 2010-2035 (Ribuan)	24
Tabel 3.2.	Laju Pertumbuhan Penduduk menurut Provinsi, 2010-2035	25
Tabel 3.3.	Proyeksi Proporsi Penduduk Umur 0-14 menurut Provinsi, 2010-2035 (%)	27
Tabel 3.4.	Proyeksi Proporsi Penduduk Umur 15-64 menurut Provinsi, 2010-2035 (%)	28
Tabel 3.5.	Proyeksi Proporsi Penduduk Umur 65+ menurut Provinsi, 2010-2035 (%)	29
Tabel 3.6.	Proyeksi Proporsi Penduduk Umur 60+ menurut Provinsi, 2010-2035 (%)	30
Tabel 3.7.	<i>Dependency Ratio</i> menurut Provinsi, 2010-2035	31
Tabel 3.8.	Proyeksi <i>Net Reproduction Rate</i> (NRR) menurut Provinsi, 2010-2035	33
Tabel 3.9.	Proyeksi Angka Harapan Hidup (e0) menurut Provinsi, 2010-2035	34
Tabel 3.10.	Persentase Penduduk Daerah Perkotaan menurut Provinsi, 2010-2035	36
Tabel 3.11.	LPP dan Penduduk Indonesia Hasil Proyeksi Kilas Balik 2010-2000 (Ribuan)	37



## DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1. Piramida Penduduk Indonesia Tahun 2010	5
Gambar 2.2. Rasio Jenis Kelamin Penduduk Indonesia	7



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Para pemakai data kependudukan, khususnya para perencana, dan pengambil kebijakan sangat membutuhkan data penduduk yang berkesinambungan dari tahun ke tahun. Sayangnya sumber data penduduk yang tersedia hanya secara periodik, yaitu Sensus Penduduk (SP) pada tahun-tahun yang berakhir dengan angka 0 (nol) dan Survei Penduduk Antar Sensus (SUPAS) pada pertengahan dua sensus atau tahun-tahun yang berakhir dengan angka 5 (lima). Sumber data kependudukan lain yaitu registrasi penduduk masih belum sempurna cakupannya sehingga datanya belum dapat digunakan untuk perencanaan pembangunan nasional.

Seperti diketahui bahwa hampir semua rencana pembangunan perlu ditunjang dengan data jumlah penduduk, persebaran dan susunannya menurut kelompok umur penduduk yang relevan dengan rencana tersebut. Data yang diperlukan tidak hanya menyangkut keadaan pada waktu rencana itu disusun, tetapi juga informasi masa lampau dan yang lebih penting lagi adalah informasi perkiraan pada waktu yang akan datang. Data penduduk pada waktu lalu dapat diperoleh dari hasil survei dan sensus, sedangkan untuk memenuhi kebutuhan data penduduk pada saat ini dan masa yang akan datang perlu dibuat proyeksi penduduk, yaitu perkiraan jumlah penduduk dan komposisinya di masa mendatang.

Proyeksi penduduk bukan merupakan ramalan jumlah penduduk tetapi suatu perhitungan ilmiah yang didasarkan pada asumsi dari komponen-komponen laju pertumbuhan penduduk, yaitu kelahiran, kematian, dan perpindahan. Ketiga komponen inilah yang menentukan besarnya jumlah penduduk dan struktur umur penduduk di masa yang akan datang. Untuk menentukan masing-masing asumsi diperlukan data yang menggambarkan tren di masa lampau hingga saat ini, faktor-faktor yang mempengaruhi komponen-komponen itu, dan hubungan antara satu komponen dengan yang lain serta target yang diharapkan tercapai pada masa yang akan datang.

Badan Pusat Statistik (BPS) telah beberapa kali membuat proyeksi penduduk berdasarkan data hasil SP71, SP80, SP90, SP2000 dan SUPAS85, SUPAS95, dan SUPAS2005. Proyeksi penduduk yang terakhir dibuat adalah proyeksi penduduk berdasarkan hasil SUPAS2005 yang mencakup periode 2000-2025.



Hasil SP2010 mengoreksi jumlah penduduk pada proyeksi penduduk 2000-2025. Dalam rangka memenuhi kebutuhan data bagi keperluan Rencana Pembangunan Jangka Menengah dan Rencana Pembangunan Jangka Panjang diperlukan data jumlah penduduk sampai dengan tahun 2035. Oleh karena itu, dipersiapkan proyeksi penduduk berdasarkan SP2010 mencakup periode 2010–2035. Data dasar perhitungan proyeksi ini adalah data penduduk hasil SP2010 yang telah dilakukan penyesuaian ke bulan Juni 2010, dan asumsi-asumsi yang dibentuk selain menggunakan data SP2010 juga menggunakan hasil Survei Demografi dan Kesehatan Indonesia (SDKI).

Proyeksi penduduk Indonesia menurut kelompok umur, jenis kelamin, dan provinsi yang disajikan dalam publikasi ini merupakan angka final dan mencakup kurun waktu dua puluh lima tahun, mulai tahun 2010 sampai dengan 2035. Pembuatan proyeksi dengan kurun waktu yang panjang ini dimaksudkan agar hasilnya dapat digunakan untuk berbagai keperluan terutama untuk perencanaan jangka panjang. Disisipkan pula proyeksi kilas balik untuk memenuhi tren masa lalu hingga masa yang mendatang. Dengan terbitnya publikasi ini, maka proyeksi-proyeksi sebelumnya yang masih mempunyai tahun rujukan yang sama dengan publikasi ini dinyatakan tidak berlaku lagi.

## **1.2. Isi Publikasi**

Publikasi ini disajikan secara berurutan dalam bab-bab berikut. Bab I menyajikan latar belakang dibuatnya proyeksi penduduk. Bab II membahas tentang metodologi dan asumsi yang dipakai dalam penghitungan proyeksi yang terdiri dari enam sub bab yaitu: Metode Proyeksi, Sumber Data, Evaluasi Data Dasar, Penentuan Asumsi (Kelahiran, Kematian, dan Perpindahan), Urbanisasi dan Proyeksi Kilas Balik (*Backcasting*). Bab III menyajikan hasil perhitungan proyeksi, dan Bab IV adalah penutup.

## **BAB II**

### **METODOLOGI, ASUMSI, DAN PROYEKSI KILAS BALIK**

#### **2.1. Metode Proyeksi**

Badan Pusat Statistik (BPS) telah membuat proyeksi penduduk Indonesia (2010-2035) dengan dasar hasil Sensus Penduduk 2010 (SP2010). Proyeksi ini dibuat dengan metode komponen berdasarkan asumsi tentang kecenderungan kelahiran, kematian, serta perpindahan penduduk antar provinsi yang paling mungkin terjadi selama periode 25 tahun yang akan datang. Tahapan yang dilakukan adalah menghitung proyeksi penduduk Indonesia, kemudian menghitung proyeksi penduduk per provinsi. Selanjutnya melakukan iterasi dengan penduduk Indonesia sebagai patokan sehingga penjumlahan proyeksi penduduk per provinsi hasilnya sama dengan proyeksi penduduk Indonesia. Hasil proyeksi tersebut dibahas dalam tim teknis yang dibentuk oleh BPS, dan hasil pembahasan tersebut didiskusikan lebih lanjut dalam rapat tim yang terdiri dari para pejabat dari Bappenas, Badan Kependudukan dan Keluarga Berencana Nasional (BKKBN), Kementerian Kesehatan, BPS, para akademisi dan instansi-instansi lain yang terkait. Dalam rapat tersebut selain dilakukan diskusi-diskusi teknis tentang bagaimana menyusun proyeksi penduduk, juga diputuskan bahwa ada suatu acuan mengenai proyeksi penduduk yang digunakan secara resmi dalam Rencana Pembangunan Jangka Panjang (RPJP). Proyeksi ini yang akan digunakan oleh semua instansi pemerintah dalam menyusun perencanaannya masing-masing.

Hasil proyeksi sangat ditentukan oleh asumsi yang digunakan. Oleh karena itu, menentukan asumsi merupakan kunci perhitungan proyeksi penduduk. Biasanya asumsi mengenai kecenderungan tingkat kelahiran, tingkat kematian, serta perpindahan penduduk ditentukan oleh tren yang terjadi di masa lalu dengan memperhatikan berbagai faktor yang mempengaruhi ketiga komponen tersebut. Tetapi informasi ini belum cukup, karena harus dilengkapi dengan pandangan para pakar tentang kependudukan di masa datang dan para pengambil keputusan yang berwawasan luas tentang program kependudukan di masa datang. Masukan dari pertemuan tersebut menjadi pegangan tim teknis BPS dalam membentuk asumsi yang dipakai dalam perhitungan proyeksi. Perhitungan proyeksi penduduk ini dilakukan dengan menggunakan program *Rural Urban Projection* (RUP).

## **2.2. Sumber Data**

Berbagai sumber data digunakan untuk melihat gambaran tentang pola kelahiran, kematian, dan perpindahan di Indonesia. Untuk keperluan proyeksi ini, sumber data yang digunakan adalah SP71, SP80, SP90, SP2000, dan SP2010, SUPAS85, SUPAS95, dan SUPAS2005, SDKI91, SDKI94, SDKI97, SDKI2002/2003, SDKI2007, dan SDKI2012. Hal ini dilakukan dengan pertimbangan untuk mengetahui pola secara lebih tepat serta dapat menentukan angka kelahiran dan kematian yang dipakai pada tahun tertentu. Dengan demikian data yang akan dijabarkan dari masa lalu hingga perkiraan di masa yang akan datang tidak mengandung penyimpangan.

Sumber data untuk migrasi internal juga diperoleh dari hasil SP dan SUPAS, namun demikian karena pola dan arah migrasi internal sangat dinamis maka pola yang dipakai hanya pada periode terakhirnya.

## **2.3. Evaluasi Data Dasar**

### **2.3.1. Evaluasi Data Umur dan Jenis Kelamin**

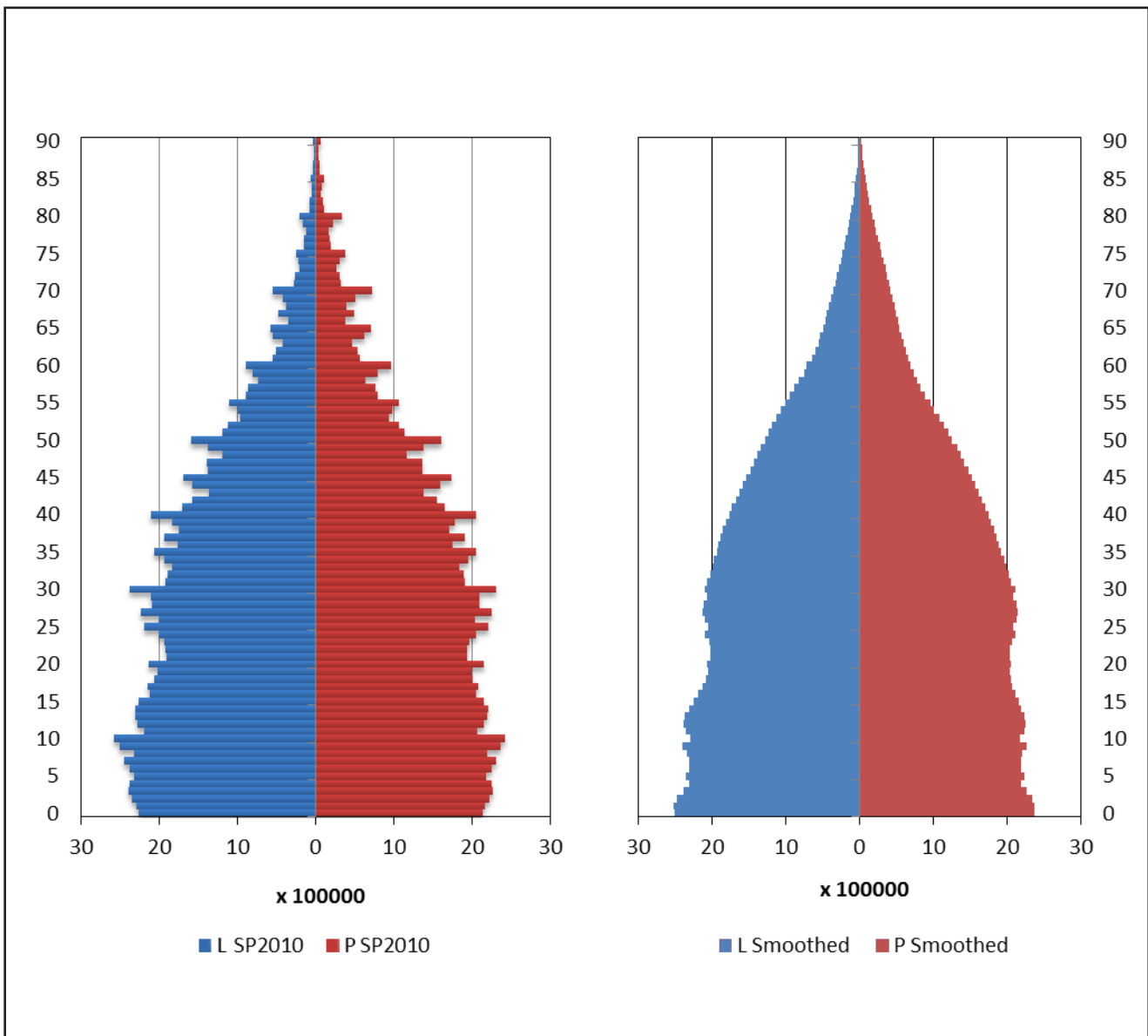
Data yang diperoleh dari hasil sensus dan survei biasanya masih mengandung kesalahan, walaupun telah diusahakan agar kesalahan tersebut tidak terjadi atau sekecil mungkin. Kesalahan yang paling sering ditemukan adalah kurang tepatnya pelaporan umur atau tidak melaporkan umur dengan benar. Hal ini disebabkan penduduk tersebut tidak mengetahui tanggal kelahirannya atau umurnya, sehingga pelaporan umurnya hanya berdasarkan perkiraan sendiri atau perkiraan pencacah. Ada pula penduduk yang sengaja menyembunyikan umur sebenarnya karena alasan-alasan tertentu cenderung melaporkan umurnya menjadi lebih tua atau lebih muda.

Salah satu data dasar yang dibutuhkan untuk membuat proyeksi penduduk dengan metode komponen adalah jumlah penduduk yang dirinci menurut umur dan jenis kelamin. Oleh karena itu untuk keperluan proyeksi ini, data dasar yang mengandung kesalahan-kesalahan tersebut perlu dievaluasi secara cermat, kemudian dilakukan perapihan dengan tujuan untuk menghapus atau memperkecil berbagai kesalahan yang ditemukan. Mengingat pentingnya data mengenai umur, maka dalam memperoleh keterangan umur yang lebih baik, pada sensus atau survei tentang kependudukan yang lalu, telah ditempuh berbagai cara. Bagi responden yang tahu tanggal lahirnya dalam kalender Masehi, umur responden bisa langsung dihitung, sedangkan bagi responden yang tahu tanggal kelahirannya dalam kalender Islam, Jawa dan Sunda, umur responden dihitung dengan menggunakan tabel konversi kalender yang disediakan dalam buku pedoman pencacahan. Terakhir, untuk responden yang tidak tahu tanggal kelahirannya, tetap diupayakan memperoleh

keterangan tentang umur dengan menghubungkan kejadian penting setempat atau nasional, atau membandingkan dengan umur orang/tokoh setempat yang diketahui waktu kelahirannya.

Walaupun berbagai usaha untuk memperoleh keterangan tentang umur sudah dilakukan namun data penduduk menurut umur dalam SP2010 masih tidak terlepas dari kesalahan dalam pelaporan. Kesalahan yang terjadi antara lain karena adanya kebiasaan penduduk, terutama yang tidak tahu tanggal lahirnya, melaporkan umurnya pada tahun-tahun yang berakhiran 0 dan 5. Masalah ini jelas terlihat dalam piramida penduduk Indonesia hasil SP2010, penduduk yang umurnya berakhiran 0 dan 5 agak menonjol jika dibandingkan dengan umur sekitarnya (Gambar 2.1).

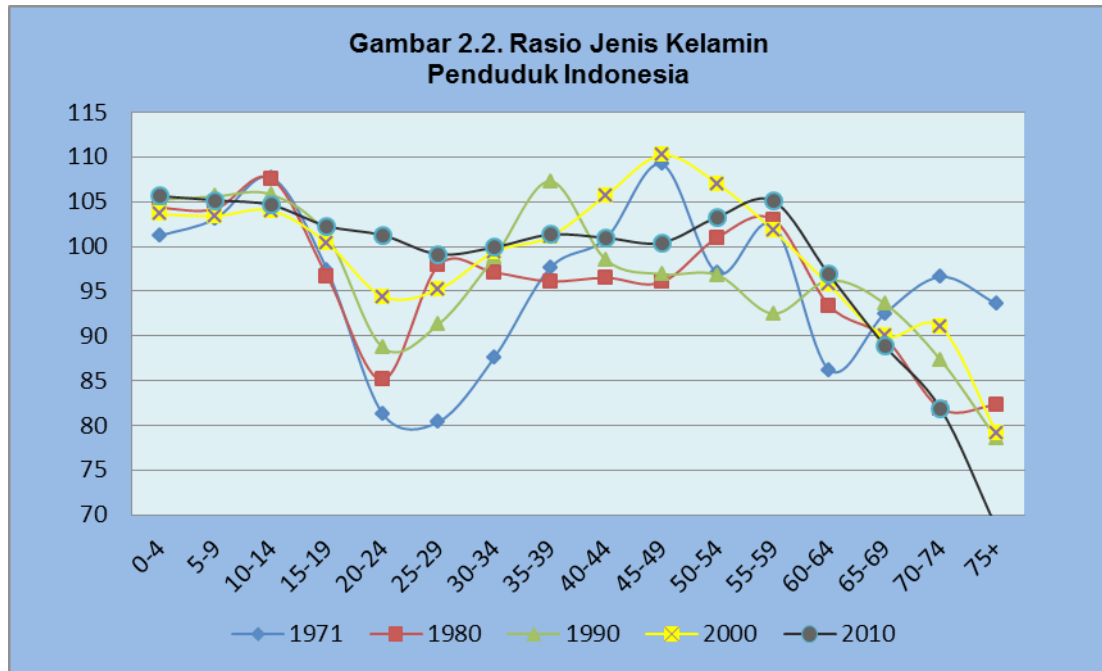
Gambar 2.1. Piramida Penduduk Indonesia Tahun 2010



Kesalahan pelaporan umur juga dapat dilihat pada data Rasio Jenis Kelamin (RJK) menurut umur hasil SP2010. Kalau pelaporan umur baik, RJK pada suatu umur tertentu tidak berbeda besar dengan umur yang disekitarnya. Pada usia 0-4 tahun biasanya sedikit di atas 100, setelah umur tersebut RJK turun secara teratur dan mencapai nilai di bawah 100 pada usia tua. Gambaran seperti ini tidak terlihat pada Tabel 2.1 dan Gambar 2.2, karena RJK berfluktuasi naik turun tidak menentu dan yang cukup menarik adalah RJK pada kelompok usia 25-29 tahun, 30-34 tahun sangat rendah. Ada pendapat yang menyebutkan bahwa hal ini karena mobilitas laki-laki pada usia tersebut sangat besar, sehingga banyak yang lewat cacah pada waktu pencacahan.

Tabel 2.1. Rasio Jenis Kelamin menurut Kelompok Umur, 1971-2010

Kelompok Umur	Tahun				
	1971	1980	1990	2000	2010
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
0-4	101,2	104,3	105,2	103,6	105,6
5-9	103,1	104,2	105,6	103,4	105,2
10-14	107,7	107,6	105,8	104,0	104,6
15-19	97,4	96,7	101,2	100,4	102,3
20-24	81,3	85,1	88,7	94,4	101,3
25-29	80,4	97,9	91,3	95,2	99,1
30-34	87,6	97,1	98,8	99,4	99,9
35-39	97,6	96,1	107,3	101,1	101,3
40-44	100,9	96,5	98,5	105,7	101,0
45-49	109,2	96,0	96,9	110,2	100,4
50-54	97,0	101,0	96,8	107,0	103,3
55-59	102,4	103,0	92,5	101,8	105,1
60-64	86,2	93,4	96,2	95,7	96,9
65-69	92,5	89,8	93,6	90,0	88,9
70-74	96,6	81,9	87,3	91,0	81,9
75+	93,6	82,3	78,5	79,2	68,6
Jumlah	97,2	98,8	99,4	100,5	101,0



### 2.3.2. Perapihan Umur

Perapihan umur perlu dilakukan dengan tujuan untuk memperkecil kesalahan yang ada dalam data. Jika perapihan umur tidak dilakukan maka kesalahan-kesalahan itu akan terbawa ke dalam perhitungan proyeksi, sehingga akan mempengaruhi jumlah dan struktur umur penduduk dalam periode proyeksi tersebut. Dalam melakukan perapihan umur kesulitan yang dihadapi adalah tidak diketahui secara pasti letak kesalahan-kesalahan yang ada, sehingga sulit menentukan umur-umur mana yang sudah pasti salah dan mana yang benar, sehingga perapihan dilakukan untuk semua kelompok umur.

Perapihan data dasar penduduk menurut umur dan jenis kelamin dilakukan dalam tiga tahapan yang berbeda. Pertama, merapihkan data penduduk umur 10-69 tahun. Kedua, merapihkan data penduduk umur 70 tahun ke atas, tahap terakhir adalah merapihkan data penduduk umur 0-9 tahun. Masing-masing tahap perapihan data dasar dilakukan dengan metode yang berbeda.

Tahap pertama, menggunakan metode dari Perserikatan Bangsa-Bangsa (UN, 1956). Secara umum formula yang digunakan adalah sebagai berikut:

$${}_5P_x^* = 1/16 (- {}_5P_{x-10} + 4 {}_5P_{x-5} + 10 {}_5P_x + 4 {}_5P_{x+5} - {}_5P_{x+10})$$

- ${}_5P_x^*$  = Jumlah penduduk yang telah dirapihkan menurut kelompok umur 5 tahunan  
 ${}_5P_x$  = Jumlah penduduk dari data dasar menurut kelompok umur 5 tahunan

Tahap kedua adalah perapihan penduduk yang berusia 70 tahun ke atas, menggunakan distribusi umur penduduk 70 tahun ke atas dari suatu negara yang penduduknya sudah stabil. Kelompok penduduk ini tidak besar pengaruhnya terhadap hasil proyeksi karena jumlahnya relatif kecil dan dalam waktu relatif singkat akan berkurang menjadi nol.

Tahap terakhir adalah merapihkan penduduk yang berumur 0-4 dan 5-9 tahun. Jumlah penduduk kelompok ini, terutama yang berumur 0 dan 1 tahun, jauh lebih kecil daripada yang diharapkan dan diduga terjadi karena lewat cacah. Untuk merapihkannya diperlukan data angka kelahiran total (*Total Fertility Rate/TFR*) masa lampau yang menggambarkan keadaan paling tidak 10 tahun sebelum pencacahan, jumlah dan susunan umur wanita usia subur, serta tingkat kematian dalam kurun waktu yang sama.

## 2.4. Penentuan Asumsi

Asumsi tingkat kelahiran, tingkat kematian, dan perpindahan penduduk adalah kunci perhitungan proyeksi penduduk. Asumsi ini merupakan komponen laju pertumbuhan penduduk yang kecenderungannya biasanya mengikuti kejadian di masa lalu dengan memperhatikan berbagai faktor yang mempengaruhi ketiga komponen itu. Namun begitu, informasi ini harus dilengkapi dengan kecenderungan yang mungkin terjadi di masa yang akan datang akibat pelaksanaan kebijakan pembangunan pada sektor yang terkait dengan masalah kependudukan. Hal ini diwakili oleh pandangan dan kesepakatan para pakar, para penyusun kebijakan dan para pengambil keputusan. Masukan tersebut di atas menjadi pegangan tim teknis BPS dalam mengolah asumsi proyeksi dan menyusun skenario proyeksi.

**Proyeksi Penduduk Indonesia 2010-2035 disusun dengan asumsi sebagai berikut:**

#### **2.4.1. Asumsi Fertilitas**

Asumsi fertilitas dibuat berdasarkan tren tingkat fertilitas di masa lalu dan kebijakan pemerintah yang berhubungan dengan tingkat fertilitas. Data yang digunakan untuk memperkirakan tingkat fertilitas adalah data SDKI91, SDKI94, SDKI97, SDKI2002/2003, SDKI2007, dan SDKI2012. Selain menggunakan data kecenderungan tingkat fertilitas masa lalu, juga digunakan informasi mengenai target pencapaian tingkat fertilitas di masa yang akan datang. Target TFR diperoleh dari BKKBN selaku lembaga yang berwenang menentukan kebijakan pengendalian penduduk.

Asumsi TFR Indonesia menurun sesuai dengan tren di masa lampau, dan diproyeksikan akan mencapai *Net Reproduction Rate* (NRR)=1 atau setara TFR=2,1 pada 2025 dengan menggunakan rumus fungsi logistik:

$$Y = L + \frac{k}{1 + be^{at}}$$

dimana:

- Y = Perkiraan TFR
- L = Konstanta asymtot bawah
- k = Konstanta asyptot atas
- a dan b = Koefisien kurva logistik
- t = Waktu sebagai variabel bebas
- e = Konstanta eksponensial

TFR di setiap provinsi diasumsikan menurun dengan kecepatan yang berbeda sesuai dengan tren di masa lampau masing-masing provinsi dan diproyeksikan dengan menggunakan rumus fungsi logistik seperti proyeksi TFR Indonesia. Selain menggunakan kecenderungan tingkat fertilitas di masa lampau, juga digunakan target pencapaian tingkat fertilitas di masa yang akan datang yang didapat dari BKKBN. Seperti halnya pada tingkat nasional, apabila provinsi telah mencapai situasi NRR=1 atau setara TFR=2,1, maka kecenderungan TFR akan ditahan/dipagu pada angka 2,1 tersebut. Untuk provinsi-provinsi yang telah mencapai NRR=1 atau setara TFR=2,1 dan bahkan telah berada di bawah nilai "*replacement level*" tersebut, TFR akan dibuat konstan atau tidak dilanjutkan penurunannya sampai level fertilitas paling rendah 1,2 anak per wanita sebagaimana pengalaman level fertilitas pada negara maju.



### 2.4.2. Asumsi Mortalitas

Data yang digunakan untuk memperkirakan tingkat mortalitas yaitu data SDKI91, SDKI94, SDKI97, SDKI2002/2003, SDKI2007, dan SDKI2012. Asumsi tingkat mortalitas dibuat berdasarkan tren tingkat mortalitas di masa lalu dan kebijakan pemerintah terkait dengan tingkat kematian bayi (*Infant Mortality Rate/IMR*). Estimasi mortalitas menggunakan data SDKI, sedangkan pola penurunan dari SP dan SUPAS juga digunakan untuk memperkuat argumentasi tren tersebut.

Pada proyeksi ini, estimasi mortalitas menggunakan pola SDKI yaitu IMR pada tahun 2010 sebesar 30. Tingkat kematian bayi Indonesia menurun sesuai dengan tren di masa lampau dan diproyeksikan dengan menggunakan rumus fungsi logistik.

$$Y = L + \frac{k}{1 + be^{at}}$$

dimana:

- Y = Perkiraan IMR
- L = Konstanta asymtot bawah
- k = Konstanta asymtot atas
- a dan b = Koefisien kurva logistik
- t = Waktu sebagai variabel bebas
- e = Konstanta eksponensial

IMR di setiap provinsi menurun dengan kecepatan yang berbeda sesuai dengan tren SDKI di masa lampau masing-masing provinsi dan diproyeksikan dengan menggunakan rumus fungsi logistik seperti proyeksi IMR Indonesia.

### 2.4.3. Asumsi Migrasi

Komponen ketiga yang juga mempengaruhi besaran penduduk adalah migrasi, ada dua jenis migrasi; pertama, migrasi internasional yaitu perpindahan penduduk yang melintasi batas negara dan kedua, migrasi internal yaitu perpindahan penduduk yang melintasi batas provinsi. Pola, arah, dan besaran migrasi sangat dinamis sehingga dalam menentukan rate migrasi saat ini dan masa yang akan datang perlu kehati-hatian. Terdapat dua pendekatan untuk menghitung migrasi internasional; pertama, metode langsung dengan menggunakan data sekunder yang dikumpulkan oleh Kementerian Tenaga Kerja dan Transmigrasi, dan Dirjen Imigrasi Kementerian Hukum dan Hak Asasi Manusia; kedua, metode tidak langsung yaitu *reverse survival ratio* yang bersumber

dari dua data sensus penduduk. Sementara untuk menghitung migrasi internal atau antar provinsi menggunakan data SP2010.

#### **2.4.3.1. Migrasi Internasional**

Kendala keterbatasan sumber data untuk menghitung migrasi internasional menyebabkan tidak diketahuinya secara pasti berapa besarnya migrasi internasional. Pendekatan pertama untuk memperoleh angka migrasi internasional neto menghasilkan nilai negatif yaitu -1,1 dan pendekatan kedua menunjukkan angka migrasi internasional neto sebesar -0,1. Angka ini memperlihatkan penduduk Indonesia yang keluar lebih banyak daripada penduduk yang masuk di wilayah teritorial Indonesia. Namun, rendahnya kualitas data migrasi internasional, tidak diketahuinya secara pasti tentang pola dan arah migrasi internasional, dan sangat dinamisnya perubahan dunia menjadi penentu bagi para pakar untuk menyepakati bahwa migrasi internasional dapat diabaikan dalam pengaruhnya terhadap proyeksi penduduk saat ini.

Kehati-hatian dalam menentukan asumsi migrasi internasional dipandang sebagai hal yang wajar dimana tren migrasi sewaktu-waktu dapat berubah dengan cepat. Perubahan politik dan ekonomi pada negara asal dan penerima sangat mempengaruhi arus migrasi, sehingga sulit memperkirakan bahwa keadaan akan selalu konstan (tidak berfluktuasi) selama masa tahun proyeksi berlangsung. Krisis politik, ekonomi, dan iklim yang sedang terjadi pada negara-negara penerima migran tentunya akan merubah pola yang telah berlangsung selama sepuluh tahun terakhir, hal ini mempersulit prediksi migrasi dimasa akan datang. Keadaan ini menunjukkan asumsi migrasi internasional memerlukan pertimbangan nilai yang lebih stabil.

Tabel 2.2. Proyeksi Angka Kelahiran Total (TFR) menurut Provinsi, 2010-2035

Provinsi	TFR				
	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035
	(2012)	(2017)	(2022)	(2027)	(2032)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
11 Aceh	2,787	2,624	2,465	2,319	2,186
12 Sumatera Utara	3,008	2,791	2,591	2,405	2,240
13 Sumatera Barat	2,943	2,761	2,576	2,396	2,238
14 Riau	2,863	2,726	2,596	2,468	2,350
15 Jambi	2,411	2,256	2,123	1,996	1,886
16 Sumatera Selatan	2,527	2,408	2,282	2,153	2,037
17 Bengkulu	2,398	2,299	2,203	2,108	2,017
18 Lampung	2,603	2,416	2,234	2,061	1,914
19 Kep. Bangka Belitung	2,429	2,336	2,236	2,132	2,034
21 Kepulauan Riau	2,312	2,213	2,128	2,043	1,961
31 DKI Jakarta	1,876	1,818	1,760	1,694	1,628
32 Jawa Barat	2,418	2,286	2,162	2,044	1,939
33 Jawa Tengah	2,262	2,140	2,022	1,908	1,802
34 DI Yogyakarta	1,897	1,851	1,792	1,727	1,665
35 Jawa Timur	2,012	1,946	1,879	1,805	1,733
36 Banten	2,469	2,288	2,128	1,982	1,854
51 Bali	2,076	2,010	1,933	1,851	1,774
52 N T B	2,653	2,512	2,390	2,266	2,154
53 N T T	3,614	3,497	3,363	3,213	3,066
61 Kalimantan Barat	2,662	2,501	2,355	2,219	2,095
62 Kalimantan Tengah	2,580	2,466	2,350	2,226	2,114
63 Kalimantan Selatan	2,670	2,494	2,326	2,158	2,012
64 Kalimantan Timur	2,635	2,488	2,349	2,208	2,081
71 Sulawesi Utara	2,389	2,249	2,124	2,005	1,903
72 Sulawesi Tengah	2,780	2,655	2,542	2,421	2,300
73 Sulawesi Selatan	2,540	2,414	2,289	2,162	2,043
74 Sulawesi Tenggara	3,141	2,993	2,829	2,647	2,475
75 Gorontalo	2,488	2,413	2,324	2,217	2,109
76 Sulawesi Barat	3,025	2,964	2,873	2,756	2,638
81 Maluku	3,337	3,205	3,064	2,908	2,764
82 Maluku Utara	3,138	3,006	2,862	2,709	2,571
91 Papua Barat	2,903	2,794	2,686	2,568	2,454
94 Papua	2,663	2,556	2,461	2,359	2,263
<b>Indonesia</b>	<b>2,442</b>	<b>2,326</b>	<b>2,212</b>	<b>2,096</b>	<b>1,990</b>

Tabel 2.3. Proyeksi Angka Kematian Bayi (IMR) menurut Provinsi, 2010-2035

Provinsi	IMR				
	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035
	(2012)	(2017)	(2022)	(2027)	(2032)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
11 Aceh	28	27	26	26	26
12 Sumatera Utara	34	31	28	26	25
13 Sumatera Barat	33	30	27	26	25
14 Riau	24	22	21	20	19
15 Jambi	26	23	22	22	21
16 Sumatera Selatan	31	28	26	24	23
17 Bengkulu	33	30	28	27	26
18 Lampung	28	25	23	22	22
19 Kep. Bangka Belitung	28	25	23	22	21
21 Kepulauan Riau	30	26	24	23	22
31 DKI Jakarta	20	17	16	15	14
32 Jawa Barat	21	18	16	15	15
33 Jawa Tengah	25	22	20	18	18
34 DI Yogyakarta	13	12	12	11	11
35 Jawa Timur	26	23	22	21	20
36 Banten	30	27	26	25	25
51 Bali	23	21	19	18	17
52 N T B	48	42	38	36	34
53 N T T	43	40	37	34	33
61 Kalimantan Barat	28	25	24	23	22
62 Kalimantan Tengah	36	35	33	33	32
63 Kalimantan Selatan	37	33	30	28	27
64 Kalimantan Timur	17	14	13	12	12
71 Sulawesi Utara	24	22	21	20	19
72 Sulawesi Tengah	39	34	31	29	28
73 Sulawesi Selatan	29	26	24	23	22
74 Sulawesi Tenggara	27	24	23	23	22
75 Gorontalo	39	36	33	31	30
76 Sulawesi Barat	55	49	44	41	39
81 Maluku	47	44	41	39	37
82 Maluku Utara	38	35	32	31	29
91 Papua Barat	48	44	41	39	37
94 Papua	49	45	42	39	37
<b>Indonesia</b>	<b>28</b>	<b>25</b>	<b>23</b>	<b>22</b>	<b>21</b>

### 2.4.3.2. Migrasi Antar Provinsi

Pola migrasi provinsi merujuk pada pola migrasi data dasar yaitu pola migrasi risen data SP2010, pola ini memperlihatkan kejadian migrasi tahun 2005-2010 dan dihitung dengan metode *Age Specific Net Migration Rate* (ASNMR) menurut umur dan jenis kelamin.

ASNMR untuk penduduk 5 tahun ke atas baik laki-laki maupun perempuan dihitung dengan rumus:

$$ASNMR_i = \frac{MigIn_i - MigOut_i}{(5 \times P_{i \text{ mid } 2005-2010})} \times 1000$$

dimana :

$MigIn_i$  = Migrasi masuk di provinsi i

$MigOut_i$  = Migrasi keluar di provinsi i

$P_{i \text{ mid } 2005-2010}$  = Penduduk pertengahan tahun 2005-2010

Sedangkan ASNMR untuk penduduk 0-4 tahun dihitung dengan rumus :

$$ASNMR_{0-4}^P = \frac{0,25 \times net M_{15-49}^P \times 100/205}{(5 \times P_{0-4}^P)} \times 1000$$

$$ASNMR_{0-4}^L = \frac{0,25 \times net M_{15-49}^L \times 100/205}{(5 \times P_{0-4}^L)} \times 1000$$

dimana :

$net M_{15-49}^P$  = jumlah migran neto perempuan umur 15-49 tahun

$P_{0-4}^P$  = jumlah penduduk perempuan umur 0-4 tahun

$P_{0-4}^L$  = jumlah penduduk laki-laki umur 0-4 tahun

Tabel 2.4. Migrasi Neto Laki-laki menurut Kelompok Umur

Provinsi	Kelompok Umur							
	0-4	5-9	10-14	15-19	20-24	25-29	30-34	35-39
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
11 Aceh	0,00	1,75	1,96	2,16	2,37	2,57	2,45	2,24
12 Sumatera Utara	1,51	-1,92	-1,51	-4,54	-14,27	-9,62	-5,96	-3,56
13 Sumatera Barat	0,00	0,00	1,28	-2,94	-10,31	-4,10	0,48	1,89
14 Riau	0,00	1,99	1,45	6,58	14,85	14,75	10,05	6,54
15 Jambi	0,00	0,00	1,15	3,43	6,37	8,22	6,90	5,62
16 Sumatera Selatan	2,58	0,48	0,25	-1,21	-3,07	-0,12	1,02	1,03
17 Bengkulu	4,76	2,66	1,31	1,15	2,07	7,06	5,93	4,57
18 Lampung	2,22	-0,06	-0,50	-3,53	-7,42	-2,59	-0,82	-0,22
19 Kep. Bangka Belitung	7,99	5,82	4,44	8,18	14,89	17,87	13,34	11,14
21 Kepulauan Riau	13,63	0,25	3,01	13,52	35,02	17,65	14,76	8,07
31 DKI Jakarta	17,81	-19,32	-13,76	10,28	19,11	-2,71	-17,70	-19,98
32 Jawa Barat	0,00	0,00	1,26	1,37	2,67	1,54	2,27	1,91
33 Jawa Tengah	0,00	-1,04	-0,94	-4,58	-10,80	-5,62	-2,94	-1,69
34 DI Yogyakarta	12,47	3,47	5,04	13,42	20,39	-2,43	0,92	2,51
35 Jawa Timur	0,00	-0,69	-0,35	-0,77	-2,37	-1,82	-1,14	-0,76
36 Banten	8,69	2,82	2,00	5,10	11,63	10,17	8,97	6,53
51 Bali	5,84	0,50	0,11	5,24	13,46	9,97	5,26	2,84
52 N T B	1,17	0,16	0,15	-1,66	-4,87	-0,83	-0,31	0,03
53 N T T	1,29	0,27	-0,23	-3,14	-11,52	-2,93	-0,85	-0,19
61 Kalimantan Barat	1,43	0,18	-0,07	-1,01	-1,12	1,41	0,83	0,96
62 Kalimantan Tengah	0,00	0,00	4,52	7,21	17,14	19,39	16,09	13,34
63 Kalimantan Selatan	4,70	1,48	1,44	4,15	8,39	6,57	4,72	3,72
64 Kalimantan Timur	0,00	0,00	2,75	10,22	22,78	18,94	12,70	9,52
71 Sulawesi Utara	4,08	0,51	0,16	1,23	3,03	0,22	-0,37	-0,16
72 Sulawesi Tengah	0,00	1,25	1,01	0,87	2,99	5,28	3,85	3,07
73 Sulawesi Selatan	2,47	-1,97	-1,61	-2,26	-5,77	-8,05	-5,83	-3,91
74 Sulawesi Tenggara	3,78	1,67	1,29	-0,11	-0,59	5,14	4,96	4,62
75 Gorontalo	4,58	1,78	1,53	1,81	4,68	2,99	2,84	2,61
76 Sulawesi Barat	4,63	2,40	1,77	0,21	2,68	8,75	7,19	4,67
81 Maluku	2,70	0,51	0,15	-1,51	-3,99	1,05	0,42	1,15
82 Maluku Utara	3,28	1,66	1,02	0,16	1,69	6,04	4,55	4,17
91 Papua Barat	0,00	4,53	3,94	7,94	17,37	17,29	13,23	10,69
94 Papua	0,00	-0,18	-0,04	1,93	8,10	7,93	3,90	1,94

Tabel 2.4. Migrasi Neto Laki-laki menurut Kelompok Umur

Lanjutan

Provinsi	Kelompok Umur							
	40-44	45-49	50-54	55-59	60-64	65-69	70-74	75+
(1)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)
11 Aceh	1,94	1,08	0,78	0,44	0,12	0,11	0,17	0,07
12 Sumatera Utara	-2,65	-1,97	-1,62	-1,51	-1,42	-1,40	-1,04	-1,03
13 Sumatera Barat	1,79	0,87	0,52	0,20	-0,06	-0,33	-0,76	-0,98
14 Riau	4,80	4,00	3,57	3,08	2,76	2,37	3,16	4,04
15 Jambi	4,53	3,34	3,01	2,28	2,39	1,75	1,64	2,25
16 Sumatera Selatan	1,21	0,73	0,38	0,04	0,13	0,15	0,02	0,25
17 Bengkulu	2,85	2,06	1,49	1,54	0,93	0,79	1,12	1,44
18 Lampung	-0,22	-0,16	-0,20	-0,20	-0,16	0,03	0,02	0,17
19 Kep. Bangka Belitung	8,62	5,53	4,45	2,48	2,07	1,40	0,96	0,57
21 Kepulauan Riau	6,80	5,73	5,62	4,52	6,01	5,53	4,87	6,11
31 DKI Jakarta	-16,05	-10,78	-8,50	-8,65	-7,84	-7,24	-6,27	-5,15
32 Jawa Barat	1,39	0,89	0,70	0,83	0,75	0,68	0,84	0,67
33 Jawa Tengah	-1,03	-1,39	-0,98	-0,57	-0,54	-0,38	-0,39	-0,46
34 DI Yogyakarta	1,92	1,33	0,94	1,98	1,48	0,42	0,19	-0,33
35 Jawa Timur	-0,52	-1,07	-0,73	-0,46	-0,38	-0,27	-0,28	-0,26
36 Banten	4,59	3,63	2,82	2,72	2,63	2,91	2,74	2,75
51 Bali	1,66	1,22	1,01	0,55	0,22	0,22	0,09	-0,01
52 N T B	0,09	0,11	0,13	0,01	-0,03	0,02	0,04	0,09
53 N T T	0,06	0,07	0,05	0,10	0,05	0,00	0,09	-0,05
61 Kalimantan Barat	0,73	0,35	0,33	-0,06	-0,13	-0,20	-0,17	0,03
62 Kalimantan Tengah	11,03	8,68	6,07	4,16	3,13	2,34	1,68	1,55
63 Kalimantan Selatan	3,12	2,06	1,59	1,15	0,80	0,87	0,53	0,76
64 Kalimantan Timur	6,97	5,66	4,14	1,99	2,97	2,62	3,33	3,89
71 Sulawesi Utara	0,11	0,04	0,04	0,33	0,01	-0,46	-0,02	0,07
72 Sulawesi Tengah	2,65	1,88	1,59	1,32	1,37	1,26	1,02	1,37
73 Sulawesi Selatan	-2,73	-2,01	-1,61	-1,16	-1,16	-0,97	-0,77	-0,78
74 Sulawesi Tenggara	3,94	2,95	2,31	1,77	1,66	1,45	1,31	1,01
75 Gorontalo	1,96	2,03	1,40	1,22	1,20	0,75	1,04	0,48
76 Sulawesi Barat	4,16	2,95	3,41	1,85	1,04	1,23	0,99	0,53
81 Maluku	1,14	1,18	0,93	0,60	0,08	0,04	-0,14	-0,06
82 Maluku Utara	3,48	2,54	2,14	1,31	0,96	0,92	-0,05	0,82
91 Papua Barat	8,45	9,10	7,41	4,37	0,00	0,00	0,00	0,00
94 Papua	1,44	0,75	0,51	-0,26	-0,37	-0,32	0,00	0,00

Tabel 2.5. Migrasi Neto Perempuan menurut Kelompok Umur

Provinsi	Kelompok Umur							
	0-4	5-9	10-14	15-19	20-24	25-29	30-34	35-39
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
11 Aceh	0,00	1,76	2,07	2,38	2,68	2,99	2,28	1,56
12 Sumatera Utara	1,51	-1,98	-1,44	-4,51	-15,64	-8,71	-4,37	-2,49
13 Sumatera Barat	0,00	0,00	1,26	-2,34	-12,24	-4,40	0,81	1,76
14 Riau	0,00	1,90	1,30	5,59	14,39	13,35	7,61	4,67
15 Jambi	0,00	0,00	1,05	1,81	5,10	6,81	5,05	3,61
16 Sumatera Selatan	2,60	0,39	0,07	-2,81	-5,29	-0,99	0,39	0,54
17 Bengkulu	4,81	2,23	1,39	0,09	1,94	6,00	4,18	2,75
18 Lampung	2,24	0,02	-0,63	-8,44	-9,66	-2,55	-0,70	-0,60
19 Kep. Bangka Belitung	8,05	5,73	4,39	4,13	9,00	14,96	9,91	7,43
21 Kepulauan Riau	13,87	0,40	3,05	20,36	39,02	10,22	8,22	6,01
31 DKI Jakarta	17,99	-18,57	-10,83	24,99	17,06	-6,70	-17,45	-14,52
32 Jawa Barat	0,00	0,00	1,22	2,02	3,27	2,08	2,19	1,57
33 Jawa Tengah	0,00	-1,04	-1,30	-6,78	-9,09	-4,06	-2,02	-1,24
34 DI Yogyakarta	12,63	3,52	5,01	14,92	17,14	-0,65	3,92	3,40
35 Jawa Timur	0,00	-0,68	-0,31	-0,70	-1,64	-1,21	-0,72	-0,48
36 Banten	8,77	2,96	1,93	5,22	11,22	9,22	7,09	4,87
51 Bali	5,98	0,53	0,07	4,89	12,54	8,14	3,72	1,92
52 N T B	1,18	0,24	0,14	-1,51	-2,60	-0,06	0,18	0,15
53 N T T	1,29	0,27	-0,16	-4,74	-8,82	0,41	0,43	0,20
61 Kalimantan Barat	1,44	0,25	0,04	-1,91	-2,36	0,33	0,31	0,51
62 Kalimantan Tengah	0,00	0,00	3,55	2,67	9,97	13,36	11,15	9,02
63 Kalimantan Selatan	4,77	1,61	1,45	2,56	3,99	4,31	2,86	2,11
64 Kalimantan Timur	0,00	0,00	2,44	7,83	16,07	14,93	9,12	6,38
71 Sulawesi Utara	4,14	0,31	0,03	0,23	-0,30	-1,44	-0,41	-0,09
72 Sulawesi Tengah	0,00	1,35	0,81	0,00	0,81	3,66	2,64	2,01
73 Sulawesi Selatan	2,49	-1,96	-1,39	-1,34	-4,20	-6,68	-4,06	-2,59
74 Sulawesi Tenggara	3,81	1,61	1,38	-0,44	-0,66	3,87	3,38	2,55
75 Gorontalo	4,62	1,54	1,85	3,83	4,39	2,26	2,21	1,86
76 Sulawesi Barat	4,67	2,41	1,51	-0,20	1,72	8,44	5,46	3,86
81 Maluku	2,71	0,72	0,10	-3,76	-4,14	1,48	1,09	1,18
82 Maluku Utara	3,27	1,60	0,84	-2,34	0,96	5,36	3,47	3,18
91 Papua Barat	0,00	4,70	3,70	6,23	12,41	13,64	9,92	7,62
94 Papua	0,00	-0,20	-0,24	1,14	5,31	5,71	2,34	1,31



Tabel 2.5. Migrasi Neto Perempuan menurut Kelompok Umur

Lanjutan

Provinsi	Kelompok Umur							
	40-44	45-49	50-54	55-59	60-64	65-69	70-74	75+
(1)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)
11 Aceh	1,04	0,58	0,26	0,13	0,10	0,14	0,05	-0,10
12 Sumatera Utara	-1,79	-1,44	-1,43	-1,37	-1,34	-1,27	-1,15	-0,94
13 Sumatera Barat	0,84	-0,20	-0,55	-1,04	-1,59	-1,71	-1,47	-1,42
14 Riau	3,76	3,19	3,08	3,00	3,37	3,77	4,09	5,33
15 Jambi	2,83	2,19	1,75	1,49	1,50	1,99	2,17	2,56
16 Sumatera Selatan	0,30	0,12	-0,24	-0,58	-0,28	-0,17	-0,11	-0,05
17 Bengkulu	1,64	0,96	0,70	0,74	1,09	1,34	1,35	1,69
18 Lampung	-0,44	-0,47	-0,32	-0,25	-0,10	0,04	0,37	0,54
19 Kep. Bangka Belitung	4,65	3,15	2,19	1,62	0,75	1,26	0,56	0,45
21 Kepulauan Riau	7,01	6,96	9,06	11,08	10,23	9,64	10,11	7,15
31 DKI Jakarta	-9,10	-6,31	-6,25	-6,56	-6,52	-5,82	-5,09	-4,32
32 Jawa Barat	1,11	0,87	0,96	1,01	0,85	0,76	0,95	0,90
33 Jawa Tengah	-0,87	-1,22	-0,99	-0,77	-0,66	-0,55	-0,55	-0,63
34 DI Yogyakarta	2,25	1,44	1,23	1,21	0,74	0,12	0,02	-0,17
35 Jawa Timur	-0,32	-0,63	-0,51	-0,41	-0,36	-0,30	-0,27	-0,28
36 Banten	3,67	3,43	3,62	3,88	3,83	3,41	3,00	3,49
51 Bali	1,12	0,85	0,72	0,42	0,30	0,06	0,07	0,04
52 N T B	0,14	0,03	0,05	0,04	0,08	-0,02	0,10	0,03
53 N T T	0,24	0,07	0,01	-0,02	-0,08	0,00	-0,05	-0,05
61 Kalimantan Barat	0,30	0,02	-0,11	-0,35	-0,25	-0,31	-0,04	0,04
62 Kalimantan Tengah	6,98	4,51	2,98	2,40	1,72	1,91	1,50	2,31
63 Kalimantan Selatan	1,35	1,02	0,68	0,52	0,48	0,60	0,31	0,61
64 Kalimantan Timur	4,84	3,54	3,13	3,33	3,90	3,85	4,51	4,32
71 Sulawesi Utara	0,01	0,12	0,02	0,04	0,00	-0,02	0,16	0,09
72 Sulawesi Tengah	1,41	1,01	0,98	1,14	1,16	0,98	1,51	1,60
73 Sulawesi Selatan	-1,65	-1,27	-1,21	-0,91	-1,02	-0,70	-0,86	-0,80
74 Sulawesi Tenggara	1,84	1,33	1,40	0,78	1,14	1,01	0,93	0,92
75 Gorontalo	1,05	0,74	0,80	0,52	0,90	0,20	-0,10	0,07
76 Sulawesi Barat	2,58	2,47	0,96	0,71	0,86	0,89	0,73	0,21
81 Maluku	0,74	0,52	0,07	-0,22	-0,15	-0,40	-0,04	-0,17
82 Maluku Utara	1,87	1,89	1,23	0,92	0,83	0,73	0,72	0,82
91 Papua Barat	5,30	5,68	4,66	3,11	0,00	0,00	0,00	0,00
94 Papua	0,89	0,67	0,73	-0,11	0,00	0,00	0,00	0,00

## 2.5. Urbanisasi

Perhitungan proyeksi penduduk untuk daerah perkotaan dan daerah perdesaan menggunakan rumus *Urban Rural Growth Difference* (URGD), yaitu proyeksi penduduk perkotaan berdasarkan perbedaan laju pertumbuhan penduduk antara daerah perkotaan dan perdesaan. Penentuan asumsi URGD untuk provinsi dikelompokkan menjadi tiga:

- a. URGD Tinggi, untuk provinsi yang perbedaan laju pertumbuhan antara penduduk daerah perkotaan dan daerah perdesaan lebih dari 30 persen. Untuk kelompok provinsi dengan URGD tinggi diasumsikan terjadi penurunan URGD sebesar 10 persen setiap 5 tahun.
- b. URGD Sedang, untuk provinsi yang perbedaan laju pertumbuhan penduduk daerah perkotaan dan daerah perdesaan antara 20-30 persen. Untuk kelompok provinsi dengan URGD sedang diasumsikan terjadi penurunan URGD sebesar 7 persen setiap 5 tahun.
- c. URGD Rendah, untuk provinsi yang perbedaan laju pertumbuhan penduduk daerah perkotaan dan daerah perdesaan di bawah 20 persen. Untuk kelompok provinsi dengan URGD rendah diasumsikan terjadi kenaikan URGD sebesar 5 persen setiap 5 tahun.

Rumus perhitungan penduduk daerah perkotaan dengan metode URGD adalah:

$$U' = \frac{T' + dR}{T} \times U$$

dimana:

U' = Jumlah penduduk daerah perkotaan tahun t+1

U = Jumlah penduduk daerah perkotaan tahun t

R = Jumlah penduduk daerah perdesaan tahun t

d = Perbedaan laju pertumbuhan penduduk daerah perkotaan dan perdesaan

T' = Jumlah penduduk total tahun t+1

T = Jumlah penduduk total tahun t

Tabel 2.6. Perbedaan Laju Pertumbuhan Penduduk Daerah Perkotaan dan Perdesaan (URGD) per Provinsi, 2010-2035

Provinsi	Kelompok Umur				
	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
11 Aceh	0,1316	0,1382	0,1451	0,1523	0,1600
12 Sumatera Utara	0,1473	0,1547	0,1624	0,1705	0,1790
13 Sumatera Barat	0,2464	0,2292	0,2131	0,1982	0,1883
14 Riau	0,0223	0,0234	0,0246	0,0258	0,0271
15 Jambi	0,0656	0,0689	0,0723	0,0760	0,0798
16 Sumatera Selatan	0,0350	0,0367	0,0385	0,0405	0,0425
17 Bengkulu	0,0407	0,0427	0,0449	0,0471	0,0495
18 Lampung	0,1453	0,1526	0,1602	0,1682	0,1766
19 Kep. Bangka Belitung	0,1481	0,1555	0,1632	0,1714	0,1800
21 Kepulauan Riau	1,0613	0,9552	0,8597	0,7737	0,6963
31 DKI Jakarta	0,0744	0,0781	0,0821	0,0862	0,0905
32 Jawa Barat	0,3461	0,3115	0,2804	0,2607	0,2425
33 Jawa Tengah	0,1132	0,1188	0,1248	0,1310	0,1376
34 DI Yogyakarta	0,1953	0,2051	0,1907	0,2002	0,1862
35 Jawa Timur	0,1440	0,1512	0,1588	0,1667	0,1751
36 Banten	0,3512	0,3687	0,3872	0,4065	0,4269
51 Bali	0,2364	0,2198	0,2044	0,1901	0,1996
52 N T B	0,1613	0,1694	0,1778	0,1867	0,1961
53 N T T	0,1597	0,1677	0,1761	0,1849	0,1941
61 Kalimantan Barat	0,1467	0,1540	0,1617	0,1698	0,1783
62 Kalimantan Tengah	0,1607	0,1687	0,1771	0,1860	0,1953
63 Kalimantan Selatan	0,1380	0,1449	0,1521	0,1597	0,1677
64 Kalimantan Timur	0,1382	0,1451	0,1524	0,1600	0,1680
71 Sulawesi Utara	0,1950	0,2047	0,1904	0,1999	0,2099
72 Sulawesi Tengah	0,1701	0,1786	0,1876	0,1970	0,2068
73 Sulawesi Selatan	0,1810	0,1900	0,1995	0,2095	0,1948
74 Sulawesi Tenggara	0,2126	0,1978	0,2076	0,1931	0,2028
75 Gorontalo	0,2432	0,2262	0,2104	0,1956	0,2054
76 Sulawesi Barat	0,0026	0,0028	0,0030	0,0031	0,0033
81 Maluku	0,0410	0,0430	0,0452	0,0474	0,0498
82 Maluku Utara	0,0410	0,0389	0,0370	0,0351	0,0334
91 Papua Barat	0,1278	0,1341	0,1408	0,1479	0,1553
94 Papua	0,1404	0,1474	0,1547	0,1625	0,1706
<b>Indonesia</b>	<b>0,1726</b>	<b>0,1812</b>	<b>0,1903</b>	<b>0,1998</b>	<b>0,2098</b>

## 2.6. Proyeksi Kilas Balik (*Backcasting*)

Selain proyeksi ke depan, dirasa perlu juga untuk melakukan proyeksi ke belakang. Jumlah penduduk ke belakang dibutuhkan untuk mendapatkan gambaran terbaru mengenai jumlah penduduk sejak tahun 2000-2010 dengan menggunakan data jumlah penduduk yang didapatkan dari hasil SP2010 yang disesuaikan ke bulan Juni 2010. Berikut adalah tahapan langkah yang dilakukan dalam melakukan proyeksi kilas balik:

- a. Menghitung rata-rata Laju Pertumbuhan Penduduk (LPP) tahunan dengan metode geometrik dari tahun 2000-2010 untuk nasional dan provinsi berdasarkan data hasil SP2000 dan SP2010 dengan rumus:

$$r = \left( \frac{P_t}{P_0} \right)^{\frac{1}{t}} - 1$$

dimana:

- $P_t$  = Jumlah penduduk pada tahun t (2010)
- $P_0$  = Jumlah penduduk pada tahun dasar (2000)
- $r$  = Laju pertumbuhan penduduk
- $t$  = Periode waktu antara tahun dasar dan tahun t

Khusus untuk Provinsi Aceh, LPP tahunan dipisah menjadi dua bagian, yaitu LPP tahunan antara tahun 2000-2005 dan LPP tahunan antara tahun 2005-2010 (yang dihitung berdasarkan hasil SPAN2005 dan SP2010).

- b. Mengestimasi jumlah penduduk tahun 2001-2009 berdasarkan LPP yang sudah terbentuk dengan menggunakan metode geometrik, dengan rumus:

$$P_t = P_0(1 + r)^t$$

dimana:

- $P_t$  = Jumlah penduduk pada tahun t
- $P_0$  = Jumlah penduduk pada tahun dasar
- $r$  = Laju pertumbuhan penduduk
- $t$  = Periode waktu antara tahun dasar dan tahun t



## BAB III HASIL PERHITUNGAN

### 3.1. Jumlah dan Laju Pertumbuhan Penduduk

Hasil proyeksi menunjukkan bahwa jumlah penduduk Indonesia selama dua puluh lima tahun mendatang terus meningkat yaitu dari 238,5 juta pada tahun 2010 menjadi 305,6 juta pada tahun 2035 (Tabel 3.1). Walaupun demikian, pertumbuhan rata-rata per tahun penduduk Indonesia selama periode 2010-2035 menunjukkan kecenderungan terus menurun. Dalam periode 2010-2015 dan 2030-2035 laju pertumbuhan penduduk turun dari 1,38 persen menjadi 0,62 persen per tahun (Tabel 3.2). Turunnya laju pertumbuhan ini ditentukan oleh turunnya tingkat kelahiran dan kematian. Tingkat penurunan karena kelahiran lebih cepat daripada tingkat penurunan karena kematian. Angka Kelahiran Kasar (*Crude Birth Rate/CBR*) turun dari sekitar 21,0 per 1000 penduduk pada awal proyeksi menjadi 14,0 per 1000 penduduk pada akhir periode proyeksi, sedangkan Angka Kematian Kasar (*Crude Dead Rate/CDR*) naik dari 6,4 per 1000 penduduk menjadi 8,8 per 1000 penduduk dalam kurun waktu yang sama.

Salah satu ciri penduduk Indonesia adalah persebaran antar pulau dan provinsi yang tidak merata. Sejak tahun 1930, sebagian besar penduduk Indonesia tinggal di Pulau Jawa, padahal luas pulau itu kurang dari tujuh persen dari luas total wilayah daratan Indonesia. Namun, secara perlahan persentase penduduk Indonesia yang tinggal di Pulau Jawa terus menurun dari sekitar 57,4 persen pada tahun 2010 menjadi 54,7 persen pada tahun 2035. Sebaliknya persentase penduduk yang tinggal di pulau-pulau lain meningkat, seperti, Pulau Sumatera naik dari 21,3 persen menjadi 22,4 persen, Kalimantan naik dari 5,8 persen menjadi 6,6 persen pada periode yang sama. Selain pertumbuhan alami di pulau-pulau tersebut memang lebih tinggi dari pertumbuhan alami di Jawa, faktor arus perpindahan yang mulai menyebar ke pulau-pulau tersebut juga menentukan distribusi dan komposisi penduduk.

Tabel 3.1. Proyeksi Penduduk menurut Provinsi, 2010-2035 (Ribuan)

Provinsi	Tahun					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
11 Aceh	4 523,1	5 002,0	5 459,9	5 870,0	6 227,6	6 541,4
12 Sumatera Utara	13 028,7	13 937,8	14 703,5	15 311,2	15 763,7	16 073,4
13 Sumatera Barat	4 865,3	5 196,3	5 498,8	5 757,8	5 968,3	6 130,4
14 Riau	5 574,9	6 344,4	7 128,3	7 898,5	8 643,3	9 363,0
15 Jambi	3 107,6	3 402,1	3 677,9	3 926,6	4 142,3	4 322,9
16 Sumatera Selatan	7 481,6	8 052,3	8 567,9	9 000,4	9 345,2	9 610,7
17 Bengkulu	1 722,1	1 874,9	2 019,8	2 150,5	2 264,3	2 360,6
18 Lampung	7 634,0	8 117,3	8 521,2	8 824,6	9 026,2	9 136,1
19 Kep. Bangka Belitung	1 230,2	1 372,8	1 517,6	1 657,5	1 788,9	1 911,0
21 Kepulauan Riau	1 692,8	1 973,0	2 242,2	2 501,5	2 768,5	3 050,5
<b>Pulau Sumatera</b>	<b>50 860,3</b>	<b>55 272,9</b>	<b>59 337,1</b>	<b>62 898,6</b>	<b>65 938,3</b>	<b>68 500,0</b>
31 DKI Jakarta	9 640,4	10 177,9	10 645,0	11 034,0	11 310,0	11 459,6
32 Jawa Barat	43 227,1	46 709,6	49 935,7	52 785,7	55 193,8	57 137,3
33 Jawa Tengah	32 443,9	33 774,1	34 940,1	35 958,6	36 751,7	37 219,4
34 DI Yogyakarta	3 467,5	3 679,2	3 882,3	4 064,6	4 220,2	4 348,5
35 Jawa Timur	37 565,8	38 847,6	39 886,3	40 646,1	41 077,3	41 127,7
36 Banten	10 688,6	11 955,2	13 160,5	14 249,0	15 201,8	16 033,1
<b>Pulau Jawa</b>	<b>137 033,3</b>	<b>145 143,6</b>	<b>152 449,9</b>	<b>158 738,0</b>	<b>163 754,8</b>	<b>167 325,6</b>
51 Bali	3 907,4	4 152,8	4 380,8	4 586,0	4 765,4	4 912,4
52 N T B	4 516,1	4 835,6	5 125,6	5 375,6	5 583,8	5 754,2
53 N T T	4 706,2	5 120,1	5 541,4	5 970,8	6 402,2	6 829,1
<b>Bali dan Kep. Nusa Tenggara</b>	<b>13 129,7</b>	<b>14 108,5</b>	<b>15 047,8</b>	<b>15 932,4</b>	<b>16 751,4</b>	<b>17 495,7</b>
61 Kalimantan Barat	4 411,4	4 789,6	5 134,8	5 432,6	5 679,2	5 878,1
62 Kalimantan Tengah	2 220,8	2 495,0	2 769,2	3 031,0	3 273,6	3 494,5
63 Kalimantan Selatan	3 642,6	3 989,8	4 304,0	4 578,3	4 814,2	5 016,3
64 Kalimantan Timur	3 576,1	4 068,6	4 561,7	5 040,7	5 497,0	5 929,2
<b>Pulau Kalimantan</b>	<b>13 850,9</b>	<b>15 343,0</b>	<b>16 769,7</b>	<b>18 082,6</b>	<b>19 264,0</b>	<b>20 318,1</b>
71 Sulawesi Utara	2 277,7	2 412,1	2 528,8	2 624,3	2 696,1	2 743,7
72 Sulawesi Tengah	2 646,0	2 876,7	3 097,0	3 299,5	3 480,6	3 640,8
73 Sulawesi Selatan	8 060,4	8 520,3	8 928,0	9 265,5	9 521,7	9 696,0
74 Sulawesi Tenggara	2 243,6	2 499,5	2 755,6	3 003,0	3 237,7	3 458,1
75 Gorontalo	1 044,8	1 133,2	1 219,6	1 299,7	1 370,2	1 430,1
76 Sulawesi Barat	1 164,6	1 282,2	1 405,0	1 527,8	1 647,2	1 763,3
<b>Pulau Sulawesi</b>	<b>17 437,1</b>	<b>18 724,0</b>	<b>19 934,0</b>	<b>21 019,8</b>	<b>21 953,5</b>	<b>22 732,0</b>
81 Maluku	1 541,9	1 686,5	1 831,9	1 972,7	2 104,2	2 227,8
82 Maluku Utara	1 043,3	1 162,3	1 278,8	1 391,0	1 499,4	1 603,6
<b>Kep. Maluku</b>	<b>2 585,2</b>	<b>2 848,8</b>	<b>3 110,7</b>	<b>3 363,7</b>	<b>3 603,6</b>	<b>3 831,4</b>
91 Papua Barat	765,3	871,5	981,8	1 092,2	1 200,1	1 305,0
94 Papua	2 857,0	3 149,4	3 435,4	3 701,7	3 939,4	4 144,6
<b>Pulau Papua</b>	<b>3 622,3</b>	<b>4 020,9</b>	<b>4 417,2</b>	<b>4 793,9</b>	<b>5 139,5</b>	<b>5 449,6</b>
<b>Indonesia</b>	<b>238 518,8</b>	<b>255 461,7</b>	<b>271 066,4</b>	<b>284 829,0</b>	<b>296 405,1</b>	<b>305 652,4</b>

Tabel 3.2. Laju Pertumbuhan Penduduk menurut Provinsi, 2010-2035

Provinsi	Tahun				
	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
11 Aceh	2,03	1,77	1,46	1,19	0,99
12 Sumatera Utara	1,36	1,08	0,81	0,58	0,39
13 Sumatera Barat	1,33	1,14	0,92	0,72	0,54
14 Riau	2,62	2,36	2,07	1,82	1,61
15 Jambi	1,83	1,57	1,32	1,08	0,86
16 Sumatera Selatan	1,48	1,25	0,99	0,75	0,56
17 Bengkulu	1,71	1,50	1,26	1,04	0,84
18 Lampung	1,24	0,98	0,70	0,45	0,24
19 Kep. Bangka Belitung	2,22	2,03	1,78	1,54	1,33
21 Kepulauan Riau	3,11	2,59	2,21	2,05	1,96
<b>Pulau Sumatera</b>	<b>1,68</b>	<b>1,43</b>	<b>1,17</b>	<b>0,95</b>	<b>0,77</b>
31 DKI Jakarta	1,09	0,90	0,72	0,50	0,26
32 Jawa Barat	1,56	1,34	1,12	0,90	0,69
33 Jawa Tengah	0,81	0,68	0,58	0,44	0,25
34 DI Yogyakarta	1,19	1,08	0,92	0,75	0,60
35 Jawa Timur	0,67	0,53	0,38	0,21	0,02
36 Banten	2,27	1,94	1,60	1,30	1,07
<b>Pulau Jawa</b>	<b>1,16</b>	<b>0,99</b>	<b>0,81</b>	<b>0,62</b>	<b>0,43</b>
51 Bali	1,23	1,07	0,92	0,77	0,61
52 N T B	1,38	1,17	0,96	0,76	0,60
53 N T T	1,70	1,59	1,50	1,40	1,30
<b>Bali dan Kep. Nusa Tenggara</b>	<b>1,45</b>	<b>1,30</b>	<b>1,15</b>	<b>1,01</b>	<b>0,87</b>
61 Kalimantan Barat	1,66	1,40	1,13	0,89	0,69
62 Kalimantan Tengah	2,36	2,11	1,82	1,55	1,31
63 Kalimantan Selatan	1,84	1,53	1,24	1,01	0,83
64 Kalimantan Timur	2,61	2,31	2,02	1,75	1,53
<b>Pulau Kalimantan</b>	<b>2,07</b>	<b>1,79</b>	<b>1,52</b>	<b>1,27</b>	<b>1,07</b>
71 Sulawesi Utara	1,15	0,95	0,74	0,54	0,35
72 Sulawesi Tengah	1,69	1,49	1,27	1,07	0,90
73 Sulawesi Selatan	1,12	0,94	0,74	0,55	0,36
74 Sulawesi Tenggara	2,18	1,97	1,73	1,52	1,33
75 Gorontalo	1,64	1,48	1,28	1,06	0,86
76 Sulawesi Barat	1,94	1,85	1,69	1,52	1,37
<b>Pulau Sulawesi</b>	<b>1,43</b>	<b>1,26</b>	<b>1,07</b>	<b>0,87</b>	<b>0,70</b>
81 Maluku	1,81	1,67	1,49	1,30	1,15
82 Maluku Utara	2,18	1,93	1,70	1,51	1,35
<b>Kep. Maluku</b>	<b>1,96</b>	<b>1,77</b>	<b>1,58</b>	<b>1,39</b>	<b>1,23</b>
91 Papua Barat	2,63	2,41	2,15	1,90	1,69
94 Papua	1,97	1,75	1,50	1,25	1,02
<b>Pulau Papua</b>	<b>2,11</b>	<b>1,90</b>	<b>1,65</b>	<b>1,40</b>	<b>1,18</b>
<b>Indonesia</b>	<b>1,38</b>	<b>1,19</b>	<b>1,00</b>	<b>0,80</b>	<b>0,62</b>



### 3.2. Susunan Umur Penduduk

Susunan umur penduduk hasil proyeksi yang disajikan pada Tabel 3.3. sampai dengan Tabel 3.5 juga menunjukkan pola yang sama. Asumsi tentang penurunan tingkat kelahiran dan kematian Indonesia seperti diuraikan di atas sangat mempengaruhi susunan umur penduduk. Proporsi anak-anak berumur 0-14 tahun turun dari 28,6 persen pada tahun 2010 menjadi 21,5 persen pada tahun 2035 (Tabel 3.3).

Dalam kurun waktu yang sama, mereka yang dalam usia kerja, 15-64 tahun meningkat dari 66,5 persen menjadi 67,9 persen (Tabel 3.4) dan mereka yang berusia 65 tahun ke atas naik dari 5,0 persen menjadi 10,6 persen (Tabel 3.5). Perubahan susunan ini mengakibatkan beban ketergantungan (*dependency ratio*) turun dari 50,5 persen pada tahun 2010 menjadi 47,3 persen pada tahun 2035 (Tabel 3.7). Menurunnya rasio beban ketergantungan menunjukkan berkurangnya beban ekonomi bagi penduduk umur produktif (usia kerja) yang menanggung penduduk umur tidak produktif.

Susunan umur setiap provinsi juga mengalami perubahan cukup besar. Susunan umur penduduk di beberapa provinsi sedikit lebih tua dari provinsi lainnya, artinya proporsi penduduk yang berusia lanjut, 65 tahun ke atas, lebih tinggi. Lima provinsi dengan persentase penduduk 65 tahun ke atas yang paling besar pada tahun 2035 adalah Jawa Tengah yaitu sebesar 14,9 persen, Jawa Timur sebesar 14,1 persen, DI Yogyakarta 14,0 persen, Bali 12,1 persen, dan Sulawesi Utara 12,0 persen. Dengan kata lain, jumlah penduduk 65 tahun ke atas di provinsi ini telah mencapai lebih dari 10 persen (Tabel 3.5). Jadi kelima provinsi ini, pada tahun 2035 sudah bisa dikategorikan sebagai provinsi penduduk tua (*aging population*). Sebaliknya, persentase penduduk 0-14 tahun untuk kurun waktu yang sama di lima provinsi itu terendah di Indonesia, DKI Jakarta 17,7 persen, Jawa Timur 18,5 persen, DI Yogyakarta 18,6 persen, Jawa Tengah 19,2 persen, dan Bali 19,3 persen (Tabel 3.3).

Tabel 3.3. Proyeksi Proporsi Penduduk Umur 0-14 menurut Provinsi, 2010-2035 (%)

Provinsi	Tahun					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
11 Aceh	32,3	31,5	30,5	28,5	26,2	24,2
12 Sumatera Utara	32,9	32,0	30,8	28,8	26,6	24,9
13 Sumatera Barat	31,1	30,3	29,2	27,5	25,7	24,2
14 Riau	32,6	31,2	29,8	28,2	26,3	24,7
15 Jambi	30,2	28,2	26,1	24,2	22,4	20,8
16 Sumatera Selatan	29,9	28,9	27,6	25,9	23,9	22,3
17 Bengkulu	30,1	28,5	27,0	25,3	23,6	22,2
18 Lampung	29,0	28,2	27,1	25,2	22,8	21,0
19 Kep. Bangka Belitung	29,1	27,6	26,2	24,8	23,2	21,8
21 Kepulauan Riau	29,9	30,9	28,9	25,8	22,9	21,2
31 DKI Jakarta	24,2	24,8	24,7	23,2	20,2	17,7
32 Jawa Barat	28,8	27,2	25,7	24,3	22,6	21,1
33 Jawa Tengah	26,2	24,7	23,2	21,7	20,3	19,2
34 DI Yogyakarta	22,1	21,8	21,5	20,9	19,8	18,6
35 Jawa Timur	24,6	23,2	21,9	20,5	19,4	18,5
36 Banten	29,9	28,6	27,4	25,6	23,1	21,0
51 Bali	25,6	24,5	22,8	21,2	20,1	19,3
52 N T B	31,2	30,1	28,9	27,1	25,3	23,9
53 N T T	36,5	35,1	33,7	32,6	31,8	31,1
61 Kalimantan Barat	30,9	29,6	28,3	26,7	24,8	23,1
62 Kalimantan Tengah	30,6	28,6	26,7	24,9	23,1	21,5
63 Kalimantan Selatan	29,4	28,8	27,7	25,8	23,6	22,0
64 Kalimantan Timur	30,4	28,7	26,9	25,2	23,2	21,5
71 Sulawesi Utara	26,9	25,8	24,5	23,2	21,7	20,6
72 Sulawesi Tengah	30,2	29,0	28,0	26,9	25,3	23,9
73 Sulawesi Selatan	30,5	28,8	27,5	26,2	24,7	23,3
74 Sulawesi Tenggara	35,1	33,7	32,2	30,1	28,4	26,8
75 Gorontalo	30,6	28,4	27,1	26,1	24,9	23,6
76 Sulawesi Barat	33,6	31,8	30,8	29,8	28,6	27,4
81 Maluku	34,7	33,3	32,3	31,3	29,9	28,6
82 Maluku Utara	35,1	33,7	32,0	30,1	28,4	27,1
91 Papua Barat	33,1	31,2	29,4	27,8	26,3	24,8
94 Papua	33,5	30,7	28,5	26,8	25,2	23,8
<b>Indonesia</b>	<b>28,6</b>	<b>27,3</b>	<b>26,1</b>	<b>24,6</b>	<b>22,9</b>	<b>21,5</b>

Tabel 3.4. Proyeksi Proporsi Penduduk Umur 15-64 menurut Provinsi, 2010-2035 (%)

Provinsi	Tahun					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
11 Aceh	64,0	64,6	65,1	66,3	67,6	68,6
12 Sumatera Utara	63,3	64,0	64,4	65,1	65,9	66,3
13 Sumatera Barat	63,4	64,2	64,6	65,1	65,9	66,4
14 Riau	64,9	66,0	66,8	67,4	68,0	68,2
15 Jambi	66,3	67,9	69,2	69,8	70,1	70,1
16 Sumatera Selatan	66,1	66,8	67,4	67,9	68,6	68,8
17 Bengkulu	66,1	67,6	68,4	69,0	69,3	69,2
18 Lampung	66,2	66,9	67,3	67,9	68,7	68,8
19 Kep. Bangka Belitung	67,3	68,4	69,0	69,3	69,8	69,9
21 Kepulauan Riau	68,1	66,8	68,3	70,5	72,4	72,5
31 DKI Jakarta	72,8	71,5	70,4	70,3	71,4	71,7
32 Jawa Barat	66,7	67,7	68,3	68,3	68,4	68,2
33 Jawa Tengah	66,7	67,5	67,7	67,4	66,7	65,9
34 DI Yogyakarta	68,6	69,0	68,7	68,1	67,7	67,4
35 Jawa Timur	68,4	69,3	69,5	69,3	68,4	67,4
36 Banten	67,3	68,3	68,8	69,5	70,5	70,9
51 Bali	67,9	68,7	69,8	70,3	69,8	68,6
52 N T B	64,2	65,0	65,7	66,6	67,3	67,5
53 N T T	58,6	60,0	61,2	61,7	61,9	61,9
61 Kalimantan Barat	65,5	66,3	66,8	67,2	67,9	68,2
62 Kalimantan Tengah	66,5	68,4	69,8	70,7	71,3	71,5
63 Kalimantan Selatan	67,0	67,3	67,7	68,4	69,1	69,1
64 Kalimantan Timur	67,3	68,4	69,2	69,6	69,9	69,7
71 Sulawesi Utara	67,6	68,2	68,3	68,1	67,9	67,4
72 Sulawesi Tengah	65,5	66,4	66,8	66,9	67,3	67,3
73 Sulawesi Selatan	64,1	65,4	66,1	66,5	66,9	66,8
74 Sulawesi Tenggara	61,2	62,3	63,3	64,7	65,5	66,0
75 Gorontalo	65,9	67,3	67,8	67,7	67,7	67,6
76 Sulawesi Barat	62,3	64,1	65,0	65,5	66,0	66,2
81 Maluku	61,3	62,6	63,2	63,5	64,2	64,8
82 Maluku Utara	62,0	63,1	64,1	65,2	66,0	66,3
91 Papua Barat	65,1	66,7	68,0	68,8	69,3	69,6
94 Papua	65,0	67,8	69,6	70,4	70,6	70,3
<b>Indonesia</b>	<b>66,5</b>	<b>67,3</b>	<b>67,7</b>	<b>67,9</b>	<b>68,1</b>	<b>67,9</b>

Tabel 3.5. Proyeksi Proporsi Penduduk Umur 65+ menurut Provinsi, 2010-2035 (%)

Provinsi	Tahun					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
11 Aceh	3,7	3,9	4,4	5,2	6,2	7,2
12 Sumatera Utara	3,8	4,0	4,8	6,1	7,5	8,8
13 Sumatera Barat	5,5	5,5	6,2	7,4	8,4	9,4
14 Riau	2,5	2,8	3,4	4,4	5,7	7,1
15 Jambi	3,5	3,9	4,7	6,0	7,5	9,1
16 Sumatera Selatan	4,0	4,3	5,0	6,2	7,5	8,9
17 Bengkulu	3,8	3,9	4,6	5,7	7,1	8,6
18 Lampung	4,8	4,9	5,6	6,9	8,5	10,2
19 Kep. Bangka Belitung	3,6	4,0	4,8	5,9	7,0	8,3
21 Kepulauan Riau	2,0	2,3	2,8	3,7	4,7	6,3
31 DKI Jakarta	3,0	3,7	4,9	6,5	8,4	10,6
32 Jawa Barat	4,5	5,1	6,0	7,4	9,0	10,7
33 Jawa Tengah	7,1	7,8	9,1	10,9	13,0	14,9
34 DI Yogyakarta	9,3	9,2	9,8	11,0	12,5	14,0
35 Jawa Timur	7,0	7,5	8,6	10,2	12,2	14,1
36 Banten	2,8	3,1	3,8	4,9	6,4	8,1
51 Bali	6,5	6,8	7,4	8,5	10,1	12,1
52 N T B	4,6	4,9	5,4	6,3	7,4	8,6
53 N T T	4,9	4,9	5,1	5,7	6,3	7,0
61 Kalimantan Barat	3,6	4,1	4,9	6,1	7,3	8,7
62 Kalimantan Tengah	2,9	3,0	3,5	4,4	5,6	7,0
63 Kalimantan Selatan	3,6	3,9	4,6	5,8	7,3	8,9
64 Kalimantan Timur	2,3	2,9	3,9	5,2	6,9	8,8
71 Sulawesi Utara	5,5	6,0	7,2	8,7	10,4	12,0
72 Sulawesi Tengah	4,3	4,6	5,2	6,2	7,4	8,8
73 Sulawesi Selatan	5,4	5,8	6,4	7,3	8,4	9,9
74 Sulawesi Tenggara	3,7	4,0	4,5	5,2	6,1	7,2
75 Gorontalo	3,5	4,3	5,1	6,2	7,4	8,8
76 Sulawesi Barat	4,1	4,1	4,2	4,7	5,4	6,4
81 Maluku	4,0	4,1	4,5	5,2	5,9	6,6
82 Maluku Utara	2,9	3,2	3,9	4,7	5,6	6,6
91 Papua Barat	1,8	2,1	2,6	3,4	4,4	5,6
94 Papua	1,5	1,5	1,9	2,8	4,2	5,9
<b>Indonesia</b>	<b>5,0</b>	<b>5,4</b>	<b>6,2</b>	<b>7,5</b>	<b>9,0</b>	<b>10,6</b>

Tabel 3.6. Proyeksi Proporsi Penduduk Umur 60+ menurut Provinsi,  
2010-2035 (%)

Provinsi	Tahun					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
11 Aceh	5,71	6,26	7,22	8,43	9,82	11,33
12 Sumatera Utara	5,89	6,78	8,29	9,98	11,66	13,22
13 Sumatera Barat	8,11	8,77	10,08	11,40	12,65	13,94
14 Riau	4,04	4,82	6,05	7,60	9,41	11,39
15 Jambi	5,48	6,47	8,02	9,85	11,85	14,09
16 Sumatera Selatan	6,20	6,98	8,35	10,03	11,82	13,72
17 Bengkulu	5,81	6,46	7,84	9,58	11,41	13,35
18 Lampung	7,18	7,85	9,27	11,18	13,30	15,58
19 Kep. Bangka Belitung	5,84	6,76	8,07	9,50	11,20	13,05
21 Kepulauan Riau	3,36	3,99	5,00	6,40	8,41	11,20
31 DKI Jakarta	5,13	6,48	8,40	10,76	13,46	16,39
32 Jawa Barat	7,00	8,08	9,67	11,60	13,77	16,02
33 Jawa Tengah	10,32	11,79	13,94	16,37	18,66	20,58
34 DI Yogyakarta	12,88	13,38	14,67	16,39	18,15	19,51
35 Jawa Timur	10,35	11,54	13,48	15,81	18,18	20,21
36 Banten	4,55	5,32	6,67	8,49	10,67	13,02
51 Bali	9,67	10,30	11,50	13,38	15,86	18,07
52 N T B	7,12	7,66	8,71	10,01	11,50	13,16
53 N T T	7,36	7,53	8,13	8,96	9,78	10,48
61 Kalimantan Barat	5,84	6,80	8,16	9,77	11,50	13,31
62 Kalimantan Tengah	4,64	5,20	6,30	7,81	9,69	11,91
63 Kalimantan Selatan	5,75	6,50	7,89	9,72	11,83	14,00
64 Kalimantan Timur	4,00	5,17	6,82	8,87	11,23	13,65
71 Sulawesi Utara	8,42	9,73	11,55	13,55	15,70	17,50
72 Sulawesi Tengah	6,61	7,29	8,42	9,90	11,70	13,66
73 Sulawesi Selatan	8,22	8,83	9,83	11,23	12,97	14,76
74 Sulawesi Tenggara	5,75	6,30	7,18	8,30	9,72	11,27
75 Gorontalo	5,93	7,05	8,37	9,90	11,69	13,57
76 Sulawesi Barat	6,23	6,33	6,80	7,61	8,93	10,64
81 Maluku	6,15	6,59	7,39	8,32	9,26	10,23
82 Maluku Utara	4,75	5,53	6,58	7,71	8,99	10,48
91 Papua Barat	3,24	3,96	5,00	6,34	7,87	9,50
94 Papua	2,42	2,85	3,95	5,77	8,12	10,67
<b>Indonesia</b>	<b>7,56</b>	<b>8,49</b>	<b>9,99</b>	<b>11,83</b>	<b>13,82</b>	<b>15,77</b>

Tabel 3.7. *Dependency Ratio* menurut Provinsi, 2010-2035

Provinsi	Tahun					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
11 Aceh	56,3	54,8	53,6	50,8	47,9	45,8
12 Sumatera Utara	58,0	56,3	55,3	53,6	51,7	50,8
13 Sumatera Barat	57,7	55,8	54,8	53,6	51,7	50,6
14 Riau	54,1	51,5	49,7	48,4	47,1	46,6
15 Jambi	50,8	47,3	44,5	43,3	42,7	42,7
16 Sumatera Selatan	51,3	49,7	48,4	47,3	45,8	45,3
17 Bengkulu	51,3	47,9	46,2	44,9	44,3	44,5
18 Lampung	51,1	49,5	48,6	47,3	45,6	45,3
19 Kep. Bangka Belitung	48,6	46,2	44,9	44,3	43,3	43,1
21 Kepulauan Riau	46,8	49,7	46,4	41,8	38,1	37,9
31 DKI Jakarta	37,4	39,9	42,0	42,2	40,1	39,5
32 Jawa Barat	49,9	47,7	46,4	46,4	46,2	46,6
33 Jawa Tengah	49,9	48,1	47,7	48,4	49,9	51,7
34 DI Yogyakarta	45,8	44,9	45,6	46,8	47,7	48,4
35 Jawa Timur	46,2	44,3	43,9	44,3	46,2	48,4
36 Banten	48,6	46,4	45,3	43,9	41,8	41,0
51 Bali	47,3	45,6	43,3	42,2	43,3	45,8
52 N T B	55,8	53,8	52,2	50,2	48,6	48,1
53 N T T	70,6	66,7	63,4	62,1	61,6	61,6
61 Kalimantan Barat	52,7	50,8	49,7	48,8	47,3	46,6
62 Kalimantan Tengah	50,4	46,2	43,3	41,4	40,3	39,9
63 Kalimantan Selatan	49,3	48,6	47,7	46,2	44,7	44,7
64 Kalimantan Timur	48,6	46,2	44,5	43,7	43,1	43,5
71 Sulawesi Utara	47,9	46,6	46,4	46,8	47,3	48,4
72 Sulawesi Tengah	52,7	50,6	49,7	49,5	48,6	48,6
73 Sulawesi Selatan	56,0	52,9	51,3	50,4	49,5	49,7
74 Sulawesi Tenggara	63,4	60,5	58,0	54,6	52,7	51,5
75 Gorontalo	51,7	48,6	47,5	47,7	47,7	47,9
76 Sulawesi Barat	60,5	56,0	53,8	52,7	51,5	51,1
81 Maluku	63,1	59,7	58,2	57,5	55,8	54,3
82 Maluku Utara	61,3	58,5	56,0	53,4	51,5	50,8
91 Papua Barat	53,6	49,9	47,1	45,3	44,3	43,7
94 Papua	53,8	47,5	43,7	42,0	41,6	42,2
<b>Indonesia</b>	<b>50,5</b>	<b>48,6</b>	<b>47,7</b>	<b>47,2</b>	<b>46,9</b>	<b>47,3</b>

### 3.3. *Net Reproduction Rate (NRR)*

NRR merupakan salah satu hasil (*output*) proyeksi penduduk yang sering diinterpretasikan sebagai banyaknya anak perempuan yang dilahirkan oleh setiap perempuan dalam masa reproduksinya. Sering ditanyakan, kapankah Indonesia akan mencapai  $NRR=1$ , tingkat *replacement level*, yaitu saat dimana satu ibu diganti secara tepat oleh satu bayi perempuan. Dengan asumsi penurunan fertilitas dan mortalitas serta perolehan susunan umur seperti telah diuraikan di atas, Indonesia akan mencapai  $NRR=1$  pada sekitar tahun 2022. Pada saat itu bukan berarti laju pertumbuhan penduduk sama dengan nol, atau penduduk tanpa pertumbuhan, tetapi penduduk akan tetap bertambah dengan laju pertumbuhan yang relatif stabil. Beberapa provinsi sudah mencapai tingkat itu jauh sebelum tahun 2017, misalnya DKI Jakarta, DI Yogyakarta, Jawa Timur, dan Bali. Pada akhir periode proyeksi sebagian besar provinsi telah mencapai *replacement level*. Pada Tabel 3.8 disajikan NRR Indonesia dan juga NRR setiap provinsi.

### 3.4. *Angka Harapan Hidup*

Rata-rata Angka Harapan Hidup pada saat lahir ( $e_0$ ) adalah hasil perhitungan proyeksi yang sering dipakai sebagai salah satu indikator kesejahteraan masyarakat. Dengan asumsi kecenderungan IMR menurun serta perubahan susunan umur penduduk seperti telah diuraikan di atas, maka harapan hidup penduduk Indonesia (laki-laki dan perempuan) naik dari 70,1 tahun pada periode 2010-2015 menjadi 72,2 tahun pada periode 2030-2035. Dalam Tabel 3.9 juga terlihat bahwa variasi harapan hidup menurut provinsi tidak terlalu besar pada awal tahun proyeksi, angka harapan hidup terendah 62,8 tahun untuk Sulawesi Barat dan tertinggi 74,3 tahun untuk DI Yogyakarta. Pada akhir periode proyeksi variasi itu menjadi berkisar antara 66,8 tahun dan 75,4 tahun untuk provinsi-provinsi yang sama seperti pada awal proyeksi.

Tabel 3.8. Proyeksi *Net Reproduction Rate* (NRR) menurut Provinsi, 2010-2035

Provinsi	Periode (Tahun Rujukan)				
	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035
	(2012)	(2017)	(2022)	(2027)	(2032)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
11 Aceh	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0
12 Sumatera Utara	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0
13 Sumatera Barat	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0
14 Riau	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1
15 Jambi	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9
16 Sumatera Selatan	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
17 Bengkulu	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9
18 Lampung	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9
19 Kep. Bangka Belitung	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0
21 Kepulauan Riau	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9
31 DKI Jakarta	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
32 Jawa Barat	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9
33 Jawa Tengah	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
34 DI Yogyakarta	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
35 Jawa Timur	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8
36 Banten	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9
51 Bali	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8
52 N T B	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
53 N T T	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4
61 Kalimantan Barat	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0
62 Kalimantan Tengah	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
63 Kalimantan Selatan	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9
64 Kalimantan Timur	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
71 Sulawesi Utara	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9
72 Sulawesi Tengah	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1
73 Sulawesi Selatan	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
74 Sulawesi Tenggara	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
75 Gorontalo	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0
76 Sulawesi Barat	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2
81 Maluku	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3
82 Maluku Utara	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
91 Papua Barat	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1
94 Papua	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
<b>Indonesia</b>	<b>1,1</b>	<b>1,1</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>0,9</b>



Tabel 3.9. Proyeksi Angka Harapan Hidup (e0) menurut Provinsi , 2010-2035

Provinsi	Periode (Tahun Rujukan)				
	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035
	(2012)	(2017)	(2022)	(2027)	(2032)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
11 Aceh	69,3	69,6	69,9	70,0	70,1
12 Sumatera Utara	67,6	68,5	69,2	69,8	70,3
13 Sumatera Barat	67,9	68,8	69,6	70,1	70,4
14 Riau	70,4	71,1	71,6	71,9	72,1
15 Jambi	70,1	70,7	71,2	71,4	71,6
16 Sumatera Selatan	68,5	69,3	70,0	70,4	70,8
17 Bengkulu	68,0	68,8	69,4	69,7	70,0
18 Lampung	69,2	70,1	70,7	71,0	71,2
19 Kep. Bangka Belitung	69,3	70,1	70,7	71,1	71,4
21 Kepulauan Riau	68,7	69,7	70,4	70,8	71,1
31 DKI Jakarta	71,6	72,4	73,0	73,5	73,9
32 Jawa Barat	71,8	72,8	73,5	73,9	74,2
33 Jawa Tengah	73,0	73,8	74,5	74,9	75,1
34 DI Yogyakarta	74,3	74,7	75,0	75,2	75,4
35 Jawa Timur	70,1	70,8	71,4	71,7	72,0
36 Banten	68,8	69,5	70,0	70,2	70,4
51 Bali	70,8	71,6	72,3	72,7	73,1
52 N T B	64,3	65,7	66,7	67,4	67,9
53 N T T	65,5	66,3	67,1	67,8	68,3
61 Kalimantan Barat	69,4	70,2	70,7	71,0	71,2
62 Kalimantan Tengah	69,2	69,7	70,0	70,2	70,4
63 Kalimantan Selatan	65,8	66,9	67,8	68,5	69,0
64 Kalimantan Timur	73,2	74,1	74,7	75,0	75,3
71 Sulawesi Utara	70,6	71,2	71,7	72,0	72,2
72 Sulawesi Tengah	66,6	67,9	68,8	69,5	69,9
73 Sulawesi Selatan	69,2	70,0	70,6	71,1	71,3
74 Sulawesi Tenggara	70,0	70,8	71,2	71,4	71,5
75 Gorontalo	66,5	67,4	68,1	68,8	69,3
76 Sulawesi Barat	62,8	64,1	65,2	66,1	66,8
81 Maluku	64,5	65,3	66,0	66,7	67,2
82 Maluku Utara	66,9	67,7	68,4	68,9	69,4
91 Papua Barat	64,7	65,4	66,1	66,7	67,2
94 Papua	64,3	65,0	65,8	66,4	66,9
<b>Indonesia</b>	<b>70,1</b>	<b>70,9</b>	<b>71,5</b>	<b>72,0</b>	<b>72,2</b>

### 3.5. Urbanisasi

Urbanisasi dipengaruhi oleh tiga faktor, yaitu pertumbuhan penduduk daerah perkotaan, migrasi dari daerah perdesaan ke daerah perkotaan, dan reklasifikasi desa perdesaan menjadi desa perkotaan. Proyeksi penduduk daerah perkotaan pada proyeksi ini tidak dilakukan dengan membuat asumsi untuk ketiga faktor tersebut, tetapi berdasarkan perbedaan laju pertumbuhan penduduk daerah perkotaan dan daerah perdesaan (*Urban Rural Growth Difference/URGD*). Namun begitu, dengan membuat asumsi URGD untuk masa yang akan datang, berarti proyeksi ini secara tidak langsung juga sudah mempertimbangkan ketiga faktor tersebut.

Tabel 3.10 menyajikan tingkat urbanisasi per provinsi dari tahun 2010 sampai dengan 2035. Pada tingkat nasional, tingkat urbanisasi diproyeksikan sudah mencapai 66,6 persen pada tahun 2035. Untuk beberapa provinsi, terutama provinsi di Jawa dan Bali, tingkat urbanisasinya sudah lebih tinggi dari Indonesia secara total. Tingkat urbanisasi di empat provinsi di Pulau Jawa pada tahun 2035 sudah di atas 80 persen, yaitu DKI Jakarta, Jawa Barat, DI Yogyakarta, dan Banten.

Tabel 3.10. Persentase Penduduk Daerah Perkotaan menurut Provinsi, 2010-2035

Provinsi	Tahun					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
11 Aceh	28,1	30,5	33,2	36,2	39,5	43,2
12 Sumatera Utara	49,2	52,6	56,3	60,1	64,1	68,1
13 Sumatera Barat	38,7	44,2	49,6	54,6	59,4	63,8
14 Riau	39,2	39,6	40,1	40,7	41,2	41,8
15 Jambi	30,7	32,0	33,3	34,8	36,5	38,2
16 Sumatera Selatan	35,8	36,5	37,3	38,2	39,1	40,1
17 Bengkulu	31,0	31,7	32,6	33,5	34,5	35,6
18 Lampung	25,7	28,3	31,3	34,6	38,3	42,4
19 Kep. Bangka Belitung	49,2	52,5	56,0	59,7	63,5	67,4
21 Kepulauan Riau	82,8	83,0	83,3	83,8	84,5	85,3
31 DKI Jakarta	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
32 Jawa Barat	65,7	72,9	78,7	83,1	86,6	89,3
33 Jawa Tengah	45,7	48,4	51,3	54,3	57,5	60,8
34 DI Yogyakarta	66,4	70,5	74,6	78,0	81,3	84,1
35 Jawa Timur	47,6	51,1	54,7	58,6	62,6	66,7
36 Banten	67,0	67,7	69,9	73,7	78,8	84,9
51 Bali	60,2	65,5	70,2	74,3	77,8	81,2
52 N T B	41,7	45,4	49,4	53,6	58,1	62,7
53 N T T	19,3	21,6	24,3	27,3	30,7	34,6
61 Kalimantan Barat	30,2	33,1	36,2	39,8	43,7	47,9
62 Kalimantan Tengah	33,5	36,6	40,2	44,1	48,3	52,9
63 Kalimantan Selatan	42,1	45,1	48,4	52,0	55,8	59,8
64 Kalimantan Timur	63,2	66,0	68,9	71,8	74,8	77,7
71 Sulawesi Utara	45,2	49,8	54,7	59,2	63,9	68,7
72 Sulawesi Tengah	24,3	27,2	30,5	34,2	38,4	43,1
73 Sulawesi Selatan	36,7	40,6	45,0	49,8	54,9	59,6
74 Sulawesi Tenggara	27,4	31,2	35,0	39,4	43,6	48,3
75 Gorontalo	34,0	39,0	44,0	48,9	53,5	58,4
76 Sulawesi Barat	22,9	22,9	23,0	23,0	23,1	23,1
81 Maluku	37,1	38,0	38,9	39,9	41,0	42,1
82 Maluku Utara	27,1	27,8	28,5	29,2	29,9	30,6
91 Papua Barat	29,9	32,3	34,9	37,8	40,9	44,4
94 Papua	26,0	28,4	31,2	34,2	37,7	41,5
<b>Indonesia</b>	<b>49,8</b>	<b>53,3</b>	<b>56,7</b>	<b>60,0</b>	<b>63,4</b>	<b>66,6</b>

Tabel 3.11. LPP dan Penduduk Indonesia Hasil Proyeksi Kilas Balik 2010-2000 (Ribuan)

Provinsi	Tahun					
	LPP 2000-2010	2010	2009	2008	2007	2006
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
11 Aceh	1,42	4.523,1	4.307,1	4.212,5	4.119,7	4.028,4
12 Sumatera Utara	1,13	13.028,7	12.897,6	12.759,0	12.620,8	12.483,0
13 Sumatera Barat	1,36	4.865,3	4.803,7	4.741,4	4.679,4	4.617,8
14 Riau	3,62	5.574,9	5.388,4	5.202,4	5.022,5	4.848,3
15 Jambi	2,59	3.107,6	3.033,9	2.958,6	2.884,8	2.812,7
16 Sumatera Selatan	1,88	7.481,6	7.353,5	7.220,8	7.090,1	6.961,0
17 Bengkulu	1,70	1.722,1	1.696,1	1.668,4	1.641,1	1.614,1
18 Lampung	1,27	7.634,0	7.549,7	7.458,3	7.367,3	7.276,8
19 Kep. Bangka Belitung	3,18	1.230,2	1.194,4	1.158,0	1.122,8	1.088,4
21 Kepulauan Riau	4,99	1.692,8	1.614,3	1.538,3	1.465,7	1.396,4
31 DKI Jakarta	1,43	9.640,4	9.512,7	9.382,7	9.253,6	9.125,5
32 Jawa Barat	1,92	43.227,1	42.445,9	41.662,6	40.893,7	40.134,0
33 Jawa Tengah	0,38	32.443,9	32.347,8	32.239,4	32.128,3	32.015,1
34 DI Yogyakarta	1,06	3.467,5	3.436,0	3.401,4	3.366,9	3.332,5
35 Jawa Timur	0,78	37.565,7	37.330,6	37.057,8	36.783,7	36.508,5
36 Banten	2,81	10.688,6	10.405,3	10.125,2	9.852,0	9.585,1
51 Bali	2,18	3.907,4	3.829,6	3.749,5	3.670,8	3.593,4
52 N T B	1,20	4.516,1	4.468,5	4.417,4	4.366,6	4.315,9
53 N T T	2,10	4.706,2	4.615,2	4.522,3	4.430,8	4.340,8
61 Kalimantan Barat	0,94	4.411,4	4.374,6	4.335,8	4.296,9	4.258,0
62 Kalimantan Tengah	1,81	2.220,8	2.183,3	2.145,4	2.108,0	2.071,0
63 Kalimantan Selatan	2,01	3.642,6	3.573,8	3.504,9	3.437,1	3.370,2
64 Kalimantan Timur	3,85	3.576,1	3.449,1	3.322,7	3.200,6	3.082,7
71 Sulawesi Utara	1,30	2.277,7	2.250,3	2.222,4	2.194,6	2.167,1
72 Sulawesi Tengah	1,97	2.646,0	2.596,8	2.547,8	2.499,5	2.451,8
73 Sulawesi Selatan	1,19	8.060,4	7.973,3	7.883,1	7.793,0	7.703,4
74 Sulawesi Tenggara	2,11	2.243,6	2.199,4	2.154,9	2.111,2	2.068,0
75 Gorontalo	2,29	1.044,8	1.023,2	1.000,7	978,6	957,0
76 Sulawesi Barat	2,71	1.164,6	1.135,6	1.106,2	1.077,3	1.049,2
81 Maluku	2,83	1.541,9	1.501,2	1.460,5	1.420,8	1.382,1
82 Maluku Utara	2,50	1.043,3	1.019,2	994,8	970,9	947,5
91 Papua Barat	3,75	765,3	738,7	712,3	686,8	662,1
94 Papua	5,43	2.857,0	2.713,9	2.575,2	2.443,5	2.318,2
<b>Indonesia</b>	<b>1,52</b>	<b>238.518,8</b>	<b>234.962,7</b>	<b>231.444,7</b>	<b>227.979,4</b>	<b>224.566,0</b>

Tabel 3.11. LPP dan Penduduk Indonesia Hasil Proyeksi Kilas Balik 2010-2000 (Ribuan)

Lanjutan

Provinsi	Tahun					
	2005	2004	2003	2002	2001	2000
(1)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
11 Aceh	4.046,4	4.023,4	4.000,1	3.976,7	3.953,0	3.929,2
12 Sumatera Utara	12.339,5	12.198,9	12.058,9	11.919,5	11.780,6	11.642,5
13 Sumatera Barat	4.554,3	4.492,2	4.430,5	4.369,4	4.308,7	4.248,5
14 Riau	4.677,4	4.513,0	4.353,9	4.200,2	4.051,5	3.907,8
15 Jambi	2.740,9	2.671,0	2.602,8	2.536,1	2.470,9	2.407,2
16 Sumatera Selatan	6.830,4	6.702,9	6.577,1	6.453,2	6.331,1	6.210,8
17 Bengkulu	1.586,6	1.559,7	1.533,2	1.507,0	1.481,0	1.455,5
18 Lampung	7.183,2	7.091,5	7.000,5	6.910,0	6.820,0	6.730,8
19 Kep. Bangka Belitung	1.054,6	1.021,8	990,0	959,1	929,1	900,0
21 Kepulauan Riau	1.329,6	1.266,1	1.205,5	1.147,8	1.092,7	1.040,2
31 DKI Jakarta	8.993,9	8.865,1	8.737,4	8.610,8	8.485,4	8.361,1
32 Jawa Barat	39.365,2	38.614,8	37.876,1	37.147,7	36.430,4	35.724,1
33 Jawa Tengah	31.883,6	31.755,9	31.625,9	31.493,7	31.359,5	31.223,3
34 DI Yogyakarta	3.296,5	3.261,2	3.225,9	3.190,9	3.155,9	3.121,0
35 Jawa Timur	36.214,3	35.925,9	35.636,9	35.347,1	35.056,8	34.766,0
36 Banten	9.320,2	9.063,4	8.812,9	8.568,7	8.330,5	8.098,3
51 Bali	3.515,6	3.439,9	3.365,4	3.292,3	3.220,5	3.150,1
52 N T B	4.263,4	4.211,8	4.160,6	4.109,7	4.059,0	4.008,6
53 N T T	4.250,1	4.161,8	4.074,9	3.989,5	3.905,6	3.823,2
61 Kalimantan Barat	4.217,0	4.176,8	4.136,6	4.096,4	4.056,4	4.016,4
62 Kalimantan Tengah	2.033,6	1.997,0	1.960,9	1.925,2	1.890,2	1.855,5
63 Kalimantan Selatan	3.302,7	3.236,9	3.172,1	3.108,4	3.045,7	2.984,0
64 Kalimantan Timur	2.967,5	2.856,9	2.750,0	2.647,0	2.547,7	2.451,9
71 Sulawesi Utara	2.138,6	2.110,7	2.082,9	2.055,3	2.028,0	2.000,9
72 Sulawesi Tengah	2.403,6	2.356,7	2.310,4	2.264,9	2.220,1	2.176,0
73 Sulawesi Selatan	7.610,3	7.519,2	7.428,4	7.338,2	7.248,5	7.159,2
74 Sulawesi Tenggara	2.024,7	1.982,4	1.940,9	1.900,0	1.859,8	1.820,4
75 Gorontalo	935,2	914,1	893,4	873,0	853,1	833,5
76 Sulawesi Barat	1.021,2	994,0	967,5	941,6	916,3	891,6
81 Maluku	1.343,5	1.306,3	1.269,9	1.234,5	1.200,0	1.166,3
82 Maluku Utara	924,0	901,3	879,1	857,3	836,0	815,1
91 Papua Barat	638,0	614,8	592,3	570,8	549,9	529,7
94 Papua	2.198,1	2.084,4	1.976,5	1.873,9	1.776,6	1.684,1
<b>Indonesia</b>	<b>221.203,7</b>	<b>217.891,8</b>	<b>214.629,4</b>	<b>211.415,9</b>	<b>208.250,5</b>	<b>205.132,5</b>

### 3.6. Proyeksi Kilas Balik (*Backcasting*)

Proyeksi kilas balik dihitung dengan menggunakan jumlah penduduk hasil SP2010 dan jumlah penduduk hasil SP2000. Dari periode tersebut didapatkan LPP Indonesia sebesar 1,52. Jumlah penduduk Indonesia tahun 2000 adalah sebesar 206,8 juta jiwa. Untuk tahun 2005 hasil proyeksi kilas balik menghasilkan jumlah penduduk Indonesia sebesar 221,2 juta jiwa. Tabel 3.11 menyajikan dengan rinci hasil proyeksi kilas balik untuk tiap provinsi dan Indonesia selama tahun 2010-2000.



## **BAB IV**

### **PENUTUP**

Proyeksi penduduk yang disajikan dalam publikasi ini dimaksudkan untuk mengisi kebutuhan data kependudukan di masa mendatang, yang utamanya untuk dasar perencanaan pembangunan nasional dan regional jangka panjang. Besarnya jumlah penduduk dan struktur umur penduduk hasil proyeksi ini sangat tergantung dari asumsi-asumsi yang digunakan, sehingga angka-angka tersebut bukan merupakan angka yang mutlak akan tercapai, tetapi lebih merupakan pedoman tentang apa yang terjadi jika asumsi-asumsi yang digunakan terpenuhi. Proyeksi penduduk yang disajikan dalam publikasi ini telah melalui proses penghitungan yang teliti, namun hasil perhitungan juga tidak luput dari kesalahan-kesalahan yang mungkin timbul, misalnya kesalahan dalam pengumpulan data, proses memperkirakan komponen perubahan penduduk, dan teknik perhitungan proyeksi yang dipakai. Dengan demikian, benar atau tidaknya asumsi dan hasil proyeksi ini baru dapat dibuktikan jika tersedia angka pembanding, misalnya angka yang akan diperoleh dari angka hasil SUPAS2015, hasil SP2020, dan sensus atau survei penduduk di masa yang akan datang.

Pada masa yang akan datang proyeksi ini akan ditinjau kembali dan disempurnakan baik dari segi asumsi maupun metode, terutama jika tersedia informasi baru yang diperkirakan dapat meningkatkan kecermatan.





## DAFTAR PUSTAKA

- Adioetomo, Sri Moertiningsih. 2005. *Bonus Demografi. Menjelaskan Hubungan Antara Pertumbuhan Penduduk Dengan Pertumbuhan Ekonomi*. Pidato Disampaikan pada Upacara Pengukuhan Jabatan Guru Besar Tetap Dalam Bidang Ekonomi Kependudukan pada Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia. Universitas Indonesia, Jakarta.
- Adioetomo, Sri Moertiningsih dan Samosir, Omas Bulan. 2010. *Dasar-dasar Demografi*. Lembaga Demografi Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia, Salemba Empat, Jakarta.
- Badan Pusat Statistik. 2000. *Penduduk Indonesia: Hasil Sensus Penduduk 2000*. Badan Pusat Statistik, Jakarta.
- . 2010. *Penduduk Indonesia Menurut Provinsi dan Kabupaten/Kota Sensus Penduduk 2010*. Badan Pusat Statistik, Jakarta.
- . 2012. *Estimasi Parameter Demografi: Tren Fertilitas, Mortalitas, dan Migrasi. Hasil Sensus Penduduk 2010*. Badan Pusat Statistik, Jakarta.
- Badan Pusat Statistik, Bappenas, UNFPA. 2005. *Proyeksi Penduduk Indonesia 2000-2025*. Badan Pusat Statistik, Jakarta.
- Badan Pusat Statistik, BKKBN, Kemenkes, and Macro International Inc.. 1992. *Survei Demografi dan Kesehatan Indonesia 1991*. Badan Pusat Statistik, Jakarta.
- . 1995. *Survei Demografi dan Kesehatan Indonesia 1994*. Badan Pusat Statistik, Jakarta.
- . 1998. *Survei Demografi dan Kesehatan Indonesia 1997*. Badan Pusat Statistik, Jakarta.
- . 2003. *Survei Demografi dan Kesehatan Indonesia 2002-2003*. Badan Pusat Statistik, Jakarta.
- . 2013. *Survei Demografi dan Kesehatan Indonesia 2012: Laporan Pendahuluan*. Badan Pusat Statistik, Jakarta.
- Brass, W. 1975. *Methods for Estimating Fertility and Mortality from Limited and Defective Data*. Carolina Population Center, University of North Carolina, Chapel Hill.
- Cho, Lee-Jay. 1973. *The Own-Children Approach to Fertility Estimation: An Elaboration, in Proceedings of The International Population Conference, Liège 1973*, International Union for the Scientific Study of Population, Liège.

- Coale, A.J. and Demeny, P. 1966. *Regional Model Life Table and Stable Populations*. Princeton University Press, Princeton, New Jersey.
- Myers, Robert. 1940. *Errors and Bias in The Reporting of Ages in The Census Data, in Transactions of The Actuarial Society of America*, Vol. 41, Part 2, pp. 411-415.
- Mantra, I.B., 2009. *Demografi Umum*. Pustaka Pelajar, Yogyakarta.
- Rowland, Donald T. 2003. *Demographic Methods and Concepts*. Oxford University Press, New York.
- Siegel, Jacob S. dan David A. Swanson. 2004. *The Methods and Materials of Demography (Second Edition)*. Elsevier Academic Press, San Diego, California.
- Skeldon, R., 1990. *Population Mobility in Developing Countries: Reinterpretation London and New York*. Belhaven Press.
- The Word Bank. 2009. *Menata Ulang Geografi Ekonomi: Laporan Pembangunan Dunia*. Penerbit Salemba Empat, Jakarta.
- Todaro, M.P., 1992. *Kajian Ekonomi Migrasi Internal di Negara Berkembang*. PPK Universitas Gajah Mada, Yogyakarta.
- United Nations. 1956. *Manual III. Methods for Population Projections by Sex and Age* (United Nations Publication, Sales No. 56.XIII.3). <http://www.un.org/en/development/desa/population/publications/manual/projection/sex-age.shtml>
- . 1970. *Manual VI. Methods of Measuring Internal Migration* (United Nations Publications, Sales No. E.70.XIII.3). <http://www.un.org/en/development/desa/population/publications/manual/migration/measuring-migration.shtml>
- . 1974. *Manual VIII. Methods for Projections of Urban and Rural Population* (United Nations publication, Sales No. E.74.XIII.3). <http://www.un.org/en/development/desa/population/publications/manual/projection/urban-rural.shtml>
- . 1989. *Projection Methods for Integrating Population Variables into Development Planning. Module One: Conceptual Issues and Methods for Preparing Demographic Projections*. ST/ESA/SER.R/90. <http://www.un.org/en/development/desa/population/publications/manual/projection/development-planning.shtml>
- . 2003. *Long Range Population Projections*. (United Nations Publication). [http://www.un.org/esa/population/publications/longrange/long-range\\_working-paper\\_final.pdf](http://www.un.org/esa/population/publications/longrange/long-range_working-paper_final.pdf)
- . 2004. *World Population to 2300*. United Nation: New York. <http://www.un.org/esa/population/publications/longrange2/WorldPop2300final.pdf>

- United State Census Bureau. 2013. *The Rural Urban Projection Program, A User's Guide*. United State Census Bureau. <http://www.census.gov/population/international/files/rup/RUPUsersGuide2013.pdf>
- . 2010. *International Data Base Population Estimates and Projections Methodology*. United State Census Bureau. <http://www.census.gov/population/international/data/idb/estandproj.pdf>
- Willekens, F.J. 1998. *Demographic Projection Models: A Technical Introduction*. Population Research Centre, University of Groningen, Groningen.



# INDONESIA



Tabel I.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

INDONESIA										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	12 048,7	12 142,1	12 215,9	12 268,1	12 301,4	12 273,4	12 221,4	12 166,0	12 107,1	12 044,8
5-9	11 542,2	11 606,2	11 673,5	11 765,1	11 857,3	11 974,4	12 069,5	12 144,9	12 199,0	12 234,6
10-14	11 333,6	11 379,7	11 408,9	11 421,3	11 448,3	11 507,2	11 571,9	11 639,9	11 732,1	11 824,7
15-19	10 900,5	10 982,6	11 078,5	11 167,6	11 237,8	11 289,0	11 335,7	11 365,6	11 378,7	11 406,2
20-24	10 534,9	10 592,1	10 650,0	10 708,7	10 768,5	10 829,3	10 911,7	11 007,9	11 097,1	11 167,6
25-29	10 249,8	10 290,1	10 318,6	10 348,6	10 398,2	10 455,5	10 513,3	10 571,6	10 630,7	10 690,9
30-34	9 989,0	10 025,2	10 072,9	10 110,1	10 150,2	10 169,1	10 210,3	10 239,6	10 270,3	10 320,4
35-39	9 318,1	9 470,1	9 598,7	9 717,7	9 802,6	9 893,9	9 931,1	9 979,5	10 017,5	10 058,2
40-44	8 322,0	8 525,1	8 716,8	8 894,2	9 054,2	9 195,4	9 347,0	9 475,3	9 594,1	9 679,1
45-49	7 097,7	7 300,3	7 514,7	7 734,2	7 949,2	8 152,1	8 353,0	8 542,5	8 718,1	8 876,5
50-54	5 832,9	6 051,4	6 253,9	6 449,5	6 650,6	6 865,7	7 064,2	7 274,2	7 488,9	7 699,1
55-59	4 378,7	4 625,4	4 866,5	5 098,9	5 319,6	5 527,1	5 737,3	5 932,4	6 120,9	6 314,8
60-64	3 029,2	3 181,4	3 371,3	3 585,2	3 804,7	4 017,5	4 247,3	4 472,1	4 688,9	4 895,1
65-69	2 188,8	2 256,4	2 320,6	2 396,0	2 500,2	2 643,6	2 780,8	2 950,7	3 141,5	3 337,5
70-74	1 519,3	1 565,2	1 615,4	1 666,6	1 715,0	1 759,2	1 817,9	1 873,8	1 938,9	2 027,6
75+	1 567,3	1 609,1	1 654,8	1 704,2	1 757,4	1 814,3	1 876,3	1 943,2	2 012,3	2 080,6
<b>TOTAL</b>	<b>119 852,7</b>	<b>121 602,4</b>	<b>123 331,0</b>	<b>125 036,0</b>	<b>126 715,2</b>	<b>128 366,7</b>	<b>129 988,7</b>	<b>131 579,2</b>	<b>133 136,1</b>	<b>134 657,7</b>



Tabel I.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

INDONESIA										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	11 980,2	11 911,8	11 838,5	11 760,9	11 679,3	11 594,6	11 509,9	11 427,5	11 347,8	11 270,8
5-9	12 208,0	12 157,9	12 104,1	12 046,6	11 985,9	11 922,6	11 855,4	11 783,2	11 706,7	11 626,2
10-14	11 942,3	12 037,7	12 113,5	12 168,0	12 203,4	12 177,9	12 128,4	12 075,4	12 018,1	11 957,8
15-19	11 465,4	11 530,5	11 598,8	11 691,1	11 783,9	11 901,3	11 996,8	12 072,8	12 127,7	12 163,3
20-24	11 219,1	11 266,1	11 296,4	11 309,9	11 337,9	11 397,2	11 462,3	11 530,5	11 622,6	11 715,2
25-29	10 752,0	10 834,6	10 930,7	11 019,9	11 090,4	11 142,2	11 189,2	11 219,8	11 233,6	11 261,7
30-34	10 378,2	10 436,3	10 494,9	10 554,3	10 614,6	10 675,9	10 758,4	10 854,4	10 943,4	11 013,8
35-39	10 077,9	10 119,6	10 149,5	10 180,7	10 231,1	10 289,0	10 347,1	10 405,8	10 465,2	10 525,5
40-44	9 770,5	9 808,3	9 857,1	9 895,6	9 936,7	9 957,0	9 998,9	10 029,1	10 060,7	10 111,0
45-49	9 016,5	9 166,6	9 293,9	9 411,7	9 496,1	9 586,8	9 624,8	9 673,7	9 712,4	9 753,5
50-54	7 897,9	8 094,5	8 280,0	8 451,9	8 607,2	8 744,3	8 891,5	9 016,2	9 131,7	9 214,6
55-59	6 521,8	6 713,1	6 915,2	7 121,8	7 324,0	7 515,2	7 704,1	7 882,5	8 047,8	8 197,2
60-64	5 089,1	5 285,8	5 468,4	5 645,1	5 826,8	6 020,4	6 199,6	6 388,5	6 581,5	6 770,4
65-69	3 527,9	3 732,8	3 933,6	4 127,6	4 311,9	4 485,4	4 661,6	4 825,2	4 983,8	5 146,6
70-74	2 148,2	2 263,7	2 405,8	2 564,6	2 727,8	2 886,6	3 056,9	3 223,9	3 385,3	3 538,8
75+	2 147,5	2 228,3	2 309,2	2 397,7	2 502,3	2 628,5	2 759,5	2 908,9	3 074,5	3 253,1
<b>TOTAL</b>	<b>136 142,5</b>	<b>137 587,6</b>	<b>138 989,6</b>	<b>140 347,4</b>	<b>141 659,3</b>	<b>142 924,9</b>	<b>144 144,4</b>	<b>145 317,4</b>	<b>146 442,8</b>	<b>147 519,5</b>

Tabel I.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

INDONESIA						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	11 196,9	11 126,1	11 058,2	10 992,8	9,9	10 868,7
5-9	11 542,6	11 458,8	11 377,3	11 298,2	11 222,1	11 148,7
10-14	11 894,9	11 828,2	11 756,4	11 680,2	11 600,1	11 516,8
15-19	12 137,6	12 088,5	12 035,4	11 979,0	11 919,1	11 856,6
20-24	11 832,3	11 927,5	12 003,2	12 058,0	12 093,6	12 068,3
25-29	11 321,0	11 385,9	11 454,1	11 545,8	11 638,0	11 754,6
30-34	11 065,5	11 112,6	11 143,2	11 157,3	11 185,5	11 244,5
35-39	10 586,7	10 668,9	10 764,5	10 853,1	10 923,2	10 974,7
40-44	10 168,8	10 226,8	10 285,3	10 344,3	10 404,3	10 465,2
45-49	9 774,1	9 815,9	9 846,3	9 877,9	9 927,8	9 985,1
50-54	9 303,5	9 341,3	9 389,7	9 428,3	9 468,8	9 489,6
55-59	8 329,2	8 470,7	8 590,9	8 702,1	8 782,0	8 867,6
60-64	6 949,1	7 125,4	7 291,9	7 446,3	7 585,8	7 709,2
65-69	5 320,0	5 480,5	5 649,6	5 822,2	5 991,0	6 150,9
70-74	3 683,1	3 830,0	3 966,6	4 099,0	4 235,0	4 379,6
75+	3 442,0	3 640,0	3 846,5	4 057,7	4 269,5	4 478,9
<b>TOTAL</b>	<b>148 547,3</b>	<b>149 527,1</b>	<b>150 459,1</b>	<b>151 342,2</b>	<b>152 175,7</b>	<b>152 959,0</b>

Tabel I.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

INDONESIA										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	11 405,7	11 538,8	11 636,8	11 726,1	11 785,4	11 792,1	11 738,7	11 682,4	11 622,5	11 560,1
5-9	10 975,8	11 026,2	11 093,8	11 166,8	11 252,2	11 356,0	11 490,0	11 589,0	11 679,5	11 739,4
10-14	10 832,0	10 850,4	10 872,0	10 888,5	10 911,9	10 954,3	11 005,2	11 073,2	11 146,6	11 232,4
15-19	10 657,6	10 695,7	10 733,6	10 763,6	10 786,9	10 806,4	10 825,3	10 847,3	10 864,2	10 888,0
20-24	10 404,5	10 446,9	10 498,7	10 542,0	10 583,9	10 618,6	10 657,3	10 695,7	10 726,2	10 750,0
25-29	10 340,1	10 346,5	10 328,0	10 315,2	10 318,1	10 354,9	10 398,1	10 450,6	10 494,6	10 537,1
30-34	9 998,2	10 080,7	10 167,6	10 238,0	10 280,7	10 279,2	10 286,7	10 269,5	10 257,9	10 261,8
35-39	9 196,0	9 358,9	9 505,6	9 648,2	9 784,5	9 922,2	10 005,4	10 093,0	10 164,0	10 207,6
40-44	8 242,3	8 433,3	8 616,0	8 789,0	8 950,5	9 099,7	9 262,3	9 408,9	9 551,3	9 687,6
45-49	7 067,6	7 284,8	7 500,5	7 712,8	7 918,2	8 114,4	8 304,0	8 485,5	8 657,3	8 817,8
50-54	5 646,6	5 928,6	6 186,7	6 427,7	6 663,1	6 900,8	7 114,8	7 327,3	7 536,5	7 739,0
55-59	4 167,6	4 389,8	4 649,2	4 927,1	5 198,5	5 445,6	5 719,8	5 970,9	6 205,7	6 435,0
60-64	3 127,5	3 251,1	3 382,1	3 531,6	3 714,1	3 937,8	4 150,5	4 398,4	4 663,9	4 923,1
65-69	2 462,4	2 519,2	2 587,9	2 666,8	2 753,2	2 846,0	2 962,0	3 084,7	3 224,4	3 394,3
70-74	1 856,2	1 904,2	1 949,9	1 995,1	2 042,0	2 092,8	2 145,6	2 208,4	2 279,7	2 357,3
75+	2 286,0	2 333,2	2 385,8	2 443,6	2 506,4	2 574,2	2 650,6	2 726,9	2 804,9	2 886,4
<b>TOTAL</b>	<b>118 666,1</b>	<b>120 388,3</b>	<b>122 094,2</b>	<b>123 782,1</b>	<b>125 449,6</b>	<b>127 095,0</b>	<b>128 716,3</b>	<b>130 311,7</b>	<b>131 879,2</b>	<b>133 416,9</b>

Tabel I.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

INDONESIA										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	11 495,6	11 427,7	11 355,3	11 278,9	11 199,0	11 116,4	11 033,7	10 953,5	10 875,9	10 801,1
5-9	11 747,6	11 695,1	11 639,6	11 581,1	11 519,6	11 455,9	11 388,8	11 317,2	11 241,6	11 162,4
10-14	11 336,3	11 470,5	11 569,8	11 660,4	11 721,0	11 729,1	11 677,1	11 621,7	11 563,5	11 502,3
15-19	10 930,8	10 981,9	11 050,2	11 123,7	11 209,5	11 313,6	11 447,8	11 547,0	11 637,4	11 697,8
20-24	10 769,9	10 789,3	10 811,7	10 829,0	10 853,0	10 896,0	10 947,3	11 015,7	11 089,3	11 175,1
25-29	10 572,4	10 611,6	10 650,5	10 681,5	10 705,7	10 726,0	10 745,8	10 768,5	10 786,1	10 810,4
30-34	10 299,3	10 343,2	10 396,2	10 440,6	10 483,7	10 519,3	10 558,9	10 598,1	10 629,4	10 653,9
35-39	10 207,1	10 215,5	10 199,3	10 188,6	10 193,2	10 231,2	10 275,4	10 328,6	10 373,3	10 416,5
40-44	9 824,9	9 908,4	9 996,1	10 067,4	10 111,3	10 111,5	10 120,5	10 105,1	10 095,1	10 100,3
45-49	8 966,1	9 127,6	9 273,2	9 414,6	9 549,9	9 686,2	9 769,3	9 856,5	9 927,5	9 971,4
50-54	7 932,4	8 119,2	8 298,1	8 467,5	8 625,6	8 771,9	8 931,0	9 074,5	9 213,9	9 347,1
55-59	6 666,5	6 875,2	7 082,4	7 286,2	7 483,6	7 672,1	7 854,2	8 028,5	8 193,6	8 347,8
60-64	5 159,5	5 421,5	5 661,7	5 886,4	6 105,8	6 327,3	6 527,2	6 725,6	6 920,7	7 109,6
65-69	3 602,1	3 799,7	4 029,4	4 275,0	4 515,0	4 734,1	4 976,5	5 199,0	5 407,2	5 610,6
70-74	2 440,3	2 543,8	2 652,7	2 776,3	2 926,1	3 108,8	3 282,2	3 483,4	3 698,0	3 907,6
75+	2 973,1	3 066,6	3 166,5	3 272,8	3 385,3	3 504,7	3 644,4	3 791,8	3 954,2	4 140,6
<b>TOTAL</b>	<b>134 923,9</b>	<b>136 396,8</b>	<b>137 832,7</b>	<b>139 230,0</b>	<b>140 587,3</b>	<b>141 904,1</b>	<b>143 180,1</b>	<b>144 414,7</b>	<b>145 606,7</b>	<b>146 754,5</b>

Tabel I.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

INDONESIA						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	10 729,2	10 660,5	10 594,6	10 531,3	10 470,5	10 411,1
5-9	11 080,3	10 998,2	10 918,5	10 841,5	10 767,2	10 695,8
10-14	11 438,9	11 372,0	11 300,6	11 225,3	11 146,3	11 064,5
15-19	11 706,5	11 654,7	11 599,9	11 541,6	11 480,6	11 417,4
20-24	11 279,0	11 413,0	11 512,2	11 602,5	11 662,9	11 671,5
25-29	10 853,5	10 904,9	10 973,2	11 046,8	11 132,5	11 236,2
30-34	10 674,5	10 694,5	10 717,5	10 735,2	10 759,7	10 802,9
35-39	10 452,3	10 492,1	10 531,3	10 562,8	10 587,4	10 608,2
40-44	10 138,4	10 182,6	10 235,7	10 280,4	10 323,5	10 359,4
45-49	9 972,2	9 981,5	9 966,7	9 957,4	9 963,1	10 001,1
50-54	9 481,2	9 563,2	9 649,2	9 719,3	9 762,8	9 764,0
55-59	8 490,3	8 645,4	8 785,2	8 921,0	9 050,7	9 181,2
60-64	7 290,1	7 464,3	7 631,2	7 789,2	7 936,8	8 073,2
65-69	5 815,6	6 001,0	6 185,0	6 365,9	6 541,0	6 708,4
70-74	4 099,4	4 310,9	4 505,3	4 687,5	4 865,5	5 044,7
75+	4 356,4	4 578,1	4 825,4	5 092,3	5 370,5	5 653,8
<b>TOTAL</b>	<b>147 857,8</b>	<b>148 916,9</b>	<b>149 931,5</b>	<b>150 900,0</b>	<b>151 821,0</b>	<b>152 693,4</b>

Tabel I.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

INDONESIA		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	23 454,4	23 680,9	23 852,7	23 994,2	24 086,8	24 065,5	23 960,1	23 848,4	23 729,6	23 604,9
5-9	22 518,0	22 632,4	22 767,3	22 931,9	23 109,5	23 330,4	23 559,5	23 733,9	23 878,5	23 974,0
10-14	22 165,6	22 230,1	22 280,9	22 309,8	22 360,2	22 461,5	22 577,1	22 713,1	22 878,7	23 057,1
15-19	21 558,1	21 678,3	21 812,1	21 931,2	22 024,7	22 095,4	22 161,0	22 212,9	22 242,9	22 294,2
20-24	20 939,4	21 039,0	21 148,7	21 250,7	21 352,4	21 447,9	21 569,0	21 703,6	21 823,3	21 917,6
25-29	20 589,9	20 636,6	20 646,6	20 663,8	20 716,3	20 810,4	20 911,4	21 022,2	21 125,3	21 228,0
30-34	19 987,2	20 105,9	20 240,5	20 348,1	20 430,9	20 448,3	20 497,0	20 509,1	20 528,2	20 582,2
35-39	18 514,1	18 829,0	19 104,3	19 365,9	19 587,1	19 816,1	19 936,5	20 072,5	20 181,5	20 265,8
40-44	16 564,3	16 958,4	17 332,8	17 683,2	18 004,7	18 295,1	18 609,3	18 884,2	19 145,4	19 366,7
45-49	14 165,3	14 585,1	15 015,2	15 447,0	15 867,4	16 266,5	16 657,0	17 028,0	17 375,4	17 694,3
50-54	11 479,5	11 980,0	12 440,6	12 877,2	13 313,7	13 766,5	14 179,0	14 601,5	15 025,4	15 438,1
55-59	8 546,3	9 015,2	9 515,7	10 026,0	10 518,1	10 972,7	11 457,1	11 903,3	12 326,6	12 749,8
60-64	6 156,7	6 432,5	6 753,4	7 116,8	7 518,8	7 955,3	8 397,8	8 870,5	9 352,8	9 818,2
65-69	4 651,2	4 775,6	4 908,5	5 062,8	5 253,4	5 489,6	5 742,8	6 035,4	6 365,9	6 731,8
70-74	3 375,5	3 469,4	3 565,3	3 661,7	3 757,0	3 852,0	3 963,5	4 082,2	4 218,6	4 384,9
75+	3 853,3	3 942,3	4 040,6	4 147,8	4 263,8	4 388,5	4 526,9	4 670,1	4 817,2	4 967,0
<b>TOTAL</b>	<b>238 518,8</b>	<b>241 990,7</b>	<b>245 425,2</b>	<b>248 818,1</b>	<b>252 164,8</b>	<b>255 461,7</b>	<b>258 705,0</b>	<b>261 890,9</b>	<b>265 015,3</b>	<b>268 074,6</b>

Tabel I.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

INDONESIA		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	23 475,8	23 339,5	23 193,8	23 039,8	22 878,3	22 711,0	22 543,6	22 381,0	22 223,7	22 071,9
5-9	23 955,6	23 853,0	23 743,7	23 627,7	23 505,5	23 378,5	23 244,2	23 100,4	22 948,3	22 788,6
10-14	23 278,6	23 508,2	23 683,3	23 828,4	23 924,4	23 907,0	23 805,5	23 697,1	23 581,6	23 460,1
15-19	22 396,2	22 512,4	22 649,0	22 814,8	22 993,4	23 214,9	23 444,6	23 619,8	23 765,1	23 861,1
20-24	21 989,0	22 055,4	22 108,1	22 138,9	22 190,9	22 293,2	22 409,6	22 546,2	22 711,9	22 890,3
25-29	21 324,4	21 446,2	21 581,2	21 701,4	21 796,1	21 868,2	21 935,0	21 988,3	22 019,7	22 072,1
30-34	20 677,5	20 779,5	20 891,1	20 994,9	21 098,3	21 195,2	21 317,3	21 452,5	21 572,8	21 667,7
35-39	20 285,0	20 335,1	20 348,8	20 369,3	20 424,3	20 520,2	20 622,5	20 734,4	20 838,5	20 942,0
40-44	19 595,4	19 716,7	19 853,2	19 963,0	20 048,0	20 068,5	20 119,4	20 134,2	20 155,8	20 211,3
45-49	17 982,6	18 294,2	18 567,1	18 826,3	19 046,0	19 273,0	19 394,1	19 530,2	19 639,9	19 724,9
50-54	15 830,3	16 213,7	16 578,1	16 919,4	17 232,8	17 516,2	17 822,5	18 090,7	18 345,6	18 561,7
55-59	13 188,3	13 588,3	13 997,6	14 408,0	14 807,6	15 187,3	15 558,3	15 911,0	16 241,4	16 545,0
60-64	10 248,6	10 707,3	11 130,1	11 531,5	11 932,6	12 347,7	12 726,8	13 114,1	13 502,2	13 880,0
65-69	7 130,0	7 532,5	7 963,0	8 402,6	8 826,9	9 219,5	9 638,1	10 024,2	10 391,0	10 757,2
70-74	4 588,5	4 807,5	5 058,5	5 340,9	5 653,9	5 995,4	6 339,1	6 707,3	7 083,3	7 446,4
75+	5 120,6	5 294,9	5 475,7	5 670,5	5 887,6	6 133,2	6 403,9	6 700,7	7 028,7	7 393,7
<b>TOTAL</b>	<b>271 066,4</b>	<b>273 984,4</b>	<b>276 822,3</b>	<b>279 577,4</b>	<b>282 246,6</b>	<b>284 829,0</b>	<b>287 324,5</b>	<b>289 732,1</b>	<b>292 049,5</b>	<b>294 274,0</b>

Tabel I.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

INDONESIA		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	21 926,1	21 786,6	21 652,8	21 524,1	21 400,4	21 279,8
5-9	22 622,9	22 457,0	22 295,8	22 139,7	21 989,3	21 844,5
10-14	23 333,8	23 200,2	23 057,0	22 905,5	22 746,4	22 581,3
15-19	23 844,1	23 743,2	23 635,3	23 520,6	23 399,7	23 274,0
20-24	23 111,3	23 340,5	23 515,4	23 660,5	23 756,5	23 739,8
25-29	22 174,5	22 290,8	22 427,3	22 592,6	22 770,5	22 990,8
30-34	21 740,0	21 807,1	21 860,7	21 892,5	21 945,2	22 047,4
35-39	21 039,0	21 161,0	21 295,8	21 415,9	21 510,6	21 582,9
40-44	20 307,2	20 409,4	20 521,0	20 624,7	20 727,8	20 824,6
45-49	19 746,3	19 797,4	19 813,0	19 835,3	19 890,9	19 986,2
50-54	18 784,7	18 904,5	19 038,9	19 147,6	19 231,6	19 253,6
55-59	16 819,5	17 116,1	17 376,1	17 623,1	17 832,7	18 048,8
60-64	14 239,2	14 589,7	14 923,1	15 235,5	15 522,6	15 782,4
65-69	11 135,6	11 481,5	11 834,6	12 188,1	12 532,0	12 859,3
70-74	7 782,5	8 140,9	8 471,9	8 786,5	9 100,5	9 424,3
75+	7 798,4	8 218,1	8 671,9	9 150,0	9 640,0	10 132,7
<b>TOTAL</b>	<b>296 405,1</b>	<b>298 444,0</b>	<b>300 390,6</b>	<b>302 242,2</b>	<b>303 996,7</b>	<b>305 652,4</b>



Gambar I.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK INDONESIA  
 TAHUN 2010-2035



Tabel I. 2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

Parameter	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
<b>INDONESIA</b>													
<b>PENDUDUK</b>													
Laki-laki	119 852,7	121 602,4	123 331,0	125 036,0	126 715,2	128 366,7	129 988,7	131 579,2	133 136,1	134 657,7	136 142,5	137 587,6	138 989,6
Perempuan	118 666,1	120 388,3	122 094,2	123 782,1	125 449,6	127 095,0	128 716,3	130 311,7	131 879,2	133 416,9	134 923,9	136 396,8	137 832,7
Total	238 518,8	241 990,7	245 425,2	248 818,1	252 164,8	255 461,7	258 705,0	261 890,9	265 015,3	268 074,6	271 066,4	273 984,4	276 822,3
Komposisi Umur (%)													
0-14	28,6	28,3	28,1	27,8	27,6	27,3	27,1	26,8	26,6	26,3	26,1	25,8	25,5
15-64	66,5	66,6	66,8	67,0	67,2	67,3	67,4	67,5	67,6	67,7	67,7	67,8	67,8
65+	5,0	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,7
Dependency Ratio (%)	50,5	50,1	49,6	49,3	48,9	48,6	48,4	48,1	47,9	47,8	47,7	47,6	47,5
<b>FERTILITAS</b>													
TFR	2,49	2,47	2,44	2,42	2,39	2,37	2,35	2,33	2,30	2,28	2,26	2,24	2,21
GRR	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
NRR	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0
CBR	21,0	20,7	20,3	19,9	19,5	19,2	18,8	18,5	18,2	17,8	17,5	17,2	16,9
Jumlah Kelahiran (000)	5 013,7	4 997,1	4 974,8	4 949,0	4 922,3	4 894,6	4 868,8	4 839,7	4 810,0	4 779,8	4 746,4	4 712,5	4 678,3
<b>MORTALITAS</b>													
e0 Laki-laki	67,9	68,1	68,3	68,5	68,7	68,9	69,0	69,2	69,3	69,4	69,6	69,7	69,8
e0 Perempuan	71,8	72,0	72,2	72,4	72,6	72,8	72,9	73,1	73,2	73,3	73,5	73,6	73,6
e0 L+P	69,8	70,0	70,2	70,4	70,6	70,8	70,9	71,1	71,2	71,3	71,5	71,6	71,7
IMR Laki-laki	33,6	32,8	32,0	31,2	30,4	29,7	29,1	28,6	28,0	27,5	27,0	26,6	26,3
IMR Perempuan	24,7	24,1	23,6	23,1	22,6	22,1	21,8	21,4	21,1	20,7	20,4	20,2	20,0
IMR L+P	29,3	28,6	27,9	27,2	26,6	26,0	25,5	25,1	24,6	24,2	23,8	23,5	23,2
CDR	6,4	6,4	6,4	6,3	6,3	6,4	6,4	6,4	6,5	6,5	6,6	6,7	6,8
Jumlah Kematian (000)	1 524,1	1 541,5	1 558,5	1 577,5	1 598,7	1 622,2	1 653,1	1 684,0	1 717,3	1 753,2	1 789,0	1 833,0	1 879,6
<b>MIGRASI</b>													
Net Migran Rate	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel I. 2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

Parameter	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
<b>INDONESIA</b>													
<b>PENDUDUK</b>													
Laki-laki	140 347,4	141 659,3	142 924,9	144 144,4	145 317,4	146 442,8	147 519,5	148 547,3	149 527,1	150 459,1	151 342,2	152 175,7	152 959,0
Perempuan	139 230,0	140 587,3	141 904,1	143 180,1	144 414,7	145 606,7	146 754,5	147 857,8	148 916,9	149 931,5	150 900,0	151 821,0	152 693,4
Total	279 577,4	282 246,6	284 829,0	287 324,5	289 732,1	292 049,5	294 274,0	296 405,1	298 444,0	300 390,6	302 242,2	303 996,7	305 652,4
Komposisi Umur (%)													
0-14	25,2	24,9	24,6	24,2	23,9	23,5	23,2	22,9	22,6	22,3	22,0	21,8	21,5
15-64	67,8	67,9	67,9	68,0	68,0	68,1	68,1	68,1	68,1	68,0	68,0	68,0	67,9
65+	6,9	7,2	7,5	7,8	8,1	8,4	8,7	9,0	9,3	9,6	10,0	10,3	10,6
Dependency Ratio (%)	47,4	47,3	47,2	47,1	47,0	46,9	46,9	46,9	46,9	47,0	47,0	47,2	47,3
<b>FERTILITAS</b>													
TFR	2,19	2,16	2,14	2,12	2,10	2,07	2,05	2,03	2,01	1,99	1,97	1,95	1,93
GRR	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
NRR	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
CBR	16,6	16,3	16,0	15,8	15,6	15,3	15,1	14,9	14,7	14,5	14,4	14,2	14,0
Jumlah Kelahiran (000)	4 638,2	4 600,6	4 565,8	4 536,9	4 508,2	4 474,2	4 443,5	4 416,4	4 393,1	4 367,7	4 343,2	4 316,8	4 291,4
<b>MORTALITAS</b>													
e0 Laki-laki	69,9	70,0	70,1	70,1	70,2	70,2	70,3	70,4	70,4	70,4	70,5	70,5	70,6
e0 Perempuan	73,7	73,8	73,9	74,0	74,0	74,1	74,1	74,2	74,2	74,3	74,3	74,4	74,4
e0 L+P	71,8	71,8	71,9	72,0	72,1	72,1	72,2	72,2	72,3	72,3	72,3	72,4	72,4
IMR Laki-laki	26,0	25,6	25,3	25,1	24,9	24,7	24,5	24,2	24,1	24,0	23,8	23,7	23,6
IMR Perempuan	19,8	19,5	19,3	19,2	19,1	18,9	18,8	18,7	18,6	18,5	18,4	18,3	18,2
IMR L+P	22,9	22,7	22,4	22,2	22,0	21,9	21,7	21,5	21,4	21,3	21,2	21,1	21,0
CDR	6,9	7,0	7,1	7,3	7,4	7,6	7,7	7,9	8,0	8,2	8,4	8,6	8,8
Jumlah Kematian (000)	1 926,3	1 975,7	2 028,0	2 083,1	2 144,0	2 205,0	2 265,9	2 329,7	2 399,5	2 469,2	2 538,8	2 611,3	2 683,6
<b>MIGRASI</b>													
Net Migran Rate	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

# PROVINSI



**PROVINSI  
ACEH**

Tabel II.01.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

ACEH										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	273,5	278,7	282,8	286,1	288,6	288,6	289,3	290,2	289,9	289,5
5-9	241,8	246,4	251,6	257,3	264,0	271,9	276,7	280,7	284,3	286,5
10-14	231,2	232,4	234,0	236,2	239,2	243,5	248,1	253,3	258,9	265,6
15-19	232,1	232,0	232,2	232,2	232,0	232,3	233,6	235,1	237,2	240,2
20-24	225,2	228,6	231,0	232,3	232,7	232,3	232,2	232,4	232,4	232,2
25-29	200,7	205,7	210,6	215,5	220,4	224,8	228,2	230,5	231,9	232,2
30-34	180,3	183,9	188,3	192,9	196,9	200,5	205,5	210,2	215,0	219,8
35-39	159,4	163,8	167,4	171,0	175,0	180,0	183,4	187,8	192,2	196,1
40-44	133,9	139,1	144,5	149,7	154,4	158,3	162,7	166,2	169,8	173,7
45-49	109,7	113,5	117,7	122,2	127,0	131,8	137,0	142,2	147,2	151,8
50-54	88,3	92,0	95,5	98,8	102,4	106,4	110,1	114,1	118,5	123,1
55-59	64,5	68,7	72,7	76,7	80,3	83,6	87,2	90,4	93,6	97,0
60-64	43,6	45,7	48,6	52,0	55,6	58,9	62,8	66,6	70,1	73,5
65-69	29,5	30,7	31,9	33,3	35,1	37,8	39,6	42,2	45,2	48,3
70-74	20,6	21,2	21,8	22,4	22,9	23,3	24,4	25,4	26,5	28,0
75+	20,7	21,2	21,7	22,3	22,9	23,5	24,3	24,9	25,7	26,3
<b>TOTAL</b>	<b>2 255,0</b>	<b>2 303,6</b>	<b>2 352,3</b>	<b>2 400,9</b>	<b>2 449,4</b>	<b>2 497,5</b>	<b>2 545,1</b>	<b>2 592,2</b>	<b>2 638,4</b>	<b>2 683,8</b>

Tabel II.01.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

ACEH										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	288,3	287,0	285,3	283,2	280,9	278,5	276,1	273,8	271,6	269,7
5-9	286,4	287,5	287,9	288,0	287,7	286,7	285,2	283,4	281,4	279,1
10-14	273,5	278,3	282,3	285,8	287,7	287,5	288,7	289,3	289,8	288,8
15-19	244,4	249,0	254,1	259,7	266,4	274,3	279,1	283,0	286,5	288,7
20-24	232,5	233,6	235,0	237,0	240,0	244,2	248,7	253,8	259,3	266,0
25-29	231,8	231,7	231,9	231,8	231,6	231,7	232,7	234,0	236,0	238,8
30-34	224,1	227,4	229,6	230,8	231,1	230,6	230,4	230,6	230,4	230,2
35-39	199,7	204,5	209,1	213,7	218,4	222,6	225,7	227,9	229,0	229,3
40-44	178,6	181,9	186,1	190,5	194,3	197,6	202,4	206,8	211,3	215,9
45-49	155,7	159,9	163,4	166,7	170,6	175,3	178,5	182,5	186,7	190,4
50-54	127,7	132,7	137,7	142,6	146,9	150,6	154,7	158,0	161,2	164,9
55-59	100,9	104,2	108,1	112,2	116,5	120,9	125,6	130,3	134,8	139,0
60-64	76,5	79,8	82,8	85,7	88,8	92,3	95,3	98,9	102,6	106,6
65-69	51,1	54,5	57,8	60,9	63,8	66,4	69,3	71,9	74,3	77,1
70-74	30,2	31,6	33,6	36,1	38,5	40,9	43,5	46,2	48,6	50,9
75+	26,8	28,0	29,1	30,2	31,5	33,2	34,9	36,8	39,1	41,5
<b>TOTAL</b>	<b>2 728,2</b>	<b>2 771,6</b>	<b>2 813,8</b>	<b>2 854,9</b>	<b>2 894,7</b>	<b>2 933,3</b>	<b>2 970,8</b>	<b>3 007,2</b>	<b>3 042,6</b>	<b>3 076,9</b>



Tabel II.01.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

ACEH		LAKI-LAKI				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	268,0	266,7	265,5	264,7	264,0	263,5
5-9	276,8	274,4	272,1	270,0	268,0	266,4
10-14	287,7	286,3	284,5	282,5	280,2	277,8
15-19	288,4	289,4	290,0	289,9	289,5	288,4
20-24	273,8	278,6	282,5	285,9	287,7	287,9
25-29	243,0	247,4	252,5	258,0	264,6	272,4
30-34	230,4	231,4	232,7	234,6	237,4	241,5
35-39	228,8	228,7	228,8	228,7	228,5	228,6
40-44	220,0	223,1	225,2	226,4	226,7	226,1
45-49	193,7	198,3	202,7	207,2	211,7	215,7
50-54	169,4	172,5	176,5	180,5	184,1	187,3
55-59	142,6	146,3	149,4	152,5	156,0	160,3
60-64	110,6	114,9	119,2	123,4	127,2	130,3
65-69	80,1	82,9	85,9	89,2	92,6	96,1
70-74	53,0	55,3	57,4	59,4	61,6	64,0
75+	44,0	46,7	49,6	52,4	55,3	57,9
<b>TOTAL</b>	<b>3 110,3</b>	<b>3 142,9</b>	<b>3 174,5</b>	<b>3 205,3</b>	<b>3 235,1</b>	<b>3 264,2</b>

Tabel II.01.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

ACEH	PEREMPUAN									
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	260,7	266,0	270,3	274,6	277,3	277,2	278,4	278,8	279,0	278,2
5-9	231,7	235,7	240,6	245,5	251,5	259,4	264,9	269,3	273,4	276,2
10-14	223,9	224,1	225,3	227,5	230,2	233,7	237,6	242,5	247,4	253,4
15-19	232,4	231,2	229,6	227,8	226,3	225,5	225,7	226,9	229,1	231,8
20-24	227,0	230,4	233,1	234,4	234,6	233,7	232,6	231,0	229,2	227,7
25-29	209,0	213,2	216,7	220,3	224,0	228,2	231,5	234,2	235,4	235,7
30-34	185,1	190,3	196,3	202,3	206,7	209,8	213,9	217,3	220,8	224,4
35-39	159,1	163,9	168,1	172,4	178,3	184,9	190,1	196,0	201,9	206,2
40-44	134,3	139,2	144,2	149,1	153,8	158,1	162,7	166,9	171,1	176,9
45-49	111,2	115,1	119,2	123,5	127,9	132,4	137,2	142,1	147,0	151,6
50-54	86,6	91,6	96,0	100,1	104,2	108,6	112,3	116,3	120,5	124,8
55-59	63,3	66,5	70,7	75,2	79,6	83,4	88,1	92,4	96,3	100,3
60-64	47,9	49,6	51,3	53,3	55,9	59,6	62,6	66,5	70,8	74,9
65-69	36,4	37,4	38,7	40,2	41,8	43,3	44,9	46,4	48,2	50,6
70-74	27,3	28,3	29,0	29,5	30,0	30,6	31,4	32,5	33,8	35,2
75+	32,2	32,9	33,7	34,5	35,3	36,1	37,2	38,2	39,0	39,8
<b>TOTAL</b>	<b>2 268,1</b>	<b>2 315,4</b>	<b>2 362,8</b>	<b>2 410,2</b>	<b>2 457,4</b>	<b>2 504,5</b>	<b>2 551,1</b>	<b>2 597,3</b>	<b>2 642,9</b>	<b>2 687,7</b>

Tabel II.01.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

ACEH	PEREMPUAN									
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	277,4	276,0	274,2	272,2	270,0	267,7	265,4	263,2	261,1	259,2
5-9	276,1	277,1	277,8	277,6	277,1	276,1	274,7	273,0	271,0	268,8
10-14	261,3	266,8	271,1	275,2	278,1	277,8	278,7	279,3	278,9	278,6
15-19	235,3	239,2	244,1	249,0	255,0	262,9	268,4	272,7	276,8	279,5
20-24	226,9	227,1	228,3	230,4	233,0	236,4	240,3	245,2	250,1	256,1
25-29	234,7	233,5	231,9	230,1	228,5	227,7	227,8	228,9	230,9	233,5
30-34	228,5	231,7	234,3	235,5	235,6	234,6	233,4	231,7	229,9	228,3
35-39	209,2	213,2	216,5	220,0	223,4	227,4	230,5	233,0	234,2	234,3
40-44	183,4	188,5	194,3	200,1	204,3	207,3	211,1	214,4	217,8	221,2
45-49	155,7	160,3	164,3	168,5	174,1	180,5	185,5	191,2	196,9	201,0
50-54	129,2	133,8	138,6	143,3	147,8	151,8	156,2	160,1	164,2	169,6
55-59	104,4	108,1	111,9	115,9	120,0	124,2	128,7	133,2	137,8	142,0
60-64	78,5	82,9	86,9	90,6	94,3	98,2	101,7	105,2	109,0	112,9
65-69	54,0	56,7	60,2	64,1	67,8	71,1	75,1	78,7	82,1	85,4
70-74	36,4	37,8	39,1	40,6	42,7	45,5	47,9	50,8	54,1	57,3
75+	40,7	42,0	43,3	44,7	46,1	47,5	49,2	51,0	52,9	55,2
<b>TOTAL</b>	<b>2 731,7</b>	<b>2 774,7</b>	<b>2 816,8</b>	<b>2 857,8</b>	<b>2 897,8</b>	<b>2 936,7</b>	<b>2 974,6</b>	<b>3 011,6</b>	<b>3 047,7</b>	<b>3 082,9</b>

Tabel II.01.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

ACEH	PEREMPUAN					
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	257,6	256,2	255,2	254,3	253,7	253,3
5-9	266,5	264,2	262,0	259,9	258,0	256,4
10-14	277,6	276,2	274,4	272,4	270,2	267,9
15-19	279,3	280,4	280,8	280,6	280,1	279,1
20-24	264,1	269,6	273,9	278,0	281,0	280,4
25-29	236,9	240,8	245,7	250,6	256,6	264,6
30-34	227,4	227,5	228,6	230,6	233,1	236,5
35-39	233,3	232,0	230,4	228,6	227,0	226,2
40-44	225,1	228,2	230,7	231,8	231,9	231,0
45-49	203,9	207,7	210,9	214,2	217,5	221,4
50-54	175,9	180,7	186,2	191,8	195,8	198,6
55-59	145,8	150,1	153,9	157,8	163,0	169,0
60-64	116,8	121,0	125,3	129,6	133,6	137,2
65-69	89,0	92,0	95,3	98,7	102,2	105,8
70-74	60,0	63,4	66,4	69,3	72,1	75,1
75+	58,1	60,8	63,9	67,4	71,0	74,7
<b>TOTAL</b>	<b>3 117,3</b>	<b>3 150,8</b>	<b>3 183,6</b>	<b>3 215,6</b>	<b>3 246,8</b>	<b>3 277,2</b>

Tabel II.01.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

ACEH		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	534,2	544,7	553,1	560,7	565,9	565,8	567,7	569,0	568,9	567,7
5-9	473,5	482,1	492,2	502,8	515,5	531,3	541,6	550,0	557,7	562,7
10-14	455,1	456,5	459,3	463,7	469,4	477,2	485,7	495,8	506,3	519,0
15-19	464,5	463,2	461,8	460,0	458,3	457,8	459,3	462,0	466,3	472,0
20-24	452,2	459,0	464,1	466,7	467,3	466,0	464,8	463,4	461,6	459,9
25-29	409,7	418,9	427,3	435,8	444,4	453,0	459,7	464,7	467,3	467,9
30-34	365,4	374,2	384,6	395,2	403,6	410,3	419,4	427,5	435,8	444,2
35-39	318,5	327,7	335,5	343,4	353,3	364,9	373,5	383,8	394,1	402,3
40-44	268,2	278,3	288,7	298,8	308,2	316,4	325,4	333,1	340,9	350,6
45-49	220,9	228,6	236,9	245,7	254,9	264,2	274,2	284,3	294,2	303,4
50-54	174,9	183,6	191,5	198,9	206,6	215,0	222,4	230,4	239,0	247,9
55-59	127,8	135,2	143,4	151,9	159,9	167,0	175,3	182,8	189,9	197,3
60-64	91,5	95,3	99,9	105,3	111,5	118,5	125,4	133,1	140,9	148,4
65-69	65,9	68,1	70,6	73,5	76,9	81,1	84,5	88,6	93,4	98,9
70-74	47,9	49,5	50,8	51,9	52,9	53,9	55,8	57,9	60,3	63,2
75+	52,9	54,1	55,4	56,8	58,2	59,6	61,5	63,1	64,7	66,1
<b>TOTAL</b>	<b>4 523,1</b>	<b>4 619,0</b>	<b>4 715,1</b>	<b>4 811,1</b>	<b>4 906,8</b>	<b>5 002,0</b>	<b>5 096,2</b>	<b>5 189,5</b>	<b>5 281,3</b>	<b>5 371,5</b>

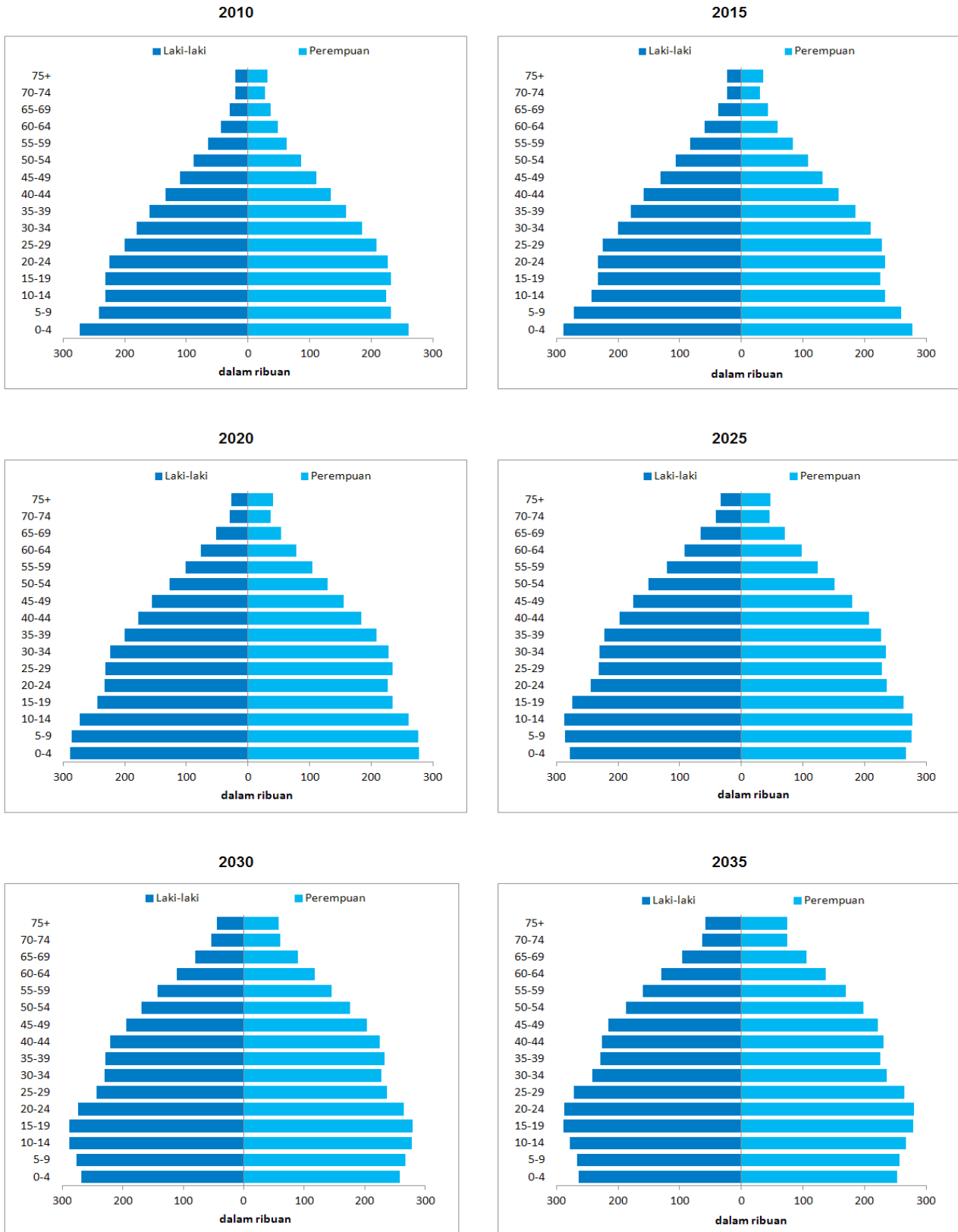
Tabel II.01.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

ACEH		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	565,7	563,0	559,5	555,4	550,9	546,2	541,5	537,0	532,7	528,9
5-9	562,5	564,6	565,7	565,6	564,8	562,8	559,9	556,4	552,4	547,9
10-14	534,8	545,1	553,4	561,0	565,8	565,3	567,4	568,6	568,7	567,4
15-19	479,7	488,2	498,2	508,7	521,4	537,2	547,5	555,7	563,3	568,2
20-24	459,4	460,7	463,3	467,4	473,0	480,6	489,0	499,0	509,4	522,1
25-29	466,5	465,2	463,8	461,9	460,1	459,4	460,5	462,9	466,9	472,3
30-34	452,6	459,1	463,9	466,3	466,7	465,2	463,8	462,3	460,3	458,5
35-39	408,9	417,7	425,6	433,7	441,8	450,0	456,2	460,9	463,2	463,6
40-44	362,0	370,4	380,4	390,6	398,6	404,9	413,5	421,2	429,1	437,1
45-49	311,4	320,2	327,7	335,2	344,7	355,8	364,0	373,7	383,6	391,4
50-54	256,9	266,5	276,3	285,9	294,7	302,4	310,9	318,1	325,4	334,5
55-59	205,3	212,3	220,0	228,1	236,5	245,1	254,3	263,5	272,6	281,0
60-64	155,0	162,7	169,7	176,3	183,1	190,5	197,0	204,1	211,6	219,5
65-69	105,1	111,2	118,0	125,0	131,6	137,5	144,4	150,6	156,4	162,5
70-74	66,6	69,4	72,7	76,7	81,2	86,4	91,4	97,0	102,7	108,2
75+	67,5	70,0	72,4	74,9	77,6	80,7	84,1	87,8	92,0	96,7
<b>TOTAL</b>	<b>5 459,9</b>	<b>5 546,3</b>	<b>5 630,6</b>	<b>5 712,7</b>	<b>5 792,5</b>	<b>5 870,0</b>	<b>5 945,4</b>	<b>6 018,8</b>	<b>6 090,3</b>	<b>6 159,8</b>

Tabel II.01.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

ACEH		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	525,6	522,9	520,7	519,0	517,7	516,8
5-9	543,3	538,6	534,1	529,9	526,0	522,8
10-14	565,3	562,5	558,9	554,9	550,4	545,7
15-19	567,7	569,8	570,8	570,5	569,6	567,5
20-24	537,9	548,2	556,4	563,9	568,7	568,3
25-29	479,9	488,2	498,2	508,6	521,2	537,0
30-34	457,8	458,9	461,3	465,2	470,5	478,0
35-39	462,1	460,7	459,2	457,3	455,5	454,8
40-44	445,1	451,3	455,9	458,2	458,6	457,1
45-49	397,6	406,0	413,6	421,4	429,2	437,1
50-54	345,3	353,2	362,7	372,3	379,9	385,9
55-59	288,4	296,4	303,3	310,3	319,0	329,3
60-64	227,4	235,9	244,5	253,0	260,8	267,5
65-69	169,1	174,9	181,2	187,9	194,8	201,9
70-74	113,0	118,7	123,8	128,7	133,7	139,1
75+	102,1	107,5	113,5	119,8	126,3	132,6
<b>TOTAL</b>	<b>6 227,6</b>	<b>6 293,7</b>	<b>6 358,1</b>	<b>6 420,9</b>	<b>6 481,9</b>	<b>6 541,4</b>

Gambar II.01.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI ACEH  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.01.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

ACEH

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	2 255,0	2 497,5	2 728,2	2 933,3	3 110,3	3 264,2
Perempuan	2 268,1	2 504,5	2 731,7	2 936,7	3 117,3	3 277,2
Total	4 523,1	5 002,0	5 459,9	5 870,0	6 227,6	6 541,4
<b>Komposisi Umur (%)</b>						
0-14	32,3	31,5	30,5	28,5	26,2	24,2
15-64	64,0	64,6	65,1	66,3	67,6	68,6
65+	3,7	3,9	4,4	5,2	6,2	7,2
<i>Dependency Ratio (%)</i>	56,3	54,8	53,6	50,8	47,9	45,8
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,85	2,69	2,53	2,37	2,24	2,11
GRR	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0
NRR	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
CBR	25,2	23,4	21,0	18,8	17,3	16,4
Jumlah Kelahiran (000)	114,1	116,8	114,6	110,2	107,4	107,5
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	67,4	67,8	68,0	68,2	68,3	68,4
e0 Perempuan	71,3	71,7	71,9	72,1	72,2	72,2
e0 L+P	69,3	69,7	69,9	70,1	70,2	70,3
IMR Laki-laki	33,3	31,7	30,5	29,9	29,5	29,3
IMR Perempuan	23,7	22,8	22,2	21,8	21,7	21,6
IMR L+P	28,6	27,4	26,5	26,0	25,7	25,5
CDR	5,6	5,6	5,8	6,3	6,9	7,7
Jumlah Kematian (000)	25,2	28,2	31,9	36,7	42,8	50,0
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	1,2	1,0	0,8	0,5	0,4	0,4

**PROVINSI  
SUMATERA UTARA**

Tabel II.02.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA UTARA

LAKI-LAKI

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	782,2	791,8	798,6	801,9	802,3	796,8	788,8	780,6	772,5	764,5
5-9	720,6	729,1	738,6	749,1	759,9	771,6	781,2	787,8	791,5	791,7
10-14	690,6	694,9	698,1	700,5	704,7	712,2	720,6	729,8	740,0	750,5
15-19	643,0	651,2	659,7	667,2	672,5	676,0	680,2	683,2	685,6	689,5
20-24	592,4	591,6	592,7	595,4	600,2	606,9	614,8	622,9	629,9	634,9
25-29	541,7	544,6	546,5	548,1	549,8	549,9	549,1	550,2	552,7	557,0
30-34	496,2	500,2	504,4	507,8	510,9	513,8	516,4	517,8	519,1	520,5
35-39	448,8	456,0	462,2	468,4	472,9	477,7	481,3	485,1	488,1	491,0
40-44	399,6	407,4	414,7	421,7	428,2	434,2	441,0	447,0	452,7	457,0
45-49	348,2	355,5	363,0	370,7	378,2	385,4	392,8	399,8	406,5	412,7
50-54	289,6	299,9	308,7	316,6	324,3	332,3	339,1	346,3	353,6	360,9
55-59	207,8	222,0	235,5	248,3	259,8	270,1	279,7	288,0	295,4	302,7
60-64	128,5	137,8	149,2	161,8	174,6	186,9	199,8	212,0	223,6	234,1
65-69	90,0	92,2	94,3	97,3	102,1	109,1	117,1	126,9	137,8	148,9
70-74	59,5	61,3	63,3	65,5	67,5	69,3	71,0	72,9	75,4	79,2
75+	55,9	56,9	57,9	59,3	60,7	62,4	64,4	66,5	68,8	71,1
<b>TOTAL</b>	<b>6 494,6</b>	<b>6 592,4</b>	<b>6 687,4</b>	<b>6 779,6</b>	<b>6 868,6</b>	<b>6 954,6</b>	<b>7 037,3</b>	<b>7 116,8</b>	<b>7 193,2</b>	<b>7 266,2</b>

Tabel II.02.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA UTARA

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	756,6	748,7	740,9	733,2	725,5	717,9	710,7	703,7	697,2	690,8
5-9	786,3	778,4	770,7	762,8	754,9	747,1	739,5	731,9	724,3	716,9
10-14	762,0	771,3	777,6	781,2	781,5	775,8	767,8	760,0	752,1	744,4
15-19	696,8	704,9	713,8	723,7	733,9	744,9	754,0	760,0	763,5	763,4
20-24	638,0	642,0	644,6	646,5	650,0	656,7	664,3	672,7	682,0	691,5
25-29	563,3	570,6	578,1	584,4	588,9	591,7	595,1	597,3	598,9	602,0
30-34	520,4	519,5	520,3	522,5	526,5	532,2	539,1	546,1	552,1	556,3
35-39	493,5	495,8	496,9	497,9	499,1	498,8	497,7	498,3	500,3	504,1
40-44	461,4	464,8	468,3	471,0	473,6	476,0	478,0	479,0	479,8	480,8
45-49	418,4	424,8	430,5	435,9	439,8	444,1	447,2	450,6	453,2	455,8
50-54	367,7	374,7	381,4	387,7	393,6	399,0	405,1	410,5	415,7	419,6
55-59	310,2	316,7	323,5	330,4	337,1	343,6	350,2	356,5	362,5	368,2
60-64	243,4	252,3	259,8	266,7	273,3	280,3	286,3	292,5	298,9	305,1
65-69	159,5	170,5	181,2	191,2	200,4	208,5	216,2	222,9	228,9	234,8
70-74	84,9	91,4	99,2	107,8	116,6	125,2	134,0	142,5	150,6	158,0
75+	73,4	75,8	78,2	81,3	85,3	90,6	96,3	103,1	110,7	118,9
<b>TOTAL</b>	<b>7 335,8</b>	<b>7 402,2</b>	<b>7 465,0</b>	<b>7 524,2</b>	<b>7 580,0</b>	<b>7 632,4</b>	<b>7 681,5</b>	<b>7 727,6</b>	<b>7 770,7</b>	<b>7 810,6</b>

Tabel II.02.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA UTARA						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	684,8	679,3	674,0	669,2	664,3	659,6
5-9	709,5	702,3	695,5	689,1	682,9	677,1
10-14	736,6	729,2	721,6	714,2	706,8	699,6
15-19	758,3	750,4	742,6	734,8	727,4	719,6
20-24	701,9	710,5	716,1	719,2	719,1	713,8
25-29	608,1	615,1	622,8	631,4	640,2	649,9
30-34	559,0	562,1	564,2	565,6	568,5	574,2
35-39	509,8	516,4	523,1	528,9	533,0	535,6
40-44	480,6	479,6	480,3	482,3	485,9	491,5
45-49	457,9	459,9	460,9	461,8	462,8	462,6
50-54	423,6	426,7	429,9	432,5	434,9	437,1
55-59	373,2	379,1	384,3	389,3	392,9	396,7
60-64	311,2	317,2	323,2	328,7	333,9	338,7
65-69	240,9	246,2	251,8	257,4	263,1	268,4
70-74	164,5	170,8	176,3	181,1	186,0	191,1
75+	127,7	136,9	146,5	156,2	165,7	174,8
<b>TOTAL</b>	<b>7 847,6</b>	<b>7 881,7</b>	<b>7 913,1</b>	<b>7 941,7</b>	<b>7 967,4</b>	<b>7 990,3</b>

Tabel II.02.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA UTARA										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	743,1	755,9	765,0	772,2	774,0	769,3	761,2	753,3	745,3	737,3
5-9	686,2	693,4	701,9	710,8	721,9	734,9	747,7	756,8	763,8	765,7
10-14	663,2	665,9	668,2	670,2	673,4	679,1	686,1	694,4	703,1	714,0
15-19	632,5	637,7	642,5	646,2	648,9	650,8	653,4	655,6	657,4	660,5
20-24	587,4	585,5	586,3	588,5	592,5	597,4	602,4	607,0	610,6	613,2
25-29	544,0	547,0	547,6	547,6	547,2	547,2	545,3	545,9	547,9	551,6
30-34	500,3	505,5	511,0	515,7	519,1	520,8	523,4	523,9	523,7	523,2
35-39	456,2	462,5	468,2	473,9	479,7	486,0	490,9	496,1	500,6	503,7
40-44	413,8	420,8	427,5	433,7	439,5	444,8	450,9	456,3	461,9	467,4
45-49	363,2	371,5	379,7	387,7	395,3	402,4	409,2	415,7	421,7	427,3
50-54	297,1	310,4	321,8	331,8	341,1	350,4	358,5	366,4	374,1	381,4
55-59	213,3	226,6	241,3	256,3	270,4	282,5	295,3	306,1	315,7	324,6
60-64	144,8	153,3	162,5	172,8	184,6	198,0	210,4	224,2	238,3	251,4
65-69	112,4	113,9	116,2	119,4	123,4	128,5	136,2	144,6	153,9	164,5
70-74	82,0	83,8	85,6	87,4	89,4	91,5	93,0	95,0	97,8	101,4
75+	94,6	94,8	95,5	96,5	97,9	99,6	101,7	104,0	106,4	109,1
<b>TOTAL</b>	<b>6 534,1</b>	<b>6 628,5</b>	<b>6 720,8</b>	<b>6 810,7</b>	<b>6 898,3</b>	<b>6 983,2</b>	<b>7 065,6</b>	<b>7 145,3</b>	<b>7 222,2</b>	<b>7 296,3</b>

Tabel II.02.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA UTARA										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	729,5	721,7	714,0	706,3	698,7	691,3	684,1	677,3	670,8	664,7
5-9	761,3	753,4	745,4	737,5	729,6	721,9	714,2	706,7	699,2	691,7
10-14	726,7	739,2	748,1	754,8	756,4	751,9	744,0	736,1	728,1	720,3
15-19	666,0	672,8	680,9	689,4	700,0	712,5	724,7	733,3	739,7	741,2
20-24	615,0	617,3	619,3	620,9	623,7	628,8	635,2	642,8	650,8	660,8
25-29	556,1	560,7	565,0	568,4	570,7	572,2	574,2	575,9	577,2	579,7
30-34	523,0	521,0	521,4	523,1	526,5	530,7	535,0	539,0	542,2	544,4
35-39	505,2	507,6	507,9	507,6	506,9	506,6	504,5	504,9	506,5	509,8
40-44	473,5	478,2	483,2	487,5	490,5	491,8	494,1	494,3	494,0	493,4
45-49	432,4	438,3	443,6	449,0	454,4	460,2	464,8	469,6	473,8	476,6
50-54	388,3	394,9	401,1	407,0	412,4	417,3	423,0	428,1	433,3	438,5
55-59	333,5	341,3	348,8	356,2	363,3	369,9	376,2	382,2	387,8	393,0
60-64	262,8	274,7	285,0	293,9	302,4	310,7	318,0	325,2	332,2	338,9
65-69	176,6	187,9	200,3	213,0	224,9	235,2	246,0	255,3	263,5	271,2
70-74	105,8	112,4	119,5	127,4	136,4	146,6	156,2	166,7	177,5	187,5
75+	112,0	114,6	117,8	121,6	126,0	131,2	137,8	145,0	153,2	162,7
<b>TOTAL</b>	<b>7 367,7</b>	<b>7 436,0</b>	<b>7 501,3</b>	<b>7 563,6</b>	<b>7 622,8</b>	<b>7 678,8</b>	<b>7 732,0</b>	<b>7 782,4</b>	<b>7 829,8</b>	<b>7 874,4</b>

Tabel II.02.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA UTARA						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	658,8	653,3	648,2	643,3	638,7	634,0
5-9	684,4	677,4	670,7	664,3	658,2	652,4
10-14	712,7	705,1	697,7	690,3	683,0	675,7
15-19	736,7	728,8	721,2	713,5	705,5	698,4
20-24	672,7	684,2	692,2	698,1	699,3	694,9
25-29	584,4	590,3	597,4	604,8	614,2	625,1
30-34	545,8	547,8	549,3	550,6	552,9	557,4
35-39	513,8	518,0	522,0	525,1	527,3	528,7
40-44	493,0	491,0	491,4	493,0	496,3	500,2
45-49	478,0	480,3	480,5	480,2	479,6	479,3
50-54	444,2	448,7	453,4	457,4	460,3	461,6
55-59	397,8	403,3	408,2	413,2	418,3	423,8
60-64	345,1	351,2	356,8	362,2	367,2	371,7
65-69	278,9	285,6	292,2	298,6	304,7	310,5
70-74	196,3	205,5	213,4	220,5	227,1	233,7
75+	173,5	184,6	196,8	209,7	222,8	235,7
<b>TOTAL</b>	<b>7 916,1</b>	<b>7 955,1</b>	<b>7 991,4</b>	<b>8 024,8</b>	<b>8 055,4</b>	<b>8 083,1</b>



Tabel II.02.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA UTARA

LAKI-LAKI + PEREMPUAN

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	1 525,3	1 547,7	1 563,6	1 574,1	1 576,3	1 566,1	1 550,0	1 533,9	1 517,8	1 501,8
5-9	1 406,8	1 422,5	1 440,5	1 459,9	1 481,8	1 506,5	1 528,9	1 544,6	1 555,3	1 557,4
10-14	1 353,8	1 360,8	1 366,3	1 370,7	1 378,1	1 391,3	1 406,7	1 424,2	1 443,1	1 464,5
15-19	1 275,5	1 288,9	1 302,2	1 313,4	1 321,4	1 326,8	1 333,6	1 338,8	1 343,0	1 350,0
20-24	1 179,8	1 177,1	1 179,0	1 183,9	1 192,7	1 204,3	1 217,2	1 229,9	1 240,5	1 248,1
25-29	1 085,7	1 091,6	1 094,1	1 095,7	1 097,0	1 097,1	1 094,4	1 096,1	1 100,6	1 108,6
30-34	996,5	1 005,7	1 015,4	1 023,5	1 030,0	1 034,6	1 039,8	1 041,7	1 042,8	1 043,7
35-39	905,0	918,5	930,4	942,3	952,6	963,7	972,2	981,2	988,7	994,7
40-44	813,4	828,2	842,2	855,4	867,7	879,0	891,9	903,3	914,6	924,4
45-49	711,4	727,0	742,7	758,4	773,5	787,8	802,0	815,5	828,2	840,0
50-54	586,7	610,3	630,5	648,4	665,4	682,7	697,6	712,7	727,7	742,3
55-59	421,1	448,6	476,8	504,6	530,2	552,6	575,0	594,1	611,1	627,3
60-64	273,3	291,1	311,7	334,6	359,2	384,9	410,2	436,2	461,9	485,5
65-69	202,4	206,1	210,5	216,7	225,5	237,6	253,3	271,5	291,7	313,4
70-74	141,5	145,1	148,9	152,9	156,9	160,8	164,0	167,9	173,2	180,6
75+	150,5	151,7	153,4	155,8	158,6	162,0	166,1	170,5	175,2	180,2
<b>TOTAL</b>	<b>13 028,7</b>	<b>13 220,9</b>	<b>13 408,2</b>	<b>13 590,3</b>	<b>13 766,9</b>	<b>13 937,8</b>	<b>14 102,9</b>	<b>14 262,1</b>	<b>14 415,4</b>	<b>14 562,5</b>

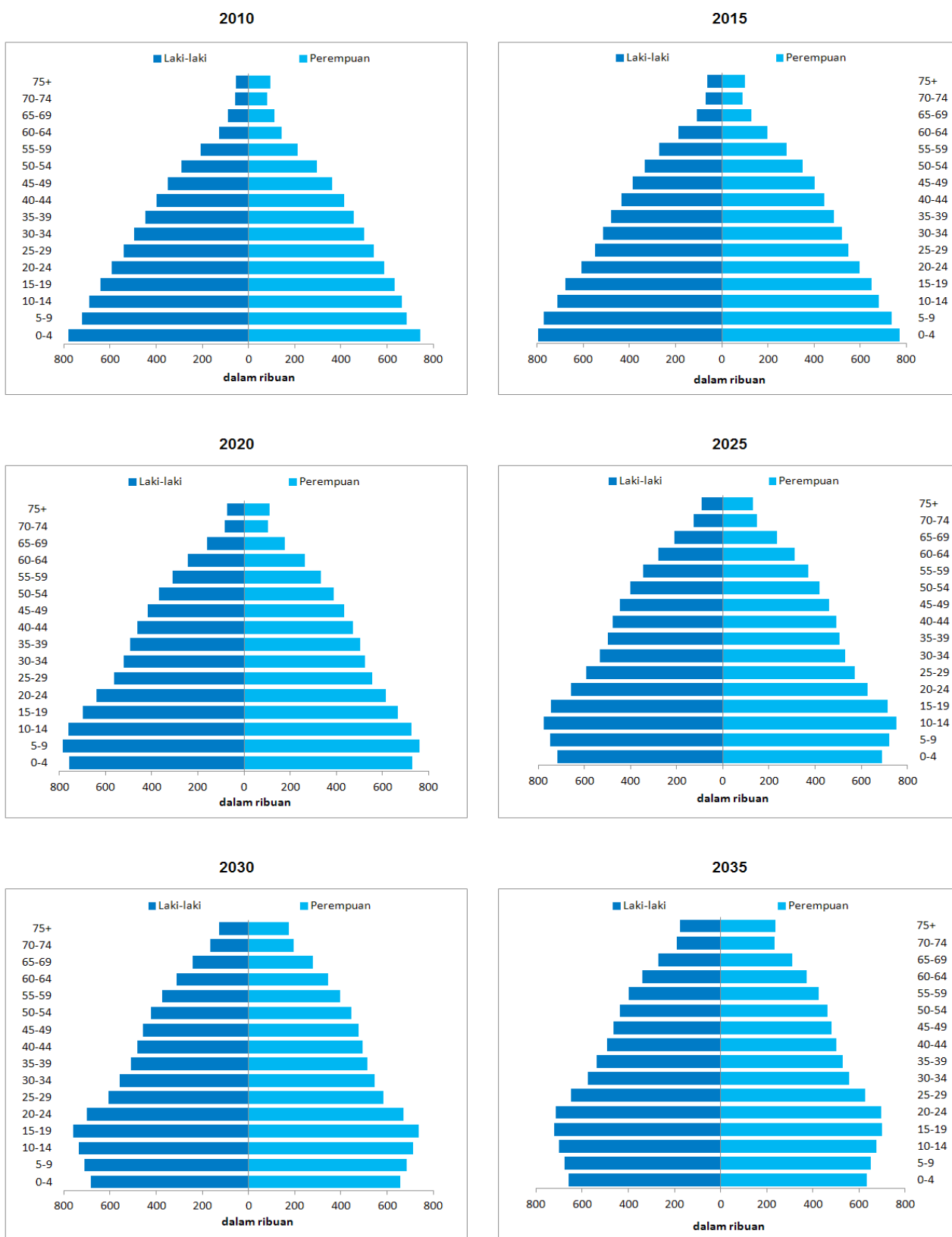
Tabel II.02.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA UTARA											LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029											
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)											
0-4	1 486,1	1 470,4	1 454,9	1 439,5	1 424,2	1 409,2	1 394,8	1 381,0	1 368,0	1 355,5											
5-9	1 547,6	1 531,8	1 516,1	1 500,3	1 484,5	1 469,0	1 453,7	1 438,6	1 423,5	1 408,6											
10-14	1 488,7	1 510,5	1 525,7	1 536,0	1 537,9	1 527,7	1 511,8	1 496,1	1 480,2	1 464,7											
15-19	1 362,8	1 377,7	1 394,7	1 413,1	1 433,9	1 457,4	1 478,7	1 493,3	1 503,2	1 504,6											
20-24	1 253,0	1 259,3	1 263,9	1 267,4	1 273,7	1 285,5	1 299,5	1 315,5	1 332,8	1 352,3											
25-29	1 119,4	1 131,3	1 143,1	1 152,8	1 159,6	1 163,9	1 169,3	1 173,2	1 176,1	1 181,7											
30-34	1 043,4	1 040,5	1 041,7	1 045,6	1 053,0	1 062,9	1 074,1	1 085,1	1 094,3	1 100,7											
35-39	998,7	1 003,4	1 004,8	1 005,5	1 006,0	1 005,4	1 002,2	1 003,2	1 006,8	1 013,9											
40-44	934,9	943,0	951,5	958,5	964,1	967,8	972,1	973,3	973,8	974,2											
45-49	850,8	863,1	874,1	884,9	894,2	904,3	912,0	920,2	927,0	932,4											
50-54	756,0	769,6	782,5	794,7	806,0	816,3	828,1	838,6	849,0	858,1											
55-59	643,7	658,0	672,3	686,6	700,4	713,5	726,4	738,7	750,3	761,2											
60-64	506,2	527,0	544,8	560,6	575,7	591,0	604,3	617,7	631,1	644,0											
65-69	336,1	358,4	381,5	404,2	425,3	443,7	462,2	478,2	492,4	506,0											
70-74	190,7	203,8	218,7	235,2	253,0	271,8	290,2	309,2	328,1	345,5											
75+	185,4	190,4	196,0	202,9	211,3	221,8	234,1	248,1	263,9	281,6											
<b>TOTAL</b>	<b>14 703,5</b>	<b>14 838,2</b>	<b>14 966,3</b>	<b>15 087,8</b>	<b>15 202,8</b>	<b>15 311,2</b>	<b>15 413,5</b>	<b>15 510,0</b>	<b>15 600,5</b>	<b>15 685,0</b>											

Tabel II.02.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA UTARA				LAKI-LAKI + PEREMPUAN		
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	1 343,6	1 332,6	1 322,2	1 312,5	1 303,0	1 293,6
5-9	1 393,9	1 379,7	1 366,2	1 353,4	1 341,1	1 329,5
10-14	1 449,3	1 434,3	1 419,3	1 404,5	1 389,8	1 375,3
15-19	1 495,0	1 479,2	1 463,8	1 448,3	1 432,9	1 418,0
20-24	1 374,6	1 394,7	1 408,3	1 417,3	1 418,4	1 408,7
25-29	1 192,5	1 205,4	1 220,2	1 236,2	1 254,4	1 275,0
30-34	1 104,8	1 109,9	1 113,5	1 116,2	1 121,4	1 131,6
35-39	1 023,6	1 034,4	1 045,1	1 054,0	1 060,3	1 064,3
40-44	973,6	970,6	971,7	975,3	982,2	991,7
45-49	935,9	940,2	941,4	942,0	942,4	941,9
50-54	867,8	875,4	883,3	889,9	895,2	898,7
55-59	771,0	782,4	792,5	802,5	811,2	820,5
60-64	656,3	668,4	680,0	690,9	701,1	710,4
65-69	519,8	531,8	544,0	556,0	567,8	578,9
70-74	360,8	376,3	389,7	401,6	413,1	424,8
75+	301,2	321,5	343,3	365,9	388,5	410,5
<b>TOTAL</b>	<b>15 763,7</b>	<b>15 836,8</b>	<b>15 904,5</b>	<b>15 966,5</b>	<b>16 022,8</b>	<b>16 073,4</b>

Gambar II.02.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI SUMATERA UTARA  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.02.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

SUMATERA UTARA

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	6 494,6	6 954,6	7 335,8	7 632,4	7 847,6	7 990,3
Perempuan	6 534,1	6 983,2	7 367,7	7 678,8	7 916,1	8 083,1
Total	13 028,7	13 937,8	14 703,5	15 311,2	15 763,7	16 073,4
<b>Komposisi Umur (%)</b>						
0-14	32,9	32,0	30,8	28,8	26,6	24,9
15-64	63,3	64,0	64,4	65,1	65,9	66,3
65+	3,8	4,0	4,8	6,1	7,5	8,8
<i>Dependency Ratio (%)</i>	58,0	56,3	55,3	53,6	51,7	50,8
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	3,10	2,87	2,67	2,48	2,30	2,15
GRR	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0
NRR	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0
CBR	25,6	22,7	20,4	18,5	17,2	16,3
Jumlah Kelahiran (000)	333,1	316,1	299,2	283,3	271,5	262,3
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	65,6	66,5	67,2	67,9	68,4	68,8
e0 Perempuan	69,4	70,3	71,1	71,7	72,2	72,6
e0 L+P	67,5	68,3	69,1	69,8	70,3	70,7
IMR Laki-laki	41,8	37,7	34,2	31,5	29,5	27,9
IMR Perempuan	28,8	26,3	24,1	22,4	21,2	20,3
IMR L+P	35,5	32,1	29,3	27,0	25,4	24,2
CDR	6,5	6,4	6,5	6,9	7,6	8,4
Jumlah Kematian (000)	84,9	88,6	95,6	106,0	119,5	135,0
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	-4,2	-4,3	-4,4	-4,7	-4,7	-4,7

**PROVINSI  
SUMATERA BARAT**

Tabel II.03.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA BARAT										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	273,2	275,6	277,7	279,1	279,9	278,8	277,7	276,4	275,2	273,6
5-9	253,3	256,6	259,5	262,9	266,1	269,5	272,2	274,3	275,5	276,4
10-14	243,9	246,1	247,8	249,0	250,6	253,4	256,6	259,5	262,8	266,0
15-19	225,7	228,1	231,3	234,8	238,4	241,5	243,5	245,2	246,4	248,0
20-24	217,2	216,3	215,7	215,2	215,0	215,9	218,3	221,4	224,8	228,2
25-29	188,8	193,7	197,6	201,4	204,8	206,4	205,5	204,9	204,4	204,3
30-34	178,9	178,8	179,2	179,5	181,6	184,5	189,1	192,8	196,5	199,7
35-39	166,7	170,3	173,5	176,3	176,8	177,3	177,1	177,5	177,7	179,6
40-44	147,9	151,3	154,9	158,5	162,1	165,3	168,8	171,8	174,5	175,0
45-49	133,4	135,1	137,1	139,6	142,2	145,1	148,5	152,0	155,6	159,0
50-54	119,7	122,2	124,0	125,4	126,9	128,8	130,5	132,4	134,8	137,4
55-59	92,4	97,6	102,3	106,5	109,9	112,7	115,1	116,9	118,3	119,8
60-64	59,8	63,7	68,6	73,9	79,1	83,9	88,6	93,0	96,8	100,0
65-69	44,7	45,2	45,8	46,7	48,4	51,3	54,7	59,0	63,6	68,2
70-74	31,4	32,1	32,8	33,6	34,3	34,9	35,3	35,8	36,6	38,1
75+	32,2	32,6	33,1	33,6	34,3	34,9	35,7	36,7	37,6	38,5
<b>TOTAL</b>	<b>2 409,2</b>	<b>2 445,3</b>	<b>2 480,9</b>	<b>2 516,0</b>	<b>2 550,4</b>	<b>2 584,2</b>	<b>2 617,2</b>	<b>2 649,6</b>	<b>2 681,1</b>	<b>2 711,8</b>

Tabel II.03.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA BARAT

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	272,1	270,5	268,7	266,8	264,8	262,7	260,5	258,6	256,7	254,8
5-9	275,6	274,7	273,3	272,1	270,6	269,0	267,5	265,8	264,0	261,9
10-14	269,4	272,0	274,1	275,3	276,0	275,1	274,1	272,4	271,4	270,0
15-19	250,5	253,8	256,6	259,9	262,9	266,3	268,8	270,8	272,0	273,0
20-24	231,1	232,9	234,5	235,5	236,9	239,4	242,4	245,1	248,2	251,0
25-29	205,1	207,3	210,3	213,4	216,6	219,3	221,0	222,4	223,3	224,6
30-34	201,2	200,2	199,6	199,0	198,8	199,6	201,7	204,6	207,6	210,7
35-39	182,3	186,9	190,5	194,0	197,1	198,5	197,5	196,9	196,3	196,1
40-44	175,5	175,2	175,5	175,6	177,6	180,2	184,7	188,1	191,5	194,6
45-49	162,1	165,5	168,3	171,1	171,5	171,9	171,6	171,9	172,0	173,9
50-54	140,2	143,4	146,8	150,2	153,5	156,5	159,8	162,6	165,2	165,5
55-59	121,5	123,1	125,0	127,3	129,8	132,4	135,5	138,8	141,9	145,1
60-64	102,7	104,8	106,5	107,9	109,3	110,9	112,3	114,1	116,3	118,6
65-69	72,4	76,5	80,4	83,7	86,6	88,9	90,9	92,4	93,6	94,8
70-74	40,5	43,4	46,8	50,5	54,2	57,6	60,9	64,0	66,7	69,0
75+	39,4	40,2	41,1	42,3	43,9	46,1	48,5	51,5	54,7	58,2
<b>TOTAL</b>	<b>2 741,6</b>	<b>2 770,4</b>	<b>2 798,0</b>	<b>2 824,6</b>	<b>2 850,1</b>	<b>2 874,4</b>	<b>2 897,7</b>	<b>2 920,0</b>	<b>2 941,4</b>	<b>2 961,8</b>



Tabel II.03.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA BARAT						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	253,1	251,4	249,8	248,2	246,5	244,9
5-9	259,9	257,8	255,9	253,9	252,2	250,4
10-14	268,5	266,9	265,2	263,3	261,4	259,3
15-19	271,8	270,9	269,5	268,2	266,6	265,1
20-24	254,3	256,7	258,5	259,8	260,4	259,4
25-29	226,9	229,7	232,3	235,2	237,9	241,0
30-34	213,3	214,9	216,3	217,2	218,4	220,6
35-39	196,8	199,0	201,7	204,8	207,8	210,5
40-44	196,0	195,0	194,3	193,8	193,7	194,4
45-49	176,4	180,9	184,3	187,6	190,6	192,0
50-54	166,0	165,7	166,0	166,2	168,0	170,5
55-59	147,9	151,0	153,7	156,2	156,6	157,0
60-64	121,1	123,8	126,9	129,9	132,8	135,4
65-69	96,3	97,6	99,2	101,1	103,2	105,4
70-74	70,9	72,5	73,8	74,8	75,8	77,1
75+	61,9	65,5	69,3	72,9	76,4	79,6
<b>TOTAL</b>	<b>2 981,1</b>	<b>2 999,3</b>	<b>3 016,7</b>	<b>3 033,1</b>	<b>3 048,3</b>	<b>3 062,6</b>

Tabel II.03.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA BARAT										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	260,9	264,3	266,5	268,1	269,3	269,0	267,7	266,4	264,9	263,5
5-9	242,6	245,3	248,3	251,6	254,8	258,4	261,5	263,7	265,5	266,6
10-14	237,2	238,4	239,5	240,2	241,2	242,9	245,6	248,6	251,8	255,0
15-19	223,3	225,5	227,9	230,4	232,9	235,5	236,8	237,8	238,5	239,4
20-24	210,9	211,9	212,9	213,1	213,3	213,7	215,9	218,3	220,7	223,1
25-29	191,8	193,1	194,5	196,7	199,0	200,2	201,1	202,1	202,3	202,4
30-34	181,8	183,1	184,4	185,4	186,5	187,9	189,2	190,5	192,6	194,8
35-39	168,3	171,3	174,0	176,7	178,7	180,8	182,1	183,3	184,2	185,3
40-44	152,8	155,3	158,2	161,2	164,1	166,8	169,8	172,5	175,2	177,1
45-49	141,1	142,5	144,1	145,8	147,8	150,0	152,5	155,3	158,2	161,1
50-54	125,1	128,9	131,6	133,5	135,1	136,8	138,2	139,8	141,5	143,4
55-59	94,0	99,3	105,1	110,7	115,6	119,4	123,1	125,6	127,4	129,0
60-64	64,8	68,3	72,2	76,7	81,8	87,4	92,4	97,8	103,1	107,7
65-69	55,8	55,2	54,9	55,2	56,1	57,6	60,8	64,4	68,5	73,1
70-74	45,0	45,2	45,3	45,4	45,5	45,7	45,3	45,2	45,6	46,4
75+	60,7	60,2	59,9	59,8	59,8	60,0	60,3	60,6	61,0	61,5
<b>TOTAL</b>	<b>2 456,1</b>	<b>2 487,8</b>	<b>2 519,3</b>	<b>2 550,5</b>	<b>2 581,5</b>	<b>2 612,1</b>	<b>2 642,3</b>	<b>2 671,9</b>	<b>2 701,0</b>	<b>2 729,4</b>

Tabel II.03.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA BARAT										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	261,9	260,2	258,5	256,6	254,5	252,4	250,4	248,4	246,5	244,8
5-9	266,3	264,9	263,8	262,4	261,0	259,5	257,8	256,1	254,2	252,3
10-14	258,5	261,6	263,7	265,6	266,5	266,3	264,9	263,7	262,2	260,7
15-19	241,2	243,8	246,7	249,9	253,1	256,5	259,6	261,7	263,5	264,2
20-24	225,6	226,8	227,7	228,3	229,2	230,8	233,3	236,1	239,1	242,2
25-29	202,8	204,9	207,1	209,4	211,7	214,0	215,0	215,9	216,4	217,1
30-34	195,9	196,8	197,7	197,8	197,9	198,2	200,2	202,3	204,5	206,7
35-39	186,7	187,9	189,1	191,1	193,3	194,3	195,1	195,9	196,0	196,1
40-44	179,2	180,4	181,6	182,5	183,5	184,8	186,0	187,2	189,2	191,3
45-49	163,8	166,7	169,4	171,9	173,8	175,8	177,0	178,2	179,0	180,0
50-54	145,5	148,0	150,7	153,5	156,3	158,9	161,7	164,3	166,8	168,7
55-59	130,7	132,1	133,6	135,2	137,0	139,1	141,4	144,0	146,8	149,5
60-64	111,2	114,7	117,1	118,8	120,3	121,9	123,3	124,7	126,2	128,0
65-69	78,1	82,7	87,5	92,3	96,5	99,7	102,8	105,0	106,6	108,0
70-74	47,8	50,5	53,6	57,1	61,0	65,3	69,2	73,3	77,4	80,9
75+	62,0	62,2	62,6	63,3	64,4	65,9	68,2	70,8	74,0	77,7
<b>TOTAL</b>	<b>2 757,2</b>	<b>2 784,2</b>	<b>2 810,4</b>	<b>2 835,7</b>	<b>2 860,0</b>	<b>2 883,4</b>	<b>2 905,9</b>	<b>2 927,6</b>	<b>2 948,4</b>	<b>2 968,2</b>

Tabel II.03.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA BARAT						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	243,1	241,5	239,9	238,3	236,7	235,1
5-9	250,2	248,2	246,2	244,4	242,6	241,0
10-14	259,2	257,5	255,8	254,0	252,0	249,9
15-19	264,0	262,6	261,2	259,7	258,6	257,0
20-24	245,4	248,4	250,4	251,9	252,8	252,4
25-29	218,6	221,0	223,6	226,5	229,4	232,5
30-34	209,0	210,1	210,9	211,3	212,1	213,5
35-39	196,5	198,4	200,6	202,8	205,0	207,2
40-44	192,3	193,1	194,0	194,1	194,1	194,5
45-49	181,4	182,5	183,7	185,7	187,7	188,7
50-54	170,6	171,8	172,9	173,7	174,7	176,0
55-59	152,0	154,7	157,2	159,6	161,3	163,2
60-64	129,9	132,2	134,6	137,2	139,7	142,1
65-69	109,5	110,7	112,1	113,5	115,1	116,9
70-74	83,6	86,3	88,2	89,6	90,8	92,1
75+	81,9	86,3	91,1	96,2	101,1	105,7
<b>TOTAL</b>	<b>2 987,2</b>	<b>3 005,3</b>	<b>3 022,4</b>	<b>3 038,5</b>	<b>3 053,7</b>	<b>3 067,8</b>

Tabel II.03.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA BARAT										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	534,1	539,9	544,2	547,2	549,2	547,8	545,4	542,8	540,1	537,1
5-9	495,9	501,9	507,8	514,5	520,9	527,9	533,7	538,0	541,0	543,0
10-14	481,1	484,5	487,3	489,2	491,8	496,3	502,2	508,1	514,6	521,0
15-19	449,0	453,6	459,2	465,2	471,3	477,0	480,3	483,0	484,9	487,4
20-24	428,1	428,2	428,6	428,3	428,3	429,6	434,2	439,7	445,5	451,3
25-29	380,6	386,8	392,1	398,1	403,8	406,6	406,6	407,0	406,7	406,7
30-34	360,7	361,9	363,6	364,9	368,1	372,4	378,3	383,3	389,1	394,5
35-39	335,0	341,6	347,5	353,0	355,5	358,1	359,2	360,8	361,9	364,9
40-44	300,7	306,6	313,1	319,7	326,2	332,1	338,6	344,3	349,7	352,1
45-49	274,5	277,6	281,2	285,4	290,0	295,1	301,0	307,3	313,8	320,1
50-54	244,8	251,1	255,6	258,9	262,0	265,6	268,7	272,2	276,3	280,8
55-59	186,4	196,9	207,4	217,2	225,5	232,1	238,2	242,5	245,7	248,8
60-64	124,6	132,0	140,8	150,6	160,9	171,3	181,0	190,8	199,9	207,7
65-69	100,5	100,4	100,7	101,9	104,5	108,9	115,5	123,4	132,1	141,3
70-74	76,4	77,3	78,1	79,0	79,8	80,6	80,6	81,0	82,2	84,5
75+	92,9	92,8	93,0	93,4	94,1	94,9	96,0	97,3	98,6	100,0
<b>TOTAL</b>	<b>4 865,3</b>	<b>4 933,1</b>	<b>5 000,2</b>	<b>5 066,5</b>	<b>5 131,9</b>	<b>5 196,3</b>	<b>5 259,5</b>	<b>5 321,5</b>	<b>5 382,1</b>	<b>5 441,2</b>

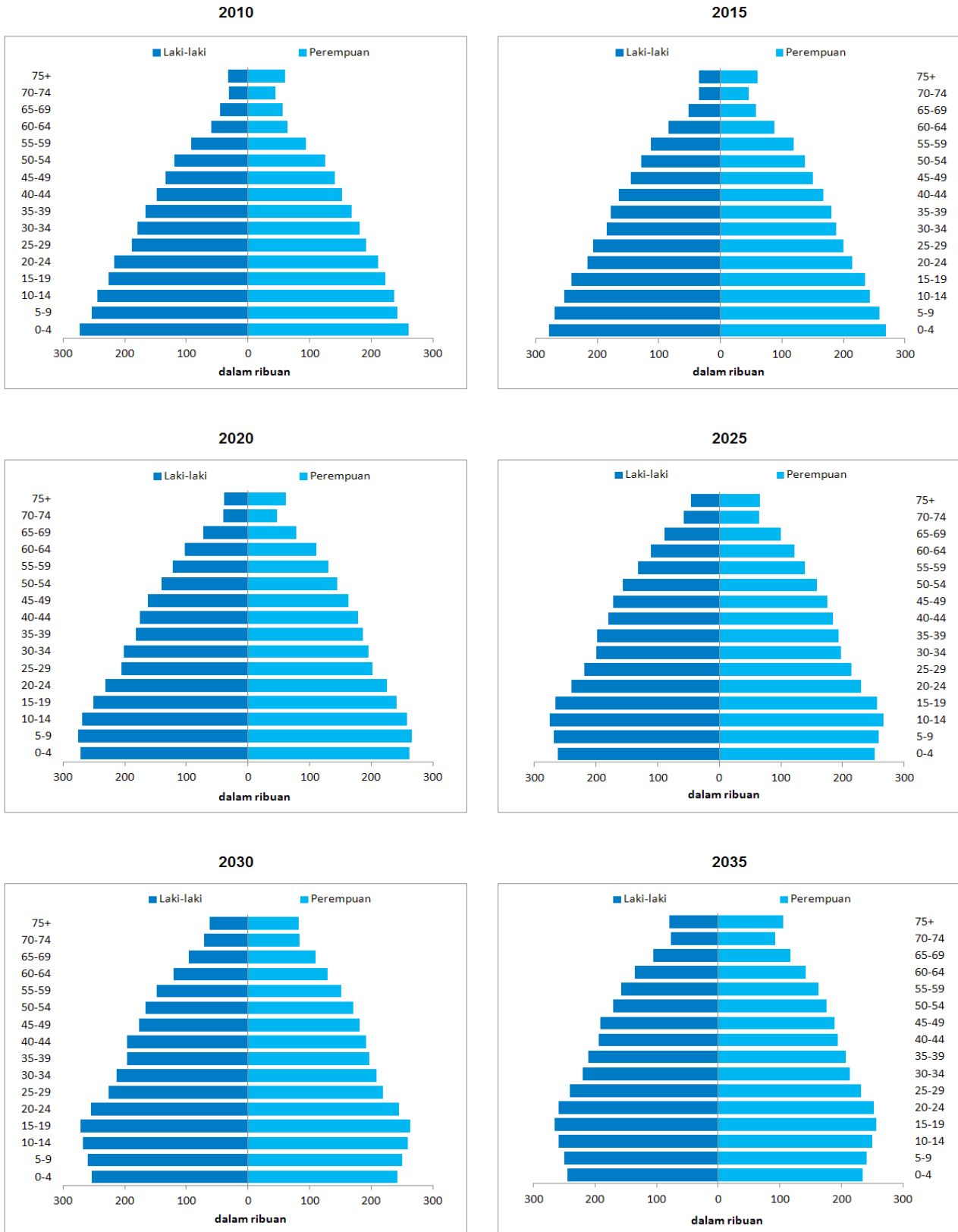
Tabel II.03.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA BARAT											LAKI-LAKI + PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	
0-4	534,0	530,7	527,2	523,4	519,3	515,1	510,9	507,0	503,2	499,6	
5-9	541,9	539,6	537,1	534,5	531,6	528,5	525,3	521,9	518,2	514,2	
10-14	527,9	533,6	537,8	540,9	542,5	541,4	539,0	536,1	533,6	530,7	
15-19	491,7	497,6	503,3	509,8	516,0	522,8	528,4	532,5	535,5	537,2	
20-24	456,7	459,7	462,2	463,8	466,1	470,2	475,7	481,2	487,3	493,2	
25-29	407,9	412,2	417,4	422,8	428,3	433,3	436,0	438,3	439,7	441,7	
30-34	397,1	397,0	397,3	396,8	396,7	397,8	401,9	406,9	412,1	417,4	
35-39	369,0	374,8	379,6	385,1	390,4	392,8	392,6	392,8	392,3	392,2	
40-44	354,7	355,6	357,1	358,1	361,1	365,0	370,7	375,3	380,7	385,9	
45-49	325,9	332,2	337,7	343,0	345,3	347,7	348,6	350,1	351,0	353,9	
50-54	285,7	291,4	297,5	303,7	309,8	315,4	321,5	326,9	332,0	334,2	
55-59	252,2	255,2	258,6	262,5	266,8	271,5	276,9	282,8	288,7	294,6	
60-64	213,9	219,5	223,6	226,7	229,6	232,8	235,6	238,8	242,5	246,6	
65-69	150,5	159,2	167,9	176,0	183,1	188,6	193,7	197,4	200,2	202,8	
70-74	88,3	93,9	100,4	107,6	115,2	122,9	130,1	137,3	144,1	149,9	
75+	101,4	102,4	103,7	105,6	108,3	112,0	116,7	122,3	128,7	135,9	
<b>TOTAL</b>	<b>5 498,8</b>	<b>5 554,6</b>	<b>5 608,4</b>	<b>5 660,3</b>	<b>5 710,1</b>	<b>5 757,8</b>	<b>5 803,6</b>	<b>5 847,6</b>	<b>5 889,8</b>	<b>5 930,0</b>	

Tabel II.03.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA BARAT		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	496,2	492,9	489,7	486,5	483,2	480,0
5-9	510,1	506,0	502,1	498,3	494,8	491,4
10-14	527,7	524,4	521,0	517,3	513,4	509,2
15-19	535,8	533,5	530,7	527,9	525,2	522,1
20-24	499,7	505,1	508,9	511,7	513,2	511,8
25-29	445,5	450,7	455,9	461,7	467,3	473,5
30-34	422,3	425,0	427,2	428,5	430,5	434,1
35-39	393,3	397,4	402,3	407,6	412,8	417,7
40-44	388,3	388,1	388,3	387,9	387,8	388,9
45-49	357,8	363,4	368,0	373,3	378,3	380,7
50-54	336,6	337,5	338,9	339,9	342,7	346,5
55-59	299,9	305,7	310,9	315,8	317,9	320,2
60-64	251,0	256,0	261,5	267,1	272,5	277,5
65-69	205,8	208,3	211,3	214,6	218,3	222,3
70-74	154,5	158,8	162,0	164,4	166,6	169,2
75+	143,8	151,8	160,4	169,1	177,5	185,3
<b>TOTAL</b>	<b>5 968,3</b>	<b>6 004,6</b>	<b>6 039,1</b>	<b>6 071,6</b>	<b>6 102,0</b>	<b>6 130,4</b>

Gambar II.03.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI SUMATERA BARAT  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.03.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

SUMATERA BARAT

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	2 409,2	2 584,2	2 741,6	2 874,4	2 981,1	3 062,6
Perempuan	2 456,1	2 612,1	2 757,2	2 883,4	2 987,2	3 067,8
Total	4 865,3	5 196,3	5 498,8	5 757,8	5 968,3	6 130,4
<b>Komposisi Umur (%)</b>						
0-14	31,1	30,3	29,2	27,5	25,7	24,2
15-64	63,4	64,2	64,6	65,1	65,9	66,4
65+	5,5	5,5	6,2	7,4	8,4	9,4
<i>Dependency Ratio (%)</i>	57,7	55,8	54,8	53,6	51,7	50,6
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	3,02	2,83	2,65	2,46	2,30	2,15
GRR	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0
NRR	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0
CBR	23,6	21,6	19,8	18,1	16,9	15,9
Jumlah Kelahiran (000)	114,8	112,1	108,7	104,1	100,7	97,6
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	65,7	66,7	67,6	68,2	68,5	68,8
e0 Perempuan	69,6	70,6	71,5	72,0	72,4	72,7
e0 L+P	67,6	68,6	69,5	70,1	70,4	70,7
IMR Laki-laki	40,5	35,9	32,2	29,9	28,6	27,6
IMR Perempuan	28,9	25,9	23,6	22,1	21,3	20,7
IMR L+P	34,9	31,0	28,0	26,1	25,0	24,2
CDR	8,1	7,6	7,5	7,8	8,3	9,0
Jumlah Kematian (000)	39,4	39,4	41,1	44,6	49,5	55,2
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	-1,6	-1,8	-2,0	-2,2	-2,3	-2,3

**PROVINSI  
RIAU**

Tabel II.04.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

RIAU										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	336,7	343,1	350,1	356,9	364,1	367,2	370,8	374,1	376,7	379,2
5-9	309,9	315,2	319,3	323,7	327,7	335,1	341,5	348,6	355,6	362,5
10-14	285,5	290,0	295,3	300,5	306,2	312,0	317,3	321,4	325,7	329,7
15-19	284,4	284,5	284,6	285,2	286,7	289,8	294,4	299,6	304,9	310,6
20-24	275,5	282,4	288,5	293,3	296,2	297,3	297,4	297,5	298,1	299,7
25-29	261,2	266,5	272,1	278,2	285,1	292,9	300,2	306,7	311,8	314,9
30-34	257,3	260,1	263,2	266,6	271,1	274,6	280,1	285,9	292,1	299,2
35-39	229,9	238,9	247,3	254,5	260,0	265,1	267,9	270,9	274,3	278,8
40-44	187,6	196,8	206,1	215,4	224,4	233,2	242,1	250,5	257,9	263,3
45-49	145,4	153,2	161,4	170,1	178,9	187,9	197,1	206,4	215,6	224,5
50-54	108,2	115,0	121,8	128,6	135,8	143,6	151,2	159,4	167,9	176,6
55-59	73,2	79,3	85,5	91,8	98,1	104,4	111,0	117,4	124,1	131,2
60-64	45,5	49,0	53,2	58,0	63,0	68,2	73,9	79,7	85,7	91,6
65-69	30,4	31,9	33,3	35,1	37,2	40,2	43,4	47,1	51,4	56,0
70-74	19,2	20,2	21,2	22,5	23,5	24,6	25,9	27,1	28,6	30,4
75+	17,0	17,7	18,6	19,4	20,4	21,5	22,7	24,0	25,3	26,7
<b>TOTAL</b>	<b>2 866,9</b>	<b>2 943,8</b>	<b>3 021,5</b>	<b>3 099,8</b>	<b>3 178,4</b>	<b>3 257,6</b>	<b>3 336,9</b>	<b>3 416,3</b>	<b>3 495,7</b>	<b>3 574,9</b>

Tabel II.04.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

RIAU	LAKI-LAKI									
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	381,7	383,5	385,1	386,4	387,2	387,9	388,8	389,9	389,9	391,2
5-9	365,6	369,3	372,6	375,4	378,0	380,2	382,1	383,7	384,9	385,9
10-14	337,1	343,5	350,5	357,4	364,3	367,3	370,9	374,2	377,1	379,5
15-19	316,5	321,8	325,9	330,2	334,3	341,7	348,1	355,1	362,2	369,1
20-24	302,9	307,6	312,9	318,3	324,1	330,1	335,6	339,8	344,4	348,6
25-29	316,0	316,1	316,2	316,7	318,4	321,7	326,5	332,0	337,6	343,7
30-34	307,3	314,9	321,6	326,7	329,8	330,9	330,8	330,9	331,6	333,3
35-39	282,2	287,7	293,5	299,8	307,0	315,0	322,7	329,4	334,6	337,9
40-44	268,3	271,0	274,0	277,4	281,8	285,2	290,7	296,4	302,6	309,8
45-49	233,3	242,2	250,5	257,8	263,1	268,1	270,7	273,6	276,9	281,3
50-54	185,5	194,6	203,7	212,6	221,5	230,1	238,9	247,0	254,2	259,3
55-59	138,6	146,0	153,9	162,2	170,6	179,1	187,9	196,6	205,4	213,9
60-64	97,4	103,6	109,8	116,0	122,6	129,6	136,5	143,9	151,7	159,5
65-69	60,6	65,7	70,8	76,1	81,4	86,8	92,3	97,7	103,4	109,1
70-74	32,9	35,5	38,6	42,2	45,9	49,9	54,0	58,3	62,8	67,1
75+	28,1	29,6	31,2	33,0	35,1	37,6	40,3	43,4	47,0	50,9
<b>TOTAL</b>	<b>3 654,0</b>	<b>3 732,6</b>	<b>3 810,8</b>	<b>3 888,2</b>	<b>3 965,1</b>	<b>4 041,2</b>	<b>4 116,8</b>	<b>4 191,9</b>	<b>4 266,3</b>	<b>4 340,1</b>

Tabel II.04.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

RIAU							LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	
0-4	391,8	392,9	394,3	395,7	397,4	399,2	
5-9	386,7	387,4	388,2	388,9	389,8	390,7	
10-14	381,8	383,6	385,2	386,5	387,5	388,2	
15-19	372,2	375,8	379,0	382,0	384,5	386,7	
20-24	356,2	362,9	370,2	377,5	384,7	387,8	
25-29	350,0	355,8	360,3	365,0	369,4	377,6	
30-34	336,6	341,8	347,4	353,2	359,6	366,3	
35-39	338,9	339,0	339,1	339,7	341,5	344,9	
40-44	318,1	325,8	332,6	337,8	341,0	342,2	
45-49	284,7	290,1	295,9	302,2	309,3	317,5	
50-54	264,3	266,8	269,7	272,9	277,3	280,6	
55-59	222,2	230,7	238,6	245,5	250,5	255,2	
60-64	167,6	175,7	184,0	192,2	200,2	208,0	
65-69	115,5	121,8	128,3	135,3	142,3	149,5	
70-74	71,5	76,1	80,7	85,3	90,1	95,4	
75+	55,1	59,6	64,4	69,6	74,9	80,3	
<b>TOTAL</b>	<b>4 413,2</b>	<b>4 485,8</b>	<b>4 557,9</b>	<b>4 629,3</b>	<b>4 700,0</b>	<b>4 770,1</b>	

Tabel II.04.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

RIAU	PEREMPUAN									
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	317,4	324,8	332,6	341,1	348,9	352,8	356,2	359,3	362,2	364,5
5-9	295,3	299,6	303,2	306,3	309,4	316,5	324,0	331,8	340,1	348,1
10-14	274,1	277,2	281,9	287,0	292,4	297,5	301,7	305,3	308,4	311,5
15-19	277,1	277,7	277,1	276,4	276,5	278,0	281,1	285,9	291,0	296,4
20-24	264,9	271,3	277,8	283,2	287,4	289,6	290,3	289,8	289,1	289,1
25-29	258,7	263,1	266,7	270,8	275,6	281,7	288,5	295,3	301,0	305,4
30-34	245,8	251,3	256,7	261,6	266,3	270,4	274,9	278,5	282,7	287,6
35-39	208,7	217,9	226,9	235,9	244,0	251,2	256,7	262,1	267,1	271,8
40-44	166,9	175,4	184,1	192,9	201,7	210,7	220,0	229,1	238,0	246,2
45-49	128,9	135,9	143,3	151,0	159,0	167,1	175,6	184,3	193,1	202,0
50-54	94,2	101,0	107,6	114,2	120,9	127,9	134,9	142,2	149,8	157,7
55-59	62,8	67,9	73,7	79,9	86,2	92,3	99,0	105,5	111,9	118,4
60-64	41,6	44,5	47,7	51,2	55,4	60,3	65,2	70,8	76,8	82,9
65-69	30,0	31,3	32,8	34,4	36,4	38,5	41,2	44,2	47,5	51,4
70-74	20,4	21,4	22,5	23,5	24,7	25,9	27,0	28,3	29,8	31,5
75+	21,2	22,1	23,0	24,1	25,2	26,4	27,8	29,2	30,7	32,3
<b>TOTAL</b>	<b>2 708,0</b>	<b>2 782,4</b>	<b>2 857,6</b>	<b>2 933,5</b>	<b>3 010,0</b>	<b>3 086,8</b>	<b>3 164,1</b>	<b>3 241,6</b>	<b>3 319,2</b>	<b>3 396,8</b>

Tabel II.04.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

RIAU	PEREMPUAN									
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	366,4	368,2	369,7	370,7	371,6	372,5	373,0	373,4	374,5	375,2
5-9	352,0	355,4	358,5	361,2	363,5	365,5	367,2	368,6	369,8	370,7
10-14	318,5	326,0	333,8	342,1	350,0	353,8	357,2	360,2	362,8	365,1
15-19	301,5	305,8	309,3	312,5	315,5	322,6	330,1	338,0	346,3	354,4
20-24	290,7	293,8	298,7	304,0	309,6	314,9	319,3	323,0	326,2	329,4
25-29	307,7	308,4	307,8	307,1	307,1	308,6	311,9	317,0	322,5	328,3
30-34	293,9	300,8	307,8	313,7	318,1	320,4	321,1	320,4	319,5	319,5
35-39	275,9	280,4	284,0	288,1	293,0	299,4	306,3	313,4	319,3	323,7
40-44	253,4	258,9	264,3	269,2	273,9	278,0	282,4	286,0	290,2	295,1
45-49	210,9	220,2	229,2	238,2	246,3	253,4	258,9	264,3	269,2	273,9
50-54	165,8	174,2	182,8	191,6	200,3	209,1	218,3	227,3	236,1	244,2
55-59	125,4	132,2	139,4	146,8	154,6	162,5	170,7	179,2	187,7	196,3
60-64	88,8	95,2	101,4	107,6	113,9	120,6	127,2	134,1	141,3	148,8
65-69	56,0	60,6	65,9	71,5	77,2	82,6	88,6	94,5	100,2	106,2
70-74	33,4	35,9	38,5	41,4	44,9	48,9	53,0	57,6	62,5	67,5
75+	34,0	35,7	37,6	39,7	42,0	44,5	47,4	50,6	54,1	58,1
<b>TOTAL</b>	<b>3 474,3</b>	<b>3 551,7</b>	<b>3 628,7</b>	<b>3 705,4</b>	<b>3 781,5</b>	<b>3 857,3</b>	<b>3 932,6</b>	<b>4 007,6</b>	<b>4 082,2</b>	<b>4 156,4</b>

Tabel II.04.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

RIAU	PEREMPUAN					
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	376,1	377,1	378,2	379,6	381,3	382,9
5-9	371,4	372,1	372,7	373,5	374,2	375,1
10-14	367,1	368,9	370,3	371,4	372,3	373,1
15-19	358,2	361,6	364,7	367,3	369,6	371,7
20-24	336,7	344,5	352,7	361,4	369,9	373,9
25-29	333,9	338,5	342,4	345,9	349,3	357,0
30-34	321,2	324,5	329,9	335,6	341,6	347,3
35-39	326,1	326,7	326,0	325,2	325,2	326,9
40-44	301,4	308,4	315,5	321,5	326,0	328,3
45-49	277,9	282,4	286,0	290,1	295,0	301,4
50-54	251,2	256,7	262,0	266,9	271,5	275,5
55-59	205,0	213,9	222,7	231,4	239,3	246,2
60-64	156,4	164,4	172,5	180,7	189,0	197,3
65-69	112,4	118,5	125,0	131,7	138,7	145,9
70-74	72,3	77,6	82,7	87,8	93,0	98,4
75+	62,8	67,7	73,2	79,1	85,4	92,0
<b>TOTAL</b>	<b>4 230,1</b>	<b>4 303,5</b>	<b>4 376,5</b>	<b>4 449,1</b>	<b>4 521,3</b>	<b>4 592,9</b>



Tabel II.04.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

RIAU		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	654,1	667,9	682,7	698,0	713,0	720,0	727,0	733,4	738,9	743,7
5-9	605,2	614,8	622,5	630,0	637,1	651,6	665,5	680,4	695,7	710,6
10-14	559,6	567,2	577,2	587,5	598,6	609,5	619,0	626,7	634,1	641,2
15-19	561,5	562,2	561,7	561,6	563,2	567,8	575,5	585,5	595,9	607,0
20-24	540,4	553,7	566,3	576,5	583,6	586,9	587,7	587,3	587,2	588,8
25-29	519,9	529,6	538,8	549,0	560,7	574,6	588,7	602,0	612,8	620,3
30-34	503,1	511,4	519,9	528,2	537,4	545,0	555,0	564,4	574,8	586,8
35-39	438,6	456,8	474,2	490,4	504,0	516,3	524,6	533,0	541,4	550,6
40-44	354,5	372,2	390,2	408,3	426,1	443,9	462,1	479,6	495,9	509,5
45-49	274,3	289,1	304,7	321,1	337,9	355,0	372,7	390,7	408,7	426,5
50-54	202,4	216,0	229,4	242,8	256,7	271,5	286,1	301,6	317,7	334,3
55-59	136,0	147,2	159,2	171,7	184,3	196,7	210,0	222,9	236,0	249,6
60-64	87,1	93,5	100,9	109,2	118,4	128,5	139,1	150,5	162,5	174,5
65-69	60,4	63,2	66,1	69,5	73,6	78,7	84,6	91,3	98,9	107,4
70-74	39,6	41,6	43,7	46,0	48,2	50,5	52,9	55,4	58,4	61,9
75+	38,2	39,8	41,6	43,5	45,6	47,9	50,5	53,2	56,0	59,0
<b>TOTAL</b>	<b>5 574,9</b>	<b>5 726,2</b>	<b>5 879,1</b>	<b>6 033,3</b>	<b>6 188,4</b>	<b>6 344,4</b>	<b>6 501,0</b>	<b>6 657,9</b>	<b>6 814,9</b>	<b>6 971,7</b>

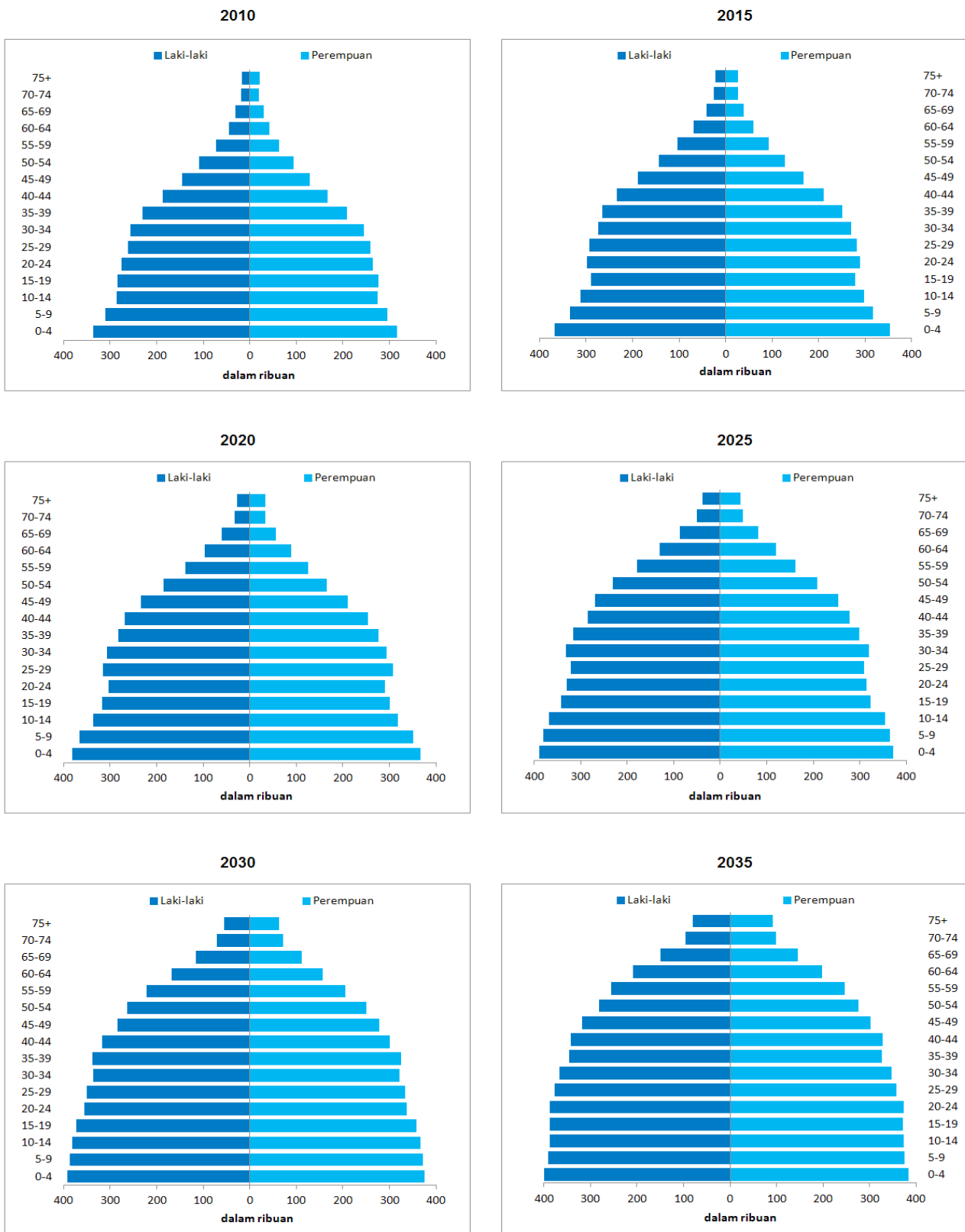
Tabel II.04.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

RIAU		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	748,1	751,7	754,8	757,1	758,8	760,4	761,8	763,3	764,4	766,4
5-9	717,6	724,7	731,1	736,6	741,5	745,7	749,3	752,3	754,7	756,6
10-14	655,6	669,5	684,3	699,5	714,3	721,1	728,1	734,4	739,9	744,6
15-19	618,0	627,6	635,2	642,7	649,8	664,3	678,2	693,1	708,5	723,5
20-24	593,6	601,4	611,6	622,3	633,7	645,0	654,9	662,8	670,6	678,0
25-29	623,7	624,5	624,0	623,8	625,5	630,3	638,4	649,0	660,1	672,0
30-34	601,2	615,7	629,4	640,4	647,9	651,3	651,9	651,3	651,1	652,8
35-39	558,1	568,1	577,5	587,9	600,0	614,4	629,0	642,8	653,9	661,6
40-44	521,7	529,9	538,3	546,6	555,7	563,2	573,1	582,4	592,8	604,9
45-49	444,2	462,4	479,7	496,0	509,4	521,5	529,6	537,9	546,1	555,2
50-54	351,3	368,8	386,5	404,2	421,8	439,2	457,2	474,3	490,3	503,5
55-59	264,0	278,2	293,3	309,0	325,2	341,6	358,6	375,8	393,1	410,2
60-64	186,2	198,8	211,2	223,6	236,5	250,2	263,7	278,0	293,0	308,3
65-69	116,6	126,3	136,7	147,6	158,6	169,4	180,9	192,2	203,6	215,3
70-74	66,3	71,4	77,1	83,6	90,8	98,8	107,0	115,9	125,3	134,6
75+	62,1	65,3	68,8	72,7	77,1	82,1	87,7	94,0	101,1	109,0
<b>TOTAL</b>	<b>7 128,3</b>	<b>7 284,3</b>	<b>7 439,5</b>	<b>7 593,6</b>	<b>7 746,6</b>	<b>7 898,5</b>	<b>8 049,4</b>	<b>8 199,5</b>	<b>8 348,5</b>	<b>8 496,5</b>

Tabel II.04.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

RIAU		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	767,9	770,0	772,5	775,3	778,7	782,1
5-9	758,1	759,5	760,9	762,4	764,0	765,8
10-14	748,9	752,5	755,5	757,9	759,8	761,3
15-19	730,4	737,4	743,7	749,3	754,1	758,4
20-24	692,9	707,4	722,9	738,9	754,6	761,7
25-29	683,9	694,3	702,7	710,9	718,7	734,6
30-34	657,8	666,3	677,3	688,8	701,2	713,6
35-39	665,0	665,7	665,1	664,9	666,7	671,8
40-44	619,5	634,2	648,1	659,3	667,0	670,5
45-49	562,6	572,5	581,9	592,3	604,3	618,9
50-54	515,5	523,5	531,7	539,8	548,8	556,1
55-59	427,2	444,6	461,3	476,9	489,8	501,4
60-64	324,0	340,1	356,5	372,9	389,2	405,3
65-69	227,9	240,3	253,3	267,0	281,0	295,4
70-74	143,8	153,7	163,4	173,1	183,1	193,8
75+	117,9	127,3	137,6	148,7	160,3	172,3
<b>TOTAL</b>	<b>8 643,3</b>	<b>8 789,3</b>	<b>8 934,4</b>	<b>9 078,4</b>	<b>9 221,3</b>	<b>9 363,0</b>

Gambar II.04.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI RIAU  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.04.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

RIAU

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	2 866,9	3 257,6	3 654,0	4 041,2	4 413,2	4 770,1
Perempuan	2 708,0	3 086,8	3 474,3	3 857,3	4 230,1	4 592,9
Total	5 574,9	6 344,4	7 128,3	7 898,5	8 643,3	9 363,0
<b>Komposisi Umur (%)</b>						
0-14	32,6	31,2	29,8	28,2	26,3	24,7
15-64	64,9	66,0	66,8	67,4	68,0	68,2
65+	2,5	2,8	3,4	4,4	5,7	7,1
<i>Dependency Ratio (%)</i>	54,1	51,5	49,7	48,4	47,1	46,6
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,92	2,78	2,65	2,52	2,39	2,28
GRR	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
NRR	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1
CBR	26,0	24,0	21,8	19,8	18,3	17,3
Jumlah Kelahiran (000)	144,8	152,1	155,3	156,5	158,3	161,6
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	68,3	69,1	69,8	70,1	70,3	70,5
e0 Perempuan	72,1	73,0	73,6	73,9	74,1	74,2
e0 L+P	70,2	71,0	71,6	72,0	72,2	72,3
IMR Laki-laki	30,1	26,7	24,4	23,2	22,5	22,1
IMR Perempuan	20,6	18,7	17,4	16,7	16,3	16,1
IMR L+P	25,5	22,8	21,0	20,0	19,5	19,1
CDR	4,3	4,3	4,6	5,0	5,7	6,6
Jumlah Kematian (000)	23,7	27,2	32,5	39,8	49,5	61,6
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	5,3	5,0	4,7	4,4	4,3	4,3

**PROVINSI  
JAMBI**

Tabel II.05.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAMBI										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	164,1	164,2	164,0	164,0	165,2	165,4	165,2	164,4	164,1	163,5
5-9	159,1	160,7	162,2	163,0	162,7	162,5	162,4	162,1	162,4	163,7
10-14	151,9	153,1	154,6	156,1	157,5	159,3	160,9	162,5	163,0	162,7
15-19	151,7	151,4	151,4	151,6	152,1	152,9	154,1	155,6	157,0	158,4
20-24	151,2	152,9	153,8	154,3	154,1	153,9	153,6	153,7	153,7	154,3
25-29	145,2	146,8	148,5	150,5	152,7	154,7	156,4	157,3	157,8	157,7
30-34	141,6	143,5	145,1	146,4	148,0	148,9	150,4	152,1	154,1	156,2
35-39	125,1	129,6	134,0	138,0	141,0	144,1	146,0	147,7	149,0	150,4
40-44	104,8	108,9	113,2	117,6	122,0	126,3	130,8	135,2	139,2	142,1
45-49	87,2	90,3	93,5	97,0	100,6	104,5	108,7	112,9	117,3	121,6
50-54	70,1	73,4	76,5	79,5	82,5	85,7	88,7	91,9	95,3	98,9
55-59	49,9	53,5	57,1	60,7	64,1	67,3	70,5	73,4	76,3	79,2
60-64	32,2	34,4	37,1	40,1	43,2	46,3	49,7	53,1	56,4	59,6
65-69	22,7	23,5	24,2	25,2	26,5	28,4	30,3	32,7	35,4	38,2
70-74	15,1	15,7	16,4	17,1	17,8	18,4	19,0	19,7	20,5	21,6
75+	14,2	14,8	15,4	16,0	16,7	17,5	18,2	19,1	19,9	20,8
<b>TOTAL</b>	<b>1 586,1</b>	<b>1 616,7</b>	<b>1 647,0</b>	<b>1 677,1</b>	<b>1 706,7</b>	<b>1 736,1</b>	<b>1 764,9</b>	<b>1 793,4</b>	<b>1 821,4</b>	<b>1 848,9</b>

Tabel II.05.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAMBI										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	162,9	162,3	161,6	160,8	160,0	159,0	158,0	156,9	155,9	154,9
5-9	163,9	163,5	163,0	162,5	162,0	161,4	160,8	160,1	159,3	158,5
10-14	162,5	162,4	162,1	162,2	163,3	163,5	163,2	162,7	162,2	161,7
15-19	160,1	161,5	163,2	164,0	163,4	163,3	163,1	162,7	163,0	164,0
20-24	155,0	156,2	157,6	159,0	160,4	162,2	163,7	165,3	166,2	165,2
25-29	157,4	157,2	157,1	157,2	157,7	158,4	159,5	161,0	162,3	163,7
30-34	158,3	159,9	160,8	161,2	161,1	160,7	160,4	160,3	160,4	160,9
35-39	151,3	152,8	154,4	156,3	158,4	160,4	162,0	162,9	163,3	163,2
40-44	145,3	147,1	148,7	149,9	151,4	152,2	153,6	155,2	157,0	159,2
45-49	125,8	130,4	134,6	138,6	141,5	144,5	146,3	147,9	149,0	150,5
50-54	102,6	106,7	110,8	115,1	119,3	123,4	127,9	132,0	135,9	138,8
55-59	82,3	85,2	88,3	91,5	95,0	98,6	102,5	106,5	110,5	114,6
60-64	62,6	65,6	68,3	71,0	73,7	76,6	79,3	82,1	85,2	88,4
65-69	41,0	44,0	47,0	50,0	52,8	55,5	58,1	60,6	62,9	65,4
70-74	23,1	24,8	26,8	29,0	31,3	33,6	36,1	38,5	41,0	43,3
75+	21,7	22,5	23,5	24,5	25,8	27,4	29,0	30,9	33,0	35,4
<b>TOTAL</b>	<b>1 875,8</b>	<b>1 902,1</b>	<b>1 927,8</b>	<b>1 952,8</b>	<b>1 977,1</b>	<b>2 000,7</b>	<b>2 023,5</b>	<b>2 045,6</b>	<b>2 067,1</b>	<b>2 087,7</b>



Tabel II.05.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAMBI						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	153,9	152,8	151,9	151,0	150,1	149,2
5-9	157,5	156,5	155,5	154,4	153,4	152,4
10-14	161,1	160,5	159,8	159,0	158,2	157,2
15-19	164,4	163,9	163,4	162,9	162,3	161,7
20-24	165,2	165,0	164,7	164,9	165,9	166,3
25-29	165,3	166,9	168,4	169,3	168,3	168,5
30-34	161,6	162,8	164,2	165,6	167,0	168,8
35-39	162,8	162,4	162,5	162,5	163,0	163,7
40-44	161,2	162,8	163,6	164,0	164,0	163,5
45-49	151,3	152,8	154,3	156,1	158,3	160,2
50-54	141,7	143,5	145,0	146,1	147,6	148,3
55-59	118,5	122,8	126,9	130,5	133,3	136,1
60-64	91,8	95,4	99,1	102,9	106,8	110,5
65-69	68,0	70,4	72,9	75,7	78,6	81,5
70-74	45,5	47,7	49,7	51,7	53,7	55,8
75+	37,9	40,7	43,5	46,5	49,5	52,3
<b>TOTAL</b>	<b>2 107,7</b>	<b>2 126,9</b>	<b>2 145,4</b>	<b>2 163,1</b>	<b>2 180,0</b>	<b>2 196,0</b>

Tabel II.05.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAMBI										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	158,5	158,5	158,2	158,4	158,8	158,9	158,4	158,0	157,4	156,9
5-9	156,0	157,2	158,1	158,5	158,0	157,3	157,3	157,1	157,2	157,6
10-14	147,8	149,3	151,0	152,6	154,4	156,2	157,4	158,1	158,8	158,1
15-19	146,6	146,5	146,4	146,6	147,2	148,3	149,8	151,5	153,1	154,9
20-24	143,4	144,8	146,4	147,4	148,1	148,1	148,1	148,0	148,3	148,9
25-29	142,3	143,0	143,3	143,9	144,9	146,5	147,9	149,5	150,5	151,1
30-34	136,8	139,6	142,0	143,8	144,9	145,3	145,9	146,2	146,7	147,7
35-39	117,5	121,9	126,2	130,5	134,6	138,5	141,2	143,6	145,3	146,4
40-44	98,3	102,0	105,9	109,9	113,9	117,9	122,3	126,6	130,9	135,0
45-49	81,5	84,6	87,8	91,0	94,4	97,9	101,5	105,4	109,3	113,3
50-54	63,2	67,0	70,5	73,8	77,0	80,3	83,4	86,5	89,6	92,9
55-59	43,4	46,6	50,3	54,1	57,9	61,4	65,1	68,5	71,7	74,8
60-64	29,7	31,5	33,4	35,6	38,2	41,3	44,3	47,8	51,5	55,1
65-69	22,6	23,2	24,0	24,9	26,0	27,2	28,9	30,7	32,7	35,1
70-74	16,1	16,7	17,4	18,0	18,6	19,3	19,9	20,6	21,4	22,4
75+	17,8	18,5	19,2	20,0	20,8	21,6	22,6	23,5	24,5	25,5
<b>TOTAL</b>	<b>1 521,5</b>	<b>1 550,9</b>	<b>1 580,1</b>	<b>1 609,0</b>	<b>1 637,7</b>	<b>1 666,0</b>	<b>1 694,0</b>	<b>1 721,6</b>	<b>1 748,9</b>	<b>1 775,7</b>

Tabel II.05.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAMBI										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	156,3	155,7	155,0	154,2	153,3	152,4	151,4	150,4	149,4	148,4
5-9	157,7	157,2	156,7	156,2	155,6	155,0	154,4	153,7	153,0	152,1
10-14	157,4	157,3	157,1	157,2	157,6	157,6	157,1	156,6	156,0	155,4
15-19	156,7	158,1	158,7	159,1	158,5	157,8	157,7	157,5	157,5	157,9
20-24	150,0	151,5	153,2	154,8	156,5	158,2	159,5	160,2	160,5	160,2
25-29	151,2	151,1	151,1	151,3	151,9	153,0	154,5	156,1	157,7	159,4
30-34	149,2	150,6	152,2	153,2	153,8	153,8	153,7	153,6	153,8	154,4
35-39	146,7	147,3	147,5	148,0	149,0	150,5	151,8	153,4	154,3	154,9
40-44	138,8	141,5	143,9	145,6	146,6	146,9	147,5	147,7	148,2	149,1
45-49	117,3	121,6	125,9	130,1	134,2	138,0	140,7	143,0	144,7	145,7
50-54	96,4	100,0	103,8	107,7	111,6	115,5	119,7	123,9	128,1	132,0
55-59	78,0	81,0	84,0	87,1	90,3	93,6	97,1	100,8	104,6	108,4
60-64	58,4	61,9	65,2	68,2	71,2	74,3	77,1	80,0	82,9	86,0
65-69	38,0	40,8	44,0	47,4	50,8	53,8	57,1	60,0	62,9	65,6
70-74	23,5	24,9	26,5	28,3	30,4	32,9	35,3	38,2	41,1	44,0
75+	26,5	27,5	28,6	29,8	31,1	32,6	34,3	36,2	38,3	40,7
<b>TOTAL</b>	<b>1 802,1</b>	<b>1 828,0</b>	<b>1 853,4</b>	<b>1 878,2</b>	<b>1 902,4</b>	<b>1 925,9</b>	<b>1 948,9</b>	<b>1 971,3</b>	<b>1 993,0</b>	<b>2 014,2</b>

Tabel II.05.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAMBI						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	147,4	146,5	145,6	144,7	143,8	143,0
5-9	151,2	150,2	149,2	148,3	147,3	146,3
10-14	154,8	154,2	153,5	152,8	151,9	151,0
15-19	157,9	157,4	156,9	156,3	155,7	155,1
20-24	159,4	159,3	159,0	159,0	159,4	159,4
25-29	161,2	162,4	163,3	163,6	163,4	162,3
30-34	155,5	157,0	158,7	160,2	162,0	163,8
35-39	154,9	154,9	154,7	155,0	155,6	156,7
40-44	150,6	151,9	153,5	154,5	155,0	155,1
45-49	146,0	146,5	146,7	147,2	148,1	149,6
50-54	135,8	138,4	140,7	142,4	143,3	143,6
55-59	112,2	116,3	120,3	124,4	128,2	131,9
60-64	89,1	92,5	96,0	99,6	103,2	106,8
65-69	68,4	71,0	73,7	76,4	79,2	82,2
70-74	46,7	49,5	52,1	54,5	56,9	59,4
75+	43,5	46,4	49,7	53,2	56,9	60,7
<b>TOTAL</b>	<b>2 034,6</b>	<b>2 054,4</b>	<b>2 073,6</b>	<b>2 092,1</b>	<b>2 109,9</b>	<b>2 126,9</b>

Tabel II.05.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAMBI										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	322,6	322,7	322,2	322,4	324,0	324,3	323,6	322,4	321,5	320,4
5-9	315,1	317,9	320,3	321,5	320,7	319,8	319,7	319,2	319,6	321,3
10-14	299,7	302,4	305,6	308,7	311,9	315,5	318,3	320,6	321,8	320,8
15-19	298,3	297,9	297,8	298,2	299,3	301,2	303,9	307,1	310,1	313,3
20-24	294,6	297,7	300,2	301,7	302,2	302,0	301,7	301,7	302,0	303,2
25-29	287,5	289,8	291,8	294,4	297,6	301,2	304,3	306,8	308,3	308,8
30-34	278,4	283,1	287,1	290,2	292,9	294,2	296,3	298,3	300,8	303,9
35-39	242,6	251,5	260,2	268,5	275,6	282,6	287,2	291,3	294,3	296,8
40-44	203,1	210,9	219,1	227,5	235,9	244,2	253,1	261,8	270,1	277,1
45-49	168,7	174,9	181,3	188,0	195,0	202,4	210,2	218,3	226,6	234,9
50-54	133,3	140,4	147,0	153,3	159,5	166,0	172,1	178,4	184,9	191,8
55-59	93,3	100,1	107,4	114,8	122,0	128,7	135,6	141,9	148,0	154,0
60-64	61,9	65,9	70,5	75,7	81,4	87,6	94,0	100,9	107,9	114,7
65-69	45,3	46,7	48,2	50,1	52,5	55,6	59,2	63,4	68,1	73,3
70-74	31,2	32,4	33,8	35,1	36,4	37,7	38,9	40,3	41,9	44,0
75+	32,0	33,3	34,6	36,0	37,5	39,1	40,8	42,6	44,4	46,3
<b>TOTAL</b>	<b>3 107,6</b>	<b>3 167,6</b>	<b>3 227,1</b>	<b>3 286,1</b>	<b>3 344,4</b>	<b>3 402,1</b>	<b>3 458,9</b>	<b>3 515,0</b>	<b>3 570,3</b>	<b>3 624,6</b>

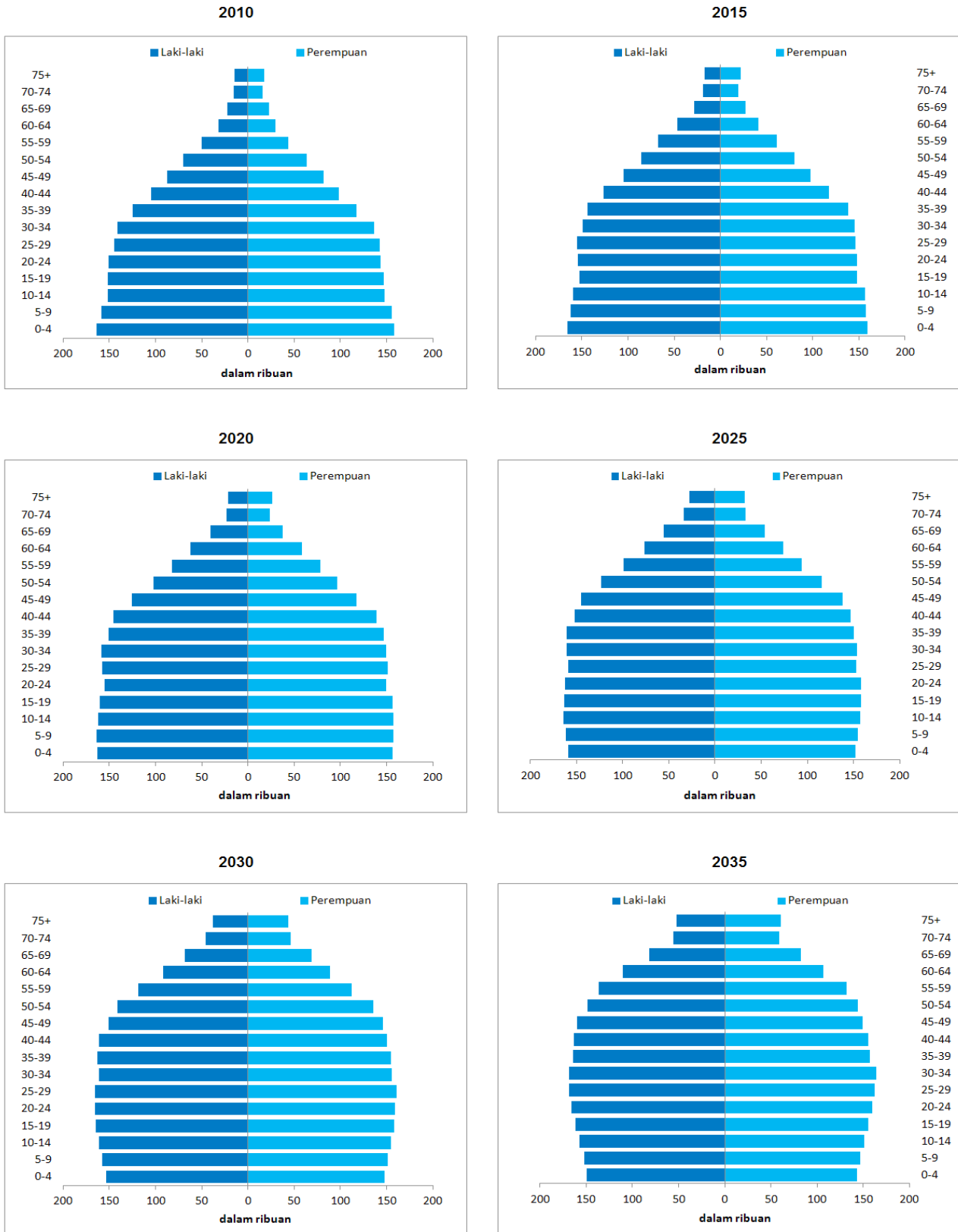
Tabel II.05.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAMBI										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	319,2	318,0	316,6	315,0	313,3	311,4	309,4	307,3	305,3	303,3
5-9	321,6	320,7	319,7	318,7	317,6	316,4	315,2	313,8	312,3	310,6
10-14	319,9	319,7	319,2	319,4	320,9	321,1	320,3	319,3	318,2	317,1
15-19	316,8	319,6	321,9	323,1	321,9	321,1	320,8	320,2	320,5	321,9
20-24	305,0	307,7	310,8	313,8	316,9	320,4	323,2	325,5	326,7	325,4
25-29	308,6	308,3	308,2	308,5	309,6	311,4	314,0	317,1	320,0	323,1
30-34	307,5	310,5	313,0	314,4	314,9	314,5	314,1	313,9	314,2	315,3
35-39	298,0	300,1	301,9	304,3	307,4	310,9	313,8	316,3	317,6	318,1
40-44	284,1	288,6	292,6	295,5	298,0	299,1	301,1	302,9	305,2	308,3
45-49	243,1	252,0	260,5	268,7	275,7	282,5	287,0	290,9	293,7	296,2
50-54	199,0	206,7	214,6	222,8	230,9	238,9	247,6	255,9	264,0	270,8
55-59	160,3	166,2	172,3	178,6	185,3	192,2	199,6	207,3	215,1	223,0
60-64	121,0	127,5	133,5	139,2	144,9	150,9	156,4	162,1	168,1	174,4
65-69	79,0	84,8	91,0	97,4	103,6	109,3	115,2	120,6	125,8	131,0
70-74	46,6	49,7	53,3	57,3	61,7	66,5	71,4	76,7	82,1	87,3
75+	48,2	50,0	52,1	54,3	56,9	60,0	63,3	67,1	71,3	76,1
<b>TOTAL</b>	<b>3 677,9</b>	<b>3 730,1</b>	<b>3 781,2</b>	<b>3 831,0</b>	<b>3 879,5</b>	<b>3 926,6</b>	<b>3 972,4</b>	<b>4 016,9</b>	<b>4 060,1</b>	<b>4 101,9</b>

Tabel II.05.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAMBI		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	301,3	299,3	297,5	295,7	293,9	292,2
5-9	308,7	306,7	304,7	302,7	300,7	298,7
10-14	315,9	314,7	313,3	311,8	310,1	308,2
15-19	322,3	321,3	320,3	319,2	318,0	316,8
20-24	324,6	324,3	323,7	323,9	325,3	325,7
25-29	326,5	329,3	331,7	332,9	331,7	330,8
30-34	317,1	319,8	322,9	325,8	329,0	332,6
35-39	317,7	317,3	317,2	317,5	318,6	320,4
40-44	311,8	314,7	317,1	318,5	319,0	318,6
45-49	297,3	299,3	301,0	303,3	306,4	309,8
50-54	277,5	281,9	285,7	288,5	290,9	291,9
55-59	230,7	239,1	247,2	254,9	261,5	268,0
60-64	180,9	187,9	195,1	202,5	210,0	217,3
65-69	136,4	141,4	146,6	152,1	157,8	163,7
70-74	92,2	97,2	101,8	106,2	110,6	115,2
75+	81,4	87,1	93,2	99,7	106,4	113,0
<b>TOTAL</b>	<b>4 142,3</b>	<b>4 181,3</b>	<b>4 219,0</b>	<b>4 255,2</b>	<b>4 289,9</b>	<b>4 322,9</b>

Gambar II.05.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI JAMBI  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.05.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

JAMBI

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	1 586,1	1 736,1	1 875,8	2 000,7	2 107,7	2 196,0
Perempuan	1 521,5	1 666,0	1 802,1	1 925,9	2 034,6	2 126,9
Total	3 107,6	3 402,1	3 677,9	3 926,6	4 142,3	4 322,9
Komposisi Umur (%)						
0-14	30,2	28,2	26,1	24,2	22,4	20,8
15-64	66,3	67,9	69,2	69,8	70,1	70,1
65+	3,5	3,9	4,7	6,0	7,5	9,1
<i>Dependency Ratio (%)</i>	50,8	47,3	44,5	43,3	42,7	42,7
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,48	2,31	2,18	2,04	1,92	1,83
GRR	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9
NRR	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
CBR	22,1	19,7	17,8	16,1	14,7	13,6
Jumlah Kelahiran (000)	68,6	67,0	65,4	63,1	60,8	58,7
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	68,0	68,8	69,3	69,6	69,8	69,9
e0 Perempuan	71,9	72,6	73,1	73,5	73,6	73,7
e0 L+P	69,9	70,7	71,2	71,5	71,7	71,8
IMR Laki-laki	30,7	27,6	25,8	24,7	24,1	23,7
IMR Perempuan	22,3	20,4	19,2	18,6	18,3	18,1
IMR L+P	26,6	24,1	22,6	21,7	21,3	21,0
CDR	5,1	5,3	5,7	6,3	7,2	8,2
Jumlah Kematian (000)	15,9	18,0	20,9	24,8	29,7	35,6
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	2,8	2,6	2,4	2,1	2,1	2,0

**PROVINSI  
SUMATERA SELATAN**

Tabel II.06.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA SELATAN										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	401,0	404,8	408,1	410,3	412,6	411,8	410,7	408,3	406,1	403,3
5-9	380,7	384,1	386,9	390,6	394,3	399,2	403,0	406,5	409,2	411,1
10-14	365,9	367,8	370,5	373,3	376,5	380,4	383,7	386,5	390,1	393,7
15-19	367,9	366,1	364,8	363,4	362,7	362,9	364,8	367,4	370,1	373,2
20-24	370,2	368,8	367,0	365,0	362,5	360,2	358,4	357,1	355,8	355,1
25-29	353,3	357,6	360,4	361,9	362,8	362,2	360,8	359,0	357,0	354,6
30-34	323,0	328,7	334,6	340,3	345,4	349,5	353,5	356,2	357,4	358,2
35-39	282,0	290,3	298,2	306,0	312,9	320,3	325,7	331,6	336,9	341,9
40-44	240,7	248,2	255,9	263,7	271,4	278,9	287,0	294,8	302,3	309,1
45-49	205,7	211,2	217,1	223,2	229,6	236,3	243,5	251,1	258,7	266,2
50-54	169,3	175,9	181,9	187,5	193,0	199,0	204,3	210,0	215,9	222,1
55-59	123,3	131,1	138,8	146,4	153,4	159,8	166,0	171,7	177,0	182,4
60-64	81,5	86,2	92,1	98,7	105,5	112,1	119,4	126,5	133,4	139,9
65-69	58,7	60,1	61,6	63,5	66,3	70,2	74,3	79,5	85,2	91,1
70-74	39,7	40,9	42,2	43,5	44,8	45,9	47,2	48,4	50,0	52,2
75+	38,9	39,7	40,4	41,4	42,3	43,5	44,8	46,2	47,7	49,2
<b>TOTAL</b>	<b>3 801,8</b>	<b>3 861,5</b>	<b>3 920,5</b>	<b>3 978,7</b>	<b>4 036,0</b>	<b>4 092,2</b>	<b>4 147,1</b>	<b>4 200,8</b>	<b>4 252,8</b>	<b>4 303,3</b>

Tabel II.06.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA SELATAN

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	400,1	396,7	393,0	388,9	384,9	380,7	376,6	372,8	369,2	365,8
5-9	410,5	409,4	407,3	404,9	402,1	399,0	395,5	391,9	387,9	383,9
10-14	398,5	402,2	405,7	408,3	410,0	409,2	408,1	406,0	403,7	400,7
15-19	377,0	380,2	382,9	386,5	390,1	394,8	398,4	401,7	404,1	406,0
20-24	355,3	357,1	359,5	362,0	364,8	368,5	371,5	374,1	377,6	381,1
25-29	352,3	350,6	349,2	347,9	347,2	347,2	348,8	351,0	353,3	356,0
30-34	357,4	355,9	353,9	351,8	349,4	347,1	345,4	344,0	342,6	341,9
35-39	345,7	349,6	352,0	353,1	353,7	352,8	351,2	349,1	347,0	344,6
40-44	316,3	321,5	327,1	332,4	337,2	340,8	344,4	346,8	347,7	348,4
45-49	273,5	281,4	288,9	296,3	302,8	309,8	314,9	320,3	325,5	330,0
50-54	228,5	235,5	242,8	250,1	257,4	264,3	272,0	279,2	286,4	292,7
55-59	188,0	193,1	198,4	204,0	209,9	216,1	222,7	229,5	236,5	243,4
60-64	145,7	151,5	156,7	161,7	166,6	171,8	176,4	181,4	186,6	192,0
65-69	97,1	103,3	109,6	115,7	121,3	126,5	131,5	136,2	140,5	144,9
70-74	55,5	58,9	63,1	67,7	72,5	77,3	82,4	87,5	92,4	97,0
75+	50,7	52,3	54,1	56,0	58,5	61,6	64,9	68,7	73,0	77,7
<b>TOTAL</b>	<b>4 352,1</b>	<b>4 399,2</b>	<b>4 444,2</b>	<b>4 487,3</b>	<b>4 528,4</b>	<b>4 567,5</b>	<b>4 604,7</b>	<b>4 640,2</b>	<b>4 674,0</b>	<b>4 706,1</b>

Tabel II.06.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA SELATAN							LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	
0-4	362,6	359,8	357,2	355,0	353,0	351,0	
5-9	379,8	375,7	371,9	368,2	364,9	361,8	
10-14	397,6	394,2	390,5	386,6	382,6	378,5	
15-19	405,3	404,0	401,8	399,2	396,6	393,6	
20-24	385,7	389,2	392,4	394,8	396,5	396,0	
25-29	359,5	362,5	365,0	368,4	371,8	376,2	
30-34	341,9	343,4	345,6	347,9	350,4	353,8	
35-39	342,3	340,7	339,3	338,1	337,3	337,3	
40-44	347,4	345,8	343,9	341,9	339,5	337,2	
45-49	333,6	337,2	339,5	340,5	341,0	340,2	
50-54	299,4	304,3	309,6	314,6	319,0	322,5	
55-59	250,1	257,3	264,3	271,0	277,0	283,4	
60-64	197,7	203,9	210,3	216,7	223,1	229,2	
65-69	149,5	153,7	158,1	162,7	167,5	172,5	
70-74	101,2	105,4	109,1	112,7	116,3	120,1	
75+	82,8	88,1	93,8	99,5	105,2	110,8	
<b>TOTAL</b>	<b>4 736,4</b>	<b>4 765,2</b>	<b>4 792,3</b>	<b>4 817,8</b>	<b>4 841,7</b>	<b>4 864,1</b>	

Tabel II.06.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA SELATAN										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	377,5	383,0	387,9	392,6	395,8	397,1	395,4	393,8	391,2	388,4
5-9	361,7	364,4	366,9	369,8	373,0	377,0	382,6	387,4	391,9	395,3
10-14	349,4	350,6	353,0	355,6	358,4	361,6	364,3	366,7	369,5	372,6
15-19	355,9	353,2	350,5	347,8	346,1	345,7	346,9	349,2	351,8	354,5
20-24	356,2	354,8	353,3	351,3	349,0	346,3	343,8	341,3	338,7	337,1
25-29	342,7	346,1	347,8	348,2	348,1	347,4	346,0	344,4	342,5	340,2
30-34	310,2	316,7	323,5	329,9	335,2	338,7	342,0	343,5	343,9	343,6
35-39	270,7	278,0	285,2	292,4	299,8	307,6	314,0	320,5	326,9	331,9
40-44	235,8	242,0	248,3	254,7	261,2	267,6	274,8	281,8	288,9	296,2
45-49	202,2	208,3	214,2	220,0	225,8	231,7	237,8	243,9	250,2	256,6
50-54	159,3	167,9	175,7	183,0	190,0	196,8	202,7	208,4	214,1	219,7
55-59	113,3	120,2	128,2	136,7	145,0	152,6	160,9	168,4	175,4	182,1
60-64	81,8	85,6	89,5	94,0	99,4	106,1	112,5	120,1	128,1	135,9
65-69	63,4	64,8	66,5	68,5	70,8	73,4	76,9	80,5	84,6	89,6
70-74	46,3	47,5	48,6	49,9	51,1	52,5	53,7	55,2	57,0	59,1
75+	53,4	53,9	54,7	55,6	56,8	58,0	59,5	61,1	62,8	64,6
<b>TOTAL</b>	<b>3 679,8</b>	<b>3 737,0</b>	<b>3 793,8</b>	<b>3 850,0</b>	<b>3 905,5</b>	<b>3 960,1</b>	<b>4 013,8</b>	<b>4 066,2</b>	<b>4 117,5</b>	<b>4 167,4</b>

Tabel II.06.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA SELATAN										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	385,3	381,8	378,1	374,3	370,2	366,2	362,2	358,4	354,8	351,5
5-9	396,6	394,8	393,1	390,7	387,9	384,8	381,4	377,7	373,9	369,9
10-14	376,6	382,1	386,8	391,1	394,6	395,6	394,0	391,8	389,5	386,8
15-19	357,6	360,2	362,6	365,3	368,3	372,2	377,6	382,3	386,6	389,8
20-24	336,6	337,8	340,0	342,4	345,0	347,9	350,4	352,7	355,3	358,2
25-29	337,6	335,1	332,6	330,1	328,4	327,9	328,9	331,0	333,3	335,7
30-34	342,8	341,3	339,7	337,7	335,3	332,6	330,1	327,6	325,1	323,4
35-39	335,4	338,5	339,9	340,1	339,8	338,8	337,2	335,6	333,6	331,2
40-44	303,8	310,1	316,5	322,7	327,6	331,0	334,0	335,3	335,5	335,1
45-49	262,9	269,9	276,8	283,7	290,8	298,3	304,4	310,7	316,7	321,6
50-54	225,5	231,4	237,4	243,5	249,6	255,8	262,6	269,3	276,0	282,9
55-59	188,6	194,3	199,9	205,3	210,7	216,2	221,9	227,7	233,6	239,5
60-64	143,1	150,9	158,0	164,6	170,9	177,1	182,5	187,7	192,8	198,0
65-69	95,6	101,6	108,4	115,7	122,9	129,4	136,5	143,0	149,0	154,8
70-74	61,3	64,3	67,4	71,0	75,3	80,5	85,5	91,4	97,6	103,7
75+	66,5	68,5	70,6	73,1	75,7	78,6	82,0	85,7	89,8	94,6
<b>TOTAL</b>	<b>4 215,8</b>	<b>4 262,6</b>	<b>4 307,8</b>	<b>4 351,3</b>	<b>4 393,0</b>	<b>4 432,9</b>	<b>4 471,2</b>	<b>4 507,9</b>	<b>4 543,1</b>	<b>4 576,7</b>

Tabel II.06.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA SELATAN						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	348,5	345,8	343,3	341,0	339,0	337,2
5-9	365,9	361,9	358,1	354,6	351,3	348,3
10-14	383,7	380,3	376,6	372,8	368,8	364,8
15-19	390,9	389,2	387,4	385,1	382,1	379,0
20-24	362,0	367,3	371,8	375,9	379,0	379,9
25-29	338,5	340,9	343,1	345,6	348,5	352,2
30-34	322,9	323,9	325,9	328,1	330,5	333,3
35-39	328,6	326,1	323,7	321,2	319,6	319,1
40-44	334,2	332,6	331,0	329,0	326,7	324,2
45-49	324,9	327,8	329,2	329,3	329,0	328,1
50-54	290,2	296,2	302,3	308,2	313,0	316,2
55-59	245,4	252,0	258,4	264,9	271,6	278,6
60-64	203,2	208,6	214,0	219,6	225,2	230,8
65-69	160,4	165,3	170,1	174,8	179,6	184,4
70-74	109,3	115,3	120,9	126,1	131,0	135,8
75+	100,2	106,1	112,6	119,8	127,2	134,7
<b>TOTAL</b>	<b>4 608,8</b>	<b>4 639,3</b>	<b>4 668,4</b>	<b>4 696,0</b>	<b>4 722,1</b>	<b>4 746,6</b>



Tabel II.06.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA SELATAN							LAKI-LAKI + PEREMPUAN			
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	778,5	787,8	796,0	802,9	808,4	808,9	806,1	802,1	797,3	791,7
5-9	742,4	748,5	753,8	760,4	767,3	776,2	785,6	793,9	801,1	806,4
10-14	715,3	718,4	723,5	728,9	734,9	742,0	748,0	753,2	759,6	766,3
15-19	723,8	719,3	715,3	711,2	708,8	708,6	711,7	716,6	721,9	727,7
20-24	726,4	723,6	720,3	716,3	711,5	706,5	702,2	698,4	694,5	692,2
25-29	696,0	703,7	708,2	710,1	710,9	709,6	706,8	703,4	699,5	694,8
30-34	633,2	645,4	658,1	670,2	680,6	688,2	695,5	699,7	701,3	701,8
35-39	552,7	568,3	583,4	598,4	612,7	627,9	639,7	652,1	663,8	673,8
40-44	476,5	490,2	504,2	518,4	532,6	546,5	561,8	576,6	591,2	605,3
45-49	407,9	419,5	431,3	443,2	455,4	468,0	481,3	495,0	508,9	522,8
50-54	328,6	343,8	357,6	370,5	383,0	395,8	407,0	418,4	430,0	441,8
55-59	236,6	251,3	267,0	283,1	298,4	312,4	326,9	340,1	352,4	364,5
60-64	163,3	171,8	181,6	192,7	204,9	218,2	231,9	246,6	261,5	275,8
65-69	122,1	124,9	128,1	132,0	137,1	143,6	151,2	160,0	169,8	180,7
70-74	86,0	88,4	90,8	93,4	95,9	98,4	100,9	103,6	107,0	111,3
75+	92,3	93,6	95,1	97,0	99,1	101,5	104,3	107,3	110,5	113,8
<b>TOTAL</b>	<b>7 481,6</b>	<b>7 598,5</b>	<b>7 714,3</b>	<b>7 828,7</b>	<b>7 941,5</b>	<b>8 052,3</b>	<b>8 160,9</b>	<b>8 267,0</b>	<b>8 370,3</b>	<b>8 470,7</b>

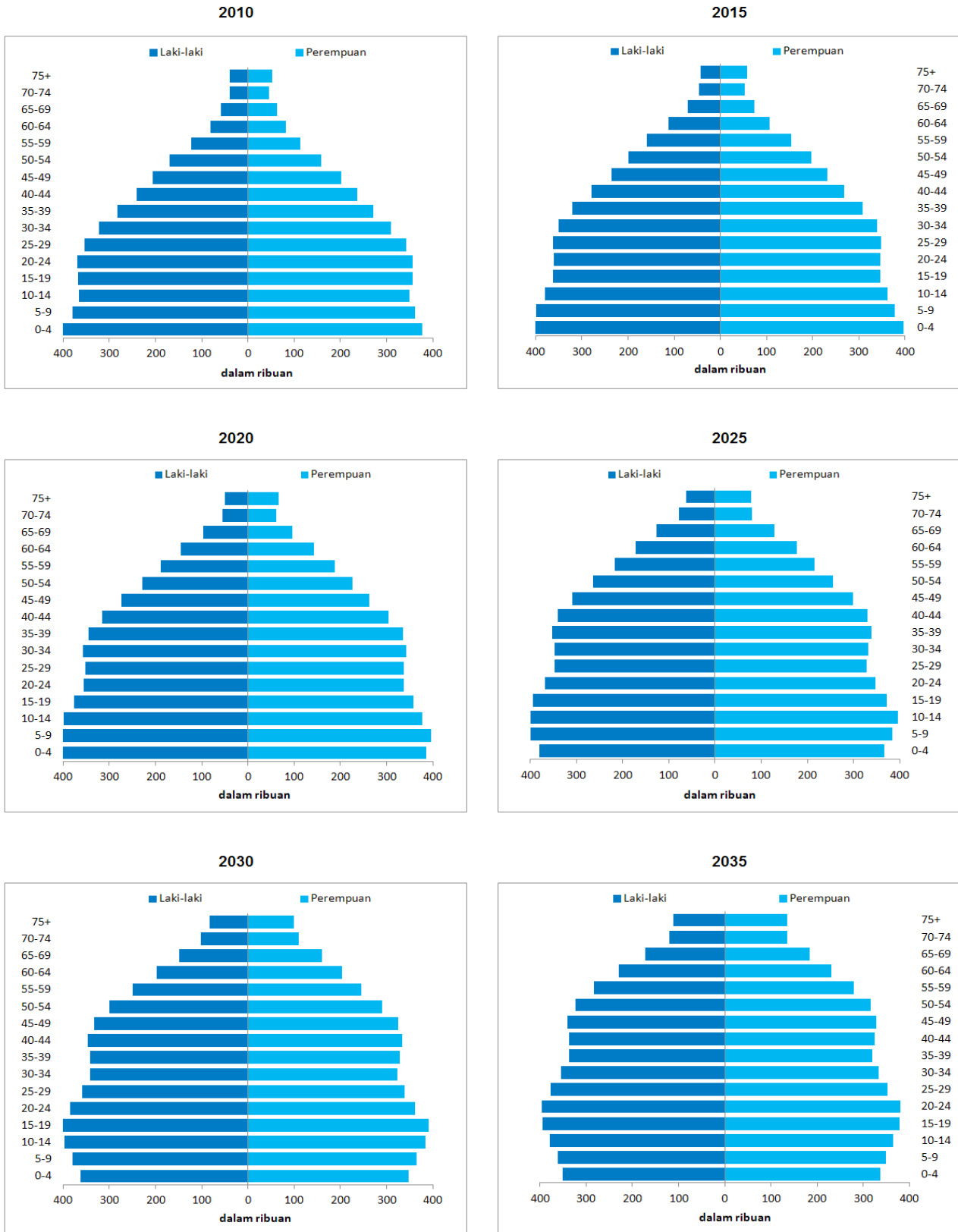
Tabel II.06.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA SELATAN										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	785,4	778,5	771,1	763,2	755,1	746,9	738,8	731,2	724,0	717,3
5-9	807,1	804,2	800,4	795,6	790,0	783,8	776,9	769,6	761,8	753,8
10-14	775,1	784,3	792,5	799,4	804,6	804,8	802,1	797,8	793,2	787,5
15-19	734,6	740,4	745,5	751,8	758,4	767,0	776,0	784,0	790,7	795,8
20-24	691,9	694,9	699,5	704,4	709,8	716,4	721,9	726,8	732,9	739,3
25-29	689,9	685,7	681,8	678,0	675,6	675,1	677,7	682,0	686,6	691,7
30-34	700,2	697,2	693,6	689,5	684,7	679,7	675,5	671,6	667,7	665,3
35-39	681,1	688,1	691,9	693,2	693,5	691,6	688,4	684,7	680,6	675,8
40-44	620,1	631,6	643,6	655,1	664,8	671,8	678,4	682,1	683,2	683,5
45-49	536,4	551,3	565,7	580,0	593,6	608,1	619,3	631,0	642,2	651,6
50-54	454,0	466,9	480,2	493,6	507,0	520,1	534,6	548,5	562,4	575,6
55-59	376,6	387,4	398,3	409,3	420,6	432,3	444,6	457,2	470,1	482,9
60-64	288,8	302,4	314,7	326,3	337,5	348,9	358,9	369,1	379,4	390,0
65-69	192,7	204,9	218,0	231,4	244,2	255,9	268,0	279,2	289,5	299,7
70-74	116,8	123,2	130,5	138,7	147,8	157,8	167,9	178,9	190,0	200,7
75+	117,2	120,8	124,7	129,1	134,2	140,2	146,9	154,4	162,8	172,3
<b>TOTAL</b>	<b>8 567,9</b>	<b>8 661,8</b>	<b>8 752,0</b>	<b>8 838,6</b>	<b>8 921,4</b>	<b>9 000,4</b>	<b>9 075,9</b>	<b>9 148,1</b>	<b>9 217,1</b>	<b>9 282,8</b>

Tabel II.06.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SUMATERA SELATAN				LAKI-LAKI + PEREMPUAN		
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	711,1	705,6	700,5	696,0	692,0	688,2
5-9	745,7	737,6	730,0	722,8	716,2	710,1
10-14	781,3	774,5	767,1	759,4	751,4	743,3
15-19	796,2	793,2	789,2	784,3	778,7	772,6
20-24	747,7	756,5	764,2	770,7	775,5	775,9
25-29	698,0	703,4	708,1	714,0	720,3	728,4
30-34	664,8	667,3	671,5	676,0	680,9	687,1
35-39	670,9	666,8	663,0	659,3	656,9	656,4
40-44	681,6	678,4	674,9	670,9	666,2	661,4
45-49	658,5	665,0	668,7	669,8	670,0	668,3
50-54	589,6	600,5	611,9	622,8	632,0	638,7
55-59	495,5	509,3	522,7	535,9	548,6	562,0
60-64	400,9	412,5	424,3	436,3	448,3	460,0
65-69	309,9	319,0	328,2	337,5	347,1	356,9
70-74	210,5	220,7	230,0	238,8	247,3	255,9
75+	183,0	194,2	206,4	219,3	232,4	245,5
<b>TOTAL</b>	<b>9 345,2</b>	<b>9 404,5</b>	<b>9 460,7</b>	<b>9 513,8</b>	<b>9 563,8</b>	<b>9 610,7</b>

Gambar II.06.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI SUMATERA SELATAN  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.06.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

SUMATERA SELATAN

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	3 801,8	4 092,2	4 352,1	4 567,5	4 736,4	4 864,1
Perempuan	3 679,8	3 960,1	4 215,8	4 432,9	4 608,8	4 746,6
Total	7 481,6	8 052,3	8 567,9	9 000,4	9 345,2	9 610,7
Komposisi Umur (%)						
0-14	29,9	28,9	27,6	25,9	23,9	22,3
15-64	66,1	66,8	67,4	67,9	68,6	68,8
65+	4,0	4,3	5,0	6,2	7,5	8,9
<i>Dependency Ratio (%)</i>	51,3	49,7	48,4	47,3	45,8	45,3
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,57	2,46	2,34	2,20	2,08	1,97
GRR	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
NRR	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9
CBR	22,7	20,6	18,5	16,6	15,3	14,4
Jumlah Kelahiran (000)	169,8	166,0	158,2	149,3	142,9	138,6
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	66,5	67,3	68,0	68,5	68,9	69,2
e0 Perempuan	70,3	71,2	71,9	72,4	72,7	73,0
e0 L+P	68,3	69,2	69,9	70,4	70,8	71,1
IMR Laki-laki	37,7	34,0	30,9	28,9	27,5	26,5
IMR Perempuan	26,0	23,8	21,9	20,7	19,8	19,2
IMR L+P	32,0	29,0	26,6	24,9	23,7	22,9
CDR	6,3	6,2	6,4	6,9	7,6	8,5
Jumlah Kematian (000)	46,8	49,8	54,6	61,7	70,8	81,8
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	-0,5	-0,7	-0,9	-1,1	-1,1	-1,2

**PROVINSI  
BENGKULU**

Tabel II.07.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BENGKULU										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	91,4	91,8	91,9	92,5	92,9	93,1	93,2	93,1	92,7	92,6
5-9	88,0	88,8	89,7	90,5	91,2	91,8	92,2	92,6	93,0	93,5
10-14	86,5	86,9	87,2	87,4	87,8	88,6	89,5	90,3	91,2	91,8
15-19	83,5	83,9	84,5	85,3	85,9	86,4	86,8	87,1	87,3	87,7
20-24	82,5	82,8	83,0	83,2	83,2	83,3	83,6	84,2	85,0	85,7
25-29	79,7	80,7	81,5	82,0	82,7	83,2	83,5	83,7	83,9	83,9
30-34	76,3	77,4	78,6	79,5	80,5	81,2	82,2	83,0	83,5	84,1
35-39	67,3	69,4	71,5	73,6	75,4	77,1	78,3	79,5	80,4	81,3
40-44	57,9	59,7	61,6	63,5	65,5	67,4	69,5	71,6	73,6	75,4
45-49	49,9	51,4	52,8	54,2	55,7	57,2	59,0	60,8	62,7	64,6
50-54	39,8	41,8	43,6	45,3	46,9	48,5	49,9	51,2	52,7	54,1
55-59	27,5	29,6	31,7	33,9	35,8	37,8	39,6	41,4	43,0	44,5
60-64	17,8	18,9	20,3	21,8	23,5	25,2	27,1	29,0	31,0	32,9
65-69	12,9	13,2	13,5	13,8	14,4	15,3	16,3	17,5	18,9	20,3
70-74	9,0	9,2	9,5	9,7	10,0	10,2	10,4	10,6	10,9	11,4
75+	8,9	9,2	9,3	9,5	9,7	9,9	10,2	10,5	10,8	11,1
<b>TOTAL</b>	<b>878,9</b>	<b>894,7</b>	<b>910,2</b>	<b>925,7</b>	<b>941,1</b>	<b>956,2</b>	<b>971,3</b>	<b>986,1</b>	<b>1 000,6</b>	<b>1 014,9</b>

Tabel II.07.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BENGKULU										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	92,4	92,0	91,7	91,3	90,8	90,4	89,9	89,5	89,0	88,6
5-9	93,2	93,7	93,6	93,4	93,2	93,0	92,7	92,3	91,9	91,5
10-14	92,4	92,8	93,2	93,6	94,1	94,0	94,0	94,0	94,0	93,8
15-19	88,6	89,4	90,2	91,1	91,7	92,3	92,7	93,0	93,4	93,7
20-24	86,2	86,6	86,8	87,0	87,4	88,1	88,9	89,8	90,6	91,2
25-29	83,9	84,3	85,0	85,7	86,3	86,8	87,2	87,4	87,5	87,9
30-34	84,6	84,9	85,1	85,2	85,1	85,2	85,5	86,2	86,8	87,6
35-39	82,1	82,9	83,7	84,1	84,8	85,2	85,5	85,6	85,7	85,6
40-44	77,0	78,2	79,3	80,3	81,1	81,8	82,7	83,4	83,9	84,5
45-49	66,5	68,6	70,6	72,6	74,3	76,0	77,1	78,1	79,0	79,9
50-54	55,6	57,3	59,0	60,9	62,8	64,6	66,6	68,5	70,4	72,1
55-59	46,1	47,4	48,7	50,0	51,3	52,8	54,4	56,1	57,9	59,6
60-64	34,6	36,3	37,9	39,4	40,9	42,2	43,5	44,7	45,9	47,1
65-69	21,9	23,5	25,2	26,9	28,5	30,1	31,5	33,0	34,3	35,5
70-74	12,2	13,0	13,9	15,0	16,2	17,4	18,8	20,1	21,5	22,8
75+	11,5	11,7	12,0	12,4	12,9	13,7	14,4	15,2	16,2	17,3
<b>TOTAL</b>	<b>1 028,8</b>	<b>1 042,6</b>	<b>1 055,9</b>	<b>1 068,9</b>	<b>1 081,4</b>	<b>1 093,6</b>	<b>1 105,4</b>	<b>1 116,9</b>	<b>1 128,0</b>	<b>1 138,7</b>



Tabel II.07.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BENGKULU						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	88,2	87,8	87,5	87,2	86,9	86,6
5-9	91,0	90,6	90,1	89,7	89,3	88,9
10-14	93,4	93,1	92,7	92,3	91,9	91,4
15-19	94,3	93,9	93,8	93,5	93,4	93,2
20-24	91,7	92,2	92,5	92,9	93,2	93,2
25-29	88,6	89,4	90,2	91,1	91,8	92,3
30-34	88,0	88,5	88,6	88,7	89,1	89,9
35-39	85,7	86,1	86,8	87,5	88,1	88,6
40-44	84,9	85,2	85,3	85,4	85,4	85,5
45-49	80,6	81,5	82,2	82,7	83,2	83,7
50-54	73,7	74,8	75,9	76,8	77,5	78,2
55-59	61,3	63,2	65,1	66,9	68,6	70,1
60-64	48,5	49,9	51,5	53,1	54,8	56,4
65-69	36,7	37,8	38,8	40,0	41,0	42,2
70-74	24,0	25,3	26,4	27,5	28,5	29,5
75+	18,5	19,8	21,3	22,7	24,2	25,7
<b>TOTAL</b>	<b>1 149,1</b>	<b>1 159,1</b>	<b>1 168,7</b>	<b>1 178,0</b>	<b>1 186,9</b>	<b>1 195,4</b>

Tabel II.07.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BENGKULU										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	85,6	86,4	87,3	88,3	89,1	89,6	89,6	89,5	89,6	89,2
5-9	83,5	84,1	84,8	85,5	86,0	86,4	87,3	88,1	88,9	89,7
10-14	82,8	83,0	83,1	83,2	83,5	84,1	84,7	85,4	86,0	86,6
15-19	81,5	81,6	81,8	82,1	82,5	82,8	83,0	83,1	83,2	83,5
20-24	80,9	81,3	81,5	81,5	81,4	81,3	81,4	81,7	82,0	82,3
25-29	78,8	79,6	80,2	80,7	81,2	81,7	82,1	82,3	82,3	82,2
30-34	74,0	75,5	76,9	78,2	79,2	80,0	80,8	81,3	81,8	82,3
35-39	65,0	67,0	68,9	70,8	72,6	74,5	75,9	77,3	78,6	79,6
40-44	55,3	57,2	59,1	61,0	62,9	64,8	66,7	68,6	70,5	72,3
45-49	46,0	47,7	49,4	51,1	52,8	54,6	56,4	58,3	60,2	62,1
50-54	34,8	37,0	39,1	41,1	43,0	44,9	46,6	48,3	49,9	51,6
55-59	23,5	25,2	27,2	29,3	31,5	33,4	35,6	37,6	39,5	41,4
60-64	16,4	17,3	18,2	19,2	20,5	22,1	23,7	25,6	27,6	29,6
65-69	13,2	13,3	13,5	13,9	14,3	14,8	15,6	16,5	17,4	18,6
70-74	9,9	10,1	10,3	10,5	10,7	10,9	11,1	11,3	11,6	12,0
75+	12,0	12,0	12,2	12,3	12,5	12,8	13,0	13,3	13,6	13,9
<b>TOTAL</b>	<b>843,2</b>	<b>858,3</b>	<b>873,5</b>	<b>888,7</b>	<b>903,7</b>	<b>918,7</b>	<b>933,5</b>	<b>948,2</b>	<b>962,7</b>	<b>976,9</b>

Tabel II.07.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BENGKULU										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	88,9	88,6	88,2	87,8	87,4	86,9	86,5	86,0	85,6	85,2
5-9	90,7	90,4	90,2	90,2	90,0	89,7	89,3	89,0	88,6	88,1
10-14	86,9	87,8	88,6	89,4	90,2	91,0	90,8	90,8	90,5	90,3
15-19	84,0	84,6	85,3	85,9	86,5	86,8	87,7	88,5	89,3	90,1
20-24	82,6	82,8	82,9	83,0	83,2	83,8	84,4	85,0	85,7	86,2
25-29	82,1	82,2	82,4	82,7	83,1	83,4	83,5	83,6	83,7	83,9
30-34	82,8	83,1	83,3	83,3	83,2	83,0	83,1	83,3	83,7	84,0
35-39	80,3	81,1	81,6	82,1	82,5	83,0	83,3	83,5	83,5	83,4
40-44	74,2	75,6	77,0	78,2	79,2	79,9	80,7	81,2	81,6	82,0
45-49	63,9	65,8	67,7	69,5	71,3	73,1	74,5	75,9	77,1	78,1
50-54	53,3	55,1	57,0	58,8	60,6	62,4	64,3	66,1	67,9	69,6
55-59	43,2	44,9	46,5	48,1	49,7	51,3	53,1	54,8	56,6	58,4
60-64	31,5	33,6	35,5	37,3	39,0	40,8	42,3	43,8	45,3	46,9
65-69	20,0	21,5	23,2	25,1	26,9	28,6	30,5	32,2	33,9	35,5
70-74	12,4	13,1	13,9	14,7	15,7	16,9	18,2	19,7	21,2	22,8
75+	14,2	14,5	14,9	15,3	15,8	16,3	17,0	17,8	18,6	19,7
<b>TOTAL</b>	<b>991,0</b>	<b>1 004,7</b>	<b>1 018,2</b>	<b>1 031,4</b>	<b>1 044,3</b>	<b>1 056,9</b>	<b>1 069,2</b>	<b>1 081,2</b>	<b>1 092,8</b>	<b>1 104,2</b>

Tabel II.07.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BENGKULU						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	84,8	84,5	84,1	83,8	83,5	83,2
5-9	87,7	87,2	86,8	86,4	85,9	85,6
10-14	90,1	89,8	89,4	89,0	88,5	88,1
15-19	90,6	90,7	90,7	90,5	90,3	89,9
20-24	86,6	87,4	88,2	89,0	89,8	90,5
25-29	84,4	85,0	85,7	86,3	86,8	87,2
30-34	84,3	84,4	84,5	84,6	84,8	85,3
35-39	83,2	83,3	83,5	83,8	84,2	84,5
40-44	82,5	82,8	83,0	83,0	82,9	82,7
45-49	78,8	79,5	80,0	80,4	80,9	81,3
50-54	71,4	72,7	74,0	75,2	76,2	76,9
55-59	60,1	61,9	63,6	65,4	67,0	68,7
60-64	48,4	50,1	51,8	53,5	55,1	56,7
65-69	37,1	38,5	39,9	41,2	42,7	44,1
70-74	24,3	25,8	27,3	28,7	30,1	31,4
75+	20,9	22,3	23,8	25,5	27,3	29,1
<b>TOTAL</b>	<b>1 115,2</b>	<b>1 125,9</b>	<b>1 136,3</b>	<b>1 146,3</b>	<b>1 156,0</b>	<b>1 165,2</b>

Tabel II.07.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BENGKULU										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	177,0	178,2	179,2	180,8	182,0	182,7	182,8	182,6	182,3	181,8
5-9	171,5	172,9	174,5	176,0	177,2	178,2	179,5	180,7	181,9	183,2
10-14	169,3	169,9	170,3	170,6	171,3	172,7	174,2	175,7	177,2	178,4
15-19	165,0	165,5	166,3	167,4	168,4	169,2	169,8	170,2	170,5	171,2
20-24	163,4	164,1	164,5	164,7	164,6	164,6	165,0	165,9	167,0	168,0
25-29	158,5	160,3	161,7	162,7	163,9	164,9	165,6	166,0	166,2	166,1
30-34	150,3	152,9	155,5	157,7	159,7	161,2	163,0	164,3	165,3	166,4
35-39	132,3	136,4	140,4	144,4	148,0	151,6	154,2	156,8	159,0	160,9
40-44	113,2	116,9	120,7	124,5	128,4	132,2	136,2	140,2	144,1	147,7
45-49	95,9	99,1	102,2	105,3	108,5	111,8	115,4	119,1	122,9	126,7
50-54	74,6	78,8	82,7	86,4	89,9	93,4	96,5	99,5	102,6	105,7
55-59	51,0	54,8	58,9	63,2	67,3	71,2	75,2	79,0	82,5	85,9
60-64	34,2	36,2	38,5	41,0	44,0	47,3	50,8	54,6	58,6	62,5
65-69	26,1	26,5	27,0	27,7	28,7	30,1	31,9	34,0	36,3	38,9
70-74	18,9	19,3	19,8	20,2	20,7	21,1	21,5	21,9	22,5	23,4
75+	20,9	21,2	21,5	21,8	22,2	22,7	23,2	23,8	24,4	25,0
<b>TOTAL</b>	<b>1 722,1</b>	<b>1 753,0</b>	<b>1 783,7</b>	<b>1 814,4</b>	<b>1 844,8</b>	<b>1 874,9</b>	<b>1 904,8</b>	<b>1 934,3</b>	<b>1 963,3</b>	<b>1 991,8</b>

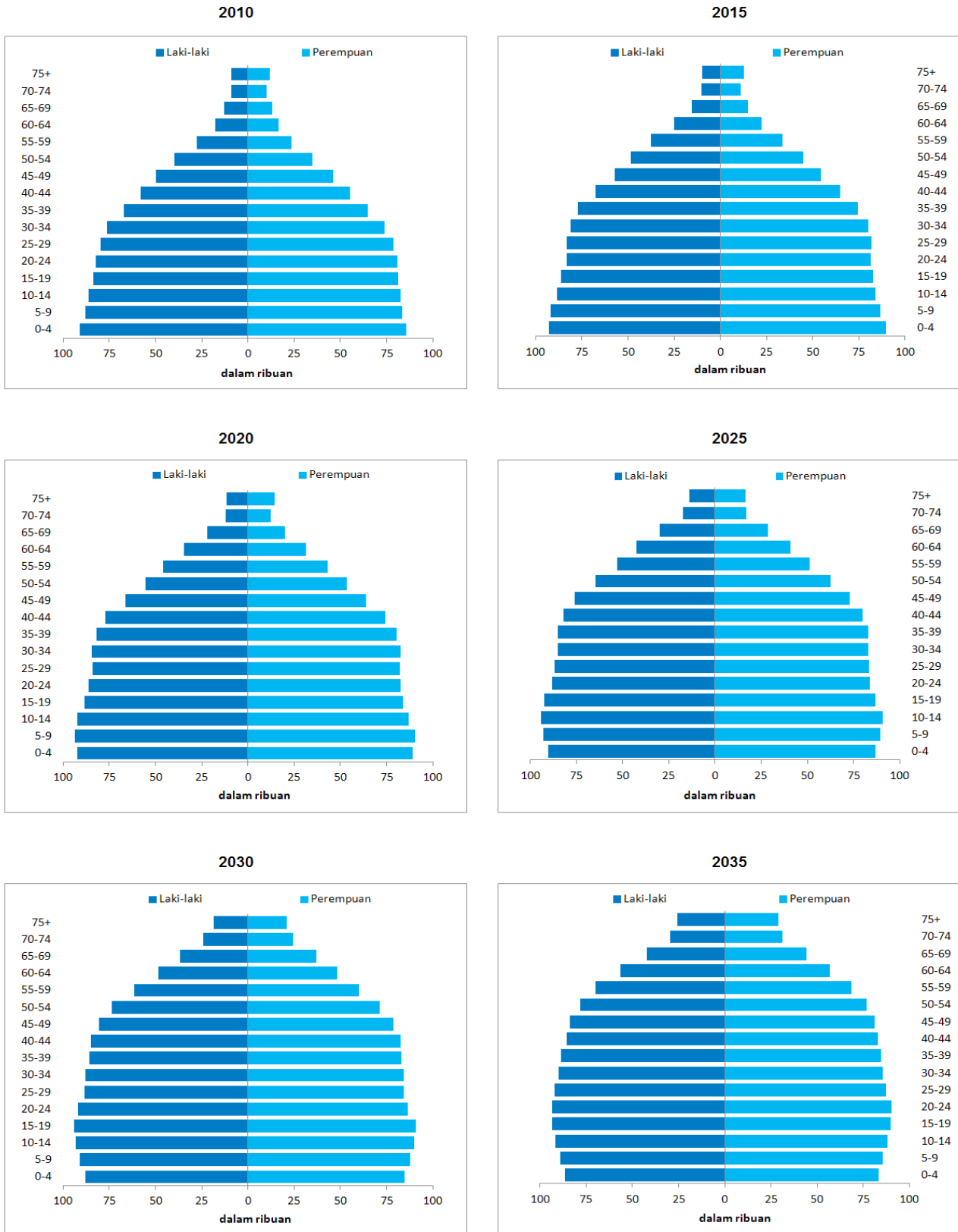
Tabel II.07.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BENGKULU										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	181,3	180,6	179,9	179,1	178,2	177,3	176,4	175,5	174,6	173,8
5-9	183,9	184,1	183,8	183,6	183,2	182,7	182,0	181,3	180,5	179,6
10-14	179,3	180,6	181,8	183,0	184,3	185,0	184,8	184,8	184,5	184,1
15-19	172,6	174,0	175,5	177,0	178,2	179,1	180,4	181,5	182,7	183,8
20-24	168,8	169,4	169,7	170,0	170,6	171,9	173,3	174,8	176,3	177,4
25-29	166,0	166,5	167,4	168,4	169,4	170,2	170,7	171,0	171,2	171,8
30-34	167,4	168,0	168,4	168,5	168,3	168,2	168,6	169,5	170,5	171,6
35-39	162,4	164,0	165,3	166,2	167,3	168,2	168,8	169,1	169,2	169,0
40-44	151,2	153,8	156,3	158,5	160,3	161,7	163,4	164,6	165,5	166,5
45-49	130,4	134,4	138,3	142,1	145,6	149,1	151,6	154,0	156,1	158,0
50-54	108,9	112,4	116,0	119,7	123,4	127,0	130,9	134,6	138,3	141,7
55-59	89,3	92,3	95,2	98,1	101,0	104,1	107,5	110,9	114,5	118,0
60-64	66,1	69,9	73,4	76,7	79,9	83,0	85,8	88,5	91,2	94,0
65-69	41,9	45,0	48,4	52,0	55,4	58,7	62,0	65,2	68,2	71,0
70-74	24,6	26,1	27,8	29,7	31,9	34,3	37,0	39,8	42,7	45,6
75+	25,7	26,2	26,9	27,7	28,7	30,0	31,4	33,0	34,8	37,0
<b>TOTAL</b>	<b>2 019,8</b>	<b>2 047,3</b>	<b>2 074,1</b>	<b>2 100,3</b>	<b>2 125,7</b>	<b>2 150,5</b>	<b>2 174,6</b>	<b>2 198,1</b>	<b>2 220,8</b>	<b>2 242,9</b>

Tabel II.07.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BENGKULU		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	173,0	172,3	171,6	171,0	170,4	169,8
5-9	178,7	177,8	176,9	176,1	175,2	174,5
10-14	183,5	182,9	182,1	181,3	180,4	179,5
15-19	184,9	184,6	184,5	184,0	183,7	183,1
20-24	178,3	179,6	180,7	181,9	183,0	183,7
25-29	173,0	174,4	175,9	177,4	178,6	179,5
30-34	172,3	172,9	173,1	173,3	173,9	175,2
35-39	168,9	169,4	170,3	171,3	172,3	173,1
40-44	167,4	168,0	168,3	168,4	168,3	168,2
45-49	159,4	161,0	162,2	163,1	164,1	165,0
50-54	145,1	147,5	149,9	152,0	153,7	155,1
55-59	121,4	125,1	128,7	132,3	135,6	138,8
60-64	96,9	100,0	103,3	106,6	109,9	113,1
65-69	73,8	76,3	78,7	81,2	83,7	86,3
70-74	48,3	51,1	53,7	56,2	58,6	60,9
75+	39,4	42,1	45,1	48,2	51,5	54,8
<b>TOTAL</b>	<b>2 264,3</b>	<b>2 285,0</b>	<b>2 305,0</b>	<b>2 324,3</b>	<b>2 342,9</b>	<b>2 360,6</b>

Gambar II.07.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI BENGKULU  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.07.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

BENGKULU

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	878,9	956,2	1 028,8	1 093,6	1 149,1	1 195,4
Perempuan	843,2	918,7	991,0	1 056,9	1 115,2	1 165,2
Total	1 722,1	1 874,9	2 019,8	2 150,5	2 264,3	2 360,6
Komposisi Umur (%)						
0-14	30,1	28,5	27,0	25,3	23,6	22,2
15-64	66,1	67,6	68,4	69,0	69,3	69,2
65+	3,8	3,9	4,6	5,7	7,1	8,6
<i>Dependency Ratio (%)</i>	51,3	47,9	46,2	44,9	44,3	44,5
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,44	2,34	2,24	2,14	2,05	1,96
GRR	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0
NRR	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9
CBR	21,9	20,1	18,3	16,7	15,5	14,5
Jumlah Kelahiran (000)	37,7	37,6	36,9	35,9	35,0	34,3
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	65,9	66,8	67,5	67,9	68,1	68,3
e0 Perempuan	69,8	70,7	71,3	71,7	72,0	72,1
e0 L+P	67,8	68,7	69,4	69,7	70,0	70,2
IMR Laki-laki	39,5	35,6	32,7	31,0	30,1	29,5
IMR Perempuan	27,8	25,4	23,6	22,6	22,0	21,6
IMR L+P	33,8	30,6	28,2	26,9	26,1	25,6
CDR	6,3	6,2	6,4	6,9	7,7	8,6
Jumlah Kematian (000)	10,9	11,6	12,9	14,8	17,3	20,3
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	2,5	2,2	1,9	1,6	1,6	1,5

**PROVINSI  
LAMPUNG**

Tabel II.08.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

LAMPUNG										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	397,4	403,9	407,6	409,7	409,6	406,5	401,6	396,2	390,8	385,2
5-9	372,4	374,8	378,5	383,4	389,2	395,5	401,6	405,4	408,2	407,5
10-14	370,6	370,4	369,8	369,0	369,0	371,0	373,4	377,0	381,7	387,5
15-19	363,7	363,7	364,4	364,8	365,1	364,9	364,7	364,1	363,1	363,2
20-24	355,0	354,3	353,0	352,3	351,1	350,4	350,4	351,1	351,5	351,8
25-29	339,7	340,5	341,3	341,6	342,0	341,7	341,0	339,8	338,9	338,0
30-34	332,5	332,7	333,0	332,7	332,9	332,6	333,3	333,9	334,0	334,3
35-39	305,2	312,2	317,9	322,8	325,4	327,5	327,5	327,7	327,3	327,2
40-44	263,8	271,2	278,6	285,9	293,3	300,3	307,0	312,5	317,1	319,7
45-49	225,3	231,4	237,7	244,3	251,0	257,8	265,0	272,3	279,3	286,4
50-54	185,0	192,0	198,5	204,7	211,0	217,5	223,4	229,5	235,9	242,4
55-59	137,7	145,6	153,4	160,9	168,0	174,7	181,3	187,5	193,5	199,4
60-64	93,5	98,5	104,7	111,5	118,6	125,5	132,9	140,1	147,0	153,6
65-69	72,0	72,4	73,2	74,5	76,9	80,7	85,2	90,6	96,6	102,9
70-74	52,1	52,9	53,9	54,9	55,8	56,5	57,0	57,8	59,0	61,0
75+	56,9	57,0	57,4	57,9	58,6	59,4	60,4	61,6	62,8	64,1
<b>TOTAL</b>	<b>3 922,8</b>	<b>3 973,5</b>	<b>4 022,9</b>	<b>4 070,9</b>	<b>4 117,5</b>	<b>4 162,5</b>	<b>4 205,7</b>	<b>4 247,1</b>	<b>4 286,7</b>	<b>4 324,2</b>

Tabel II.08.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

LAMPUNG										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	379,6	373,9	368,1	362,2	356,2	350,3	344,5	339,1	334,0	329,3
5-9	404,9	400,0	394,5	389,0	383,5	378,0	372,3	366,6	360,7	354,8
10-14	393,7	399,7	403,4	406,0	405,7	402,4	397,3	391,9	386,6	381,1
15-19	365,0	367,3	370,9	375,5	381,2	387,2	393,1	396,8	398,8	398,6
20-24	351,5	351,2	350,5	349,5	349,4	351,1	353,3	356,6	361,1	366,5
25-29	337,1	337,1	337,8	338,2	338,2	337,9	337,5	336,7	335,6	335,4
30-34	333,9	333,0	331,7	330,8	329,7	328,8	328,8	329,4	329,7	329,8
35-39	326,8	327,4	327,9	327,8	327,9	327,3	326,4	325,0	324,0	322,9
40-44	321,7	321,5	321,6	321,1	320,9	320,4	320,8	321,1	321,1	321,1
45-49	293,1	299,7	305,0	309,5	311,9	313,7	313,4	313,4	312,9	312,7
50-54	248,9	255,8	262,8	269,6	276,5	282,9	289,2	294,2	298,5	300,8
55-59	205,6	211,2	217,1	223,0	229,2	235,5	242,0	248,6	255,0	261,5
60-64	159,7	165,9	171,6	177,0	182,5	188,2	193,4	198,8	204,4	210,0
65-69	108,9	115,4	121,8	127,9	133,6	139,0	144,5	149,6	154,3	159,2
70-74	64,2	67,9	72,3	77,2	82,3	87,2	92,5	97,6	102,6	107,2
75+	65,3	66,4	67,6	69,2	71,4	74,4	77,6	81,4	85,8	90,5
<b>TOTAL</b>	<b>4 359,9</b>	<b>4 393,4</b>	<b>4 424,6</b>	<b>4 453,5</b>	<b>4 480,1</b>	<b>4 504,3</b>	<b>4 526,6</b>	<b>4 546,8</b>	<b>4 565,1</b>	<b>4 581,4</b>

Tabel II.08.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

LAMPUNG						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	325,0	321,1	317,4	313,9	310,5	307,2
5-9	348,9	343,2	337,8	332,8	328,1	323,8
10-14	375,6	370,0	364,3	358,4	352,6	346,7
15-19	395,3	390,6	385,2	379,7	374,4	368,9
20-24	372,2	377,8	381,4	383,4	382,9	380,3
25-29	336,9	339,0	342,2	346,5	351,5	357,1
30-34	329,4	329,0	328,2	327,0	326,8	328,3
35-39	322,1	322,1	322,7	323,0	323,1	322,7
40-44	320,5	319,5	318,2	317,4	316,3	315,5
45-49	312,3	312,6	312,9	312,8	312,9	312,4
50-54	302,5	302,3	302,2	301,8	301,6	301,1
55-59	267,6	273,5	278,4	282,4	284,6	286,1
60-64	215,8	221,8	227,8	233,8	239,8	245,4
65-69	164,3	168,8	173,5	178,4	183,4	188,4
70-74	111,7	116,0	120,1	124,0	128,0	132,1
75+	95,7	101,0	106,7	112,6	118,4	124,0
<b>TOTAL</b>	<b>4 595,8</b>	<b>4 608,3</b>	<b>4 619,0</b>	<b>4 627,9</b>	<b>4 634,9</b>	<b>4 640,0</b>

Tabel II.08.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

LAMPUNG										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	374,6	382,1	387,2	391,1	392,6	392,1	386,7	381,5	376,1	370,7
5-9	351,6	354,2	358,3	362,8	368,3	373,6	381,2	386,3	389,9	391,6
10-14	350,5	350,4	349,9	349,3	349,4	350,7	353,2	357,3	361,7	367,1
15-19	345,6	344,1	343,3	342,4	341,7	341,5	341,4	340,9	340,3	340,3
20-24	333,3	332,3	331,7	331,0	330,0	328,2	326,9	326,2	325,4	324,8
25-29	326,3	325,9	324,5	323,0	321,7	320,5	319,5	318,8	318,2	317,1
30-34	319,1	320,1	321,1	321,6	321,4	320,7	320,2	318,7	317,2	315,7
35-39	288,2	295,3	301,4	306,9	311,1	314,9	315,9	316,7	317,1	316,9
40-44	251,3	257,9	264,5	271,0	277,7	283,8	290,8	296,8	302,2	306,2
45-49	214,5	221,4	227,9	234,1	240,2	246,5	252,9	259,3	265,7	272,3
50-54	165,2	174,8	184,0	192,6	200,8	208,7	215,4	221,8	227,8	233,8
55-59	117,7	124,6	132,7	141,5	150,3	158,6	168,0	176,8	185,1	193,1
60-64	87,5	91,0	94,6	98,8	104,0	110,6	117,1	124,8	133,2	141,5
65-69	69,7	70,9	72,4	74,3	76,5	78,9	82,1	85,5	89,4	94,2
70-74	52,4	53,5	54,5	55,6	56,8	58,1	59,2	60,6	62,3	64,3
75+	63,7	63,9	64,4	65,2	66,2	67,4	68,9	70,5	72,2	73,9
<b>TOTAL</b>	<b>3 711,2</b>	<b>3 762,4</b>	<b>3 812,4</b>	<b>3 861,2</b>	<b>3 908,7</b>	<b>3 954,8</b>	<b>3 999,4</b>	<b>4 042,5</b>	<b>4 083,8</b>	<b>4 123,5</b>

Tabel II.08.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

LAMPUNG										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	365,2	359,7	354,0	348,3	342,5	336,7	331,1	325,9	321,0	316,5
5-9	390,9	385,8	380,6	375,3	369,9	364,4	358,9	353,2	347,5	341,8
10-14	372,3	379,8	384,9	388,4	389,8	389,3	384,0	378,8	373,3	367,9
15-19	341,6	344,0	347,9	352,2	357,4	362,4	369,7	374,5	378,1	379,1
20-24	324,6	324,4	323,9	323,2	323,1	324,2	326,5	330,2	334,2	339,2
25-29	315,5	314,2	313,4	312,6	312,0	311,7	311,4	310,8	310,1	309,9
30-34	314,4	313,3	312,6	311,8	310,7	309,0	307,6	306,9	306,0	305,4
35-39	316,1	315,4	313,8	312,2	310,7	309,3	308,1	307,3	306,6	305,5
40-44	309,9	310,8	311,6	311,9	311,6	310,8	310,1	308,5	306,8	305,3
45-49	278,3	285,1	290,9	296,1	300,0	303,6	304,5	305,2	305,5	305,2
50-54	239,9	246,1	252,3	258,5	264,9	270,7	277,3	283,0	288,0	291,8
55-59	200,7	207,2	213,2	219,1	224,8	230,6	236,6	242,6	248,6	254,7
60-64	149,4	158,2	166,6	174,5	182,0	189,2	195,3	201,0	206,5	212,0
65-69	100,3	106,3	113,3	120,9	128,6	135,8	143,8	151,4	158,7	165,5
70-74	66,4	69,2	72,2	75,6	79,7	85,0	90,1	96,1	102,6	109,2
75+	75,8	77,7	79,9	82,3	84,9	87,6	90,9	94,4	98,3	103,0
<b>TOTAL</b>	<b>4 161,3</b>	<b>4 197,2</b>	<b>4 231,1</b>	<b>4 262,9</b>	<b>4 292,6</b>	<b>4 320,3</b>	<b>4 345,9</b>	<b>4 369,8</b>	<b>4 391,8</b>	<b>4 412,0</b>

Tabel II.08.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

LAMPUNG						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	312,3	308,4	304,8	301,4	298,2	295,1
5-9	336,0	330,4	325,2	320,3	315,8	311,7
10-14	362,4	356,9	351,3	345,7	339,9	334,2
15-19	378,7	373,4	368,3	363,1	357,8	352,5
20-24	344,0	350,9	355,4	358,7	359,8	359,0
25-29	311,0	313,1	316,6	320,4	325,3	329,8
30-34	305,1	304,8	304,2	303,5	303,3	304,3
35-39	303,8	302,5	301,7	300,9	300,3	300,0
40-44	303,9	302,8	302,0	301,2	300,2	298,5
45-49	304,3	303,7	302,1	300,5	299,0	297,6
50-54	295,3	296,1	296,9	297,1	296,8	296,0
55-59	260,3	266,7	272,1	277,0	280,6	284,0
60-64	217,5	223,2	228,9	234,5	240,3	245,6
65-69	172,0	177,6	182,9	187,9	192,9	198,0
70-74	115,3	122,2	128,7	134,9	140,7	146,3
75+	108,5	114,3	120,9	128,0	135,6	143,5
<b>TOTAL</b>	<b>4 430,4</b>	<b>4 447,0</b>	<b>4 462,0</b>	<b>4 475,1</b>	<b>4 486,5</b>	<b>4 496,1</b>



Tabel II.08.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

LAMPUNG										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	772,0	786,0	794,8	800,8	802,2	798,6	788,3	777,7	766,9	755,9
5-9	724,0	729,0	736,8	746,2	757,5	769,1	782,8	791,7	798,1	799,1
10-14	721,1	720,8	719,7	718,3	718,4	721,7	726,6	734,3	743,4	754,6
15-19	709,3	707,8	707,7	707,2	706,8	706,4	706,1	705,0	703,4	703,5
20-24	688,3	686,6	684,7	683,3	681,1	678,6	677,3	677,3	676,9	676,6
25-29	666,0	666,4	665,8	664,6	663,7	662,2	660,5	658,6	657,1	655,1
30-34	651,6	652,8	654,1	654,3	654,3	653,3	653,5	652,6	651,2	650,0
35-39	593,4	607,5	619,3	629,7	636,5	642,4	643,4	644,4	644,4	644,1
40-44	515,1	529,1	543,1	556,9	571,0	584,1	597,8	609,3	619,3	625,9
45-49	439,8	452,8	465,6	478,4	491,2	504,3	517,9	531,6	545,0	558,7
50-54	350,2	366,8	382,5	397,3	411,8	426,2	438,8	451,3	463,7	476,2
55-59	255,4	270,2	286,1	302,4	318,3	333,3	349,3	364,3	378,6	392,5
60-64	181,0	189,5	199,3	210,3	222,6	236,1	250,0	264,9	280,2	295,1
65-69	141,7	143,3	145,6	148,8	153,4	159,6	167,3	176,1	186,0	197,1
70-74	104,5	106,4	108,4	110,5	112,6	114,6	116,2	118,4	121,3	125,3
75+	120,6	120,9	121,8	123,1	124,8	126,8	129,3	132,1	135,0	138,0
<b>TOTAL</b>	<b>7 634,0</b>	<b>7 735,9</b>	<b>7 835,3</b>	<b>7 932,1</b>	<b>8 026,2</b>	<b>8 117,3</b>	<b>8 205,1</b>	<b>8 289,6</b>	<b>8 370,5</b>	<b>8 447,7</b>

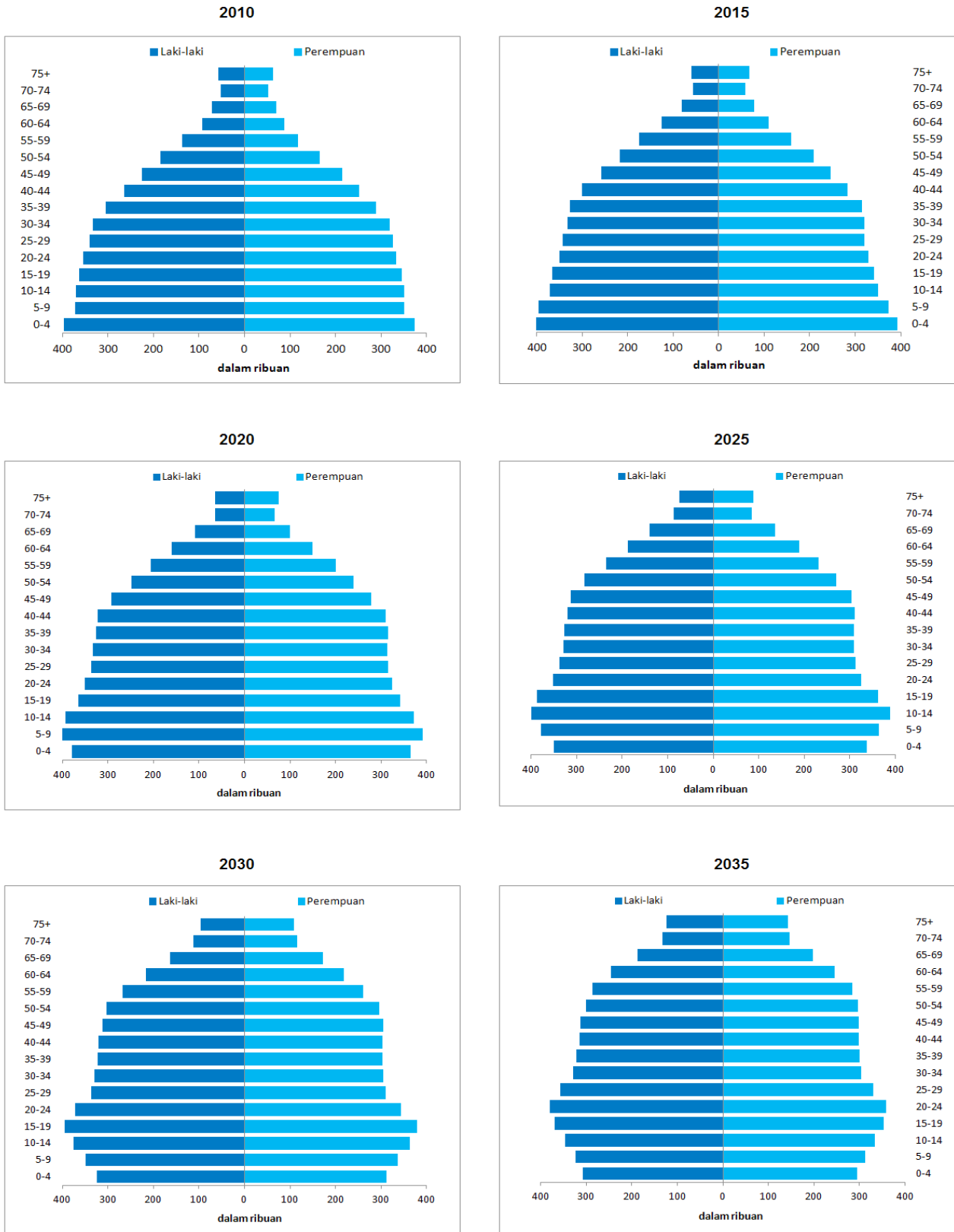
Tabel II.08.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

LAMPUNG										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	744,8	733,6	722,1	710,5	698,7	687,0	675,6	665,0	655,0	645,8
5-9	795,8	785,8	775,1	764,3	753,4	742,4	731,2	719,8	708,2	696,6
10-14	766,0	779,5	788,3	794,4	795,5	791,7	781,3	770,7	759,9	749,0
15-19	706,6	711,3	718,8	727,7	738,6	749,6	762,8	771,3	776,9	777,7
20-24	676,1	675,6	674,4	672,7	672,5	675,3	679,8	686,8	695,3	705,7
25-29	652,6	651,3	651,2	650,8	650,2	649,6	648,9	647,5	645,7	645,3
30-34	648,3	646,3	644,3	642,6	640,4	637,8	636,4	636,3	635,7	635,2
35-39	642,9	642,8	641,7	640,0	638,6	636,6	634,5	632,3	630,6	628,4
40-44	631,6	632,3	633,2	633,0	632,5	631,2	630,9	629,6	627,9	626,4
45-49	571,4	584,8	595,9	605,6	611,9	617,3	617,9	618,6	618,4	617,9
50-54	488,8	501,9	515,1	528,1	541,4	553,6	566,5	577,2	586,5	592,6
55-59	406,3	418,4	430,3	442,1	454,0	466,1	478,6	491,2	503,6	516,2
60-64	309,1	324,1	338,2	351,5	364,5	377,4	388,7	399,8	410,9	422,0
65-69	209,2	221,7	235,1	248,8	262,2	274,8	288,3	301,0	313,0	324,7
70-74	130,6	137,1	144,5	152,8	162,0	172,2	182,6	193,7	205,2	216,4
75+	141,1	144,1	147,5	151,5	156,3	162,0	168,5	175,8	184,1	193,5
<b>TOTAL</b>	<b>8 521,2</b>	<b>8 590,6</b>	<b>8 655,7</b>	<b>8 716,4</b>	<b>8 772,7</b>	<b>8 824,6</b>	<b>8 872,5</b>	<b>8 916,6</b>	<b>8 956,9</b>	<b>8 993,4</b>

Tabel II.08.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

LAMPUNG		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	637,3	629,5	622,2	615,3	608,7	602,3
5-9	684,9	673,6	663,0	653,1	643,9	635,5
10-14	738,0	726,9	715,6	704,1	692,5	680,9
15-19	774,0	764,0	753,5	742,8	732,2	721,4
20-24	716,2	728,7	736,8	742,1	742,7	739,3
25-29	647,9	652,1	658,8	666,9	676,8	686,9
30-34	634,5	633,8	632,4	630,5	630,1	632,6
35-39	625,9	624,6	624,4	623,9	623,4	622,7
40-44	624,4	622,3	620,2	618,6	616,5	614,0
45-49	616,6	616,3	615,0	613,3	611,9	610,0
50-54	597,8	598,4	599,1	598,9	598,4	597,1
55-59	527,9	540,2	550,5	559,4	565,2	570,1
60-64	433,3	445,0	456,7	468,3	480,1	491,0
65-69	336,3	346,4	356,4	366,3	376,3	386,4
70-74	227,0	238,2	248,8	258,9	268,7	278,4
75+	204,2	215,3	227,6	240,6	254,0	267,5
<b>TOTAL</b>	<b>9 026,2</b>	<b>9 055,3</b>	<b>9 081,0</b>	<b>9 103,0</b>	<b>9 121,4</b>	<b>9 136,1</b>

Gambar II.08.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI LAMPUNG  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.08.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

LAMPUNG

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	3 922,8	4 162,5	4 359,9	4 504,3	4 595,8	4 640,0
Perempuan	3 711,2	3 954,8	4 161,3	4 320,3	4 430,4	4 496,1
Total	7 634,0	8 117,3	8 521,2	8 824,6	9 026,2	9 136,1
Komposisi Umur (%)						
0-14	29,0	28,2	27,1	25,2	22,8	21,0
15-64	66,2	66,9	67,3	67,9	68,7	68,8
65+	4,8	4,9	5,6	6,9	8,5	10,2
<i>Dependency Ratio (%)</i>	51,1	49,5	48,6	47,3	45,6	45,3
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,68	2,49	2,31	2,12	1,97	1,83
GRR	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9
NRR	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9
CBR	22,6	19,8	17,3	15,3	14,0	13,1
Jumlah Kelahiran (000)	172,5	160,5	147,7	135,0	126,5	120,0
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	67,0	68,1	68,8	69,2	69,4	69,6
e0 Perempuan	70,9	71,9	72,6	73,0	73,2	73,4
e0 L+P	68,9	70,0	70,7	71,0	71,3	71,4
IMR Laki-laki	35,5	30,8	28,0	26,5	25,7	25,3
IMR Perempuan	24,0	21,2	19,6	18,7	18,3	18,0
IMR L+P	29,9	26,1	23,9	22,7	22,1	21,7
CDR	6,9	6,5	6,7	7,3	8,1	9,2
Jumlah Kematian (000)	52,4	53,0	57,1	64,0	73,4	84,4
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	-1,9	-2,0	-2,2	-2,4	-2,4	-2,4

**PROVINSI  
KEP. BANGKA BELITUNG**

Tabel II.09.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. BANGKA BELITUNG

LAKI-LAKI

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	63,3	63,5	64,2	65,1	65,8	66,3	67,1	67,7	68,0	68,5
5-9	61,1	62,0	62,6	63,4	64,0	64,7	65,3	65,9	66,7	67,4
10-14	59,3	59,8	60,4	60,9	61,7	62,6	63,4	64,1	64,8	65,4
15-19	60,3	60,3	60,4	60,5	60,6	60,9	61,3	62,0	62,5	63,3
20-24	60,4	61,4	62,3	62,8	63,1	63,2	63,3	63,3	63,5	63,7
25-29	59,2	60,2	61,3	62,3	63,5	64,7	65,8	66,7	67,3	67,5
30-34	57,5	58,9	60,1	61,2	62,2	63,2	64,3	65,3	66,5	67,7
35-39	52,0	53,7	55,4	57,1	58,7	60,4	61,7	63,0	64,2	65,2
40-44	44,4	46,6	48,6	50,5	52,2	53,8	55,4	57,2	59,0	60,6
45-49	35,2	36,8	38,5	40,4	42,8	44,9	47,1	49,2	51,2	52,8
50-54	28,8	29,9	31,0	32,2	33,4	34,9	36,4	38,2	40,0	42,3
55-59	21,6	23,0	24,3	25,5	26,7	27,8	28,8	29,8	31,0	32,1
60-64	13,9	15,0	16,2	17,5	18,8	20,0	21,3	22,5	23,6	24,8
65-69	8,4	9,0	9,6	10,4	11,2	12,2	13,1	14,2	15,3	16,5
70-74	6,0	6,0	6,2	6,3	6,5	6,8	7,3	7,7	8,3	9,0
75+	6,1	6,3	6,4	6,5	6,7	6,8	7,0	7,2	7,4	7,7
<b>TOTAL</b>	<b>637,5</b>	<b>652,4</b>	<b>667,5</b>	<b>682,6</b>	<b>697,9</b>	<b>713,2</b>	<b>728,6</b>	<b>744,0</b>	<b>759,3</b>	<b>774,5</b>

Tabel II.09.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. BANGKA BELITUNG

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	69,0	69,0	69,2	69,3	69,4	69,3	69,3	69,1	69,1	69,0
5-9	68,1	68,8	69,4	69,5	70,2	70,6	70,7	71,0	71,1	71,1
10-14	66,1	66,7	67,4	68,1	68,9	69,5	70,2	70,8	71,4	71,6
15-19	64,2	65,0	65,7	66,5	67,1	67,8	68,4	69,0	69,7	70,6
20-24	63,8	64,3	64,9	65,5	66,3	67,2	68,1	68,7	69,6	70,2
25-29	67,7	67,8	67,7	67,9	68,0	68,2	68,7	69,4	69,9	70,8
30-34	68,9	70,0	70,9	71,5	71,8	72,0	72,0	72,0	72,1	72,4
35-39	66,1	67,2	68,4	69,5	70,7	72,0	73,1	74,1	74,5	74,9
40-44	62,3	63,6	65,0	66,2	67,2	68,1	69,3	70,3	71,5	72,8
45-49	54,4	56,2	57,9	59,7	61,4	63,0	64,3	65,6	66,8	67,8
50-54	44,5	46,7	48,7	50,7	52,3	53,8	55,6	57,2	59,0	60,6
55-59	33,5	35,1	36,7	38,6	40,8	43,0	45,0	47,0	48,9	50,4
60-64	25,7	26,7	27,7	28,8	29,8	31,2	32,6	34,1	35,8	37,9
65-69	17,6	18,7	19,8	20,8	21,7	22,6	23,5	24,5	25,4	26,3
70-74	9,9	10,6	11,5	12,4	13,4	14,3	15,1	16,1	17,0	17,8
75+	7,9	8,4	8,8	9,4	10,0	10,7	11,5	12,5	13,4	14,5
<b>TOTAL</b>	<b>789,7</b>	<b>804,8</b>	<b>819,7</b>	<b>834,4</b>	<b>849,0</b>	<b>863,3</b>	<b>877,4</b>	<b>891,4</b>	<b>905,2</b>	<b>918,7</b>



Tabel II.09.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. BANGKA BELITUNG						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	69,0	69,0	69,0	69,0	69,1	69,1
5-9	71,0	71,0	70,9	70,9	70,9	70,8
10-14	72,0	72,2	72,5	72,5	72,6	72,5
15-19	71,2	71,9	72,5	73,1	73,3	73,7
20-24	70,9	71,5	72,2	72,9	73,8	74,5
25-29	71,8	72,6	73,4	74,3	74,9	75,7
30-34	72,5	73,0	73,6	74,3	75,1	76,3
35-39	75,1	75,1	75,1	75,3	75,5	75,7
40-44	74,0	75,2	76,3	76,8	77,1	77,5
45-49	68,8	70,0	71,1	72,2	73,5	74,8
50-54	62,4	63,7	64,9	66,1	67,2	68,0
55-59	51,9	53,6	55,2	56,9	58,6	60,1
60-64	39,9	41,9	43,7	45,4	46,9	48,3
65-69	27,5	28,8	30,2	31,7	33,5	35,3
70-74	18,5	19,2	20,0	20,7	21,5	22,5
75+	15,6	16,6	17,7	18,9	20,0	21,0
<b>TOTAL</b>	<b>932,1</b>	<b>945,3</b>	<b>958,3</b>	<b>971,0</b>	<b>983,5</b>	<b>995,8</b>

Tabel II.09.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. BANGKA BELITUNG

PEREMPUAN

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	59,8	60,7	61,5	62,3	63,1	63,9	64,5	65,0	65,4	65,8
5-9	58,2	58,9	59,6	60,2	60,8	61,4	62,2	63,0	63,8	64,8
10-14	56,5	56,9	57,5	58,2	58,9	59,6	60,3	61,0	61,7	62,3
15-19	57,1	57,2	57,2	57,2	57,3	57,5	57,9	58,5	59,2	59,9
20-24	56,0	56,8	57,4	58,0	58,4	58,7	58,7	58,7	58,7	58,8
25-29	54,6	55,7	56,6	57,4	58,2	58,9	59,7	60,4	61,0	61,5
30-34	51,1	52,4	53,8	55,2	56,5	57,6	58,7	59,7	60,4	61,2
35-39	45,7	47,0	48,4	49,7	51,2	52,8	54,2	55,6	57,0	58,3
40-44	38,6	40,3	41,9	43,6	45,1	46,5	47,9	49,2	50,6	52,1
45-49	31,9	33,0	34,3	35,7	37,1	38,7	40,4	42,0	43,7	45,2
50-54	26,3	27,5	28,5	29,4	30,4	31,5	32,6	33,9	35,3	36,7
55-59	19,5	20,7	22,0	23,3	24,5	25,5	26,7	27,7	28,6	29,6
60-64	13,0	13,9	14,9	16,0	17,2	18,5	19,6	20,9	22,1	23,2
65-69	8,7	9,0	9,6	10,2	11,0	11,8	12,7	13,6	14,6	15,7
70-74	6,8	6,9	6,9	7,0	7,1	7,3	7,6	8,1	8,7	9,3
75+	8,9	8,9	9,0	9,1	9,2	9,4	9,5	9,6	9,8	9,9
<b>TOTAL</b>	<b>592,7</b>	<b>605,8</b>	<b>619,1</b>	<b>632,5</b>	<b>646,0</b>	<b>659,6</b>	<b>673,2</b>	<b>686,9</b>	<b>700,6</b>	<b>714,3</b>

Tabel II.09.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. BANGKA BELITUNG										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	66,0	66,4	66,5	66,5	66,5	66,5	66,4	66,4	66,3	66,3
5-9	65,6	66,2	66,6	67,4	67,5	67,9	68,2	68,2	68,3	68,3
10-14	62,9	63,7	64,4	65,3	66,2	67,1	67,7	68,2	68,6	69,1
15-19	60,6	61,4	62,1	62,7	63,3	63,9	64,7	65,5	66,4	67,3
20-24	59,1	59,5	60,1	60,7	61,5	62,2	62,9	63,7	64,3	64,9
25-29	61,7	61,7	61,8	61,8	61,9	62,1	62,5	63,1	63,8	64,5
30-34	62,0	62,8	63,5	64,2	64,6	64,8	64,8	64,9	64,9	64,9
35-39	59,5	60,6	61,5	62,3	63,1	63,9	64,7	65,4	66,1	66,5
40-44	53,7	55,1	56,5	57,9	59,2	60,4	61,5	62,5	63,3	64,1
45-49	46,6	47,9	49,3	50,6	52,1	53,7	55,1	56,6	58,0	59,3
50-54	38,2	39,9	41,5	43,1	44,6	46,0	47,3	48,7	50,0	51,5
55-59	30,7	31,7	33,0	34,3	35,7	37,1	38,8	40,3	41,9	43,4
60-64	24,2	25,3	26,3	27,1	28,1	29,1	30,1	31,3	32,6	33,9
65-69	16,9	17,9	19,1	20,2	21,3	22,2	23,2	24,0	24,8	25,7
70-74	10,0	10,8	11,6	12,5	13,4	14,4	15,4	16,3	17,3	18,2
75+	10,2	10,5	11,0	11,5	12,2	12,9	13,7	14,6	15,6	16,7
<b>TOTAL</b>	<b>727,9</b>	<b>741,4</b>	<b>754,8</b>	<b>768,1</b>	<b>781,2</b>	<b>794,2</b>	<b>807,0</b>	<b>819,7</b>	<b>832,2</b>	<b>844,6</b>

Tabel II.09.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. BANGKA BELITUNG						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	66,2	66,2	66,2	66,2	66,2	66,3
5-9	68,3	68,2	68,2	68,1	68,0	68,0
10-14	69,4	69,6	69,7	69,8	69,8	69,8
15-19	68,2	68,8	69,3	69,7	70,3	70,5
20-24	65,6	66,4	67,2	68,1	69,0	69,9
25-29	65,3	66,1	66,8	67,5	68,2	68,8
30-34	65,2	65,6	66,3	67,0	67,8	68,5
35-39	66,7	66,8	66,8	66,8	66,9	67,1
40-44	64,9	65,7	66,4	67,1	67,5	67,8
45-49	60,4	61,5	62,5	63,3	64,1	64,9
50-54	53,0	54,4	55,9	57,3	58,5	59,7
55-59	44,7	46,0	47,3	48,6	50,0	51,6
60-64	35,3	36,8	38,3	39,9	41,2	42,5
65-69	26,7	27,6	28,7	29,9	31,1	32,4
70-74	19,0	19,9	20,6	21,3	22,1	22,9
75+	17,9	19,2	20,5	21,8	23,2	24,5
<b>TOTAL</b>	<b>856,8</b>	<b>868,8</b>	<b>880,7</b>	<b>892,4</b>	<b>903,9</b>	<b>915,2</b>

Tabel II.09.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. BANGKA BELITUNG										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	123,1	124,2	125,7	127,4	128,9	130,2	131,6	132,7	133,4	134,3
5-9	119,3	120,9	122,2	123,6	124,8	126,1	127,5	128,9	130,5	132,2
10-14	115,8	116,7	117,9	119,1	120,6	122,2	123,7	125,1	126,5	127,7
15-19	117,4	117,5	117,6	117,7	117,9	118,4	119,2	120,5	121,7	123,2
20-24	116,4	118,2	119,7	120,8	121,5	121,9	122,0	122,0	122,2	122,5
25-29	113,8	115,9	117,9	119,7	121,7	123,6	125,5	127,1	128,3	129,0
30-34	108,6	111,3	113,9	116,4	118,7	120,8	123,0	125,0	126,9	128,9
35-39	97,7	100,7	103,8	106,8	109,9	113,2	115,9	118,6	121,2	123,5
40-44	83,0	86,9	90,5	94,1	97,3	100,3	103,3	106,4	109,6	112,7
45-49	67,1	69,8	72,8	76,1	79,9	83,6	87,5	91,2	94,9	98,0
50-54	55,1	57,4	59,5	61,6	63,8	66,4	69,0	72,1	75,3	79,0
55-59	41,1	43,7	46,3	48,8	51,2	53,3	55,5	57,5	59,6	61,7
60-64	26,9	28,9	31,1	33,5	36,0	38,5	40,9	43,4	45,7	48,0
65-69	17,1	18,0	19,2	20,6	22,2	24,0	25,8	27,8	29,9	32,2
70-74	12,8	12,9	13,1	13,3	13,6	14,1	14,9	15,8	17,0	18,3
75+	15,0	15,2	15,4	15,6	15,9	16,2	16,5	16,8	17,2	17,6
<b>TOTAL</b>	<b>1 230,2</b>	<b>1 258,2</b>	<b>1 286,6</b>	<b>1 315,1</b>	<b>1 343,9</b>	<b>1 372,8</b>	<b>1 401,8</b>	<b>1 430,9</b>	<b>1 459,9</b>	<b>1 488,8</b>

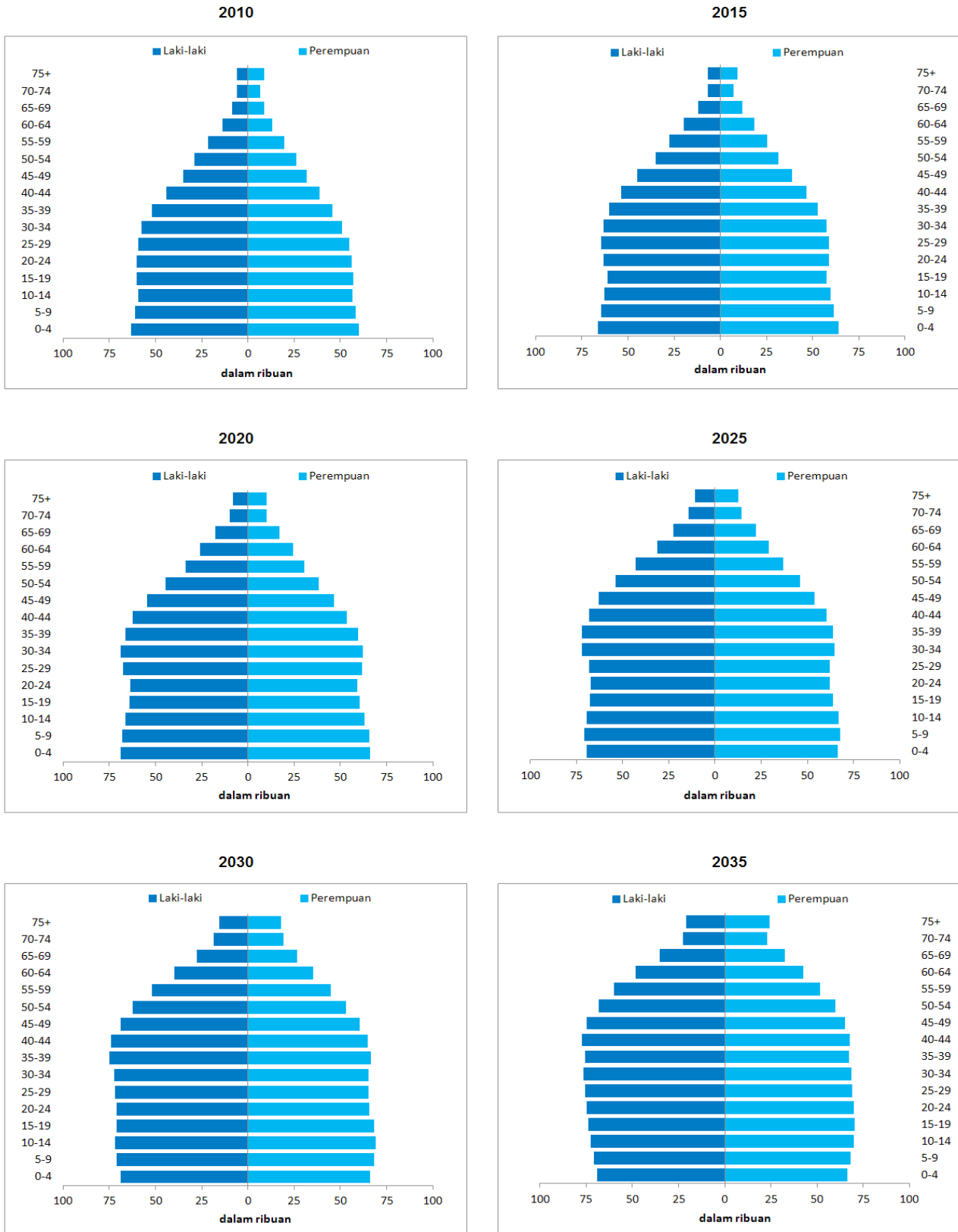
Tabel II.09.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. BANGKA BELITUNG										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	135,0	135,4	135,7	135,8	135,9	135,8	135,7	135,5	135,4	135,3
5-9	133,7	135,0	136,0	136,9	137,7	138,5	138,9	139,2	139,4	139,4
10-14	129,0	130,4	131,8	133,4	135,1	136,6	137,9	139,0	140,0	140,7
15-19	124,8	126,4	127,8	129,2	130,4	131,7	133,1	134,5	136,1	137,9
20-24	122,9	123,8	125,0	126,2	127,8	129,4	131,0	132,4	133,9	135,1
25-29	129,4	129,5	129,5	129,7	129,9	130,3	131,2	132,5	133,7	135,3
30-34	130,9	132,8	134,4	135,7	136,4	136,8	136,8	136,9	137,0	137,3
35-39	125,6	127,8	129,9	131,8	133,8	135,9	137,8	139,5	140,6	141,4
40-44	116,0	118,7	121,5	124,1	126,4	128,5	130,8	132,8	134,8	136,9
45-49	101,0	104,1	107,2	110,3	113,5	116,7	119,4	122,2	124,8	127,1
50-54	82,7	86,6	90,2	93,8	96,9	99,8	102,9	105,9	109,0	112,1
55-59	64,2	66,8	69,7	72,9	76,5	80,1	83,8	87,3	90,8	93,8
60-64	49,9	52,0	54,0	55,9	57,9	60,3	62,7	65,4	68,4	71,8
65-69	34,5	36,6	38,9	41,0	43,0	44,8	46,7	48,5	50,2	52,0
70-74	19,9	21,4	23,1	24,9	26,8	28,7	30,5	32,4	34,3	36,0
75+	18,1	18,9	19,8	20,9	22,2	23,6	25,2	27,1	29,0	31,2
<b>TOTAL</b>	<b>1 517,6</b>	<b>1 546,2</b>	<b>1 574,5</b>	<b>1 602,5</b>	<b>1 630,2</b>	<b>1 657,5</b>	<b>1 684,4</b>	<b>1 711,1</b>	<b>1 737,4</b>	<b>1 763,3</b>

Tabel II.09.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. BANGKA BELITUNG				LAKI-LAKI + PEREMPUAN		
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	135,2	135,2	135,2	135,2	135,3	135,4
5-9	139,3	139,2	139,1	139,0	138,9	138,8
10-14	141,4	141,8	142,2	142,3	142,4	142,3
15-19	139,4	140,7	141,8	142,8	143,6	144,2
20-24	136,5	137,9	139,4	141,0	142,8	144,4
25-29	137,1	138,7	140,2	141,8	143,1	144,5
30-34	137,7	138,6	139,9	141,3	142,9	144,8
35-39	141,8	141,9	141,9	142,1	142,4	142,8
40-44	138,9	140,9	142,7	143,9	144,6	145,3
45-49	129,2	131,5	133,6	135,5	137,6	139,7
50-54	115,4	118,1	120,8	123,4	125,7	127,7
55-59	96,6	99,6	102,5	105,5	108,6	111,7
60-64	75,2	78,7	82,0	85,3	88,1	90,8
65-69	54,2	56,4	58,9	61,6	64,6	67,7
70-74	37,5	39,1	40,6	42,0	43,6	45,4
75+	33,5	35,8	38,2	40,7	43,2	45,5
<b>TOTAL</b>	<b>1 788,9</b>	<b>1 814,1</b>	<b>1 839,0</b>	<b>1 863,4</b>	<b>1 887,4</b>	<b>1 911,0</b>

Gambar II.09.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI KEP. BANGKA BELITUNG  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.09.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

KEP. BANGKA BELITUNG

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	637,5	713,2	789,7	863,3	932,1	995,8
Perempuan	592,7	659,6	727,9	794,2	856,8	915,2
Total	1 230,2	1 372,8	1 517,6	1 657,5	1 788,9	1 911,0
Komposisi Umur (%)						
0-14	29,1	27,6	26,2	24,8	23,2	21,8
15-64	67,3	68,4	69,0	69,3	69,8	69,9
65+	3,6	4,0	4,8	5,9	7,0	8,3
<i>Dependency Ratio (%)</i>	48,6	46,2	44,9	44,3	43,3	43,1
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,47	2,37	2,28	2,17	2,07	1,98
GRR	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
NRR	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9
CBR	21,0	19,7	18,1	16,5	15,2	14,2
Jumlah Kelahiran (000)	25,8	27,0	27,5	27,3	27,2	27,2
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	67,3	68,1	68,8	69,3	69,6	69,8
e0 Perempuan	71,1	71,9	72,6	73,0	73,4	73,6
e0 L+P	69,2	70,0	70,6	71,1	71,4	71,7
IMR Laki-laki	33,6	30,0	27,4	25,8	24,8	23,9
IMR Perempuan	23,6	21,6	20,0	18,9	18,3	17,9
IMR L+P	28,7	25,9	23,8	22,5	21,6	21,0
CDR	5,8	5,7	5,9	6,3	7,0	7,9
Jumlah Kematian (000)	7,1	7,8	8,9	10,5	12,5	15,0
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	7,5	7,1	6,7	6,2	6,1	5,9

**PROVINSI  
KEP. RIAU**

Tabel II.10.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. RIAU										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	104,8	106,4	108,3	109,9	111,1	111,2	111,5	111,2	110,5	109,5
5-9	92,7	97,3	100,4	102,9	105,0	107,4	109,0	111,0	112,6	113,7
10-14	62,5	67,4	73,7	80,6	87,3	93,2	97,7	100,9	103,4	105,5
15-19	62,2	60,1	59,3	59,6	61,4	64,7	69,8	76,3	83,3	90,3
20-24	88,0	85,4	81,6	77,4	73,2	69,7	67,4	66,4	66,7	68,6
25-29	103,5	104,1	103,3	102,5	101,0	98,9	96,0	91,7	86,8	82,1
30-34	99,6	102,8	105,9	108,3	110,0	110,9	111,1	110,5	109,7	108,1
35-39	80,9	85,9	90,8	95,6	99,9	104,1	107,6	110,8	113,2	115,2
40-44	58,6	63,1	68,0	72,9	77,9	82,8	87,8	92,7	97,7	102,0
45-49	40,0	43,1	46,7	50,6	54,7	59,2	63,8	68,6	73,5	78,6
50-54	27,4	29,5	31,7	34,1	36,8	39,7	42,9	46,5	50,3	54,5
55-59	18,8	20,2	21,7	23,2	24,8	26,6	28,6	30,7	33,1	35,6
60-64	12,2	13,0	14,1	15,2	16,4	17,5	18,9	20,3	21,8	23,3
65-69	7,8	8,2	8,8	9,2	9,9	10,8	11,5	12,4	13,4	14,5
70-74	4,7	5,0	5,3	5,6	5,9	6,2	6,6	7,1	7,5	8,1
75+	4,0	4,2	4,3	4,5	4,8	5,0	5,3	5,6	5,9	6,2
<b>TOTAL</b>	<b>867,7</b>	<b>895,7</b>	<b>923,9</b>	<b>952,1</b>	<b>980,1</b>	<b>1 007,9</b>	<b>1 035,5</b>	<b>1 062,7</b>	<b>1 089,4</b>	<b>1 115,8</b>

Tabel II.10.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. RIAU										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	108,3	107,0	105,6	104,4	103,4	102,9	102,5	102,7	103,4	104,3
5-9	114,0	114,2	113,9	113,3	112,3	111,0	109,6	108,3	107,1	106,1
10-14	107,8	109,6	111,4	113,0	114,2	114,5	114,7	114,4	113,7	112,6
15-19	96,5	101,2	104,4	107,1	109,2	111,6	113,3	115,4	117,0	118,2
20-24	72,2	77,7	85,0	92,9	100,6	107,6	112,9	116,6	119,0	122,0
25-29	78,3	75,8	74,6	75,1	77,3	81,4	87,6	95,7	104,6	113,2
30-34	105,7	102,5	97,9	92,7	87,6	83,5	80,9	79,6	80,0	82,4
35-39	115,7	115,7	115,5	114,3	112,8	110,0	106,6	101,7	96,3	91,1
40-44	106,3	109,8	112,9	115,4	117,2	117,8	117,8	117,3	116,3	114,5
45-49	83,6	88,7	93,6	98,5	102,9	107,1	110,7	113,8	116,3	118,1
50-54	58,8	63,5	68,2	73,1	78,1	83,0	88,2	93,0	97,9	102,2
55-59	38,6	41,7	45,1	48,9	52,8	57,1	61,6	66,3	71,1	75,9
60-64	24,9	26,8	28,9	31,0	33,5	36,3	39,2	42,4	46,0	49,7
65-69	15,7	16,8	18,1	19,3	20,8	22,2	24,0	25,8	27,8	30,0
70-74	8,7	9,3	10,1	10,9	11,8	12,8	13,7	14,8	15,9	17,0
75+	6,6	7,0	7,5	8,0	8,5	9,2	9,9	10,7	11,6	12,5
<b>TOTAL</b>	<b>1 141,7</b>	<b>1 167,3</b>	<b>1 192,7</b>	<b>1 217,9</b>	<b>1 243,0</b>	<b>1 268,0</b>	<b>1 293,2</b>	<b>1 318,5</b>	<b>1 344,0</b>	<b>1 369,8</b>

Tabel II.10.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. RIAU						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	105,7	107,4	109,3	111,2	113,4	115,6
5-9	105,5	105,2	105,4	106,0	107,0	108,5
10-14	111,4	110,0	108,6	107,4	106,4	105,8
15-19	118,4	118,6	118,4	117,6	116,5	115,3
20-24	124,4	126,7	128,7	130,6	132,0	132,2
25-29	120,8	126,8	130,6	134,3	136,9	139,9
30-34	86,8	93,5	102,1	111,6	120,8	128,9
35-39	86,9	84,1	82,8	83,3	85,7	90,3
40-44	112,0	108,5	103,6	98,0	92,7	88,4
45-49	118,7	118,7	118,4	117,1	115,3	112,7
50-54	106,5	109,9	113,1	115,5	117,4	118,0
55-59	80,7	85,6	90,4	95,1	99,4	103,4
60-64	53,8	58,0	62,4	66,9	71,5	76,0
65-69	32,5	35,1	38,0	41,2	44,7	48,3
70-74	18,3	19,6	21,2	22,9	24,7	26,8
75+	13,5	14,5	15,7	16,9	18,2	19,6
<b>TOTAL</b>	<b>1 395,9</b>	<b>1 422,2</b>	<b>1 448,7</b>	<b>1 475,6</b>	<b>1 502,6</b>	<b>1 529,7</b>

Tabel II.10.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. RIAU	PEREMPUAN									
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	98,7	101,0	103,3	105,4	106,9	107,5	107,6	107,4	106,7	105,7
5-9	87,7	91,9	94,9	97,1	99,1	101,5	103,9	106,2	108,4	110,0
10-14	59,5	63,7	69,4	76,1	82,7	88,3	92,6	95,6	97,8	99,8
15-19	66,2	63,1	60,9	60,0	60,5	62,8	67,1	73,1	80,2	87,1
20-24	96,6	94,7	91,1	86,2	81,2	76,6	72,9	70,4	69,3	69,9
25-29	107,5	108,2	109,3	109,4	109,1	108,1	105,8	101,6	96,1	90,5
30-34	94,1	98,8	103,2	107,0	110,0	111,6	112,5	113,3	113,4	112,9
35-39	69,2	74,8	80,2	85,8	91,2	96,6	101,3	105,8	109,7	112,7
40-44	45,7	50,0	54,7	59,8	65,1	70,6	76,3	81,9	87,5	93,0
45-49	31,6	33,9	36,4	39,3	42,7	46,5	50,9	55,7	60,9	66,3
50-54	23,5	25,1	26,6	28,2	30,0	32,1	34,4	36,9	39,9	43,3
55-59	16,6	17,9	19,3	20,8	22,3	23,7	25,3	26,9	28,5	30,4
60-64	11,1	12,0	12,9	14,0	15,1	16,5	17,7	19,1	20,6	22,1
65-69	7,4	7,9	8,4	9,1	9,8	10,5	11,4	12,3	13,3	14,4
70-74	4,9	5,2	5,5	5,8	6,1	6,4	6,9	7,3	7,9	8,5
75+	4,8	4,9	5,1	5,3	5,5	5,8	6,1	6,5	6,9	7,3
<b>TOTAL</b>	<b>825,1</b>	<b>853,1</b>	<b>881,2</b>	<b>909,3</b>	<b>937,3</b>	<b>965,1</b>	<b>992,7</b>	<b>1 020,0</b>	<b>1 047,1</b>	<b>1 073,9</b>

Tabel II.10.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. RIAU										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	104,5	103,1	101,8	100,6	99,7	99,0	98,8	98,9	99,4	100,4
5-9	110,5	110,7	110,4	109,7	108,6	107,4	106,0	104,6	103,4	102,5
10-14	102,2	104,5	106,9	109,1	110,6	111,1	111,2	110,9	110,2	109,2
15-19	93,1	97,7	100,9	103,2	105,4	107,8	110,3	112,7	115,1	116,7
20-24	72,4	77,3	84,1	92,2	100,3	107,2	112,5	116,2	119,1	121,4
25-29	85,4	81,4	78,7	77,4	78,2	81,2	86,8	94,6	103,6	112,5
30-34	112,0	109,5	105,1	99,4	93,6	88,3	84,1	81,3	80,1	80,9
35-39	114,3	115,1	115,9	116,1	115,3	114,5	112,0	107,5	101,6	95,6
40-44	98,5	103,3	107,9	111,8	114,8	116,5	117,5	118,3	118,2	117,7
45-49	71,8	77,6	83,3	89,0	94,6	100,2	105,0	109,7	113,7	116,7
50-54	47,2	51,6	56,5	61,8	67,3	72,9	78,7	84,5	90,3	96,0
55-59	32,5	34,8	37,4	40,4	43,9	47,8	52,3	57,2	62,5	68,1
60-64	23,6	25,2	26,7	28,4	30,2	32,3	34,6	37,2	40,2	43,7
65-69	15,6	16,9	18,2	19,7	21,1	22,5	24,0	25,5	27,1	28,8
70-74	9,2	10,0	10,8	11,7	12,7	13,8	14,9	16,1	17,4	18,7
75+	7,7	8,3	8,9	9,5	10,3	11,0	11,9	12,9	14,0	15,2
<b>TOTAL</b>	<b>1 100,5</b>	<b>1 127,0</b>	<b>1 153,5</b>	<b>1 180,0</b>	<b>1 206,6</b>	<b>1 233,5</b>	<b>1 260,6</b>	<b>1 288,1</b>	<b>1 315,9</b>	<b>1 344,1</b>

Tabel II.10.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. RIAU	PEREMPUAN					
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	101,7	103,3	105,1	107,1	109,1	111,1
5-9	101,8	101,6	101,7	102,3	103,3	104,6
10-14	107,9	106,5	105,2	103,9	103,0	102,3
15-19	117,3	117,4	117,1	116,4	115,3	113,9
20-24	124,3	126,8	129,9	132,6	134,5	135,2
25-29	120,2	126,0	130,1	133,0	135,7	139,0
30-34	84,0	89,8	97,8	107,1	116,3	124,2
35-39	90,2	86,0	83,2	81,8	82,7	85,9
40-44	116,6	114,0	109,4	103,5	97,4	91,9
45-49	118,4	119,4	120,0	120,2	119,7	118,6
50-54	101,6	106,6	111,3	115,4	118,4	120,1
55-59	73,8	79,8	85,6	91,5	97,2	103,0
60-64	47,6	52,1	57,0	62,3	67,9	73,6
65-69	30,8	33,1	35,6	38,5	41,8	45,6
70-74	19,9	21,3	22,6	24,0	25,6	27,4
75+	16,5	17,9	19,4	21,0	22,7	24,4
<b>TOTAL</b>	<b>1 372,6</b>	<b>1 401,6</b>	<b>1 431,0</b>	<b>1 460,6</b>	<b>1 490,6</b>	<b>1 520,8</b>



Tabel II.10.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. RIAU		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	203,5	207,4	211,6	215,3	218,0	218,7	219,1	218,6	217,2	215,2
5-9	180,4	189,2	195,3	200,0	204,1	208,9	212,9	217,2	221,0	223,7
10-14	122,0	131,1	143,1	156,7	170,0	181,5	190,3	196,5	201,2	205,3
15-19	128,4	123,2	120,2	119,6	121,9	127,5	136,9	149,4	163,5	177,4
20-24	184,6	180,1	172,7	163,6	154,4	146,3	140,3	136,8	136,0	138,5
25-29	211,0	212,3	212,6	211,9	210,1	207,0	201,8	193,3	182,9	172,6
30-34	193,7	201,6	209,1	215,3	220,0	222,5	223,6	223,8	223,1	221,0
35-39	150,1	160,7	171,0	181,4	191,1	200,7	208,9	216,6	222,9	227,9
40-44	104,3	113,1	122,7	132,7	143,0	153,4	164,1	174,6	185,2	195,0
45-49	71,6	77,0	83,1	89,9	97,4	105,7	114,7	124,3	134,4	144,9
50-54	50,9	54,6	58,3	62,3	66,8	71,8	77,3	83,4	90,2	97,8
55-59	35,4	38,1	41,0	44,0	47,1	50,3	53,9	57,6	61,6	66,0
60-64	23,3	25,0	27,0	29,2	31,5	34,0	36,6	39,4	42,4	45,4
65-69	15,2	16,1	17,2	18,3	19,7	21,3	22,9	24,7	26,7	28,9
70-74	9,6	10,2	10,8	11,4	12,0	12,6	13,5	14,4	15,4	16,6
75+	8,8	9,1	9,4	9,8	10,3	10,8	11,4	12,1	12,8	13,5
<b>TOTAL</b>	<b>1 692,8</b>	<b>1 748,8</b>	<b>1 805,1</b>	<b>1 861,4</b>	<b>1 917,4</b>	<b>1 973,0</b>	<b>2 028,2</b>	<b>2 082,7</b>	<b>2 136,5</b>	<b>2 189,7</b>

Tabel II.10.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. RIAU		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	212,8	210,1	207,4	205,0	203,1	201,9	201,3	201,6	202,8	204,7
5-9	224,5	224,9	224,3	223,0	220,9	218,4	215,6	212,9	210,5	208,6
10-14	210,0	214,1	218,3	222,1	224,8	225,6	225,9	225,3	223,9	221,8
15-19	189,6	198,9	205,3	210,3	214,6	219,4	223,6	228,1	232,1	234,9
20-24	144,6	155,0	169,1	185,1	200,9	214,8	225,4	232,8	238,1	243,4
25-29	163,7	157,2	153,3	152,5	155,5	162,6	174,4	190,3	208,2	225,7
30-34	217,7	212,0	203,0	192,1	181,2	171,8	165,0	160,9	160,1	163,3
35-39	230,0	230,8	231,4	230,4	228,1	224,5	218,6	209,2	197,9	186,7
40-44	204,8	213,1	220,8	227,2	232,0	234,3	235,3	235,6	234,5	232,2
45-49	155,4	166,3	176,9	187,5	197,5	207,3	215,7	223,5	230,0	234,8
50-54	106,0	115,1	124,7	134,9	145,4	155,9	166,9	177,5	188,2	198,2
55-59	71,1	76,5	82,5	89,3	96,7	104,9	113,9	123,5	133,6	144,0
60-64	48,5	52,0	55,6	59,4	63,7	68,6	73,8	79,6	86,2	93,4
65-69	31,3	33,7	36,3	39,0	41,9	44,7	48,0	51,3	54,9	58,8
70-74	17,9	19,3	20,9	22,6	24,5	26,6	28,6	30,9	33,3	35,7
75+	14,3	15,3	16,4	17,5	18,8	20,2	21,8	23,6	25,6	27,7
<b>TOTAL</b>	<b>2 242,2</b>	<b>2 294,3</b>	<b>2 346,2</b>	<b>2 397,9</b>	<b>2 449,6</b>	<b>2 501,5</b>	<b>2 553,8</b>	<b>2 606,6</b>	<b>2 659,9</b>	<b>2 713,9</b>

Tabel II.10.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KEP. RIAU		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	207,4	210,7	214,4	218,3	222,5	226,7
5-9	207,3	206,8	207,1	208,3	210,3	213,1
10-14	219,3	216,5	213,8	211,3	209,4	208,1
15-19	235,7	236,0	235,5	234,0	231,8	229,2
20-24	248,7	253,5	258,6	263,2	266,5	267,4
25-29	241,0	252,8	260,7	267,3	272,6	278,9
30-34	170,8	183,3	199,9	218,7	237,1	253,1
35-39	177,1	170,1	166,0	165,1	168,4	176,2
40-44	228,6	222,5	213,0	201,5	190,1	180,3
45-49	237,1	238,1	238,4	237,3	235,0	231,3
50-54	208,1	216,5	224,4	230,9	235,8	238,1
55-59	154,5	165,4	176,0	186,6	196,6	206,4
60-64	101,4	110,1	119,4	129,2	139,4	149,6
65-69	63,3	68,2	73,6	79,7	86,5	93,9
70-74	38,2	40,9	43,8	46,9	50,3	54,2
75+	30,0	32,4	35,1	37,9	40,9	44,0
<b>TOTAL</b>	<b>2 768,5</b>	<b>2 823,8</b>	<b>2 879,7</b>	<b>2 936,2</b>	<b>2 993,2</b>	<b>3 050,5</b>

Gambar II.10.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI KEP. RIAU  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.10.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

KEP. RIAU

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	867,7	1007,9	1141,7	1268,0	1395,9	1529,7
Perempuan	825,1	965,1	1100,5	1233,5	1372,6	1520,8
Total	1692,8	1973,0	2242,2	2501,5	2768,5	3050,5
Komposisi Umur (%)						
0-14	29,9	30,9	28,9	25,8	22,9	21,2
15-64	68,1	66,8	68,3	70,5	72,4	72,5
65+	2,0	2,3	2,8	3,7	4,7	6,3
<i>Dependency Ratio (%)</i>	46,8	49,7	46,4	41,8	38,1	37,9
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,36	2,25	2,16	2,08	1,99	1,92
GRR	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9
NRR	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
CBR	25,1	21,8	18,1	15,9	15,5	15,6
Jumlah Kelahiran (000)	42,5	43,0	40,6	39,9	42,9	47,4
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	66,5	67,6	68,4	68,9	69,3	69,5
e0 Perempuan	70,4	71,4	72,2	72,7	73,1	73,3
e0 L+P	68,4	69,5	70,3	70,8	71,1	71,4
IMR Laki-laki	37,6	32,7	29,5	27,4	26,2	25,3
IMR Perempuan	24,5	21,7	19,8	18,6	17,9	17,5
IMR L+P	31,2	27,3	24,8	23,1	22,1	21,5
CDR	4,4	4,3	4,4	5,0	5,8	6,8
Jumlah Kematian (000)	7,4	8,4	10,0	12,4	15,9	20,6
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	11,8	10,1	9,5	9,8	10,1	10,1

**PROVINSI  
DKI JAKARTA**

Tabel II.11.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DKI JAKARTA

LAKI-LAKI

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	437,3	452,1	464,2	473,6	480,3	482,0	476,1	469,5	461,8	453,1
5-9	401,5	405,6	410,5	417,0	424,8	435,7	450,8	462,9	472,2	478,5
10-14	351,2	350,9	354,7	360,8	367,6	373,9	379,8	386,5	394,6	404,3
15-19	397,3	382,5	369,5	358,9	350,9	346,2	345,7	349,6	355,6	362,5
20-24	511,3	498,6	481,0	460,3	439,0	418,9	401,3	385,8	372,8	362,7
25-29	561,7	558,5	553,2	545,1	535,7	524,9	510,4	490,7	468,3	445,3
30-34	518,9	522,2	527,1	531,4	534,6	534,3	533,0	528,8	523,1	516,1
35-39	436,8	444,8	452,7	460,9	468,1	475,7	481,5	488,8	495,7	501,5
40-44	359,2	368,0	376,4	384,5	392,5	400,6	410,1	419,8	429,9	439,0
45-49	285,5	294,8	304,5	314,5	324,5	334,0	343,6	352,9	362,1	371,2
50-54	220,6	229,7	238,6	247,6	257,0	267,0	276,6	286,7	296,9	307,2
55-59	158,9	168,0	176,9	185,8	194,4	203,0	212,1	221,0	230,1	239,5
60-64	103,7	109,9	117,2	125,3	133,6	141,7	150,3	158,8	167,2	175,6
65-69	64,8	68,8	72,6	76,8	81,7	87,9	93,4	100,1	107,4	114,9
70-74	38,5	40,5	42,8	45,2	47,7	50,1	53,5	56,8	60,3	64,4
75+	31,8	32,9	34,2	35,7	37,5	39,4	41,5	44,1	46,7	49,5
<b>TOTAL</b>	<b>4 879,0</b>	<b>4 927,8</b>	<b>4 976,1</b>	<b>5 023,4</b>	<b>5 069,9</b>	<b>5 115,3</b>	<b>5 159,7</b>	<b>5 202,8</b>	<b>5 244,7</b>	<b>5 285,3</b>

Tabel II.11.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DKI JAKARTA

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	443,7	433,5	422,7	411,4	399,7	388,0	376,7	366,1	356,5	347,8
5-9	480,1	474,4	467,9	460,4	451,9	442,7	432,4	421,2	409,3	397,3
10-14	416,8	433,5	447,5	458,9	467,5	471,6	468,3	463,7	457,5	449,9
15-19	369,1	375,0	381,8	390,0	399,6	412,3	429,2	443,6	455,5	464,5
20-24	355,8	353,6	355,6	359,9	364,9	369,6	373,9	379,4	386,8	395,9
25-29	423,9	405,1	388,4	374,3	363,1	355,3	351,9	352,9	356,0	360,4
30-34	506,6	493,8	476,4	456,0	435,1	415,5	398,1	382,4	368,9	358,0
35-39	504,2	505,8	505,1	502,3	498,2	492,3	482,2	466,8	448,3	428,5
40-44	448,8	456,8	466,3	475,5	483,8	489,1	493,3	494,6	493,3	489,9
45-49	380,5	391,2	402,1	413,5	424,1	435,3	444,8	455,5	465,7	474,4
50-54	317,3	327,5	337,4	347,2	357,1	367,1	378,5	390,0	401,7	412,5
55-59	249,7	259,3	269,6	280,1	290,7	301,0	311,5	321,6	331,5	341,4
60-64	184,0	192,9	201,6	210,5	219,9	229,8	239,5	249,5	259,7	269,8
65-69	122,3	130,2	137,9	145,8	153,7	161,5	169,8	177,9	186,1	194,7
70-74	69,6	74,3	79,9	86,1	92,5	98,8	105,5	112,2	118,9	125,5
75+	52,4	56,2	60,0	64,1	68,7	74,1	79,6	85,8	92,6	99,7
<b>TOTAL</b>	<b>5 324,8</b>	<b>5 363,1</b>	<b>5 400,2</b>	<b>5 436,0</b>	<b>5 470,5</b>	<b>5 504,0</b>	<b>5 535,2</b>	<b>5 563,2</b>	<b>5 588,3</b>	<b>5 610,2</b>



Tabel II.11.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DKI JAKARTA						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	340,0	333,2	327,3	322,5	318,6	315,7
5-9	385,4	374,1	363,7	354,1	345,5	337,8
10-14	440,9	430,8	419,5	407,8	395,7	383,9
15-19	468,7	465,4	460,8	454,7	447,2	438,2
20-24	408,2	424,9	439,2	450,9	459,9	464,0
25-29	364,7	368,9	374,2	381,6	390,6	402,7
30-34	350,2	347,0	347,8	351,0	355,2	359,4
35-39	409,4	392,3	376,9	363,6	352,9	345,2
40-44	484,8	474,8	459,8	441,4	421,9	403,2
45-49	480,0	483,9	485,5	483,8	480,7	475,6
50-54	423,6	432,7	443,2	453,1	461,7	467,0
55-59	351,0	362,1	373,0	384,4	394,6	405,3
60-64	279,6	289,5	299,0	308,3	317,5	326,7
65-69	203,8	212,4	221,4	230,6	239,8	248,6
70-74	132,0	139,1	145,8	152,8	160,0	167,6
75+	107,3	115,1	123,4	131,9	140,6	149,3
<b>TOTAL</b>	<b>5 629,6</b>	<b>5 646,2</b>	<b>5 660,5</b>	<b>5 672,5</b>	<b>5 682,4</b>	<b>5 690,2</b>

Tabel II.11.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DKI JAKARTA										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	411,1	428,8	443,3	455,3	462,8	464,0	458,3	451,7	444,1	435,7
5-9	379,8	381,2	384,4	389,5	398,0	411,4	429,2	443,6	455,2	462,4
10-14	352,0	346,8	346,8	349,6	353,4	356,7	359,7	364,4	371,0	380,8
15-19	427,7	416,2	401,8	386,3	372,0	360,4	353,8	352,6	354,6	357,6
20-24	515,3	510,4	502,6	491,6	478,8	465,0	449,4	430,9	411,5	393,5
25-29	538,4	537,5	534,8	531,8	528,4	524,8	518,5	509,7	497,6	483,8
30-34	486,0	491,6	498,3	504,5	508,8	509,7	510,5	510,1	509,0	507,2
35-39	403,9	413,2	422,5	432,2	441,7	451,4	458,9	467,5	475,6	482,1
40-44	338,2	346,6	355,0	363,4	372,0	380,8	391,1	401,4	412,1	422,8
45-49	280,2	288,7	297,2	305,8	314,4	323,3	332,2	341,0	349,9	359,1
50-54	218,6	229,6	239,7	249,1	258,3	267,8	276,4	285,1	294,0	303,0
55-59	154,0	163,6	174,4	185,6	196,5	206,4	217,3	227,3	236,7	246,1
60-64	102,2	108,9	116,0	123,8	132,5	142,4	151,7	162,1	173,0	183,6
65-69	68,5	72,1	76,2	80,7	85,7	91,0	97,4	104,0	111,3	119,5
70-74	43,6	45,9	48,3	50,8	53,6	56,6	59,8	63,4	67,4	71,9
75+	41,9	43,2	44,7	46,5	48,5	50,9	53,7	56,6	59,9	63,4
<b>TOTAL</b>	<b>4 761,4</b>	<b>4 824,3</b>	<b>4 886,0</b>	<b>4 946,5</b>	<b>5 005,4</b>	<b>5 062,6</b>	<b>5 117,9</b>	<b>5 171,4</b>	<b>5 222,9</b>	<b>5 272,5</b>

Tabel II.11.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DKI JAKARTA

PEREMPUAN

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	426,5	416,6	406,0	395,0	383,8	372,4	361,4	351,2	341,9	333,5
5-9	463,4	457,7	451,2	443,7	435,3	426,1	416,1	405,1	393,6	381,9
10-14	395,5	414,6	430,5	443,9	453,1	456,2	452,5	447,6	441,4	433,7
15-19	360,0	362,2	365,9	371,6	380,5	394,2	412,6	428,3	441,8	451,2
20-24	378,7	369,1	365,3	364,6	365,1	364,9	364,6	366,5	370,7	378,7
25-29	469,0	452,4	433,0	412,7	394,0	378,5	368,2	363,5	362,2	362,0
30-34	505,9	501,6	494,7	484,7	473,0	460,3	445,5	427,3	407,9	389,7
35-39	485,4	488,6	490,6	492,1	492,9	493,7	491,9	487,1	478,4	467,6
40-44	433,6	442,5	452,5	462,1	470,2	475,2	479,9	483,2	485,6	487,3
45-49	368,5	379,4	390,3	401,7	413,2	424,8	434,5	445,1	455,1	463,5
50-54	312,1	321,4	330,6	339,9	349,5	359,4	370,7	381,9	393,5	404,9
55-59	255,6	264,5	273,4	282,5	291,8	301,3	310,8	320,2	329,6	339,1
60-64	193,3	204,0	214,0	223,4	232,7	242,4	251,3	260,2	269,2	278,3
65-69	128,8	137,6	147,5	157,8	167,8	177,2	187,4	196,9	205,9	214,7
70-74	76,6	82,3	88,2	94,7	102,0	110,3	118,2	126,9	136,0	144,9
75+	67,3	71,5	76,2	81,4	87,0	93,1	100,2	107,7	115,8	124,9
<b>TOTAL</b>	<b>5 320,2</b>	<b>5 366,0</b>	<b>5 409,9</b>	<b>5 451,8</b>	<b>5 491,9</b>	<b>5 530,0</b>	<b>5 565,8</b>	<b>5 598,7</b>	<b>5 628,6</b>	<b>5 655,9</b>

Tabel II.11.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DKI JAKARTA						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	326,1	319,5	313,8	309,1	305,4	302,5
5-9	370,4	359,5	349,3	340,1	331,7	324,3
10-14	424,9	414,8	403,9	392,4	380,8	369,3
15-19	454,4	450,8	445,9	439,6	432,0	423,2
20-24	392,0	410,3	425,9	439,3	448,5	451,7
25-29	361,6	361,3	363,2	367,3	375,2	388,4
30-34	374,5	364,2	359,6	358,2	358,0	357,6
35-39	455,3	440,7	422,7	403,5	385,5	370,5
40-44	488,0	486,3	481,4	473,0	462,4	450,2
45-49	468,5	473,3	476,4	479,0	480,4	481,3
50-54	416,4	426,0	436,4	446,2	454,4	459,4
55-59	348,9	359,8	370,8	382,0	393,2	404,4
60-64	287,5	296,6	305,6	314,7	323,9	333,2
65-69	223,7	232,1	240,5	248,9	257,4	266,0
70-74	153,2	162,1	170,5	178,4	186,2	194,2
75+	135,0	145,3	156,5	168,4	180,7	193,2
<b>TOTAL</b>	<b>5 680,4</b>	<b>5 702,6</b>	<b>5 722,4</b>	<b>5 740,1</b>	<b>5 755,7</b>	<b>5 769,4</b>

Tabel II.11.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DKI JAKARTA

LAKI-LAKI + PEREMPUAN

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	848,4	880,9	907,5	928,9	943,1	946,0	934,4	921,2	905,9	888,8
5-9	781,3	786,8	794,9	806,5	822,8	847,1	880,0	906,5	927,4	940,9
10-14	703,2	697,7	701,5	710,4	721,0	730,6	739,5	750,9	765,6	785,1
15-19	825,0	798,7	771,3	745,2	722,9	706,6	699,5	702,2	710,2	720,1
20-24	1 026,6	1 009,0	983,6	951,9	917,8	883,9	850,7	816,7	784,3	756,2
25-29	1 100,1	1 096,0	1 088,0	1 076,9	1 064,1	1 049,7	1 028,9	1 000,4	965,9	929,1
30-34	1 004,9	1 013,8	1 025,4	1 035,9	1 043,4	1 044,0	1 043,5	1 038,9	1 032,1	1 023,3
35-39	840,7	858,0	875,2	893,1	909,8	927,1	940,4	956,3	971,3	983,6
40-44	697,4	714,6	731,4	747,9	764,5	781,4	801,2	821,2	842,0	861,8
45-49	565,7	583,5	601,7	620,3	638,9	657,3	675,8	693,9	712,0	730,3
50-54	439,2	459,3	478,3	496,7	515,3	534,8	553,0	571,8	590,9	610,2
55-59	312,9	331,6	351,3	371,4	390,9	409,4	429,4	448,3	466,8	485,6
60-64	205,9	218,8	233,2	249,1	266,1	284,1	302,0	320,9	340,2	359,2
65-69	133,3	140,9	148,8	157,5	167,4	178,9	190,8	204,1	218,7	234,4
70-74	82,1	86,4	91,1	96,0	101,3	106,7	113,3	120,2	127,7	136,3
75+	73,7	76,1	78,9	82,2	86,0	90,3	95,2	100,7	106,6	112,9
<b>TOTAL</b>	<b>9 640,4</b>	<b>9 752,1</b>	<b>9 862,1</b>	<b>9 969,9</b>	<b>10 075,3</b>	<b>10 177,9</b>	<b>10 277,6</b>	<b>10 374,2</b>	<b>10 467,6</b>	<b>10 557,8</b>

Tabel II.11.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DKI JAKARTA										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	870,2	850,1	828,7	806,4	783,5	760,4	738,1	717,3	698,4	681,3
5-9	943,5	932,1	919,1	904,1	887,2	868,8	848,5	826,3	802,9	779,2
10-14	812,3	848,1	878,0	902,8	920,6	927,8	920,8	911,3	898,9	883,6
15-19	729,1	737,2	747,7	761,6	780,1	806,5	841,8	871,9	897,3	915,7
20-24	734,5	722,7	720,9	724,5	730,0	734,5	738,5	745,9	757,5	774,6
25-29	892,9	857,5	821,4	787,0	757,1	733,8	720,1	716,4	718,2	722,4
30-34	1 012,5	995,4	971,1	940,7	908,1	875,8	843,6	809,7	776,8	747,7
35-39	989,6	994,4	995,7	994,4	991,1	986,0	974,1	953,9	926,7	896,1
40-44	882,4	899,3	918,8	937,6	954,0	964,3	973,2	977,8	978,9	977,2
45-49	749,0	770,6	792,4	815,2	837,3	860,1	879,3	900,6	920,8	937,9
50-54	629,4	648,9	668,0	687,1	706,6	726,5	749,2	771,9	795,2	817,4
55-59	505,3	523,8	543,0	562,6	582,5	602,3	622,3	641,8	661,1	680,5
60-64	377,3	396,9	415,6	433,9	452,6	472,2	490,8	509,7	528,9	548,1
65-69	251,1	267,8	285,4	303,6	321,5	338,7	357,2	374,8	392,0	409,4
70-74	146,2	156,6	168,1	180,8	194,5	209,1	223,7	239,1	254,9	270,4
75+	119,7	127,7	136,2	145,5	155,7	167,2	179,8	193,5	208,4	224,6
<b>TOTAL</b>	<b>10 645,0</b>	<b>10 729,1</b>	<b>10 810,1</b>	<b>10 887,8</b>	<b>10 962,4</b>	<b>11 034,0</b>	<b>11 101,0</b>	<b>11 161,9</b>	<b>11 216,9</b>	<b>11 266,1</b>

Tabel II.11.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DKI JAKARTA		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	666,1	652,7	641,1	631,6	624,0	618,2
5-9	755,8	733,6	713,0	694,2	677,2	662,1
10-14	865,8	845,6	823,4	800,2	776,5	753,2
15-19	923,1	916,2	906,7	894,3	879,2	861,4
20-24	800,2	835,2	865,1	890,2	908,4	915,7
25-29	726,3	730,2	737,4	748,9	765,8	791,1
30-34	724,7	711,2	707,4	709,2	713,2	717,0
35-39	864,7	833,0	799,6	767,1	738,4	715,7
40-44	972,8	961,1	941,2	914,4	884,3	853,4
45-49	948,5	957,2	961,9	962,8	961,1	956,9
50-54	840,0	858,7	879,6	899,3	916,1	926,4
55-59	699,9	721,9	743,8	766,4	787,8	809,7
60-64	567,1	586,1	604,6	623,0	641,4	659,9
65-69	427,5	444,5	461,9	479,5	497,2	514,6
70-74	285,2	301,2	316,3	331,2	346,2	361,8
75+	242,3	260,4	279,9	300,3	321,3	342,5
<b>TOTAL</b>	<b>11 310,0</b>	<b>11 348,8</b>	<b>11 382,9</b>	<b>11 412,6</b>	<b>11 438,1</b>	<b>11 459,6</b>

Gambar II.11.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI DKI JAKARTA  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.11.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

DKI JAKARTA

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	4 879,0	5 115,3	5 324,8	5 504,0	5 629,6	5 690,2
Perempuan	4 761,4	5 062,6	5 320,2	5 530,0	5 680,4	5 769,4
Total	9 640,4	10 177,9	10 645,0	11 034,0	11 310,0	11 459,6
Komposisi Umur (%)						
0-14	24,2	24,8	24,7	23,2	20,2	17,7
15-64	72,8	71,5	70,4	70,3	71,4	71,7
65+	3,0	3,7	4,9	6,5	8,4	10,6
<i>Dependency Ratio (%)</i>	37,4	39,9	42,0	42,2	40,1	39,5
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	1,90	1,84	1,79	1,72	1,65	1,59
GRR	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
NRR	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
CBR	19,4	17,6	15,3	13,0	11,4	10,9
Jumlah Kelahiran (000)	186,6	179,0	163,2	143,0	128,7	124,7
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	69,6	70,4	71,1	71,6	72,0	72,4
e0 Perempuan	73,4	74,2	74,8	75,3	75,7	76,0
e0 L+P	71,4	72,2	72,9	73,4	73,8	74,2
IMR Laki-laki	25,6	22,4	20,0	18,3	17,1	16,1
IMR Perempuan	15,2	13,7	12,5	11,7	11,2	10,7
IMR L+P	20,5	18,1	16,3	15,1	14,2	13,5
CDR	4,2	4,4	4,9	5,7	6,8	8,1
Jumlah Kematian (000)	40,2	45,0	52,5	63,1	77,0	93,2
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	-4,1	-3,7	-2,6	-1,0	-1,0	-1,0

**PROVINSI  
JAWA BARAT**

Tabel II.12.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA BARAT										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	2 170,7	2 191,4	2 209,5	2 225,4	2 235,9	2 238,4	2 232,5	2 226,4	2 218,5	2 211,6
5-9	2 106,1	2 110,7	2 115,9	2 124,4	2 134,5	2 154,5	2 174,4	2 192,7	2 207,4	2 220,9
10-14	2 104,6	2 107,4	2 107,9	2 105,8	2 106,4	2 110,4	2 115,2	2 119,0	2 127,7	2 137,9
15-19	2 029,8	2 050,5	2 071,8	2 090,2	2 103,4	2 108,3	2 111,2	2 111,6	2 110,3	2 109,6
20-24	1 965,9	1 980,7	1 992,2	2 002,6	2 015,6	2 031,1	2 052,1	2 074,1	2 092,7	2 104,9
25-29	1 907,6	1 914,3	1 922,4	1 933,2	1 947,9	1 962,8	1 976,7	1 987,8	1 998,1	2 011,2
30-34	1 874,9	1 882,9	1 892,6	1 899,3	1 904,5	1 903,9	1 910,0	1 917,6	1 926,9	1 939,5
35-39	1 745,0	1 779,0	1 806,8	1 833,5	1 852,7	1 872,7	1 879,9	1 888,8	1 894,8	1 898,8
40-44	1 531,1	1 578,1	1 623,1	1 664,8	1 702,2	1 735,1	1 768,7	1 796,3	1 821,4	1 839,7
45-49	1 274,2	1 318,4	1 366,1	1 414,9	1 463,6	1 510,2	1 556,4	1 600,2	1 641,3	1 678,0
50-54	1 032,7	1 074,8	1 115,0	1 154,5	1 196,5	1 241,8	1 285,2	1 331,3	1 379,3	1 426,7
55-59	774,8	819,4	863,1	906,1	947,5	987,0	1 028,4	1 067,3	1 105,7	1 146,0
60-64	538,5	566,7	600,9	639,9	680,0	719,2	761,1	802,7	843,1	882,3
65-69	386,1	400,6	414,0	429,5	449,7	477,0	502,8	534,4	569,6	605,8
70-74	260,1	271,1	282,6	294,0	305,6	316,0	329,0	340,9	355,0	372,8
75+	253,2	262,9	274,7	286,2	299,3	312,6	327,7	344,1	360,8	377,0
<b>TOTAL</b>	<b>21 955,3</b>	<b>22 308,9</b>	<b>22 658,6</b>	<b>23 004,3</b>	<b>23 345,3</b>	<b>23 681,0</b>	<b>24 011,3</b>	<b>24 335,2</b>	<b>24 652,6</b>	<b>24 962,7</b>

Tabel II.12.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA BARAT										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	2 202,7	2 191,7	2 180,3	2 169,2	2 156,1	2 141,4	2 126,6	2 111,3	2 097,6	2 081,6
5-9	2 221,4	2 215,5	2 210,0	2 203,6	2 194,5	2 185,6	2 176,4	2 164,8	2 153,6	2 140,3
10-14	2 157,0	2 176,0	2 193,6	2 208,3	2 219,7	2 222,5	2 215,7	2 209,4	2 200,7	2 193,0
15-19	2 113,0	2 118,0	2 121,2	2 129,5	2 139,9	2 158,3	2 177,4	2 195,1	2 210,4	2 222,0
20-24	2 110,5	2 112,8	2 112,4	2 109,8	2 109,5	2 111,9	2 115,3	2 119,0	2 126,3	2 136,8
25-29	2 026,6	2 047,7	2 069,1	2 087,1	2 100,2	2 104,4	2 105,7	2 104,6	2 101,3	2 100,0
30-34	1 954,7	1 968,1	1 978,6	1 988,3	2 000,5	2 015,7	2 036,0	2 057,3	2 075,7	2 086,9
35-39	1 897,8	1 903,3	1 909,0	1 917,6	1 929,9	1 944,1	1 956,2	1 966,8	1 976,0	1 987,9
40-44	1 858,8	1 866,8	1 874,8	1 879,6	1 882,9	1 881,6	1 885,7	1 891,6	1 899,6	1 911,9
45-49	1 710,2	1 742,5	1 769,6	1 793,7	1 811,6	1 829,9	1 837,4	1 845,3	1 849,5	1 853,2
50-54	1 472,1	1 517,1	1 560,6	1 600,2	1 635,8	1 666,8	1 698,1	1 724,7	1 747,7	1 765,0
55-59	1 189,7	1 231,5	1 276,2	1 322,5	1 368,1	1 411,6	1 455,0	1 496,1	1 534,8	1 569,1
60-64	920,1	958,5	995,3	1 031,6	1 069,5	1 110,7	1 150,5	1 192,2	1 235,7	1 278,6
65-69	641,6	679,9	717,5	754,4	789,9	823,6	859,0	891,8	925,2	959,9
70-74	395,7	418,4	445,6	475,4	506,4	536,2	569,0	601,2	632,2	662,8
75+	393,3	412,0	431,4	451,1	474,2	501,2	529,1	560,3	594,3	631,0
<b>TOTAL</b>	<b>25 265,2</b>	<b>25 559,8</b>	<b>25 845,2</b>	<b>26 121,9</b>	<b>26 388,7</b>	<b>26 645,5</b>	<b>26 893,1</b>	<b>27 131,5</b>	<b>27 360,6</b>	<b>27 580,0</b>

Tabel II.12.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA BARAT						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	2 066,4	2 052,0	2 037,1	2 021,9	2 008,7	1 995,2
5-9	2 127,3	2 113,1	2 097,7	2 082,8	2 067,8	2 052,4
10-14	2 183,9	2 174,0	2 163,1	2 152,4	2 138,9	2 125,7
15-19	2 220,9	2 214,9	2 209,1	2 202,1	2 192,8	2 184,5
20-24	2 156,6	2 175,2	2 191,3	2 207,0	2 218,2	2 217,8
25-29	2 102,7	2 106,1	2 110,0	2 116,5	2 127,9	2 145,6
30-34	2 091,5	2 092,5	2 092,0	2 087,4	2 086,7	2 088,5
35-39	2 003,2	2 023,4	2 045,3	2 063,1	2 075,4	2 079,2
40-44	1 924,7	1 937,4	1 947,9	1 957,3	1 969,3	1 984,8
45-49	1 851,8	1 856,0	1 860,8	1 869,2	1 881,2	1 893,9
50-54	1 783,1	1 790,2	1 797,6	1 802,5	1 805,6	1 804,1
55-59	1 599,0	1 629,2	1 654,6	1 677,3	1 693,6	1 711,7
60-64	1 319,6	1 360,8	1 399,4	1 435,4	1 467,4	1 495,8
65-69	997,4	1 032,8	1 071,2	1 110,6	1 149,3	1 186,8
70-74	691,7	721,6	750,1	778,1	807,6	839,8
75+	669,7	710,2	752,1	795,8	839,0	883,1
<b>TOTAL</b>	<b>27 789,5</b>	<b>27 989,4</b>	<b>28 179,3</b>	<b>28 359,4</b>	<b>28 529,4</b>	<b>28 688,9</b>

Tabel II.12.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA BARAT										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	2 049,1	2 074,6	2 096,5	2 118,7	2 137,0	2 145,3	2 139,4	2 132,1	2 125,0	2 116,7
5-9	2 005,0	2 006,3	2 008,9	2 012,4	2 019,7	2 034,1	2 059,7	2 081,5	2 104,9	2 122,0
10-14	2 014,4	2 013,3	2 013,3	2 011,9	2 010,6	2 010,6	2 011,3	2 013,8	2 016,6	2 023,3
15-19	1 964,6	1 983,6	2 001,2	2 014,2	2 022,2	2 025,1	2 024,1	2 023,7	2 021,8	2 020,1
20-24	1 895,5	1 912,3	1 928,7	1 943,3	1 960,2	1 979,5	1 999,1	2 017,0	2 030,5	2 039,2
25-29	1 876,5	1 877,7	1 877,9	1 882,5	1 890,6	1 906,6	1 923,6	1 940,0	1 954,2	1 971,3
30-34	1 836,8	1 854,5	1 870,4	1 881,2	1 885,8	1 882,1	1 882,4	1 882,1	1 885,9	1 894,2
35-39	1 676,8	1 714,9	1 749,5	1 781,2	1 810,8	1 839,1	1 856,2	1 871,5	1 881,4	1 885,9
40-44	1 461,2	1 506,5	1 550,6	1 593,3	1 633,8	1 670,0	1 707,8	1 741,5	1 773,1	1 802,6
45-49	1 221,2	1 265,1	1 310,0	1 355,7	1 401,6	1 446,3	1 491,2	1 535,4	1 577,6	1 617,1
50-54	966,8	1 017,4	1 064,2	1 109,3	1 153,7	1 199,8	1 243,4	1 287,8	1 332,9	1 377,9
55-59	714,2	753,3	798,7	847,7	895,8	940,2	989,2	1 035,3	1 079,1	1 122,6
60-64	534,2	557,5	581,9	608,8	641,3	680,9	718,9	762,7	809,8	856,1
65-69	412,6	425,5	440,3	456,5	473,9	491,8	514,0	537,1	562,8	593,5
70-74	300,0	310,8	321,9	333,1	344,5	356,7	368,5	382,5	397,3	412,9
75+	342,9	356,6	370,9	386,7	402,8	420,5	439,3	458,4	478,2	498,6
<b>TOTAL</b>	<b>21 271,8</b>	<b>21 629,9</b>	<b>21 984,9</b>	<b>22 336,5</b>	<b>22 684,3</b>	<b>23 028,6</b>	<b>23 368,1</b>	<b>23 702,4</b>	<b>24 031,1</b>	<b>24 354,0</b>

Tabel II.12.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA BARAT										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	2 106,6	2 096,8	2 085,8	2 073,7	2 061,3	2 047,8	2 034,5	2 020,2	2 004,4	1 989,9
5-9	2 130,7	2 125,3	2 118,2	2 110,0	2 102,1	2 092,9	2 082,6	2 072,2	2 060,6	2 048,3
10-14	2 037,5	2 063,4	2 085,1	2 107,3	2 124,7	2 132,2	2 125,7	2 118,4	2 110,9	2 101,9
15-19	2 020,0	2 019,9	2 022,9	2 025,4	2 031,6	2 045,9	2 071,3	2 092,8	2 114,2	2 132,0
20-24	2 041,5	2 040,3	2 039,8	2 037,3	2 034,7	2 034,3	2 034,3	2 036,4	2 039,7	2 045,9
25-29	1 990,2	2 009,8	2 027,9	2 041,5	2 048,9	2 050,8	2 049,0	2 047,7	2 044,6	2 042,3
30-34	1 908,7	1 925,0	1 940,6	1 954,5	1 971,1	1 989,3	2 008,5	2 026,2	2 039,1	2 047,2
35-39	1 881,5	1 881,4	1 880,5	1 883,6	1 890,9	1 904,9	1 920,7	1 935,6	1 949,1	1 965,6
40-44	1 830,9	1 846,5	1 861,5	1 871,7	1 875,7	1 870,4	1 870,0	1 868,4	1 871,8	1 878,4
45-49	1 653,1	1 690,4	1 723,5	1 755,0	1 783,6	1 811,4	1 826,9	1 841,0	1 851,2	1 854,6
50-54	1 422,4	1 466,2	1 509,1	1 550,7	1 589,6	1 624,7	1 661,2	1 693,7	1 724,5	1 753,0
55-59	1 168,0	1 210,2	1 253,6	1 297,4	1 341,4	1 384,8	1 427,6	1 469,5	1 509,8	1 547,8
60-64	898,6	946,5	990,4	1 032,8	1 074,7	1 118,0	1 158,6	1 200,7	1 242,7	1 284,7
65-69	630,7	666,3	707,4	751,5	794,7	834,8	879,1	920,7	960,0	999,2
70-74	429,8	449,6	470,4	493,5	521,1	554,6	586,1	622,6	662,2	700,3
75+	520,3	542,7	565,8	590,9	616,7	643,4	673,5	704,8	739,2	777,2
<b>TOTAL</b>	<b>24 670,5</b>	<b>24 980,3</b>	<b>25 282,5</b>	<b>25 576,8</b>	<b>25 862,8</b>	<b>26 140,2</b>	<b>26 409,6</b>	<b>26 670,9</b>	<b>26 924,0</b>	<b>27 168,3</b>

Tabel II.12.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA BARAT						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	1 975,5	1 960,1	1 946,4	1 932,7	1 918,5	1 904,8
5-9	2 034,7	2 020,5	2 006,3	1 991,5	1 977,1	1 962,6
10-14	2 092,4	2 082,8	2 072,2	2 060,2	2 048,3	2 034,6
15-19	2 139,9	2 134,2	2 126,3	2 118,3	2 109,8	2 100,2
20-24	2 059,6	2 085,2	2 107,1	2 128,7	2 145,9	2 154,2
25-29	2 040,9	2 041,0	2 043,1	2 046,4	2 052,0	2 066,4
30-34	2 049,0	2 047,1	2 045,0	2 042,4	2 039,2	2 038,2
35-39	1 983,7	2 003,3	2 020,8	2 033,9	2 041,5	2 043,6
40-44	1 893,5	1 908,6	1 923,4	1 936,8	1 953,1	1 971,5
45-49	1 849,7	1 849,2	1 848,2	1 851,3	1 858,3	1 872,6
50-54	1 780,0	1 795,2	1 809,6	1 819,2	1 822,9	1 818,2
55-59	1 582,1	1 617,9	1 649,4	1 679,3	1 707,1	1 733,1
60-64	1 326,6	1 367,4	1 408,0	1 446,9	1 483,5	1 516,5
65-69	1 039,7	1 078,1	1 117,0	1 156,5	1 196,0	1 234,8
70-74	736,3	775,5	812,3	847,5	882,6	918,4
75+	820,7	865,2	914,4	967,1	1 022,5	1 078,7
<b>TOTAL</b>	<b>27 404,3</b>	<b>27 631,3</b>	<b>27 849,5</b>	<b>28 058,7</b>	<b>28 258,3</b>	<b>28 448,4</b>



Tabel II.12.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA BARAT		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	4 219,8	4 266,0	4 306,0	4 344,1	4 372,9	4 383,7	4 371,9	4 358,5	4 343,5	4 328,3
5-9	4 111,1	4 117,0	4 124,8	4 136,8	4 154,2	4 188,6	4 234,1	4 274,2	4 312,3	4 342,9
10-14	4 119,0	4 120,7	4 121,2	4 117,7	4 117,0	4 121,0	4 126,5	4 132,8	4 144,3	4 161,2
15-19	3 994,4	4 034,1	4 073,0	4 104,4	4 125,6	4 133,4	4 135,3	4 135,3	4 132,1	4 129,7
20-24	3 861,4	3 893,0	3 920,9	3 945,9	3 975,8	4 010,6	4 051,2	4 091,1	4 123,2	4 144,1
25-29	3 784,1	3 792,0	3 800,3	3 815,7	3 838,5	3 869,4	3 900,3	3 927,8	3 952,3	3 982,5
30-34	3 711,7	3 737,4	3 763,0	3 780,5	3 790,3	3 786,0	3 792,4	3 799,7	3 812,8	3 833,7
35-39	3 421,8	3 493,9	3 556,3	3 614,7	3 663,5	3 711,8	3 736,1	3 760,3	3 776,2	3 784,7
40-44	2 992,3	3 084,6	3 173,7	3 258,1	3 336,0	3 405,1	3 476,5	3 537,8	3 594,5	3 642,3
45-49	2 495,4	2 583,5	2 676,1	2 770,6	2 865,2	2 956,5	3 047,6	3 135,6	3 218,9	3 295,1
50-54	1 999,5	2 092,2	2 179,2	2 263,8	2 350,2	2 441,6	2 528,6	2 619,1	2 712,2	2 804,6
55-59	1 489,0	1 572,7	1 661,8	1 753,8	1 843,3	1 927,2	2 017,6	2 102,6	2 184,8	2 268,6
60-64	1 072,7	1 124,2	1 182,8	1 248,7	1 321,3	1 400,1	1 480,0	1 565,4	1 652,9	1 738,4
65-69	798,7	826,1	854,3	886,0	923,6	968,8	1 016,8	1 071,5	1 132,4	1 199,3
70-74	560,1	581,9	604,5	627,1	650,1	672,7	697,5	723,4	752,3	785,7
75+	596,1	619,5	645,6	672,9	702,1	733,1	767,0	802,5	839,0	875,6
<b>TOTAL</b>	<b>43 227,1</b>	<b>43 938,8</b>	<b>44 643,5</b>	<b>45 340,8</b>	<b>46 029,6</b>	<b>46 709,6</b>	<b>47 379,4</b>	<b>48 037,6</b>	<b>48 683,7</b>	<b>49 316,7</b>

Tabel II.12.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA BARAT										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	4 309,3	4 288,5	4 266,1	4 242,9	4 217,4	4 189,2	4 161,1	4 131,5	4 102,0	4 071,5
5-9	4 352,1	4 340,8	4 328,2	4 313,6	4 296,6	4 278,5	4 259,0	4 237,0	4 214,2	4 188,6
10-14	4 194,5	4 239,4	4 278,7	4 315,6	4 344,4	4 354,7	4 341,4	4 327,8	4 311,6	4 294,9
15-19	4 133,0	4 137,9	4 144,1	4 154,9	4 171,5	4 204,2	4 248,7	4 287,9	4 324,6	4 354,0
20-24	4 152,0	4 153,1	4 152,2	4 147,1	4 144,2	4 146,2	4 149,6	4 155,4	4 166,0	4 182,7
25-29	4 016,8	4 057,5	4 097,0	4 128,6	4 149,1	4 155,2	4 154,7	4 152,3	4 145,9	4 142,3
30-34	3 863,4	3 893,1	3 919,2	3 942,8	3 971,6	4 005,0	4 044,5	4 083,5	4 114,8	4 134,1
35-39	3 779,3	3 784,7	3 789,5	3 801,2	3 820,8	3 849,0	3 876,9	3 902,4	3 925,1	3 953,5
40-44	3 689,7	3 713,3	3 736,3	3 751,3	3 758,6	3 752,0	3 755,7	3 760,0	3 771,4	3 790,3
45-49	3 363,3	3 432,9	3 493,1	3 548,7	3 595,2	3 641,3	3 664,3	3 686,3	3 700,7	3 707,8
50-54	2 894,5	2 983,3	3 069,7	3 150,9	3 225,4	3 291,5	3 359,3	3 418,4	3 472,2	3 518,0
55-59	2 357,7	2 441,7	2 529,8	2 619,9	2 709,5	2 796,4	2 882,6	2 965,6	3 044,6	3 116,9
60-64	1 818,7	1 905,0	1 985,7	2 064,4	2 144,2	2 228,7	2 309,1	2 392,9	2 478,4	2 563,3
65-69	1 272,3	1 346,2	1 424,9	1 505,9	1 584,6	1 658,4	1 738,1	1 812,5	1 885,2	1 959,1
70-74	825,5	868,0	916,0	968,9	1 027,5	1 090,8	1 155,1	1 223,8	1 294,4	1 363,1
75+	913,6	954,7	997,2	1 042,0	1 090,9	1 144,6	1 202,6	1 265,1	1 333,5	1 408,2
<b>TOTAL</b>	<b>49 935,7</b>	<b>50 540,1</b>	<b>51 127,7</b>	<b>51 698,7</b>	<b>52 251,5</b>	<b>52 785,7</b>	<b>53 302,7</b>	<b>53 802,4</b>	<b>54 284,6</b>	<b>54 748,3</b>

Tabel II.12.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA BARAT		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	4 041,9	4 012,1	3 983,5	3 954,6	3 927,2	3 900,0
5-9	4 162,0	4 133,6	4 104,0	4 074,3	4 044,9	4 015,0
10-14	4 276,3	4 256,8	4 235,3	4 212,6	4 187,2	4 160,3
15-19	4 360,8	4 349,1	4 335,4	4 320,4	4 302,6	4 284,7
20-24	4 216,2	4 260,4	4 298,4	4 335,7	4 364,1	4 372,0
25-29	4 143,6	4 147,1	4 153,1	4 162,9	4 179,9	4 212,0
30-34	4 140,5	4 139,6	4 137,0	4 129,8	4 125,9	4 126,7
35-39	3 986,9	4 026,7	4 066,1	4 097,0	4 116,9	4 122,8
40-44	3 818,2	3 846,0	3 871,3	3 894,1	3 922,4	3 956,3
45-49	3 701,5	3 705,2	3 709,0	3 720,5	3 739,5	3 766,5
50-54	3 563,1	3 585,4	3 607,2	3 621,7	3 628,5	3 622,3
55-59	3 181,1	3 247,1	3 304,0	3 356,6	3 400,7	3 444,8
60-64	2 646,2	2 728,2	2 807,4	2 882,3	2 950,9	3 012,3
65-69	2 037,1	2 110,9	2 188,2	2 267,1	2 345,3	2 421,6
70-74	1 428,0	1 497,1	1 562,4	1 625,6	1 690,2	1 758,2
75+	1 490,4	1 575,4	1 666,5	1 762,9	1 861,5	1 961,8
<b>TOTAL</b>	<b>55 193,8</b>	<b>55 620,7</b>	<b>56 028,8</b>	<b>56 418,1</b>	<b>56 787,7</b>	<b>57 137,3</b>

Gambar II.12.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI JAWA BARAT  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.12.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

JAWA BARAT

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	21 955,3	23 681,0	25 265,2	26 645,5	27 789,5	28 688,9
Perempuan	21 271,8	23 028,6	24 670,5	26 140,2	27 404,3	28 448,4
Total	43 227,1	46 709,6	49 935,7	52 785,7	55 193,8	57 137,3
Komposisi Umur (%)						
0-14	28,8	27,2	25,7	24,3	22,6	21,1
15-64	66,7	67,7	68,3	68,3	68,4	68,2
65+	4,5	5,1	6,0	7,4	9,0	10,7
<i>Dependency Ratio (%)</i>	49,9	47,7	46,4	46,4	46,2	46,6
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,47	2,34	2,21	2,09	1,98	1,88
GRR	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9
NRR	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9
CBR	21,0	19,1	17,4	15,9	14,6	13,6
Jumlah Kelahiran (000)	905,6	890,3	868,4	837,7	806,4	778,2
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	69,4	70,8	71,6	72,1	72,4	72,6
e0 Perempuan	73,3	74,6	75,4	75,8	76,1	76,3
e0 L+P	71,3	72,6	73,4	73,9	74,2	74,4
IMR Laki-laki	25,7	21,1	18,6	17,1	16,3	15,8
IMR Perempuan	18,6	15,8	14,3	13,4	12,9	12,7
IMR L+P	22,2	18,5	16,5	15,3	14,7	14,3
CDR	5,4	5,4	5,7	6,2	7,0	8,0
Jumlah Kematian (000)	232,6	250,4	283,1	328,9	386,4	454,2
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	0,9	0,7	0,5	0,2	0,2	0,2

**PROVINSI  
JAWA TENGAH**

Tabel II.13.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TENGAH										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	1 445,6	1 444,5	1 439,3	1 431,0	1 421,8	1 408,7	1 391,6	1 375,6	1 361,2	1 347,8
5-9	1 438,0	1 432,3	1 429,6	1 431,4	1 432,1	1 432,5	1 431,7	1 426,7	1 418,9	1 410,2
10-14	1 478,8	1 476,9	1 467,8	1 453,5	1 440,1	1 431,9	1 426,3	1 423,9	1 425,7	1 426,4
15-19	1 386,4	1 406,8	1 426,6	1 442,6	1 452,7	1 457,6	1 456,9	1 449,2	1 435,4	1 423,7
20-24	1 235,3	1 245,0	1 263,4	1 287,1	1 312,0	1 334,7	1 357,8	1 380,6	1 399,7	1 413,2
25-29	1 216,8	1 204,6	1 191,4	1 180,4	1 176,4	1 179,8	1 192,0	1 212,8	1 239,0	1 266,4
30-34	1 243,4	1 232,1	1 220,7	1 207,4	1 195,1	1 181,3	1 170,7	1 158,9	1 149,3	1 146,5
35-39	1 210,0	1 213,7	1 216,5	1 219,4	1 218,1	1 216,2	1 205,6	1 194,8	1 182,4	1 170,6
40-44	1 170,1	1 177,4	1 182,0	1 184,4	1 185,6	1 185,9	1 189,8	1 192,6	1 195,7	1 194,6
45-49	1 082,4	1 095,6	1 108,6	1 121,0	1 131,8	1 140,1	1 147,4	1 152,2	1 154,8	1 156,3
50-54	936,7	963,3	986,0	1 005,8	1 024,2	1 042,2	1 055,3	1 068,4	1 080,8	1 091,6
55-59	727,0	764,5	799,9	832,7	862,6	889,1	914,9	937,1	956,4	974,4
60-64	512,4	536,7	567,7	603,0	638,6	672,3	707,5	741,0	772,0	800,2
65-69	391,0	400,4	408,5	418,2	433,2	455,2	477,5	505,9	537,9	570,2
70-74	284,3	292,8	302,0	311,1	319,4	326,7	335,3	342,5	351,5	364,7
75+	333,4	345,3	357,7	370,3	383,4	396,7	410,9	425,9	441,1	455,7
<b>TOTAL</b>	<b>16 091,6</b>	<b>16 231,9</b>	<b>16 367,7</b>	<b>16 499,3</b>	<b>16 627,1</b>	<b>16 750,9</b>	<b>16 871,2</b>	<b>16 988,1</b>	<b>17 101,8</b>	<b>17 212,5</b>

Tabel II.13.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TENGAH										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	1 335,5	1 324,2	1 313,4	1 303,2	1 293,3	1 283,6	1 274,1	1 264,5	1 254,7	1 244,4
5-9	1 397,5	1 380,8	1 365,2	1 351,0	1 338,0	1 326,1	1 315,0	1 304,6	1 294,6	1 284,8
10-14	1 427,3	1 426,6	1 421,8	1 414,1	1 405,4	1 392,9	1 376,2	1 360,9	1 346,7	1 333,7
15-19	1 416,6	1 412,1	1 410,8	1 413,7	1 415,4	1 417,5	1 417,4	1 413,4	1 405,9	1 397,5
20-24	1 421,0	1 423,4	1 419,0	1 409,0	1 400,1	1 396,2	1 394,7	1 395,3	1 399,5	1 402,3
25-29	1 291,8	1 317,8	1 343,3	1 365,3	1 382,0	1 393,1	1 398,6	1 396,3	1 388,3	1 380,5
30-34	1 150,9	1 164,0	1 185,7	1 212,7	1 241,0	1 267,3	1 294,3	1 320,7	1 343,4	1 360,3
35-39	1 157,6	1 147,5	1 136,2	1 127,2	1 124,8	1 129,6	1 142,9	1 164,5	1 191,4	1 219,5
40-44	1 192,9	1 182,7	1 172,4	1 160,2	1 148,9	1 136,1	1 126,3	1 115,3	1 106,6	1 104,3
45-49	1 156,8	1 160,9	1 164,0	1 167,2	1 166,3	1 165,0	1 155,1	1 145,2	1 133,4	1 122,3
50-54	1 100,2	1 107,7	1 112,7	1 115,7	1 117,5	1 118,5	1 122,7	1 126,0	1 129,3	1 128,7
55-59	991,9	1 004,9	1 017,9	1 030,3	1 040,9	1 049,4	1 056,9	1 062,0	1 065,2	1 067,0
60-64	825,4	850,0	870,9	889,4	906,7	923,4	936,0	948,4	960,0	970,3
65-69	600,9	633,1	663,6	691,9	717,6	740,6	763,1	782,4	799,4	815,2
70-74	384,0	403,5	428,2	455,7	483,8	510,1	537,9	564,3	588,7	611,0
75+	469,8	485,4	500,8	517,2	536,7	560,3	585,2	613,5	644,9	678,7
<b>TOTAL</b>	<b>17 320,1</b>	<b>17 424,6</b>	<b>17 525,9</b>	<b>17 623,8</b>	<b>17 718,4</b>	<b>17 809,7</b>	<b>17 896,4</b>	<b>17 977,3</b>	<b>18 052,0</b>	<b>18 120,5</b>



Tabel II.13.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TENGAH						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	1 233,6	1 222,1	1 210,1	1 197,6	1 184,6	1 171,1
5-9	1 275,3	1 265,9	1 256,4	1 246,6	1 236,5	1 225,6
10-14	1 321,9	1 310,8	1 300,4	1 290,4	1 280,7	1 271,2
15-19	1 385,0	1 368,4	1 353,0	1 339,0	1 326,1	1 314,2
20-24	1 403,6	1 403,4	1 400,1	1 392,4	1 383,8	1 371,3
25-29	1 377,0	1 375,5	1 375,9	1 380,0	1 382,4	1 384,3
30-34	1 371,4	1 376,8	1 374,4	1 366,3	1 358,5	1 354,9
35-39	1 245,7	1 272,2	1 298,3	1 320,8	1 337,5	1 348,4
40-44	1 109,0	1 122,1	1 143,4	1 169,9	1 197,6	1 223,4
45-49	1 109,9	1 100,4	1 089,7	1 081,2	1 078,9	1 083,6
50-54	1 127,4	1 118,0	1 108,4	1 097,0	1 086,4	1 074,4
55-59	1 068,3	1 072,4	1 075,6	1 078,9	1 078,4	1 077,3
60-64	978,5	985,7	990,6	993,7	995,6	996,8
65-69	830,6	842,2	853,7	864,5	873,9	881,5
70-74	631,0	650,6	667,2	682,1	695,9	709,2
75+	714,2	751,2	789,4	828,2	866,8	904,3
<b>TOTAL</b>	<b>18 182,4</b>	<b>18 237,7</b>	<b>18 286,6</b>	<b>18 328,6</b>	<b>18 363,6</b>	<b>18 391,5</b>

Tabel II.13.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TENGAH										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	1 368,9	1 367,6	1 361,0	1 353,7	1 345,6	1 337,1	1 320,7	1 305,6	1 291,6	1 278,9
5-9	1 370,4	1 364,9	1 363,1	1 362,2	1 360,3	1 354,7	1 353,6	1 347,5	1 340,6	1 332,8
10-14	1 404,4	1 402,1	1 394,6	1 383,2	1 371,7	1 363,8	1 358,5	1 356,9	1 356,4	1 354,9
15-19	1 334,3	1 344,5	1 356,1	1 366,5	1 374,6	1 378,7	1 378,2	1 372,4	1 362,9	1 353,1
20-24	1 241,3	1 241,2	1 248,7	1 259,9	1 272,8	1 284,7	1 298,2	1 313,0	1 326,8	1 337,9
25-29	1 273,1	1 257,2	1 237,0	1 218,0	1 203,9	1 199,1	1 201,3	1 211,0	1 224,3	1 239,5
30-34	1 287,4	1 283,2	1 279,4	1 273,3	1 263,8	1 248,7	1 233,8	1 214,7	1 196,8	1 183,6
35-39	1 252,7	1 255,8	1 258,7	1 262,5	1 266,0	1 269,7	1 265,8	1 262,4	1 256,5	1 247,5
40-44	1 228,4	1 234,5	1 237,4	1 238,1	1 237,6	1 236,9	1 240,1	1 243,2	1 247,1	1 250,7
45-49	1 130,9	1 152,5	1 171,4	1 187,1	1 199,7	1 209,0	1 215,3	1 218,4	1 219,3	1 219,1
50-54	932,1	974,8	1 012,8	1 046,6	1 077,2	1 105,3	1 126,8	1 145,6	1 161,4	1 174,0
55-59	702,8	738,0	779,2	823,1	865,4	903,2	944,9	982,1	1 015,3	1 045,3
60-64	545,4	562,7	582,3	605,7	634,9	671,0	705,2	744,8	787,1	827,9
65-69	446,7	457,2	468,2	479,7	492,0	505,4	522,0	540,6	562,8	590,6
70-74	350,9	360,0	368,7	377,4	386,1	395,2	405,0	415,4	426,1	437,6
75+	482,6	497,3	512,4	528,0	544,0	560,7	578,5	596,2	614,0	632,3
<b>TOTAL</b>	<b>16 352,3</b>	<b>16 493,5</b>	<b>16 631,0</b>	<b>16 765,0</b>	<b>16 895,6</b>	<b>17 023,2</b>	<b>17 147,9</b>	<b>17 269,8</b>	<b>17 389,0</b>	<b>17 505,7</b>

Tabel II.13.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TENGAH										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	1 267,2	1 256,3	1 246,1	1 236,4	1 226,9	1 217,7	1 208,7	1 199,6	1 190,3	1 180,5
5-9	1 324,8	1 308,8	1 294,1	1 280,6	1 268,2	1 256,8	1 246,3	1 236,3	1 226,8	1 217,6
10-14	1 349,3	1 348,5	1 342,6	1 335,9	1 328,4	1 320,5	1 304,8	1 290,1	1 276,7	1 264,4
15-19	1 346,9	1 343,4	1 343,5	1 344,7	1 345,0	1 340,9	1 341,5	1 336,4	1 330,2	1 322,9
20-24	1 345,8	1 348,8	1 346,2	1 339,9	1 333,5	1 330,7	1 330,0	1 332,4	1 335,0	1 335,9
25-29	1 253,7	1 269,5	1 286,8	1 303,0	1 316,5	1 326,7	1 331,8	1 331,4	1 326,4	1 321,0
30-34	1 179,6	1 182,5	1 192,8	1 206,7	1 222,5	1 237,5	1 253,9	1 271,8	1 288,4	1 302,2
35-39	1 232,7	1 218,3	1 199,7	1 182,2	1 169,4	1 165,6	1 168,6	1 179,0	1 193,0	1 208,8
40-44	1 254,5	1 250,8	1 247,5	1 242,0	1 233,1	1 218,7	1 204,6	1 186,3	1 169,0	1 156,4
45-49	1 218,7	1 222,1	1 225,4	1 229,5	1 233,3	1 237,2	1 233,8	1 230,6	1 225,2	1 216,6
50-54	1 183,5	1 190,0	1 193,4	1 194,6	1 194,7	1 194,5	1 198,2	1 201,6	1 205,8	1 209,6
55-59	1 073,0	1 094,1	1 112,7	1 128,2	1 140,9	1 150,4	1 157,0	1 160,5	1 161,8	1 162,1
60-64	864,5	904,7	940,7	972,8	1 001,8	1 028,6	1 049,1	1 067,1	1 082,4	1 094,6
65-69	624,6	656,7	694,1	733,9	772,4	806,9	844,8	878,6	908,9	936,2
70-74	450,0	465,4	482,5	502,9	528,1	559,2	588,3	622,2	658,2	693,0
75+	651,2	671,6	692,1	712,8	734,3	757,0	783,2	810,8	841,0	875,6
<b>TOTAL</b>	<b>17 620,0</b>	<b>17 731,5</b>	<b>17 840,2</b>	<b>17 946,1</b>	<b>18 049,0</b>	<b>18 148,9</b>	<b>18 244,6</b>	<b>18 334,7</b>	<b>18 419,1</b>	<b>18 497,4</b>

Tabel II.13.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TENGAH						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	1 170,1	1 159,2	1 147,9	1 136,0	1 123,6	1 110,8
5-9	1 208,5	1 199,5	1 190,5	1 181,3	1 171,6	1 161,4
10-14	1 253,0	1 242,5	1 232,6	1 223,1	1 213,9	1 204,8
15-19	1 315,0	1 299,3	1 284,7	1 271,2	1 258,9	1 247,6
20-24	1 332,8	1 333,5	1 327,9	1 321,8	1 314,3	1 306,4
25-29	1 318,4	1 317,6	1 320,0	1 322,6	1 323,8	1 320,1
30-34	1 312,4	1 317,3	1 316,8	1 311,8	1 306,3	1 303,6
35-39	1 223,6	1 240,0	1 257,7	1 274,2	1 287,8	1 297,9
40-44	1 152,6	1 155,6	1 165,9	1 179,7	1 195,4	1 210,1
45-49	1 202,4	1 188,4	1 170,3	1 153,3	1 140,9	1 137,2
50-54	1 213,5	1 210,1	1 207,1	1 201,8	1 193,3	1 179,4
55-59	1 162,0	1 165,6	1 169,0	1 173,1	1 176,8	1 180,5
60-64	1 103,8	1 110,2	1 113,7	1 115,0	1 115,3	1 115,4
65-69	961,3	980,7	997,6	1 012,0	1 023,6	1 032,4
70-74	724,1	758,2	788,9	816,2	840,9	863,7
75+	915,8	957,1	1 003,0	1 052,5	1 104,0	1 156,6
<b>TOTAL</b>	<b>18 569,3</b>	<b>18 634,8</b>	<b>18 693,6</b>	<b>18 745,6</b>	<b>18 790,4</b>	<b>18 827,9</b>

Tabel II.13.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TENGAH		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	2 814,5	2 812,1	2 800,3	2 784,7	2 767,4	2 745,8	2 712,3	2 681,2	2 652,8	2 626,7
5-9	2 808,4	2 797,2	2 792,7	2 793,6	2 792,4	2 787,2	2 785,3	2 774,2	2 759,5	2 743,0
10-14	2 883,2	2 879,0	2 862,4	2 836,7	2 811,8	2 795,7	2 784,8	2 780,8	2 782,1	2 781,3
15-19	2 720,7	2 751,3	2 782,7	2 809,1	2 827,3	2 836,3	2 835,1	2 821,6	2 798,3	2 776,8
20-24	2 476,6	2 486,2	2 512,1	2 547,0	2 584,8	2 619,4	2 656,0	2 693,6	2 726,5	2 751,1
25-29	2 489,9	2 461,8	2 428,4	2 398,4	2 380,3	2 378,9	2 393,3	2 423,8	2 463,3	2 505,9
30-34	2 530,8	2 515,3	2 500,1	2 480,7	2 458,9	2 430,0	2 404,5	2 373,6	2 346,1	2 330,1
35-39	2 462,7	2 469,5	2 475,2	2 481,9	2 484,1	2 485,9	2 471,4	2 457,2	2 438,9	2 418,1
40-44	2 398,5	2 411,9	2 419,4	2 422,5	2 423,2	2 422,8	2 429,9	2 435,8	2 442,8	2 445,3
45-49	2 213,3	2 248,1	2 280,0	2 308,1	2 331,5	2 349,1	2 362,7	2 370,6	2 374,1	2 375,4
50-54	1 868,8	1 938,1	1 998,8	2 052,4	2 101,4	2 147,5	2 182,1	2 214,0	2 242,2	2 265,6
55-59	1 429,8	1 502,5	1 579,1	1 655,8	1 728,0	1 792,3	1 859,8	1 919,2	1 971,7	2 019,7
60-64	1 057,8	1 099,4	1 150,0	1 208,7	1 273,5	1 343,3	1 412,7	1 485,8	1 559,1	1 628,1
65-69	837,7	857,6	876,7	897,9	925,2	960,6	999,5	1 046,5	1 100,7	1 160,8
70-74	635,2	652,8	670,7	688,5	705,5	721,9	740,3	757,9	777,6	802,3
75+	816,0	842,6	870,1	898,3	927,4	957,4	989,4	1 022,1	1 055,1	1 088,0
<b>TOTAL</b>	<b>32 443,9</b>	<b>32 725,4</b>	<b>32 998,7</b>	<b>33 264,3</b>	<b>33 522,7</b>	<b>33 774,1</b>	<b>34 019,1</b>	<b>34 257,9</b>	<b>34 490,8</b>	<b>34 718,2</b>

Tabel II.13.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TENGAH										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	2 602,7	2 580,5	2 559,5	2 539,6	2 520,2	2 501,3	2 482,8	2 464,1	2 445,0	2 424,9
5-9	2 722,3	2 689,6	2 659,3	2 631,6	2 606,2	2 582,9	2 561,3	2 540,9	2 521,4	2 502,4
10-14	2 776,6	2 775,1	2 764,4	2 750,0	2 733,8	2 713,4	2 681,0	2 651,0	2 623,4	2 598,1
15-19	2 763,5	2 755,5	2 754,3	2 758,4	2 760,4	2 758,4	2 758,9	2 749,8	2 736,1	2 720,4
20-24	2 766,8	2 772,2	2 765,2	2 748,9	2 733,6	2 726,9	2 724,7	2 727,7	2 734,5	2 738,2
25-29	2 545,5	2 587,3	2 630,1	2 668,3	2 698,5	2 719,8	2 730,4	2 727,7	2 714,7	2 701,5
30-34	2 330,5	2 346,5	2 378,5	2 419,4	2 463,5	2 504,8	2 548,2	2 592,5	2 631,8	2 662,5
35-39	2 390,3	2 365,8	2 335,9	2 309,4	2 294,2	2 295,2	2 311,5	2 343,5	2 384,4	2 428,3
40-44	2 447,4	2 433,5	2 419,9	2 402,2	2 382,0	2 354,8	2 330,9	2 301,6	2 275,6	2 260,7
45-49	2 375,5	2 383,0	2 389,4	2 396,7	2 399,6	2 402,2	2 388,9	2 375,8	2 358,6	2 338,9
50-54	2 283,7	2 297,7	2 306,1	2 310,3	2 312,2	2 313,0	2 320,9	2 327,6	2 335,1	2 338,3
55-59	2 064,9	2 099,0	2 130,6	2 158,5	2 181,8	2 199,8	2 213,9	2 222,5	2 227,0	2 229,1
60-64	1 689,9	1 754,7	1 811,6	1 862,2	1 908,5	1 952,0	1 985,1	2 015,5	2 042,4	2 064,9
65-69	1 225,5	1 289,8	1 357,7	1 425,8	1 490,0	1 547,5	1 607,9	1 661,0	1 708,3	1 751,4
70-74	834,0	868,9	910,7	958,6	1 011,9	1 069,3	1 126,2	1 186,5	1 246,9	1 304,0
75+	1 121,0	1 157,0	1 192,9	1 230,0	1 271,0	1 317,3	1 368,4	1 424,3	1 485,9	1 554,3
<b>TOTAL</b>	<b>34 940,1</b>	<b>35 156,1</b>	<b>35 366,1</b>	<b>35 569,9</b>	<b>35 767,4</b>	<b>35 958,6</b>	<b>36 141,0</b>	<b>36 312,0</b>	<b>36 471,1</b>	<b>36 617,9</b>

Tabel II.13.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TENGAH		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	2 403,7	2 381,3	2 358,0	2 333,6	2 308,2	2 281,9
5-9	2 483,8	2 465,4	2 446,9	2 427,9	2 408,1	2 387,0
10-14	2 574,9	2 553,3	2 533,0	2 513,5	2 494,6	2 476,0
15-19	2 700,0	2 667,7	2 637,7	2 610,2	2 585,0	2 561,8
20-24	2 736,4	2 736,9	2 728,0	2 714,2	2 698,1	2 677,7
25-29	2 695,4	2 693,1	2 695,9	2 702,6	2 706,2	2 704,4
30-34	2 683,8	2 694,1	2 691,2	2 678,1	2 664,8	2 658,5
35-39	2 469,3	2 512,2	2 556,0	2 595,0	2 625,3	2 646,3
40-44	2 261,6	2 277,7	2 309,3	2 349,6	2 393,0	2 433,5
45-49	2 312,3	2 288,8	2 260,0	2 234,5	2 219,8	2 220,8
50-54	2 340,9	2 328,1	2 315,5	2 298,8	2 279,7	2 253,8
55-59	2 230,3	2 238,0	2 244,6	2 252,0	2 255,2	2 257,8
60-64	2 082,3	2 095,9	2 104,3	2 108,7	2 110,9	2 112,2
65-69	1 791,9	1 822,9	1 851,3	1 876,5	1 897,5	1 913,9
70-74	1 355,1	1 408,8	1 456,1	1 498,3	1 536,8	1 572,9
75+	1 630,0	1 708,3	1 792,4	1 880,7	1 970,8	2 060,9
<b>TOTAL</b>	<b>36 751,7</b>	<b>36 872,5</b>	<b>36 980,2</b>	<b>37 074,2</b>	<b>37 154,0</b>	<b>37 219,4</b>

Gambar II.13.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI JAWA TENGAH  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.13.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

JAWA TENGAH

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	16 091,6	16 750,9	17 320,1	17 809,7	18 182,4	18 391,5
Perempuan	16 352,3	17 023,2	17 620,0	18 148,9	18 569,3	18 827,9
Total	32 443,9	33 774,1	34 940,1	35 958,6	36 751,7	37 219,4
Komposisi Umur (%)						
0-14	26,2	24,7	23,2	21,7	20,3	19,2
15-64	66,7	67,5	67,7	67,4	66,7	65,9
65+	7,1	7,8	9,1	10,9	13,0	14,9
<i>Dependency Ratio (%)</i>	49,9	48,1	47,7	48,4	49,9	51,7
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,31	2,19	2,07	1,95	1,84	1,74
GRR	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8
NRR	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8
CBR	18,0	16,2	15,0	14,0	13,1	12,2
Jumlah Kelahiran (000)	584,6	548,2	522,7	502,0	480,0	454,4
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	70,8	71,8	72,5	73,0	73,3	73,5
e0 Perempuan	74,8	75,6	76,3	76,8	77,1	77,3
e0 L+P	72,7	73,6	74,4	74,9	75,1	75,3
IMR Laki-laki	25,5	21,9	19,4	17,8	17,0	16,4
IMR Perempuan	26,4	23,3	21,0	19,5	18,8	18,3
IMR L+P	26,0	22,6	20,1	18,7	17,8	17,3
CDR	6,6	6,8	7,2	7,8	8,7	9,6
Jumlah Kematian (000)	213,2	229,7	251,9	281,6	317,9	358,4
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	-2,7	-2,1	-1,5	-1,0	-1,0	-1,0

**PROVINSI  
DI YOGYAKARTA**

Tabel II.14.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DI YOGYAKARTA

LAKI-LAKI

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	132,4	134,2	136,0	137,8	139,4	140,1	140,7	141,3	141,7	142,0
5-9	131,7	132,8	133,4	134,2	135,2	137,1	138,9	140,7	142,6	144,2
10-14	129,0	129,0	129,9	131,4	133,0	134,6	135,5	136,1	136,9	137,9
15-19	145,1	143,4	141,1	138,5	136,2	134,7	134,6	135,5	137,0	138,7
20-24	152,6	155,6	157,4	158,1	158,0	156,7	155,0	152,5	149,6	147,2
25-29	140,3	142,9	146,1	149,9	153,9	157,9	161,2	163,2	163,9	163,3
30-34	131,6	132,4	133,7	135,1	136,9	138,6	141,0	144,1	147,8	151,7
35-39	129,7	130,1	130,2	130,4	130,7	131,6	132,4	133,5	135,0	136,7
40-44	126,4	127,8	128,8	129,4	129,7	129,8	130,1	130,3	130,4	130,7
45-49	115,2	117,5	119,8	122,2	124,2	125,8	127,0	127,9	128,5	128,8
50-54	99,9	103,0	105,7	108,3	110,7	113,2	115,4	117,7	120,0	122,0
55-59	78,7	82,7	86,7	90,3	93,7	96,7	99,7	102,4	104,8	107,2
60-64	58,2	60,2	63,3	66,9	70,7	74,3	78,1	81,8	85,3	88,4
65-69	47,5	47,9	48,4	48,9	50,2	52,4	54,3	57,1	60,3	63,8
70-74	41,5	41,2	41,0	40,7	40,2	39,5	39,9	40,4	40,9	42,0
75+	51,1	51,9	52,8	53,8	54,7	55,8	56,1	56,4	56,8	57,1
<b>TOTAL</b>	<b>1 710,9</b>	<b>1 732,6</b>	<b>1 754,3</b>	<b>1 775,9</b>	<b>1 797,4</b>	<b>1 818,8</b>	<b>1 839,9</b>	<b>1 860,9</b>	<b>1 881,5</b>	<b>1 901,7</b>

Tabel II.14.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DI YOGYAKARTA

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	142,0	141,9	141,5	140,9	140,1	139,0	137,9	136,8	135,6	134,6
5-9	144,9	145,6	146,2	146,6	146,9	146,9	146,7	146,4	145,7	144,8
10-14	139,8	141,6	143,5	145,4	147,0	147,6	148,3	148,8	149,2	149,5
15-19	140,3	141,3	141,9	142,7	143,6	145,7	147,5	149,4	151,4	153,1
20-24	145,5	145,3	146,3	147,8	149,6	151,3	152,3	153,0	153,8	154,8
25-29	162,2	160,1	157,6	154,7	152,0	150,4	150,2	151,1	152,7	154,5
30-34	155,5	158,6	160,5	161,0	160,8	159,5	157,5	154,9	151,9	149,4
35-39	138,3	140,6	143,6	147,2	151,0	154,6	157,7	159,5	160,4	159,8
40-44	131,5	132,2	133,3	134,7	136,3	137,8	140,2	143,1	146,6	150,4
45-49	128,9	129,1	129,2	129,4	129,5	130,4	130,9	132,0	133,4	135,0
50-54	123,5	124,8	125,5	126,1	126,4	126,4	126,6	126,6	126,8	127,0
55-59	109,6	111,8	114,0	116,1	118,0	119,5	120,7	121,5	122,0	122,3
60-64	91,4	94,2	96,7	99,0	101,2	103,6	105,6	107,8	109,8	111,6
65-69	67,1	70,5	73,9	77,1	80,0	82,6	85,2	87,5	89,5	91,6
70-74	43,9	45,6	48,0	50,7	53,7	56,5	59,4	62,3	64,9	67,4
75+	57,2	57,8	58,2	58,9	59,9	61,4	63,1	65,2	67,6	70,5
<b>TOTAL</b>	<b>1 921,6</b>	<b>1 941,0</b>	<b>1 959,9</b>	<b>1 978,3</b>	<b>1 996,0</b>	<b>2 013,2</b>	<b>2 029,8</b>	<b>2 045,9</b>	<b>2 061,3</b>	<b>2 076,3</b>

Tabel II.14.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DI YOGYAKARTA						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	133,6	132,7	131,8	131,1	130,4	129,7
5-9	143,8	142,6	141,4	140,2	139,2	138,2
10-14	149,6	149,4	149,0	148,3	147,4	146,4
15-19	153,7	154,4	155,0	155,4	155,7	155,7
20-24	157,0	158,9	161,0	163,0	164,8	165,5
25-29	156,2	157,2	158,0	158,7	159,8	162,0
30-34	147,7	147,5	148,5	150,0	151,8	153,4
35-39	158,5	156,8	154,0	151,1	148,5	147,0
40-44	154,0	157,1	158,9	159,4	159,1	157,9
45-49	136,5	138,7	141,7	145,2	148,9	152,4
50-54	127,8	128,4	129,4	130,8	132,3	133,8
55-59	122,4	122,6	122,6	122,8	122,9	123,6
60-64	113,0	114,0	114,8	115,4	115,6	115,7
65-69	93,8	95,6	97,5	99,4	101,1	102,3
70-74	69,6	71,8	73,8	75,6	77,4	79,2
75+	73,5	76,8	80,3	83,9	87,4	91,0
<b>TOTAL</b>	<b>2 090,7</b>	<b>2 104,5</b>	<b>2 117,7</b>	<b>2 130,3</b>	<b>2 142,3</b>	<b>2 153,8</b>

Tabel II.14.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DI YOGYAKARTA

PEREMPUAN

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	125,1	127,2	129,2	131,4	133,2	134,1	134,7	135,2	135,6	135,8
5-9	125,2	125,8	126,3	126,8	127,7	129,6	131,8	133,9	136,1	138,0
10-14	124,3	123,7	124,3	125,5	126,8	127,9	128,6	129,1	129,5	130,4
15-19	141,5	140,1	137,7	134,8	132,2	130,4	129,8	130,4	131,6	133,0
20-24	145,0	148,2	151,0	152,6	153,2	152,7	151,2	148,6	145,6	142,7
25-29	137,1	138,8	141,0	143,8	147,0	150,5	153,5	156,3	157,9	158,6
30-34	132,6	133,2	134,2	135,4	136,6	137,4	139,1	141,2	143,9	147,0
35-39	133,4	133,3	133,1	133,1	133,4	134,3	134,8	135,8	136,9	138,1
40-44	133,7	134,4	134,8	134,8	134,6	134,3	134,2	133,9	133,9	134,1
45-49	124,1	126,5	128,8	130,7	132,3	133,4	134,2	134,5	134,5	134,3
50-54	104,8	109,3	113,2	116,6	119,8	122,9	125,3	127,5	129,4	130,9
55-59	81,5	85,2	89,5	94,2	98,7	102,7	107,1	110,9	114,3	117,4
60-64	65,7	67,4	69,3	71,7	74,7	78,5	82,1	86,3	90,8	95,2
65-69	57,1	57,5	58,0	58,9	59,9	61,2	62,8	64,6	66,9	69,7
70-74	51,2	51,3	51,1	50,8	50,4	50,0	50,4	50,9	51,7	52,7
75+	74,3	75,5	76,7	77,9	79,2	80,5	81,4	82,2	82,8	83,3
<b>TOTAL</b>	<b>1 756,6</b>	<b>1 777,4</b>	<b>1 798,2</b>	<b>1 819,0</b>	<b>1 839,7</b>	<b>1 860,4</b>	<b>1 881,0</b>	<b>1 901,3</b>	<b>1 921,4</b>	<b>1 941,2</b>

Tabel II.14.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DI YOGYAKARTA

PEREMPUAN

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	135,9	135,7	135,3	134,7	133,9	132,9	131,8	130,7	129,7	128,6
5-9	138,9	139,5	140,0	140,4	140,6	140,7	140,5	140,1	139,5	138,7
10-14	132,3	134,5	136,6	138,8	140,7	141,6	142,2	142,7	143,1	143,3
15-19	134,1	134,8	135,3	135,7	136,7	138,6	140,9	143,1	145,4	147,3
20-24	140,8	140,1	140,7	142,0	143,4	144,6	145,3	145,8	146,3	147,3
25-29	158,0	156,4	153,7	150,4	147,5	145,5	144,8	145,5	146,7	148,1
30-34	150,5	153,6	156,2	157,8	158,3	157,7	156,2	153,4	150,2	147,2
35-39	138,9	140,5	142,6	145,3	148,4	151,9	154,9	157,4	158,9	159,6
40-44	135,0	135,5	136,5	137,6	138,7	139,5	141,0	143,1	145,8	148,9
45-49	133,9	133,8	133,5	133,4	133,7	134,5	135,0	136,0	137,0	138,1
50-54	132,0	132,7	133,1	133,1	132,8	132,4	132,3	132,0	131,9	132,1
55-59	120,4	122,7	124,9	126,8	128,3	129,3	130,0	130,3	130,3	130,0
60-64	99,0	103,2	106,9	110,2	113,2	116,0	118,3	120,3	122,1	123,6
65-69	73,3	76,7	80,6	84,8	88,9	92,5	96,4	99,9	103,0	105,8
70-74	53,8	55,3	56,9	59,0	61,5	64,7	67,7	71,2	75,0	78,6
75+	83,9	84,8	85,7	86,6	87,7	89,0	90,7	92,6	94,9	97,7
<b>TOTAL</b>	<b>1 960,7</b>	<b>1 979,8</b>	<b>1 998,5</b>	<b>2 016,6</b>	<b>2 034,3</b>	<b>2 051,4</b>	<b>2 068,0</b>	<b>2 084,1</b>	<b>2 099,8</b>	<b>2 114,9</b>

Tabel II.14.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DI YOGYAKARTA						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	127,7	126,9	126,1	125,3	124,6	124,0
5-9	137,6	136,5	135,4	134,3	133,2	132,2
10-14	143,3	143,1	142,7	142,1	141,3	140,2
15-19	148,3	148,9	149,4	149,8	150,0	150,1
20-24	149,3	151,8	154,1	156,6	158,7	159,7
25-29	149,3	150,0	150,5	151,1	152,1	154,3
30-34	145,2	144,5	145,1	146,3	147,7	148,9
35-39	159,1	157,2	154,6	151,4	148,4	146,3
40-44	152,4	155,4	158,0	159,7	160,2	159,5
45-49	138,9	140,5	142,5	145,2	148,3	151,8
50-54	132,9	133,4	134,4	135,4	136,5	137,3
55-59	129,6	129,5	129,2	129,1	129,4	130,2
60-64	124,6	125,3	125,6	125,5	125,3	124,9
65-69	108,4	110,6	112,5	114,2	115,5	116,5
70-74	81,8	85,3	88,3	91,0	93,5	95,9
75+	101,1	104,7	108,8	113,3	118,1	122,9
<b>TOTAL</b>	<b>2 129,5</b>	<b>2 143,6</b>	<b>2 157,2</b>	<b>2 170,3</b>	<b>2 182,8</b>	<b>2 194,7</b>



Tabel II.14.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DI YOGYAKARTA

LAKI-LAKI + PEREMPUAN

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	257,5	261,4	265,2	269,2	272,6	274,2	275,4	276,5	277,3	277,8
5-9	256,9	258,6	259,7	261,0	262,9	266,7	270,7	274,6	278,7	282,2
10-14	253,3	252,7	254,2	256,9	259,8	262,5	264,1	265,2	266,4	268,3
15-19	286,6	283,5	278,8	273,3	268,4	265,1	264,4	265,9	268,6	271,7
20-24	297,6	303,8	308,4	310,7	311,2	309,4	306,2	301,1	295,2	289,9
25-29	277,4	281,7	287,1	293,7	300,9	308,4	314,7	319,5	321,8	321,9
30-34	264,2	265,6	267,9	270,5	273,5	276,0	280,1	285,3	291,7	298,7
35-39	263,1	263,4	263,3	263,5	264,1	265,9	267,2	269,3	271,9	274,8
40-44	260,1	262,2	263,6	264,2	264,3	264,1	264,3	264,2	264,3	264,8
45-49	239,3	244,0	248,6	252,9	256,5	259,2	261,2	262,4	263,0	263,1
50-54	204,7	212,3	218,9	224,9	230,5	236,1	240,7	245,2	249,4	252,9
55-59	160,2	167,9	176,2	184,5	192,4	199,4	206,8	213,3	219,1	224,6
60-64	123,9	127,6	132,6	138,6	145,4	152,8	160,2	168,1	176,1	183,6
65-69	104,6	105,4	106,4	107,8	110,1	113,6	117,1	121,7	127,2	133,5
70-74	92,7	92,5	92,1	91,5	90,6	89,5	90,3	91,3	92,6	94,7
75+	125,4	127,4	129,5	131,7	133,9	136,3	137,5	138,6	139,6	140,4
<b>TOTAL</b>	<b>3 467,5</b>	<b>3 510,0</b>	<b>3 552,5</b>	<b>3 594,9</b>	<b>3 637,1</b>	<b>3 679,2</b>	<b>3 720,9</b>	<b>3 762,2</b>	<b>3 802,9</b>	<b>3 842,9</b>

Tabel II.14.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DI YOGYAKARTA

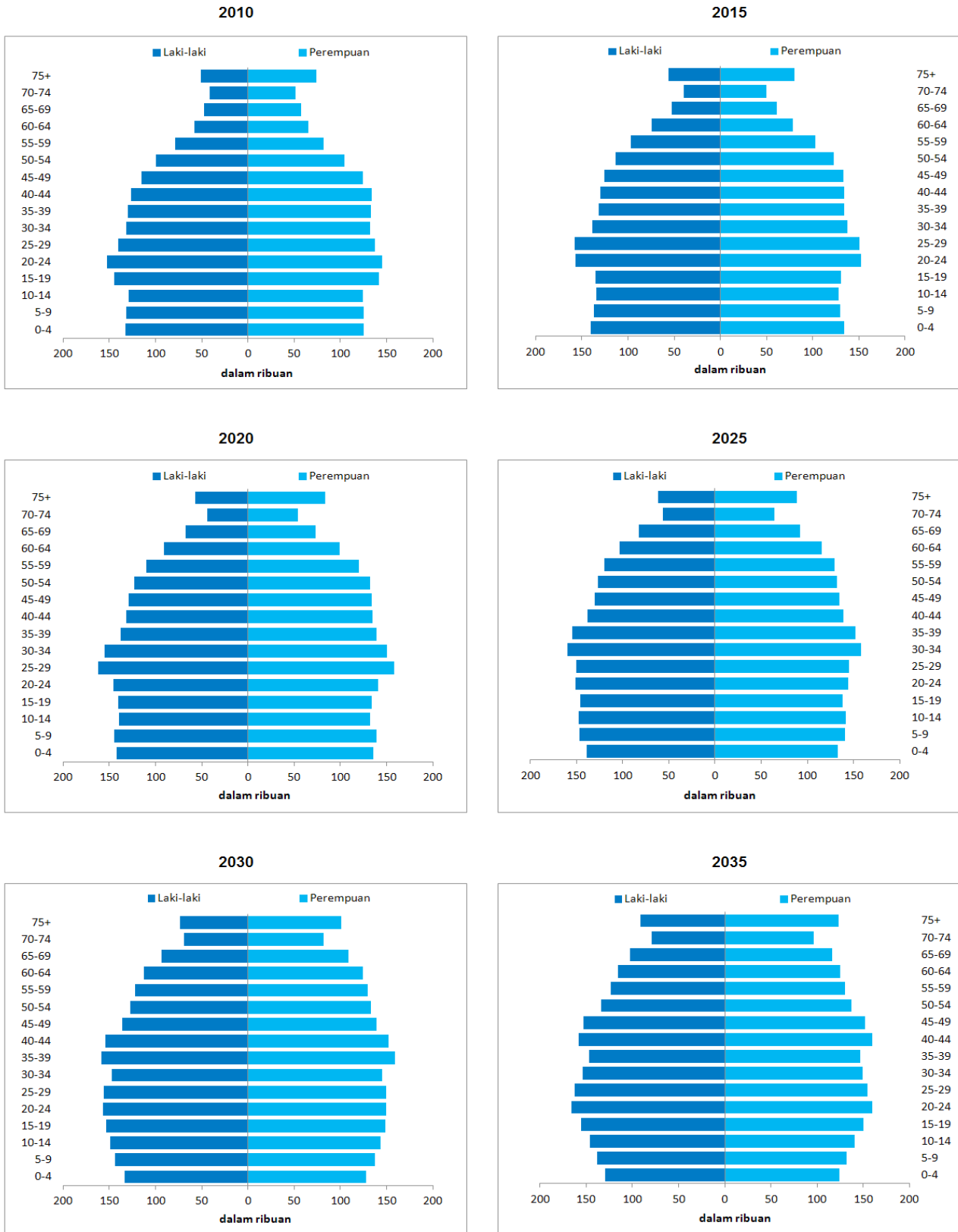
LAKI-LAKI + PEREMPUAN

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	277,9	277,6	276,8	275,6	274,0	271,9	269,7	267,5	265,3	263,2
5-9	283,8	285,1	286,2	287,0	287,5	287,6	287,2	286,5	285,2	283,5
10-14	272,1	276,1	280,1	284,2	287,7	289,2	290,5	291,5	292,3	292,8
15-19	274,4	276,1	277,2	278,4	280,3	284,3	288,4	292,5	296,8	300,4
20-24	286,3	285,4	287,0	289,8	293,0	295,9	297,6	298,8	300,1	302,1
25-29	320,2	316,5	311,3	305,1	299,5	295,9	295,0	296,6	299,4	302,6
30-34	306,0	312,2	316,7	318,8	319,1	317,2	313,7	308,3	302,1	296,6
35-39	277,2	281,1	286,2	292,5	299,4	306,5	312,6	316,9	319,3	319,4
40-44	266,5	267,7	269,8	272,3	275,0	277,3	281,2	286,2	292,4	299,3
45-49	262,8	262,9	262,7	262,8	263,2	264,9	265,9	268,0	270,4	273,1
50-54	255,5	257,5	258,6	259,2	259,2	258,8	258,9	258,6	258,7	259,1
55-59	230,0	234,5	238,9	242,9	246,3	248,8	250,7	251,8	252,3	252,3
60-64	190,4	197,4	203,6	209,2	214,4	219,6	223,9	228,1	231,9	235,2
65-69	140,4	147,2	154,5	161,9	168,9	175,1	181,6	187,4	192,5	197,4
70-74	97,7	100,9	104,9	109,7	115,2	121,2	127,1	133,5	139,9	146,0
75+	141,1	142,6	143,9	145,5	147,6	150,4	153,8	157,8	162,5	168,2
<b>TOTAL</b>	<b>3 882,3</b>	<b>3 920,8</b>	<b>3 958,4</b>	<b>3 994,9</b>	<b>4 030,3</b>	<b>4 064,6</b>	<b>4 097,8</b>	<b>4 130,0</b>	<b>4 161,1</b>	<b>4 191,2</b>

Tabel II.14.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

DI YOGYAKARTA		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	261,3	259,6	257,9	256,4	255,0	253,7
5-9	281,4	279,1	276,8	274,5	272,4	270,4
10-14	292,9	292,5	291,7	290,4	288,7	286,6
15-19	302,0	303,3	304,4	305,2	305,7	305,8
20-24	306,3	310,7	315,1	319,6	323,5	325,2
25-29	305,5	307,2	308,5	309,8	311,9	316,3
30-34	292,9	292,0	293,6	296,3	299,5	302,3
35-39	317,6	314,0	308,6	302,5	296,9	293,3
40-44	306,4	312,5	316,9	319,1	319,3	317,4
45-49	275,4	279,2	284,2	290,4	297,2	304,2
50-54	260,7	261,8	263,8	266,2	268,8	271,1
55-59	252,0	252,1	251,8	251,9	252,3	253,8
60-64	237,6	239,3	240,4	240,9	240,9	240,6
65-69	202,2	206,2	210,0	213,6	216,6	218,8
70-74	151,4	157,1	162,1	166,6	170,9	175,1
75+	174,6	181,5	189,1	197,2	205,5	213,9
<b>TOTAL</b>	<b>4 220,2</b>	<b>4 248,1</b>	<b>4 274,9</b>	<b>4 300,6</b>	<b>4 325,1</b>	<b>4 348,5</b>

Gambar II.14.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI DI YOGYAKARTA  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.14.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

DI YOGYAKARTA

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	1 710,9	1 818,8	1 921,6	2 013,2	2 090,7	2 153,8
Perempuan	1 756,6	1 860,4	1 960,7	2 051,4	2 129,5	2 194,7
Total	3 467,5	3 679,2	3 882,3	4 064,6	4 220,2	4 348,5
Komposisi Umur (%)						
0-14	22,1	21,8	21,5	20,9	19,8	18,6
15-64	68,6	69,0	68,7	68,1	67,7	67,4
65+	9,3	9,2	9,8	11,0	12,5	14,0
<i>Dependency Ratio (%)</i>	45,8	44,9	45,6	46,8	47,7	48,4
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	1,91	1,87	1,82	1,75	1,69	1,62
GRR	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
NRR	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
CBR	15,2	14,7	13,9	12,8	12,0	11,4
Jumlah Kelahiran (000)	52,6	53,9	54,0	52,1	50,5	49,7
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	72,4	72,9	73,2	73,5	73,6	73,7
e0 Perempuan	76,1	76,5	76,8	77,1	77,2	77,3
e0 L+P	74,2	74,6	75,0	75,2	75,4	75,5
IMR Laki-laki	16,2	14,8	13,8	13,3	13,0	12,7
IMR Perempuan	11,0	10,4	9,9	9,6	9,5	9,4
IMR L+P	13,7	12,7	11,9	11,5	11,2	11,1
CDR	8,0	7,9	8,0	8,3	8,8	9,6
Jumlah Kematian (000)	27,7	29,0	30,9	33,6	37,2	41,7
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	4,7	4,3	3,9	3,6	3,4	3,4

**PROVINSI  
JAWA TIMUR**

Tabel II.15.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TIMUR										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	1 570,9	1 558,9	1 544,1	1 527,7	1 512,0	1 493,7	1 478,4	1 463,8	1 450,1	1 437,3
5-9	1 562,8	1 559,2	1 557,3	1 558,7	1 557,2	1 553,7	1 542,2	1 527,8	1 511,8	1 496,7
10-14	1 589,5	1 589,4	1 582,9	1 571,6	1 561,5	1 556,3	1 552,7	1 550,9	1 552,2	1 550,6
15-19	1 517,3	1 531,6	1 548,1	1 562,8	1 572,8	1 577,7	1 577,7	1 571,2	1 560,0	1 550,2
20-24	1 447,3	1 450,3	1 457,9	1 468,8	1 481,0	1 492,7	1 507,9	1 525,1	1 540,4	1 551,1
25-29	1 461,3	1 450,4	1 437,2	1 424,7	1 417,6	1 416,0	1 419,7	1 428,0	1 439,6	1 452,5
30-34	1 489,4	1 477,4	1 467,8	1 457,4	1 447,6	1 434,5	1 423,8	1 410,8	1 398,7	1 391,7
35-39	1 483,6	1 484,5	1 481,8	1 478,3	1 471,0	1 465,6	1 453,3	1 443,5	1 432,7	1 423,2
40-44	1 422,6	1 437,2	1 447,9	1 454,6	1 457,6	1 457,0	1 458,0	1 455,1	1 451,5	1 443,9
45-49	1 283,5	1 305,1	1 328,1	1 350,9	1 371,4	1 387,9	1 402,3	1 412,8	1 419,3	1 422,3
50-54	1 108,5	1 139,0	1 165,1	1 188,8	1 212,2	1 237,1	1 258,3	1 280,7	1 303,0	1 323,0
55-59	864,5	906,6	946,6	983,5	1 017,1	1 047,4	1 076,6	1 101,9	1 124,6	1 147,1
60-64	613,4	640,9	675,5	714,5	753,8	790,9	829,7	866,9	901,4	932,8
65-69	454,7	466,6	477,0	489,3	507,4	533,0	557,6	588,5	623,1	657,9
70-74	317,4	326,0	335,7	345,3	354,2	362,1	372,3	381,4	392,1	407,2
75+	325,9	332,4	340,0	348,2	357,2	366,8	377,7	389,5	401,7	413,5
<b>TOTAL</b>	<b>18 512,6</b>	<b>18 655,5</b>	<b>18 793,0</b>	<b>18 925,1</b>	<b>19 051,6</b>	<b>19 172,4</b>	<b>19 288,2</b>	<b>19 397,9</b>	<b>19 502,2</b>	<b>19 601,0</b>

Tabel II.15.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TIMUR										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	1 425,3	1 413,8	1 402,2	1 390,4	1 378,5	1 366,3	1 353,9	1 341,9	1 329,8	1 317,8
5-9	1 478,7	1 463,8	1 449,5	1 436,2	1 423,7	1 412,0	1 400,8	1 389,5	1 378,0	1 366,4
10-14	1 547,2	1 535,7	1 521,3	1 505,2	1 490,0	1 472,1	1 457,2	1 442,8	1 429,5	1 417,0
15-19	1 545,0	1 541,6	1 539,9	1 541,1	1 539,6	1 536,3	1 524,9	1 510,5	1 494,5	1 479,4
20-24	1 556,4	1 556,9	1 551,0	1 540,2	1 530,5	1 525,6	1 522,5	1 521,0	1 522,7	1 521,2
25-29	1 464,9	1 480,7	1 498,5	1 514,3	1 525,3	1 531,1	1 531,8	1 526,6	1 515,7	1 506,3
30-34	1 390,2	1 393,8	1 402,2	1 413,9	1 426,9	1 439,6	1 455,4	1 473,3	1 489,0	1 500,1
35-39	1 410,1	1 399,3	1 386,2	1 374,1	1 367,0	1 365,4	1 368,9	1 377,1	1 388,6	1 401,4
40-44	1 438,9	1 426,2	1 416,4	1 405,7	1 396,2	1 383,1	1 372,3	1 359,3	1 347,3	1 340,4
45-49	1 421,8	1 422,6	1 420,0	1 416,5	1 409,3	1 404,1	1 392,0	1 382,4	1 372,1	1 362,4
50-54	1 339,3	1 353,3	1 363,7	1 370,2	1 373,4	1 373,2	1 374,1	1 371,7	1 368,5	1 361,5
55-59	1 171,1	1 191,4	1 213,0	1 234,7	1 253,8	1 269,6	1 283,1	1 293,1	1 299,6	1 302,7
60-64	960,8	988,3	1 011,7	1 033,1	1 054,3	1 076,6	1 095,8	1 116,0	1 136,0	1 154,0
65-69	690,6	725,4	758,3	789,1	816,8	841,9	866,2	887,2	906,4	925,5
70-74	428,7	449,1	474,7	503,1	532,0	558,9	587,5	614,6	639,9	662,9
75+	424,8	438,6	452,1	466,7	484,4	505,9	528,4	554,0	582,4	612,7
<b>TOTAL</b>	<b>19 693,8</b>	<b>19 780,5</b>	<b>19 860,7</b>	<b>19 934,5</b>	<b>20 001,7</b>	<b>20 061,7</b>	<b>20 114,8</b>	<b>20 161,0</b>	<b>20 200,0</b>	<b>20 231,7</b>



Tabel II.15.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TIMUR						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	1 305,7	1 293,0	1 279,7	1 265,4	1 250,5	1 234,9
5-9	1 354,2	1 342,1	1 330,1	1 318,3	1 306,4	1 294,4
10-14	1 405,4	1 394,3	1 383,0	1 371,6	1 360,1	1 347,9
15-19	1 461,5	1 446,7	1 432,5	1 419,2	1 406,7	1 395,3
20-24	1 517,7	1 506,5	1 492,3	1 476,4	1 461,2	1 443,6
25-29	1 501,4	1 498,3	1 496,9	1 498,4	1 497,0	1 493,5
30-34	1 505,8	1 506,3	1 500,5	1 490,2	1 480,6	1 475,7
35-39	1 414,0	1 429,8	1 447,3	1 463,0	1 473,9	1 479,3
40-44	1 338,7	1 342,2	1 350,3	1 361,6	1 374,3	1 386,8
45-49	1 349,7	1 339,2	1 326,5	1 314,8	1 308,0	1 306,4
50-54	1 356,7	1 345,0	1 335,8	1 325,8	1 316,6	1 304,3
55-59	1 302,7	1 303,7	1 301,6	1 298,6	1 292,2	1 287,7
60-64	1 168,7	1 181,4	1 190,9	1 197,0	1 199,9	1 200,1
65-69	945,6	962,8	981,0	998,7	1 014,9	1 028,2
70-74	683,6	703,9	721,3	737,4	753,1	769,8
75+	644,2	676,9	710,3	743,8	776,7	808,1
<b>TOTAL</b>	<b>20 255,6</b>	<b>20 272,1</b>	<b>20 280,0</b>	<b>20 280,2</b>	<b>20 272,1</b>	<b>20 256,0</b>

Tabel II.15.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TIMUR										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	1 492,8	1 485,7	1 474,2	1 462,6	1 450,3	1 436,2	1 421,0	1 406,6	1 393,1	1 380,4
5-9	1 494,5	1 490,1	1 488,5	1 487,0	1 484,4	1 479,5	1 472,5	1 461,3	1 450,0	1 437,9
10-14	1 524,5	1 520,8	1 514,4	1 505,1	1 496,2	1 490,2	1 485,7	1 484,0	1 482,5	1 479,9
15-19	1 500,8	1 505,5	1 510,8	1 514,9	1 516,7	1 516,4	1 512,9	1 506,6	1 497,4	1 488,5
20-24	1 468,4	1 466,6	1 469,9	1 474,6	1 480,2	1 484,5	1 490,0	1 496,1	1 500,9	1 503,5
25-29	1 524,5	1 508,4	1 488,0	1 468,8	1 453,9	1 447,6	1 446,2	1 449,9	1 455,1	1 461,2
30-34	1 550,2	1 543,0	1 538,1	1 531,6	1 521,8	1 505,0	1 489,0	1 468,8	1 449,7	1 434,9
35-39	1 534,4	1 535,2	1 533,6	1 532,1	1 530,7	1 531,2	1 524,1	1 519,3	1 513,1	1 502,8
40-44	1 490,9	1 502,8	1 510,4	1 514,3	1 515,1	1 513,5	1 514,1	1 512,4	1 510,8	1 509,6
45-49	1 347,9	1 376,9	1 403,6	1 427,5	1 447,6	1 463,3	1 475,1	1 482,6	1 486,5	1 487,4
50-54	1 107,5	1 156,7	1 200,7	1 240,3	1 277,1	1 312,2	1 340,6	1 367,0	1 390,4	1 410,2
55-59	840,3	878,9	924,8	974,3	1 022,3	1 065,0	1 112,7	1 155,3	1 193,8	1 229,5
60-64	658,1	676,7	697,1	721,4	752,3	791,3	828,4	872,0	919,0	964,5
65-69	545,5	552,8	561,7	571,9	583,3	596,1	613,7	632,8	655,4	684,2
70-74	425,6	432,5	438,9	445,4	452,1	459,2	466,2	474,5	483,9	494,4
75+	547,3	552,6	558,9	566,3	574,6	584,0	594,9	605,9	617,1	629,0
<b>TOTAL</b>	<b>19 053,2</b>	<b>19 185,2</b>	<b>19 313,6</b>	<b>19 438,1</b>	<b>19 558,6</b>	<b>19 675,2</b>	<b>19 787,1</b>	<b>19 895,1</b>	<b>19 998,7</b>	<b>20 097,9</b>

Tabel II.15.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TIMUR										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	1 368,7	1 357,3	1 345,9	1 334,5	1 322,8	1 310,8	1 298,9	1 287,1	1 275,5	1 263,8
5-9	1 424,2	1 409,3	1 395,2	1 381,9	1 369,5	1 358,0	1 346,9	1 335,7	1 324,5	1 313,0
10-14	1 474,9	1 467,9	1 456,6	1 445,3	1 433,2	1 419,3	1 404,3	1 390,2	1 376,8	1 364,5
15-19	1 482,6	1 478,1	1 476,5	1 475,2	1 472,7	1 467,8	1 460,9	1 449,7	1 438,4	1 426,2
20-24	1 503,7	1 500,7	1 494,6	1 485,7	1 476,9	1 471,3	1 467,1	1 465,8	1 464,6	1 462,3
25-29	1 466,0	1 472,0	1 478,6	1 483,9	1 486,9	1 487,5	1 484,8	1 478,5	1 469,7	1 461,0
30-34	1 428,6	1 427,2	1 430,8	1 435,9	1 442,0	1 446,7	1 452,8	1 459,4	1 464,8	1 467,8
35-39	1 486,0	1 470,1	1 450,0	1 430,9	1 416,1	1 409,6	1 408,0	1 411,5	1 416,5	1 422,5
40-44	1 509,5	1 502,9	1 498,0	1 491,7	1 481,4	1 464,7	1 448,9	1 429,0	1 410,1	1 395,4
45-49	1 485,9	1 486,6	1 485,0	1 483,5	1 482,1	1 482,3	1 475,6	1 470,8	1 464,4	1 454,7
50-54	1 425,7	1 437,4	1 444,9	1 448,9	1 449,9	1 448,5	1 449,4	1 447,9	1 446,5	1 445,3
55-59	1 263,5	1 291,2	1 316,8	1 339,5	1 358,9	1 374,0	1 385,5	1 392,9	1 396,8	1 397,9
60-64	1 005,4	1 050,7	1 091,3	1 127,9	1 161,9	1 194,3	1 220,7	1 245,2	1 267,0	1 285,3
65-69	720,4	754,4	794,7	837,9	880,0	917,6	959,4	996,7	1 030,6	1 061,8
70-74	505,9	521,7	538,7	558,7	583,8	615,5	645,0	680,1	717,6	753,9
75+	641,5	654,8	668,9	683,7	699,5	716,5	737,1	759,0	783,5	812,5
<b>TOTAL</b>	<b>20 192,5</b>	<b>20 282,3</b>	<b>20 366,5</b>	<b>20 445,1</b>	<b>20 517,6</b>	<b>20 584,4</b>	<b>20 645,3</b>	<b>20 699,5</b>	<b>20 747,3</b>	<b>20 787,9</b>

Tabel II.15.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TIMUR						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	1 252,0	1 239,8	1 226,8	1 213,1	1 198,7	1 183,6
5-9	1 301,2	1 289,3	1 277,7	1 266,1	1 254,5	1 242,8
10-14	1 353,0	1 341,9	1 330,8	1 319,6	1 308,1	1 296,4
15-19	1 412,4	1 397,4	1 383,3	1 370,0	1 357,7	1 346,2
20-24	1 457,4	1 450,5	1 439,2	1 427,9	1 415,7	1 401,8
25-29	1 455,3	1 451,1	1 449,7	1 448,6	1 446,2	1 441,4
30-34	1 468,2	1 465,5	1 459,7	1 450,4	1 441,8	1 436,1
35-39	1 427,3	1 433,3	1 440,0	1 445,3	1 448,3	1 448,9
40-44	1 389,1	1 387,5	1 391,0	1 396,0	1 402,0	1 406,7
45-49	1 438,3	1 422,8	1 403,2	1 384,7	1 370,3	1 364,2
50-54	1 445,5	1 439,0	1 434,3	1 428,2	1 418,7	1 402,8
55-59	1 396,7	1 397,6	1 396,3	1 395,0	1 393,8	1 394,0
60-64	1 300,0	1 310,9	1 318,0	1 321,9	1 323,2	1 322,1
65-69	1 091,6	1 116,0	1 138,5	1 158,8	1 175,8	1 189,2
70-74	786,5	822,5	854,9	884,1	911,3	937,1
75+	847,2	882,7	922,9	966,6	1 012,1	1 058,4
<b>TOTAL</b>	<b>20 821,7</b>	<b>20 847,8</b>	<b>20 866,3</b>	<b>20 876,3</b>	<b>20 878,2</b>	<b>20 871,7</b>

Tabel II.15.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TIMUR		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	3 063,7	3 044,6	3 018,3	2 990,3	2 962,3	2 929,9	2 899,4	2 870,4	2 843,2	2 817,7
5-9	3 057,3	3 049,3	3 045,8	3 045,7	3 041,6	3 033,2	3 014,7	2 989,1	2 961,8	2 934,6
10-14	3 114,0	3 110,2	3 097,3	3 076,7	3 057,7	3 046,5	3 038,4	3 034,9	3 034,7	3 030,5
15-19	3 018,1	3 037,1	3 058,9	3 077,7	3 089,5	3 094,1	3 090,6	3 077,8	3 057,4	3 038,7
20-24	2 915,7	2 916,9	2 927,8	2 943,4	2 961,2	2 977,2	2 997,9	3 021,2	3 041,3	3 054,6
25-29	2 985,8	2 958,8	2 925,2	2 893,5	2 871,5	2 863,6	2 865,9	2 877,9	2 894,7	2 913,7
30-34	3 039,6	3 020,4	3 005,9	2 989,0	2 969,4	2 939,5	2 912,8	2 879,6	2 848,4	2 826,6
35-39	3 018,0	3 019,7	3 015,4	3 010,4	3 001,7	2 996,8	2 977,4	2 962,8	2 945,8	2 926,0
40-44	2 913,5	2 940,0	2 958,3	2 968,9	2 972,7	2 970,5	2 972,1	2 967,5	2 962,3	2 953,5
45-49	2 631,4	2 682,0	2 731,7	2 778,4	2 819,0	2 851,2	2 877,4	2 895,4	2 905,8	2 909,7
50-54	2 216,0	2 295,7	2 365,8	2 429,1	2 489,3	2 549,3	2 598,9	2 647,7	2 693,4	2 733,2
55-59	1 704,8	1 785,5	1 871,4	1 957,8	2 039,4	2 112,4	2 189,3	2 257,2	2 318,4	2 376,6
60-64	1 271,5	1 317,6	1 372,6	1 435,9	1 506,1	1 582,2	1 658,1	1 738,9	1 820,4	1 897,3
65-69	1 000,2	1 019,4	1 038,7	1 061,2	1 090,7	1 129,1	1 171,3	1 221,3	1 278,5	1 342,1
70-74	743,0	758,5	774,6	790,7	806,3	821,3	838,5	855,9	876,0	901,6
75+	873,2	885,0	898,9	914,5	931,8	950,8	972,6	995,4	1 018,8	1 042,5
<b>TOTAL</b>	<b>37 565,8</b>	<b>37 840,7</b>	<b>38 106,6</b>	<b>38 363,2</b>	<b>38 610,2</b>	<b>38 847,6</b>	<b>39 075,3</b>	<b>39 293,0</b>	<b>39 500,9</b>	<b>39 698,9</b>

Tabel II.15.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TIMUR											LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029											
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)											
0-4	2 794,0	2 771,1	2 748,1	2 724,9	2 701,3	2 677,1	2 652,8	2 629,0	2 605,3	2 581,6											
5-9	2 902,9	2 873,1	2 844,7	2 818,1	2 793,2	2 770,0	2 747,7	2 725,2	2 702,5	2 679,4											
10-14	3 022,1	3 003,6	2 977,9	2 950,5	2 923,2	2 891,4	2 861,5	2 833,0	2 806,3	2 781,5											
15-19	3 027,6	3 019,7	3 016,4	3 016,3	3 012,3	3 004,1	2 985,8	2 960,2	2 932,9	2 905,6											
20-24	3 060,1	3 057,6	3 045,6	3 025,9	3 007,4	2 996,9	2 989,6	2 986,8	2 987,3	2 983,5											
25-29	2 930,9	2 952,7	2 977,1	2 998,2	3 012,2	3 018,6	3 016,6	3 005,1	2 985,4	2 967,3											
30-34	2 818,8	2 821,0	2 833,0	2 849,8	2 868,9	2 886,3	2 908,2	2 932,7	2 953,8	2 967,9											
35-39	2 896,1	2 869,4	2 836,2	2 805,0	2 783,1	2 775,0	2 776,9	2 788,6	2 805,1	2 823,9											
40-44	2 948,4	2 929,1	2 914,4	2 897,4	2 877,6	2 847,8	2 821,2	2 788,3	2 757,4	2 735,8											
45-49	2 907,7	2 909,2	2 905,0	2 900,0	2 891,4	2 886,4	2 867,6	2 853,2	2 836,5	2 817,1											
50-54	2 765,0	2 790,7	2 808,6	2 819,1	2 823,3	2 821,7	2 823,5	2 819,6	2 815,0	2 806,8											
55-59	2 434,6	2 482,6	2 529,8	2 574,2	2 612,7	2 643,6	2 668,6	2 686,0	2 696,4	2 700,6											
60-64	1 966,2	2 039,0	2 103,0	2 161,0	2 216,2	2 270,9	2 316,5	2 361,2	2 403,0	2 439,3											
65-69	1 411,0	1 479,8	1 553,0	1 627,0	1 696,8	1 759,5	1 825,6	1 883,9	1 937,0	1 987,3											
70-74	934,6	970,8	1 013,4	1 061,8	1 115,8	1 174,4	1 232,5	1 294,7	1 357,5	1 416,8											
75+	1 066,3	1 093,4	1 121,0	1 150,4	1 183,9	1 222,4	1 265,5	1 313,0	1 365,9	1 425,2											
<b>TOTAL</b>	<b>39 886,3</b>	<b>40 062,8</b>	<b>40 227,2</b>	<b>40 379,6</b>	<b>40 519,3</b>	<b>40 646,1</b>	<b>40 760,1</b>	<b>40 860,5</b>	<b>40 947,3</b>	<b>41 019,6</b>											

Tabel II.15.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

JAWA TIMUR		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	2 557,7	2 532,8	2 506,5	2 478,5	2 449,2	2 418,5
5-9	2 655,4	2 631,4	2 607,8	2 584,4	2 560,9	2 537,2
10-14	2 758,4	2 736,2	2 713,8	2 691,2	2 668,2	2 644,3
15-19	2 873,9	2 844,1	2 815,8	2 789,2	2 764,4	2 741,5
20-24	2 975,1	2 957,0	2 931,5	2 904,3	2 876,9	2 845,4
25-29	2 956,7	2 949,4	2 946,6	2 947,0	2 943,2	2 934,9
30-34	2 974,0	2 971,8	2 960,2	2 940,6	2 922,4	2 911,8
35-39	2 841,3	2 863,1	2 887,3	2 908,3	2 922,2	2 928,2
40-44	2 727,8	2 729,7	2 741,3	2 757,6	2 776,3	2 793,5
45-49	2 788,0	2 762,0	2 729,7	2 699,5	2 678,3	2 670,6
50-54	2 802,2	2 784,0	2 770,1	2 754,0	2 735,3	2 707,1
55-59	2 699,4	2 701,3	2 697,9	2 693,6	2 686,0	2 681,7
60-64	2 468,7	2 492,3	2 508,9	2 518,9	2 523,1	2 522,2
65-69	2 037,2	2 078,8	2 119,5	2 157,5	2 190,7	2 217,4
70-74	1 470,1	1 526,4	1 576,2	1 621,5	1 664,4	1 706,9
75+	1 491,4	1 559,6	1 633,2	1 710,4	1 788,8	1 866,5
<b>TOTAL</b>	<b>41 077,3</b>	<b>41 119,9</b>	<b>41 146,3</b>	<b>41 156,5</b>	<b>41 150,3</b>	<b>41 127,7</b>

Gambar II.15.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI JAWA TIMUR  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.15.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

JAWA TIMUR

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	18 512,6	19 172,4	19 693,8	20 061,7	20 255,6	20 256,0
Perempuan	19 053,2	19 675,2	20 192,5	20 584,4	20 821,7	20 871,7
Total	37 565,8	38 847,6	39 886,3	40 646,1	41 077,3	41 127,7
Komposisi Umur (%)						
0-14	24,6	23,2	21,9	20,5	19,4	18,5
15-64	68,4	69,3	69,5	69,3	68,4	67,4
65+	7,0	7,5	8,6	10,2	12,2	14,1
<i>Dependency Ratio (%)</i>	46,2	44,3	43,9	44,3	46,2	48,4
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,04	1,97	1,91	1,83	1,76	1,69
GRR	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8
NRR	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
CBR	16,4	15,1	14,1	13,2	12,5	11,7
Jumlah Kelahiran (000)	617,6	585,0	562,0	536,5	511,8	481,2
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	68,0	68,8	69,4	69,9	70,2	70,4
e0 Perempuan	71,9	72,7	73,3	73,7	74,0	74,1
e0 L+P	69,9	70,7	71,3	71,7	72,0	72,2
IMR Laki-laki	31,2	27,9	25,6	24,1	23,1	22,5
IMR Perempuan	21,8	19,8	18,5	17,5	17,0	16,7
IMR L+P	26,6	24,0	22,1	20,9	20,1	19,6
CDR	8,1	8,2	8,6	9,3	10,2	11,4
Jumlah Kematian (000)	304,7	317,4	341,8	376,8	420,2	468,0
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0

**PROVINSI  
BANTEN**

Tabel II.16.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BANTEN										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	578,1	594,2	606,9	616,7	623,9	625,6	624,9	622,8	620,2	616,9
5-9	530,6	536,4	545,2	557,6	571,8	588,5	604,5	617,8	627,9	635,2
10-14	535,7	535,4	534,1	532,4	532,5	535,7	541,4	550,2	562,7	576,9
15-19	529,6	532,0	535,7	539,2	541,4	542,2	541,9	540,5	538,6	538,6
20-24	532,4	537,4	541,0	543,5	545,2	546,4	549,1	552,9	556,5	558,8
25-29	522,1	530,0	536,6	542,4	548,6	554,6	559,6	563,5	566,0	567,8
30-34	495,7	504,6	514,5	523,9	533,1	540,6	548,5	555,1	560,8	566,9
35-39	449,8	463,0	475,0	486,7	497,1	508,5	517,5	527,4	536,7	545,9
40-44	381,2	397,4	413,1	428,1	442,1	455,1	468,3	480,2	491,9	502,3
45-49	299,1	314,5	330,7	347,5	364,2	380,3	396,4	412,0	426,8	440,7
50-54	222,7	236,3	249,8	263,6	278,0	293,4	308,5	324,5	340,9	357,1
55-59	151,2	163,2	175,5	188,0	200,5	213,0	226,1	239,1	252,3	266,1
60-64	95,7	102,3	110,6	119,7	129,5	139,6	150,7	162,1	173,8	185,4
65-69	60,5	63,9	67,6	71,8	76,9	83,5	89,5	96,7	104,8	113,6
70-74	38,9	40,6	42,4	44,2	46,2	48,1	50,9	53,9	57,4	61,7
75+	35,2	36,3	37,5	38,9	40,3	42,0	43,8	45,8	47,9	50,0
<b>TOTAL</b>	<b>5 458,5</b>	<b>5 587,5</b>	<b>5 716,2</b>	<b>5 844,2</b>	<b>5 971,3</b>	<b>6 097,1</b>	<b>6 221,6</b>	<b>6 344,5</b>	<b>6 465,2</b>	<b>6 583,9</b>

Tabel II.16.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BANTEN										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	613,1	608,6	603,7	598,3	592,5	586,7	580,9	575,1	569,3	564,0
5-9	637,0	636,1	634,2	631,2	628,3	624,3	619,7	614,7	609,3	603,5
10-14	593,6	609,6	622,8	632,9	640,1	642,0	640,7	638,3	635,9	632,5
15-19	541,7	547,5	556,3	568,7	583,0	599,7	616,0	629,2	639,4	646,5
20-24	559,6	559,1	557,5	555,3	555,0	558,1	563,8	572,8	585,5	600,2
25-29	569,1	571,7	575,6	579,3	581,5	582,0	581,4	579,5	577,0	576,6
30-34	572,9	578,0	581,6	584,1	585,7	586,9	589,6	593,5	597,2	599,4
35-39	553,3	561,1	567,5	573,2	579,1	584,9	589,8	593,4	595,8	597,5
40-44	513,6	522,4	532,3	541,5	550,5	557,8	565,4	571,7	577,3	583,1
45-49	453,5	466,6	478,3	489,8	500,0	511,2	519,8	529,4	538,5	547,4
50-54	373,0	388,6	403,8	418,4	431,9	444,3	457,0	468,5	479,6	489,6
55-59	280,9	295,5	310,7	326,4	342,0	357,1	372,1	386,7	400,5	413,5
60-64	197,0	209,2	221,3	233,6	246,4	260,1	273,5	287,7	302,2	316,8
65-69	122,5	132,3	142,3	152,6	162,9	173,1	183,9	194,6	205,5	216,8
70-74	67,0	71,9	77,8	84,5	91,4	98,8	106,7	114,9	123,2	131,6
75+	52,3	55,4	58,5	62,1	66,2	71,0	76,1	81,9	88,3	95,3
<b>TOTAL</b>	<b>6 700,1</b>	<b>6 813,6</b>	<b>6 924,2</b>	<b>7 031,9</b>	<b>7 136,5</b>	<b>7 238,0</b>	<b>7 336,4</b>	<b>7 431,9</b>	<b>7 524,5</b>	<b>7 614,3</b>

Tabel II.16.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BANTEN						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	559,0	554,5	550,9	548,2	546,2	544,8
5-9	597,6	591,6	585,8	580,0	574,5	569,3
10-14	628,5	623,9	618,8	613,3	607,5	601,7
15-19	648,3	647,3	645,0	642,3	638,8	634,7
20-24	617,4	633,9	647,6	657,9	665,4	667,7
25-29	579,7	585,6	594,8	608,1	623,2	641,1
30-34	599,9	599,2	597,2	594,5	594,0	597,1
35-39	598,7	601,4	605,5	609,4	611,6	612,1
40-44	588,9	593,9	597,4	599,9	601,6	602,9
45-49	554,6	562,3	568,5	574,0	579,9	585,6
50-54	500,5	509,0	518,4	527,3	536,0	543,0
55-59	425,3	437,6	448,5	459,2	468,8	479,1
60-64	330,8	344,6	358,1	371,1	383,1	394,0
65-69	228,9	240,7	253,3	266,1	278,9	291,3
70-74	139,9	148,6	157,4	166,1	175,4	185,2
75+	103,0	111,2	119,9	129,0	138,4	148,0
<b>TOTAL</b>	<b>7 701,0</b>	<b>7 785,3</b>	<b>7 867,1</b>	<b>7 946,4</b>	<b>8 023,3</b>	<b>8 097,6</b>

Tabel II.16.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BANTEN										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	544,4	561,9	576,8	589,5	598,5	603,6	602,1	600,2	597,6	594,3
5-9	502,8	508,4	517,0	527,9	540,8	555,7	574,0	589,0	601,7	611,1
10-14	505,9	505,2	504,6	504,1	505,0	508,3	513,9	522,5	533,4	546,4
15-19	511,6	511,8	512,5	513,2	513,5	513,2	512,4	511,7	511,2	512,0
20-24	521,8	525,4	528,2	529,4	529,9	529,6	529,8	530,7	531,5	531,8
25-29	524,4	530,0	533,6	536,7	539,8	544,2	547,9	550,6	551,9	552,3
30-34	493,0	504,6	516,1	526,5	535,2	540,9	546,5	550,0	553,0	556,0
35-39	427,4	443,5	458,6	473,5	488,1	502,7	514,3	525,9	536,4	545,0
40-44	348,2	365,0	381,9	398,8	415,3	430,9	447,0	462,3	477,2	491,7
45-49	269,4	284,3	299,7	315,5	331,7	348,1	364,8	381,7	398,6	415,0
50-54	194,6	209,1	223,3	237,4	251,9	267,0	281,8	297,0	312,7	328,8
55-59	130,5	140,3	151,9	164,6	177,7	190,5	204,7	218,6	232,5	246,7
60-64	91,8	96,8	102,0	108,1	115,6	124,8	134,3	145,5	157,7	170,3
65-69	67,0	69,3	72,3	75,9	79,9	84,1	88,7	93,6	99,3	106,2
70-74	46,8	49,1	51,0	52,8	54,5	56,4	58,5	61,2	64,3	67,8
75+	50,5	51,6	52,9	54,4	56,2	58,1	60,8	63,2	65,5	68,0
<b>TOTAL</b>	<b>5 230,1</b>	<b>5 356,3</b>	<b>5 482,4</b>	<b>5 608,3</b>	<b>5 733,6</b>	<b>5 858,1</b>	<b>5 981,5</b>	<b>6 103,7</b>	<b>6 224,5</b>	<b>6 343,4</b>

Tabel II.16.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BANTEN										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	590,4	586,0	581,1	575,8	570,3	564,6	558,9	553,2	547,8	542,5
5-9	616,4	614,8	612,9	610,2	606,7	602,8	598,3	593,3	587,9	582,3
10-14	561,3	579,7	594,7	607,4	616,7	621,4	619,9	618,0	615,1	611,6
15-19	515,3	520,8	529,4	540,5	553,6	568,7	587,1	602,3	615,2	624,6
20-24	531,5	530,7	529,8	529,1	529,8	533,0	538,6	547,4	558,8	572,3
25-29	551,9	552,2	553,0	553,8	554,0	553,6	552,5	551,4	550,5	551,1
30-34	560,3	563,8	566,5	567,6	567,9	567,3	567,4	568,2	568,9	569,1
35-39	550,6	556,1	559,5	562,3	565,2	569,4	572,8	575,3	576,3	576,6
40-44	506,3	518,0	529,5	539,9	548,5	554,0	559,4	562,7	565,4	568,3
45-49	430,5	446,6	461,8	476,6	491,0	505,5	517,1	528,6	538,9	547,4
50-54	345,0	361,6	378,3	394,9	411,1	426,5	442,4	457,3	472,0	486,3
55-59	261,5	275,9	290,9	306,3	322,0	337,9	354,0	370,4	386,7	402,5
60-64	182,6	196,2	209,6	222,9	236,6	250,8	264,7	279,0	293,8	308,8
65-69	114,8	123,6	134,0	145,3	156,9	168,3	180,9	193,2	205,5	218,1
70-74	71,4	75,5	79,7	84,6	90,7	98,1	105,7	114,6	124,3	134,3
75+	70,6	73,8	77,3	81,0	84,9	89,1	94,0	99,1	104,9	111,7
<b>TOTAL</b>	<b>6 460,4</b>	<b>6 575,3</b>	<b>6 688,0</b>	<b>6 798,2</b>	<b>6 905,9</b>	<b>7 011,0</b>	<b>7 113,7</b>	<b>7 214,0</b>	<b>7 312,0</b>	<b>7 407,5</b>

Tabel II.16.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BANTEN						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	537,6	533,4	529,9	527,2	525,2	524,0
5-9	576,5	570,7	564,9	559,3	554,0	549,0
10-14	607,6	603,1	598,1	592,7	587,0	581,1
15-19	629,7	627,8	625,8	622,8	619,3	615,3
20-24	587,9	607,0	622,6	635,9	645,8	650,6
25-29	554,4	560,2	569,4	581,2	595,3	611,5
30-34	568,6	567,5	566,3	565,4	565,9	569,3
35-39	576,0	576,2	577,0	577,7	577,9	577,4
40-44	572,5	575,9	578,5	579,5	579,8	579,2
45-49	552,9	558,2	561,5	564,3	567,1	571,3
50-54	500,6	512,0	523,4	533,6	542,1	547,5
55-59	417,6	433,1	447,8	462,2	476,1	490,2
60-64	324,1	339,7	355,4	371,0	386,2	400,7
65-69	231,2	244,1	257,3	271,0	284,9	299,0
70-74	144,0	154,9	165,4	176,0	186,8	198,1
75+	119,6	128,0	137,6	148,1	159,4	171,3
<b>TOTAL</b>	<b>7 500,8</b>	<b>7 591,8</b>	<b>7 680,9</b>	<b>7 767,9</b>	<b>7 852,8</b>	<b>7 935,5</b>



Tabel II.16.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BANTEN		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	1 122,5	1 156,1	1 183,7	1 206,2	1 222,4	1 229,2	1 227,0	1 223,0	1 217,8	1 211,2
5-9	1 033,4	1 044,8	1 062,2	1 085,5	1 112,6	1 144,2	1 178,5	1 206,8	1 229,6	1 246,3
10-14	1 041,6	1 040,6	1 038,7	1 036,5	1 037,5	1 044,0	1 055,3	1 072,7	1 096,1	1 123,3
15-19	1 041,2	1 043,8	1 048,2	1 052,4	1 054,9	1 055,4	1 054,3	1 052,2	1 049,8	1 050,6
20-24	1 054,2	1 062,8	1 069,2	1 072,9	1 075,1	1 076,0	1 078,9	1 083,6	1 088,0	1 090,6
25-29	1 046,5	1 060,0	1 070,2	1 079,1	1 088,4	1 098,8	1 107,5	1 114,1	1 117,9	1 120,1
30-34	988,7	1 009,2	1 030,6	1 050,4	1 068,3	1 081,5	1 095,0	1 105,1	1 113,8	1 122,9
35-39	877,2	906,5	933,6	960,2	985,2	1 011,2	1 031,8	1 053,3	1 073,1	1 090,9
40-44	729,4	762,4	795,0	826,9	857,4	886,0	915,3	942,5	969,1	994,0
45-49	568,5	598,8	630,4	663,0	695,9	728,4	761,2	793,7	825,4	855,7
50-54	417,3	445,4	473,1	501,0	529,9	560,4	590,3	621,5	653,6	685,9
55-59	281,7	303,5	327,4	352,6	378,2	403,5	430,8	457,7	484,8	512,8
60-64	187,5	199,1	212,6	227,8	245,1	264,4	285,0	307,6	331,5	355,7
65-69	127,5	133,2	139,9	147,7	156,8	167,6	178,2	190,3	204,1	219,8
70-74	85,7	89,7	93,4	97,0	100,7	104,5	109,4	115,1	121,7	129,5
75+	85,7	87,9	90,4	93,3	96,5	100,1	104,6	109,0	113,4	118,0
<b>TOTAL</b>	<b>10 688,6</b>	<b>10 943,8</b>	<b>11 198,6</b>	<b>11 452,5</b>	<b>11 704,9</b>	<b>11 955,2</b>	<b>12 203,1</b>	<b>12 448,2</b>	<b>12 689,7</b>	<b>12 927,3</b>

Tabel II.16.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BANTEN		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	1 203,5	1 194,6	1 184,8	1 174,1	1 162,8	1 151,3	1 139,8	1 128,3	1 117,1	1 106,5
5-9	1 253,4	1 250,9	1 247,1	1 241,4	1 235,0	1 227,1	1 218,0	1 208,0	1 197,2	1 185,8
10-14	1 154,9	1 189,3	1 217,5	1 240,3	1 256,8	1 263,4	1 260,6	1 256,3	1 251,0	1 244,1
15-19	1 057,0	1 068,3	1 085,7	1 109,2	1 136,6	1 168,4	1 203,1	1 231,5	1 254,6	1 271,1
20-24	1 091,1	1 089,8	1 087,3	1 084,4	1 084,8	1 091,1	1 102,4	1 120,2	1 144,3	1 172,5
25-29	1 121,0	1 123,9	1 128,6	1 133,1	1 135,5	1 135,6	1 133,9	1 130,9	1 127,5	1 127,7
30-34	1 133,2	1 141,8	1 148,1	1 151,7	1 153,6	1 154,2	1 157,0	1 161,7	1 166,1	1 168,5
35-39	1 103,9	1 117,2	1 127,0	1 135,5	1 144,3	1 154,3	1 162,6	1 168,7	1 172,1	1 174,1
40-44	1 019,9	1 040,4	1 061,8	1 081,4	1 099,0	1 111,8	1 124,8	1 134,4	1 142,7	1 151,4
45-49	884,0	913,2	940,1	966,4	991,0	1 016,7	1 036,9	1 058,0	1 077,4	1 094,8
50-54	718,0	750,2	782,1	813,3	843,0	870,8	899,4	925,8	951,6	975,9
55-59	542,4	571,4	601,6	632,7	664,0	695,0	726,1	757,1	787,2	816,0
60-64	379,6	405,4	430,9	456,5	483,0	510,9	538,2	566,7	596,0	625,6
65-69	237,3	255,9	276,3	297,9	319,8	341,4	364,8	387,8	411,0	434,9
70-74	138,4	147,4	157,5	169,1	182,1	196,9	212,4	229,5	247,5	265,9
75+	122,9	129,2	135,8	143,1	151,1	160,1	170,1	181,0	193,2	207,0
<b>TOTAL</b>	<b>13 160,5</b>	<b>13 388,9</b>	<b>13 612,2</b>	<b>13 830,1</b>	<b>14 042,4</b>	<b>14 249,0</b>	<b>14 450,1</b>	<b>14 645,9</b>	<b>14 836,5</b>	<b>15 021,8</b>

Tabel II.16.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BANTEN							LAKI-LAKI + PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	
0-4	1 096,6	1 087,9	1 080,8	1 075,4	1 071,4	1 068,8	
5-9	1 174,1	1 162,3	1 150,7	1 139,3	1 128,5	1 118,3	
10-14	1 236,1	1 227,0	1 216,9	1 206,0	1 194,5	1 182,8	
15-19	1 278,0	1 275,1	1 270,8	1 265,1	1 258,1	1 250,0	
20-24	1 205,3	1 240,9	1 270,2	1 293,8	1 311,2	1 318,3	
25-29	1 134,1	1 145,8	1 164,2	1 189,3	1 218,5	1 252,6	
30-34	1 168,5	1 166,7	1 163,5	1 159,9	1 159,9	1 166,4	
35-39	1 174,7	1 177,6	1 182,5	1 187,1	1 189,5	1 189,5	
40-44	1 161,4	1 169,8	1 175,9	1 179,4	1 181,4	1 182,1	
45-49	1 107,5	1 120,5	1 130,0	1 138,3	1 147,0	1 156,9	
50-54	1 001,1	1 021,0	1 041,8	1 060,9	1 078,1	1 090,5	
55-59	842,9	870,7	896,3	921,4	944,9	969,3	
60-64	654,9	684,3	713,5	742,1	769,3	794,7	
65-69	460,1	484,8	510,6	537,1	563,8	590,3	
70-74	283,9	303,5	322,8	342,1	362,2	383,3	
75+	222,6	239,2	257,5	277,1	297,8	319,3	
<b>TOTAL</b>	<b>15 201,8</b>	<b>15 377,1</b>	<b>15 548,0</b>	<b>15 714,3</b>	<b>15 876,1</b>	<b>16 033,1</b>	

Gambar II.16.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI BANTEN  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.16.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

BANTEN

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	5 458,5	6 097,1	6 700,1	7 238,0	7 701,0	8 097,6
Perempuan	5 230,1	5 858,1	6 460,4	7 011,0	7 500,8	7 935,5
Total	10 688,6	11 955,2	13 160,5	14 249,0	15 201,8	16 033,1
Komposisi Umur (%)						
0-14	29,9	28,6	27,4	25,6	23,1	21,0
15-64	67,3	68,3	68,8	69,5	70,5	70,9
65+	2,8	3,1	3,8	4,9	6,4	8,1
<i>Dependency Ratio (%)</i>	48,6	46,4	45,3	43,9	41,8	41,0
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,55	2,35	2,19	2,04	1,90	1,79
GRR	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9
NRR	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8
CBR	23,4	20,7	18,1	15,9	14,3	13,5
Jumlah Kelahiran (000)	249,8	246,9	237,8	226,1	216,8	215,6
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	66,6	67,5	68,1	68,4	68,6	68,7
e0 Perempuan	70,5	71,4	71,9	72,2	72,4	72,5
e0 L+P	68,5	69,4	70,0	70,3	70,5	70,6
IMR Laki-laki	37,2	33,2	30,8	29,5	28,8	28,4
IMR Perempuan	25,5	23,1	21,6	20,9	20,5	20,3
IMR L+P	31,5	28,2	26,3	25,3	24,7	24,4
CDR	5,1	5,1	5,4	6,0	6,9	8,0
Jumlah Kematian (000)	54,6	61,1	71,3	86,1	105,3	128,9
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	5,6	5,2	4,8	4,5	4,4	4,4

**PROVINSI  
BALI**

Tabel II.17.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BALI										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	179,1	176,0	172,8	170,1	167,9	166,1	165,8	165,4	164,9	164,4
5-9	177,2	180,4	181,4	182,1	181,9	180,3	177,3	174,2	171,3	169,2
10-14	158,4	161,1	165,2	169,3	173,6	177,2	179,8	181,2	182,2	181,3
15-19	158,9	158,1	157,8	157,6	157,7	159,8	162,6	166,5	170,7	175,1
20-24	161,8	163,7	165,2	165,9	166,0	165,0	164,3	163,8	163,7	163,8
25-29	158,1	159,7	161,5	164,0	167,0	169,5	171,6	173,0	173,7	173,9
30-34	165,6	164,3	163,4	162,5	162,2	162,5	163,9	165,8	168,2	171,3
35-39	168,3	168,9	168,9	168,5	167,6	167,1	165,8	164,8	163,9	163,3
40-44	158,6	161,3	163,8	165,8	167,2	167,9	168,5	168,3	168,0	167,1
45-49	126,9	134,1	141,3	147,9	152,9	156,7	159,4	161,8	163,7	165,1
50-54	98,9	103,0	107,0	111,4	117,2	123,9	131,0	137,9	144,3	149,2
55-59	77,9	81,0	84,2	87,5	90,9	94,4	98,2	102,2	106,3	111,9
60-64	60,7	62,2	64,2	66,7	69,2	71,7	74,6	77,6	80,7	83,8
65-69	46,0	47,1	48,2	49,4	50,9	53,0	54,4	56,2	58,4	60,7
70-74	33,3	34,1	34,9	35,6	36,2	36,8	37,7	38,7	39,7	41,1
75+	36,5	36,8	37,2	37,7	38,3	39,1	40,1	41,0	41,9	42,9
<b>TOTAL</b>	<b>1 966,2</b>	<b>1 991,8</b>	<b>2 017,0</b>	<b>2 042,0</b>	<b>2 066,7</b>	<b>2 091,0</b>	<b>2 115,0</b>	<b>2 138,4</b>	<b>2 161,6</b>	<b>2 184,1</b>

Tabel II.17.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BALI

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	164,0	163,5	163,2	162,8	162,4	162,1	161,8	161,5	161,1	160,8
5-9	167,4	167,0	166,5	166,1	165,7	165,3	164,8	164,5	164,0	163,8
10-14	180,2	177,1	174,0	171,0	168,8	167,1	166,6	166,2	165,7	165,3
15-19	178,7	181,4	182,7	183,3	183,1	181,6	178,3	175,2	172,3	170,0
20-24	165,9	168,7	172,8	177,0	181,5	184,9	188,3	189,0	190,3	189,5
25-29	172,8	172,0	171,6	171,4	171,4	173,5	176,4	180,7	185,0	189,8
30-34	173,8	175,8	177,2	177,9	178,0	176,8	176,0	175,5	175,2	175,3
35-39	163,6	165,0	166,9	169,2	172,1	174,6	176,6	177,9	178,6	178,7
40-44	166,4	165,1	164,0	163,0	162,4	162,7	164,0	165,8	168,1	171,0
45-49	165,8	166,2	166,1	165,7	164,8	164,0	162,6	161,7	160,6	160,0
50-54	152,9	155,5	157,7	159,6	160,9	161,6	162,0	161,9	161,4	160,5
55-59	118,3	125,1	131,7	137,9	142,6	146,1	148,5	150,8	152,6	153,8
60-64	87,1	90,7	94,4	98,4	103,5	109,5	115,9	122,0	127,8	132,1
65-69	62,9	65,6	68,3	71,1	73,9	76,9	80,1	83,4	86,9	91,6
70-74	42,7	44,0	45,5	47,4	49,3	51,3	53,4	55,7	58,0	60,4
75+	43,7	45,2	46,5	47,8	49,3	51,2	52,8	54,8	56,9	59,2
<b>TOTAL</b>	<b>2 206,2</b>	<b>2 227,9</b>	<b>2 249,1</b>	<b>2 269,6</b>	<b>2 289,7</b>	<b>2 309,2</b>	<b>2 328,1</b>	<b>2 346,6</b>	<b>2 364,5</b>	<b>2 381,8</b>



Tabel II.17.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BALI							LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	
0-4	160,5	160,2	159,7	159,2	158,5	157,7	
5-9	163,4	163,1	162,8	162,5	162,2	161,9	
10-14	164,8	164,3	164,0	163,6	163,3	163,0	
15-19	168,2	167,7	167,3	166,8	166,4	165,9	
20-24	188,1	184,9	181,6	178,5	176,2	174,3	
25-29	193,6	196,7	197,7	198,5	197,8	196,5	
30-34	177,6	180,5	184,8	189,3	193,9	198,0	
35-39	177,5	176,6	176,2	176,0	176,1	178,2	
40-44	173,4	175,4	176,7	177,5	177,5	176,4	
45-49	160,3	161,6	163,4	165,7	168,5	170,9	
50-54	159,9	158,5	157,6	156,6	156,1	156,3	
55-59	154,4	154,9	154,8	154,4	153,6	152,9	
60-64	135,4	137,7	139,8	141,5	142,8	143,3	
65-69	96,9	102,6	108,1	113,2	117,1	120,0	
70-74	62,8	65,6	68,4	71,3	75,3	79,8	
75+	61,7	64,2	66,9	69,8	72,9	76,0	
<b>TOTAL</b>	<b>2 398,5</b>	<b>2 414,5</b>	<b>2 429,8</b>	<b>2 444,4</b>	<b>2 458,2</b>	<b>2 471,1</b>	

Tabel II.17.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BALI	PEREMPUAN									
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	167,2	165,4	163,4	161,5	160,4	159,9	159,4	158,9	158,5	158,0
5-9	166,6	169,2	170,5	171,0	170,4	168,7	167,0	164,8	163,1	161,9
10-14	150,8	152,9	156,4	160,1	163,9	166,8	169,5	170,7	170,9	170,6
15-19	155,0	153,9	152,8	151,9	151,3	152,2	154,3	157,9	161,5	165,3
20-24	153,5	156,4	158,9	160,6	161,2	161,1	159,9	158,9	157,9	157,3
25-29	156,6	155,8	155,5	156,0	157,8	160,5	163,4	166,0	167,8	168,4
30-34	164,8	163,8	163,1	162,3	161,3	160,0	159,2	158,8	159,3	161,0
35-39	165,8	166,5	166,5	166,3	166,0	165,7	164,7	163,9	163,0	162,1
40-44	156,1	158,6	160,9	162,9	164,4	165,3	165,9	166,0	165,7	165,3
45-49	126,0	133,0	139,7	146,2	151,0	154,6	157,0	159,3	161,3	162,7
50-54	99,1	103,5	107,7	111,8	117,3	123,7	130,5	137,2	143,5	148,2
55-59	78,4	81,3	84,7	88,6	92,4	96,0	100,3	104,3	108,4	113,7
60-64	64,1	65,8	67,4	69,1	71,4	74,4	77,1	80,4	84,1	87,8
65-69	50,7	51,8	53,3	55,0	56,8	58,4	60,0	61,5	63,2	65,3
70-74	38,5	39,5	40,4	41,2	41,9	42,8	43,9	45,2	46,8	48,3
75+	48,0	48,4	49,0	49,8	50,7	51,7	53,0	54,3	55,6	56,9
<b>TOTAL</b>	<b>1 941,2</b>	<b>1 965,8</b>	<b>1 990,2</b>	<b>2 014,3</b>	<b>2 038,2</b>	<b>2 061,8</b>	<b>2 085,1</b>	<b>2 108,1</b>	<b>2 130,6</b>	<b>2 152,8</b>

Tabel II.17.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BALI										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	157,5	157,1	156,6	156,2	155,9	155,5	155,2	154,9	154,6	154,3
5-9	161,4	160,9	160,5	160,0	159,5	159,0	158,6	158,1	157,8	157,4
10-14	169,0	166,9	164,7	163,0	161,8	161,2	160,7	160,2	159,7	159,2
15-19	168,2	170,9	172,0	172,4	171,9	170,3	168,4	166,1	164,3	163,1
20-24	158,2	160,4	164,0	167,8	171,7	174,8	177,3	178,7	178,9	178,6
25-29	168,2	167,0	165,9	164,9	164,3	165,2	167,4	171,1	175,0	178,8
30-34	163,7	166,7	169,2	171,0	171,5	171,3	170,0	168,9	167,9	167,2
35-39	160,7	159,8	159,3	159,8	161,5	164,1	167,0	169,6	171,3	171,8
40-44	165,1	164,0	163,2	162,3	161,3	159,9	159,0	158,5	158,9	160,6
45-49	163,5	164,2	164,2	163,9	163,5	163,3	162,2	161,3	160,5	159,5
50-54	151,7	154,1	156,4	158,3	159,7	160,5	161,1	161,1	160,9	160,5
55-59	119,9	126,6	133,1	139,2	143,7	147,1	149,5	151,6	153,5	154,9
60-64	91,2	95,3	99,2	103,0	108,1	114,1	120,4	126,6	132,4	136,8
65-69	68,1	70,6	73,7	77,1	80,5	83,7	87,5	91,1	94,7	99,4
70-74	49,8	51,2	52,6	54,1	56,0	58,4	60,7	63,4	66,4	69,4
75+	58,4	60,2	62,2	64,3	66,4	68,4	70,8	73,1	75,6	78,4
<b>TOTAL</b>	<b>2 174,6</b>	<b>2 195,9</b>	<b>2 216,8</b>	<b>2 237,3</b>	<b>2 257,3</b>	<b>2 276,8</b>	<b>2 295,8</b>	<b>2 314,3</b>	<b>2 332,4</b>	<b>2 349,9</b>

Tabel II.17.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BALI						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	153,9	153,5	153,1	152,5	151,9	151,2
5-9	157,1	156,7	156,4	156,1	155,8	155,4
10-14	158,7	158,3	157,8	157,5	157,1	156,8
15-19	162,5	162,0	161,5	161,0	160,5	160,0
20-24	176,9	174,8	172,4	170,6	169,2	168,6
25-29	182,1	184,8	186,2	186,5	186,2	184,3
30-34	168,1	170,4	174,2	178,1	182,2	185,3
35-39	171,6	170,4	169,2	168,2	167,5	168,5
40-44	163,2	166,1	168,7	170,3	170,9	170,7
45-49	158,1	157,2	156,7	157,1	158,8	161,4
50-54	160,2	159,2	158,3	157,5	156,5	155,1
55-59	155,7	156,3	156,3	156,1	155,7	155,5
60-64	140,0	142,3	144,4	146,2	147,5	148,3
65-69	105,0	110,9	116,6	122,0	126,0	129,0
70-74	72,3	75,6	78,7	81,9	86,0	90,9
75+	81,5	84,7	88,3	92,1	96,1	100,3
<b>TOTAL</b>	<b>2 366,9</b>	<b>2 383,2</b>	<b>2 398,8</b>	<b>2 413,7</b>	<b>2 427,9</b>	<b>2 441,3</b>

Tabel II.17.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BALI		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	346,3	341,4	336,2	331,6	328,3	326,0	325,2	324,3	323,4	322,4
5-9	343,8	349,6	351,9	353,1	352,3	349,0	344,3	339,0	334,4	331,1
10-14	309,2	314,0	321,6	329,4	337,5	344,0	349,3	351,9	353,1	351,9
15-19	313,9	312,0	310,6	309,5	309,0	312,0	316,9	324,4	332,2	340,4
20-24	315,3	320,1	324,1	326,5	327,2	326,1	324,2	322,7	321,6	321,1
25-29	314,7	315,5	317,0	320,0	324,8	330,0	335,0	339,0	341,5	342,3
30-34	330,4	328,1	326,5	324,8	323,5	322,5	323,1	324,6	327,5	332,3
35-39	334,1	335,4	335,4	334,8	333,6	332,8	330,5	328,7	326,9	325,4
40-44	314,7	319,9	324,7	328,7	331,6	333,2	334,4	334,3	333,7	332,4
45-49	252,9	267,1	281,0	294,1	303,9	311,3	316,4	321,1	325,0	327,8
50-54	198,0	206,5	214,7	223,2	234,5	247,6	261,5	275,1	287,8	297,4
55-59	156,3	162,3	168,9	176,1	183,3	190,4	198,5	206,5	214,7	225,6
60-64	124,8	128,0	131,6	135,8	140,6	146,1	151,7	158,0	164,8	171,6
65-69	96,7	98,9	101,5	104,4	107,7	111,4	114,4	117,7	121,6	126,0
70-74	71,8	73,6	75,3	76,8	78,1	79,6	81,6	83,9	86,5	89,4
75+	84,5	85,2	86,2	87,5	89,0	90,8	93,1	95,3	97,5	99,8
<b>TOTAL</b>	<b>3 907,4</b>	<b>3 957,6</b>	<b>4 007,2</b>	<b>4 056,3</b>	<b>4 104,9</b>	<b>4 152,8</b>	<b>4 200,1</b>	<b>4 246,5</b>	<b>4 292,2</b>	<b>4 336,9</b>

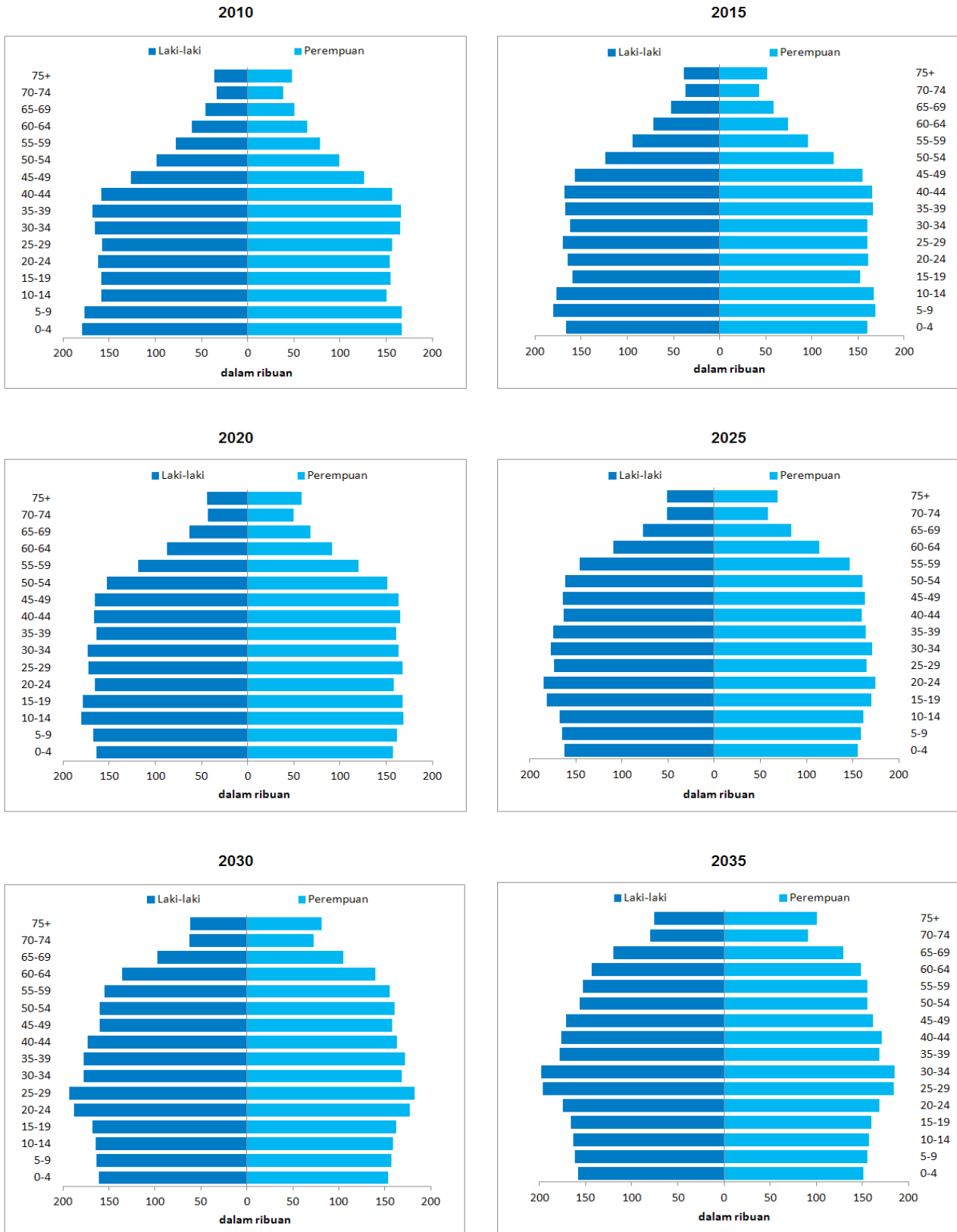
Tabel II.17.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BALI										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	321,5	320,6	319,8	319,0	318,3	317,6	317,0	316,4	315,7	315,1
5-9	328,8	327,9	327,0	326,1	325,2	324,3	323,4	322,6	321,8	321,2
10-14	349,2	344,0	338,7	334,0	330,6	328,3	327,3	326,4	325,4	324,5
15-19	346,9	352,3	354,7	355,7	355,0	351,9	346,7	341,3	336,6	333,1
20-24	324,1	329,1	336,8	344,8	353,2	359,7	365,6	367,7	369,2	368,1
25-29	341,0	339,0	337,5	336,3	335,7	338,7	343,8	351,8	360,0	368,6
30-34	337,5	342,5	346,4	348,9	349,5	348,1	346,0	344,4	343,1	342,5
35-39	324,3	324,8	326,2	329,0	333,6	338,7	343,6	347,5	349,9	350,5
40-44	331,5	329,1	327,2	325,3	323,7	322,6	323,0	324,3	327,0	331,6
45-49	329,3	330,4	330,3	329,6	328,3	327,3	324,8	323,0	321,1	319,5
50-54	304,6	309,6	314,1	317,9	320,6	322,1	323,1	323,0	322,3	321,0
55-59	238,2	251,7	264,8	277,1	286,3	293,2	298,0	302,4	306,1	308,7
60-64	178,3	186,0	193,6	201,4	211,6	223,6	236,3	248,6	260,2	268,9
65-69	131,0	136,2	142,0	148,2	154,4	160,6	167,6	174,5	181,6	191,0
70-74	92,5	95,2	98,1	101,5	105,3	109,7	114,1	119,1	124,4	129,8
75+	102,1	105,4	108,7	112,1	115,7	119,6	123,6	127,9	132,5	137,6
<b>TOTAL</b>	<b>4 380,8</b>	<b>4 423,8</b>	<b>4 465,9</b>	<b>4 506,9</b>	<b>4 547,0</b>	<b>4 586,0</b>	<b>4 623,9</b>	<b>4 660,9</b>	<b>4 696,9</b>	<b>4 731,7</b>

Tabel II.17.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

BALI		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	314,4	313,7	312,8	311,7	310,4	308,9
5-9	320,5	319,8	319,2	318,6	318,0	317,3
10-14	323,5	322,6	321,8	321,1	320,4	319,8
15-19	330,7	329,7	328,8	327,8	326,9	325,9
20-24	365,0	359,7	354,0	349,1	345,4	342,9
25-29	375,7	381,5	383,9	385,0	384,0	380,8
30-34	345,7	350,9	359,0	367,4	376,1	383,3
35-39	349,1	347,0	345,4	344,2	343,6	346,7
40-44	336,6	341,5	345,4	347,8	348,4	347,1
45-49	318,4	318,8	320,1	322,8	327,3	332,3
50-54	320,1	317,7	315,9	314,1	312,6	311,4
55-59	310,1	311,2	311,1	310,5	309,3	308,4
60-64	275,4	280,0	284,2	287,7	290,3	291,6
65-69	201,9	213,5	224,7	235,2	243,1	249,0
70-74	135,1	141,2	147,1	153,2	161,3	170,7
75+	143,2	148,9	155,2	161,9	169,0	176,3
<b>TOTAL</b>	<b>4 765,4</b>	<b>4 797,7</b>	<b>4 828,6</b>	<b>4 858,1</b>	<b>4 886,1</b>	<b>4 912,4</b>

Gambar II.17.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI BALI  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.17.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

BALI

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	1 966,2	2 091,0	2 206,2	2 309,2	2 398,5	2 471,1
Perempuan	1 941,2	2 061,8	2 174,6	2 276,8	2 366,9	2 441,3
Total	3 907,4	4 152,8	4 380,8	4 586,0	4 765,4	4 912,4
Komposisi Umur (%)						
0-14	25,6	24,5	22,8	21,2	20,1	19,3
15-64	67,9	68,7	69,8	70,3	69,8	68,6
65+	6,5	6,8	7,4	8,5	10,1	12,1
<i>Dependency Ratio (%)</i>	47,3	45,6	43,3	42,2	43,3	45,8
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,10	2,04	1,97	1,88	1,80	1,73
GRR	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8
NRR	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8
CBR	17,0	15,8	14,7	13,9	13,2	12,5
Jumlah Kelahiran (000)	66,3	65,4	64,4	63,7	62,9	61,6
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	68,7	69,6	70,3	70,8	71,2	71,5
e0 Perempuan	72,6	73,4	74,1	74,6	75,0	75,2
e0 L+P	70,6	71,4	72,1	72,7	73,1	73,3
IMR Laki-laki	28,6	25,3	22,7	20,9	19,7	18,9
IMR Perempuan	19,0	17,2	15,8	14,8	14,1	13,6
IMR L+P	23,9	21,3	19,3	17,9	17,0	16,3
CDR	7,5	7,3	7,4	7,9	8,5	9,4
Jumlah Kematian (000)	29,3	30,2	32,5	36,0	40,7	46,2
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	3,3	2,9	2,6	2,4	2,3	2,1

**PROVINSI  
NUSA TENGGARA BARAT**

Tabel II.18.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA BARAT

LAKI-LAKI

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	256,3	257,9	259,3	259,5	259,1	257,4	256,2	255,3	253,7	252,2
5-9	234,9	237,2	240,1	243,9	247,7	251,6	253,7	255,0	255,4	255,3
10-14	229,0	230,5	231,2	231,5	232,1	233,9	236,2	239,1	242,8	246,6
15-19	211,0	214,7	218,4	221,6	224,2	226,2	227,7	228,4	228,6	229,3
20-24	187,5	190,4	193,8	197,5	201,2	204,6	208,1	211,7	214,9	217,4
25-29	174,6	175,6	176,4	177,5	179,1	181,3	184,0	187,3	191,0	194,5
30-34	168,4	168,8	169,3	169,7	170,4	170,8	171,7	172,5	173,4	175,0
35-39	155,8	158,5	160,6	162,4	163,5	164,8	165,2	165,6	166,0	166,5
40-44	134,8	138,6	142,4	146,0	149,3	152,0	154,6	156,6	158,3	159,4
45-49	114,4	117,2	120,3	123,7	127,1	130,5	134,1	137,8	141,4	144,5
50-54	95,5	98,5	101,2	103,6	106,3	109,2	112,0	114,9	118,0	121,3
55-59	73,4	76,6	79,9	83,1	86,2	89,0	91,8	94,2	96,7	99,2
60-64	55,9	57,3	59,1	61,2	63,5	65,8	68,8	71,7	74,7	77,6
65-69	39,8	41,1	42,2	43,6	45,3	47,3	48,5	50,1	52,1	54,0
70-74	28,0	28,6	29,1	29,7	30,1	30,7	31,8	32,8	33,8	35,3
75+	28,1	28,5	29,0	29,5	30,1	30,7	31,4	32,1	32,9	33,6
<b>TOTAL</b>	<b>2 187,4</b>	<b>2 220,0</b>	<b>2 252,3</b>	<b>2 284,0</b>	<b>2 315,2</b>	<b>2 345,8</b>	<b>2 375,8</b>	<b>2 405,1</b>	<b>2 433,7</b>	<b>2 461,7</b>

Tabel II.18.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA BARAT

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	250,9	249,4	247,7	245,9	244,0	242,2	240,4	238,6	237,1	235,7
5-9	253,8	252,7	251,4	250,1	248,8	247,5	246,0	244,5	242,8	241,1
10-14	250,3	252,5	253,9	254,2	254,3	252,5	251,2	249,8	248,7	247,4
15-19	230,9	233,1	236,0	239,7	243,4	247,0	249,2	250,4	250,5	250,2
20-24	219,3	220,6	221,4	221,5	222,0	223,7	225,8	228,5	232,1	235,6
25-29	197,8	201,2	204,7	207,8	210,1	211,9	213,2	213,7	213,9	214,4
30-34	177,0	179,6	182,8	186,3	189,7	192,9	196,2	199,6	202,6	204,9
35-39	166,9	167,8	168,5	169,4	170,7	172,6	175,1	178,3	181,7	185,1
40-44	160,7	161,0	161,4	161,7	162,2	162,5	163,3	164,0	164,8	166,1
45-49	147,1	149,7	151,5	153,2	154,2	155,4	155,7	156,1	156,4	156,9
50-54	124,7	128,1	131,6	135,0	138,1	140,5	142,9	144,8	146,4	147,4
55-59	102,0	104,6	107,4	110,4	113,4	116,5	119,9	123,2	126,4	129,2
60-64	80,1	82,7	85,0	87,2	89,5	92,2	94,5	97,1	99,8	102,7
65-69	56,1	58,7	61,3	63,9	66,4	68,7	71,0	73,0	74,9	77,0
70-74	36,9	37,9	39,3	40,8	42,5	44,2	46,3	48,4	50,6	52,5
75+	34,3	35,5	36,7	38,0	39,3	40,9	42,3	44,0	45,7	47,7
<b>TOTAL</b>	<b>2 488,8</b>	<b>2 515,1</b>	<b>2 540,6</b>	<b>2 565,1</b>	<b>2 588,6</b>	<b>2 611,2</b>	<b>2 633,0</b>	<b>2 654,0</b>	<b>2 674,4</b>	<b>2 693,9</b>

Tabel II.18.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA BARAT						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	234,4	233,4	232,3	231,3	230,4	229,5
5-9	239,2	237,4	235,7	234,2	232,9	231,7
10-14	245,9	244,6	243,0	241,3	239,6	237,8
15-19	249,4	247,8	246,6	245,6	244,1	242,7
20-24	239,2	241,2	242,4	242,7	242,5	241,1
25-29	215,8	217,9	220,5	224,0	227,4	230,9
30-34	206,6	207,9	208,4	208,5	209,0	210,4
35-39	188,1	191,5	194,7	197,7	200,0	201,6
40-44	168,0	170,5	173,5	176,8	180,1	183,2
45-49	157,1	157,9	158,6	159,4	160,8	162,6
50-54	148,6	148,8	149,3	149,5	150,0	150,4
55-59	131,5	133,9	135,7	137,1	138,1	139,2
60-64	105,6	108,6	111,7	114,6	117,2	119,3
65-69	79,2	81,3	83,6	86,0	88,5	91,0
70-74	54,4	56,2	57,9	59,5	61,1	63,0
75+	49,7	51,9	54,3	56,6	59,0	61,5
<b>TOTAL</b>	<b>2 712,7</b>	<b>2 730,8</b>	<b>2 748,2</b>	<b>2 764,8</b>	<b>2 780,7</b>	<b>2 795,9</b>

Tabel II.18.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA BARAT										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	242,6	245,8	247,7	249,1	249,4	249,0	247,4	245,9	244,6	243,2
5-9	224,2	226,3	229,2	232,4	235,9	239,3	242,5	244,5	245,9	246,4
10-14	220,0	220,3	220,7	221,1	222,0	223,5	225,6	228,4	231,6	235,0
15-19	218,3	217,7	217,5	217,5	217,5	217,7	218,0	218,4	218,8	219,6
20-24	216,6	216,2	215,8	215,1	214,4	213,5	213,1	213,0	213,0	213,1
25-29	212,8	213,6	213,4	212,8	212,2	212,0	211,6	211,2	210,5	209,8
30-34	198,1	200,9	203,9	206,6	208,6	209,5	210,2	209,9	209,4	208,7
35-39	176,2	180,4	184,1	187,6	191,1	194,8	197,5	200,5	203,1	205,1
40-44	149,3	154,1	159,0	163,9	168,5	172,6	176,8	180,4	183,9	187,3
45-49	124,7	128,5	132,5	136,6	141,0	145,5	150,2	155,0	159,7	164,2
50-54	101,1	105,5	109,3	112,9	116,5	120,3	124,0	127,9	132,0	136,2
55-59	75,1	78,6	82,9	87,6	92,1	96,0	100,2	104,0	107,4	110,8
60-64	58,1	59,9	61,6	63,6	66,1	69,5	72,8	76,9	81,3	85,5
65-69	43,5	44,5	46,1	47,9	49,7	51,4	53,1	54,7	56,4	58,8
70-74	32,0	32,8	33,5	34,0	34,7	35,4	36,4	37,8	39,4	40,9
75+	36,1	36,7	37,3	38,1	38,9	39,8	41,0	42,0	43,0	44,1
<b>TOTAL</b>	<b>2 328,7</b>	<b>2 361,8</b>	<b>2 394,5</b>	<b>2 426,8</b>	<b>2 458,6</b>	<b>2 489,8</b>	<b>2 520,4</b>	<b>2 550,5</b>	<b>2 580,0</b>	<b>2 608,7</b>

Tabel II.18.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA BARAT										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	241,7	240,2	238,6	236,8	235,0	233,1	231,2	229,6	228,0	226,6
5-9	245,7	244,3	243,2	241,8	240,4	239,0	237,6	236,0	234,3	232,5
10-14	238,5	241,6	243,3	244,8	245,1	244,5	243,4	242,0	240,6	239,2
15-19	221,2	223,3	226,0	229,2	232,6	236,0	239,0	240,9	242,3	242,7
20-24	213,3	213,6	213,9	214,3	215,1	216,5	218,5	221,3	224,3	227,7
25-29	209,0	208,6	208,5	208,5	208,6	208,8	209,0	209,3	209,6	210,3
30-34	208,5	208,0	207,6	206,9	206,2	205,4	204,9	204,8	204,8	204,9
35-39	205,9	206,5	206,2	205,6	205,0	204,7	204,2	203,7	203,0	202,3
40-44	190,9	193,6	196,5	199,0	200,9	201,7	202,3	202,0	201,4	200,8
45-49	168,3	172,3	175,9	179,3	182,6	186,1	188,7	191,5	194,0	195,9
50-54	140,5	145,1	149,8	154,4	158,7	162,7	166,6	170,0	173,3	176,5
55-59	114,5	118,1	121,8	125,7	129,8	134,0	138,3	142,8	147,2	151,4
60-64	89,2	93,2	96,7	99,9	103,2	106,6	110,0	113,5	117,2	121,0
65-69	61,9	64,9	68,6	72,6	76,4	79,7	83,3	86,5	89,5	92,4
70-74	42,4	43,9	45,3	46,8	48,8	51,5	54,1	57,2	60,6	63,9
75+	45,3	46,9	48,6	50,4	52,3	54,1	56,2	58,3	60,6	63,2
<b>TOTAL</b>	<b>2 636,8</b>	<b>2 664,1</b>	<b>2 690,5</b>	<b>2 716,0</b>	<b>2 740,7</b>	<b>2 764,4</b>	<b>2 787,3</b>	<b>2 809,4</b>	<b>2 830,7</b>	<b>2 851,3</b>

Tabel II.18.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA BARAT						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	225,4	224,3	223,3	222,4	221,5	220,6
5-9	230,7	228,9	227,3	225,8	224,4	223,2
10-14	237,9	236,4	234,9	233,2	231,4	229,6
15-19	241,8	240,8	239,3	237,8	236,6	235,3
20-24	231,0	234,0	235,8	237,1	237,4	236,8
25-29	211,8	213,7	216,4	219,4	222,7	225,9
30-34	205,1	205,3	205,6	205,9	206,6	208,0
35-39	201,6	201,1	201,1	201,1	201,2	201,4
40-44	200,5	200,0	199,6	199,0	198,3	197,5
45-49	196,7	197,3	197,0	196,5	195,8	195,6
50-54	179,9	182,5	185,2	187,7	189,5	190,2
55-59	155,2	158,9	162,2	165,4	168,5	171,8
60-64	124,9	129,0	133,2	137,4	141,3	144,9
65-69	95,6	98,7	101,9	105,2	108,7	112,3
70-74	66,7	69,8	72,5	75,0	77,6	80,3
75+	66,3	69,5	73,1	77,0	81,0	84,9
<b>TOTAL</b>	<b>2 871,1</b>	<b>2 890,2</b>	<b>2 908,4</b>	<b>2 925,9</b>	<b>2 942,5</b>	<b>2 958,3</b>



Tabel II.18.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA BARAT		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	498,9	503,7	507,0	508,6	508,5	506,4	503,6	501,2	498,3	495,4
5-9	459,1	463,5	469,3	476,3	483,6	490,9	496,2	499,5	501,3	501,7
10-14	449,0	450,8	451,9	452,6	454,1	457,4	461,8	467,5	474,4	481,6
15-19	429,3	432,4	435,9	439,1	441,7	443,9	445,7	446,8	447,4	448,9
20-24	404,1	406,6	409,6	412,6	415,6	418,1	421,2	424,7	427,9	430,5
25-29	387,4	389,2	389,8	390,3	391,3	393,3	395,6	398,5	401,5	404,3
30-34	366,5	369,7	373,2	376,3	379,0	380,3	381,9	382,4	382,8	383,7
35-39	332,0	338,9	344,7	350,0	354,6	359,6	362,7	366,1	369,1	371,6
40-44	284,1	292,7	301,4	309,9	317,8	324,6	331,4	337,0	342,2	346,7
45-49	239,1	245,7	252,8	260,3	268,1	276,0	284,3	292,8	301,1	308,7
50-54	196,6	204,0	210,5	216,5	222,8	229,5	236,0	242,8	250,0	257,5
55-59	148,5	155,2	162,8	170,7	178,3	185,0	192,0	198,2	204,1	210,0
60-64	114,0	117,2	120,7	124,8	129,6	135,3	141,6	148,6	156,0	163,1
65-69	83,3	85,6	88,3	91,5	95,0	98,7	101,6	104,8	108,5	112,8
70-74	60,0	61,4	62,6	63,7	64,8	66,1	68,2	70,6	73,2	76,2
75+	64,2	65,2	66,3	67,6	69,0	70,5	72,4	74,1	75,9	77,7
<b>TOTAL</b>	<b>4 516,1</b>	<b>4 581,8</b>	<b>4 646,8</b>	<b>4 710,8</b>	<b>4 773,8</b>	<b>4 835,6</b>	<b>4 896,2</b>	<b>4 955,6</b>	<b>5 013,7</b>	<b>5 070,4</b>

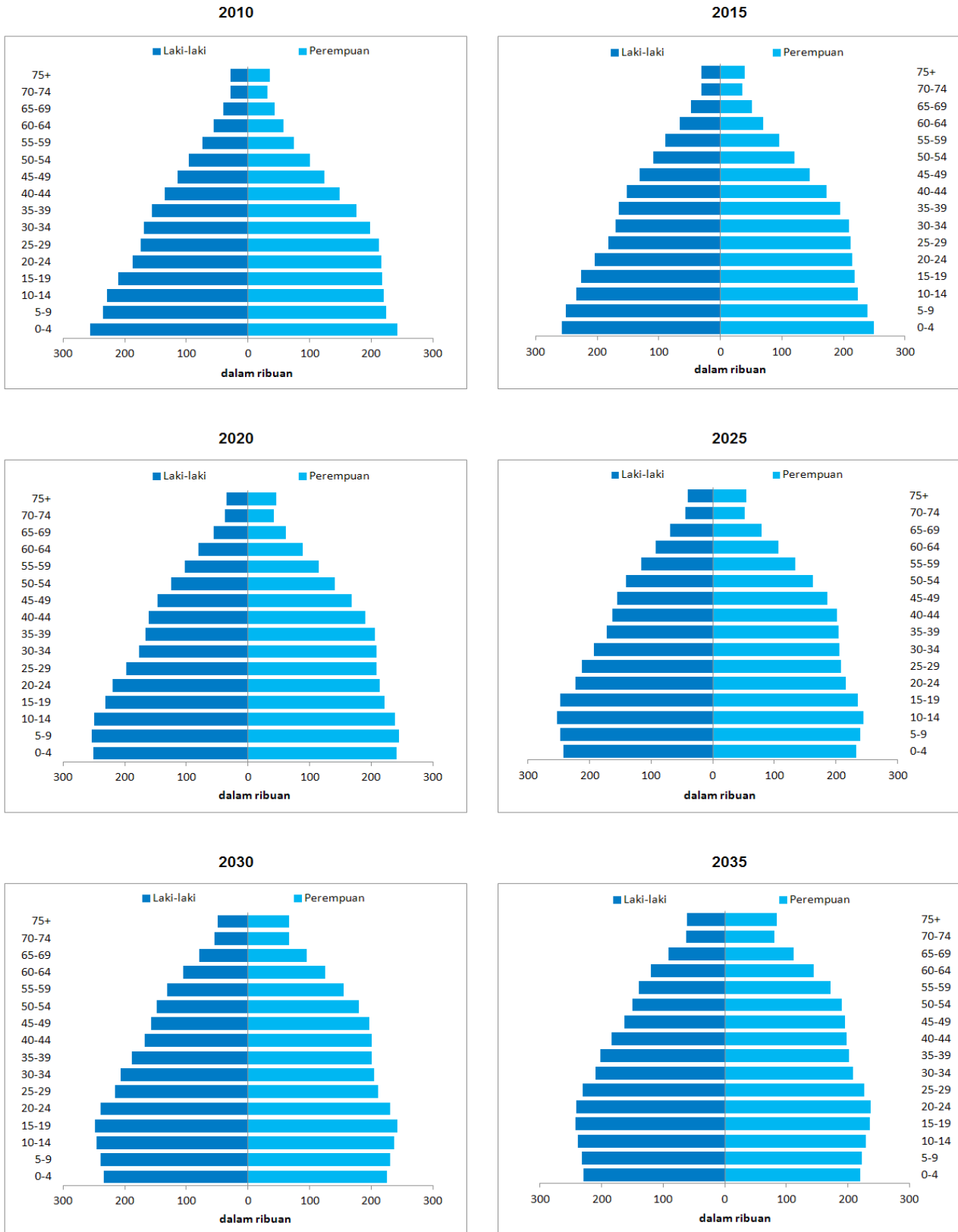
Tabel II.18.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA BARAT							LAKI-LAKI + PEREMPUAN			
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	492,6	489,6	486,3	482,7	479,0	475,3	471,6	468,2	465,1	462,3
5-9	499,5	497,0	494,6	491,9	489,2	486,5	483,6	480,5	477,1	473,6
10-14	488,8	494,1	497,2	499,0	499,4	497,0	494,6	491,8	489,3	486,6
15-19	452,1	456,4	462,0	468,9	476,0	483,0	488,2	491,3	492,8	492,9
20-24	432,6	434,2	435,3	435,8	437,1	440,2	444,3	449,8	456,4	463,3
25-29	406,8	409,8	413,2	416,3	418,7	420,7	422,2	423,0	423,5	424,7
30-34	385,5	387,6	390,4	393,2	395,9	398,3	401,1	404,4	407,4	409,8
35-39	372,8	374,3	374,7	375,0	375,7	377,3	379,3	382,0	384,7	387,4
40-44	351,6	354,6	357,9	360,7	363,1	364,2	365,6	366,0	366,2	366,9
45-49	315,4	322,0	327,4	332,5	336,8	341,5	344,4	347,6	350,4	352,8
50-54	265,2	273,2	281,4	289,4	296,8	303,2	309,5	314,8	319,7	323,9
55-59	216,5	222,7	229,2	236,1	243,2	250,5	258,2	266,0	273,6	280,6
60-64	169,3	175,9	181,7	187,1	192,7	198,8	204,5	210,6	217,0	223,7
65-69	118,0	123,6	129,9	136,5	142,8	148,4	154,3	159,5	164,4	169,4
70-74	79,3	81,8	84,6	87,6	91,3	95,7	100,4	105,6	111,2	116,4
75+	79,6	82,4	85,3	88,4	91,6	95,0	98,5	102,3	106,3	110,9
<b>TOTAL</b>	<b>5 125,6</b>	<b>5 179,2</b>	<b>5 231,1</b>	<b>5 281,1</b>	<b>5 329,3</b>	<b>5 375,6</b>	<b>5 420,3</b>	<b>5 463,4</b>	<b>5 505,1</b>	<b>5 545,2</b>

Tabel II.18.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA BARAT				LAKI-LAKI + PEREMPUAN		
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	459,8	457,7	455,6	453,7	451,9	450,1
5-9	469,9	466,3	463,0	460,0	457,3	454,9
10-14	483,8	481,0	477,9	474,5	471,0	467,4
15-19	491,2	488,6	485,9	483,4	480,7	478,0
20-24	470,2	475,2	478,2	479,8	479,9	477,9
25-29	427,6	431,6	436,9	443,4	450,1	456,8
30-34	411,7	413,2	414,0	414,4	415,6	418,4
35-39	389,7	392,6	395,8	398,8	401,2	403,0
40-44	368,5	370,5	373,1	375,8	378,4	380,7
45-49	353,8	355,2	355,6	355,9	356,6	358,2
50-54	328,5	331,3	334,5	337,2	339,5	340,6
55-59	286,7	292,8	297,9	302,5	306,6	311,0
60-64	230,5	237,6	244,9	252,0	258,5	264,2
65-69	174,8	180,0	185,5	191,2	197,2	203,3
70-74	121,1	126,0	130,4	134,5	138,7	143,3
75+	116,0	121,4	127,4	133,6	140,0	146,4
<b>TOTAL</b>	<b>5 583,8</b>	<b>5 621,0</b>	<b>5 656,6</b>	<b>5 690,7</b>	<b>5 723,2</b>	<b>5 754,2</b>

Gambar II.18.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.18.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

NUSA TENGGARA BARAT

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	2 187,4	2 345,8	2 488,8	2 611,2	2 712,7	2 795,9
Perempuan	2 328,7	2 489,8	2 636,8	2 764,4	2 871,1	2 958,3
Total	4 516,1	4 835,6	5 125,6	5 375,6	5 583,8	5 754,2
Komposisi Umur (%)						
0-14	31,2	30,1	28,9	27,1	25,3	23,9
15-64	64,2	65,0	65,7	66,6	67,3	67,5
65+	4,6	4,9	5,4	6,3	7,4	8,6
<i>Dependency Ratio (%)</i>	55,8	53,8	52,2	50,2	48,6	48,1
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,72	2,56	2,44	2,31	2,20	2,09
GRR	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
NRR	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0
CBR	24,5	22,0	20,0	18,2	17,0	16,0
Jumlah Kelahiran (000)	110,6	106,4	102,5	97,8	94,9	92,1
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	62,0	63,5	64,6	65,5	66,0	66,4
e0 Perempuan	65,8	67,3	68,5	69,3	69,9	70,2
e0 L+P	63,8	65,4	66,5	67,3	67,9	68,3
IMR Laki-laki	57,5	49,9	44,4	40,9	38,6	37,0
IMR Perempuan	43,5	38,3	34,5	32,0	30,4	29,3
IMR L+P	50,7	44,3	39,6	36,5	34,6	33,2
CDR	8,6	8,1	8,0	8,2	8,7	9,3
Jumlah Kematian (000)	38,9	39,1	40,9	43,9	48,4	53,6
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	-0,7	-0,9	-1,1	-1,4	-1,4	-1,4

**PROVINSI  
NUSA TENGGARA TIMUR**

Tabel II.19.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA TIMUR

LAKI-LAKI

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	308,5	308,2	310,9	313,1	315,0	317,1	319,1	321,8	325,1	328,0
5-9	294,2	298,9	300,6	302,5	303,9	304,7	304,2	306,6	309,0	311,3
10-14	273,2	278,9	282,8	285,4	288,5	293,0	297,6	299,3	301,0	302,5
15-19	228,5	237,3	246,4	255,3	262,9	268,8	274,5	278,3	280,8	283,7
20-24	185,6	189,1	194,2	200,9	208,9	217,5	225,9	234,6	243,0	250,2
25-29	168,0	169,3	170,5	171,6	173,0	175,8	179,1	183,9	190,2	197,8
30-34	151,9	154,1	156,5	158,9	161,4	163,5	164,8	165,9	166,8	168,2
35-39	142,4	144,0	145,4	146,7	147,7	148,7	150,9	153,2	155,4	157,9
40-44	130,5	132,6	134,5	136,2	137,9	139,1	140,7	142,0	143,4	144,2
45-49	115,6	117,9	120,2	122,5	124,6	126,6	128,6	130,5	132,1	133,7
50-54	95,8	99,1	102,1	105,0	107,8	110,5	112,8	115,0	117,2	119,2
55-59	73,1	76,3	79,7	83,0	86,4	89,4	92,5	95,4	98,1	100,8
60-64	56,4	57,4	59,1	61,1	63,4	65,7	68,6	71,7	74,8	77,7
65-69	43,7	44,4	44,8	45,5	46,4	47,8	48,8	50,2	51,9	53,9
70-74	31,8	32,1	32,5	33,0	33,4	33,6	34,2	34,7	35,2	36,0
75+	33,8	34,0	34,1	34,4	34,7	35,1	35,6	36,1	36,6	37,2
<b>TOTAL</b>	<b>2 333,0</b>	<b>2 373,6</b>	<b>2 414,3</b>	<b>2 455,1</b>	<b>2 495,9</b>	<b>2 536,9</b>	<b>2 577,9</b>	<b>2 619,2</b>	<b>2 660,6</b>	<b>2 702,3</b>

Tabel II.19.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA TIMUR

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	331,5	335,4	339,0	342,6	346,0	349,7	352,8	355,8	359,0	361,9
5-9	313,0	315,4	318,1	321,1	324,3	327,8	331,5	335,2	338,9	342,4
10-14	303,2	302,8	305,0	307,4	309,5	311,1	313,5	316,2	319,0	322,2
15-19	288,1	292,7	294,2	295,9	297,3	298,0	297,5	299,7	302,0	304,1
20-24	255,8	261,1	264,6	266,9	269,6	273,7	278,0	279,4	281,0	282,3
25-29	205,9	213,8	222,1	230,1	236,8	242,0	247,0	250,3	252,4	254,8
30-34	170,7	173,9	178,5	184,6	191,9	199,7	207,4	215,4	223,1	229,7
35-39	159,9	160,9	162,0	162,9	164,1	166,5	169,5	174,0	179,9	187,1
40-44	145,2	147,2	149,4	151,5	153,9	155,9	156,9	157,8	158,6	159,8
45-49	134,9	136,4	137,7	138,9	139,8	140,7	142,6	144,7	146,8	149,1
50-54	121,2	123,0	124,8	126,5	127,9	129,0	130,5	131,7	132,9	133,7
55-59	103,4	105,5	107,6	109,6	111,6	113,3	115,1	116,8	118,4	119,8
60-64	80,6	83,4	86,1	88,6	90,9	93,4	95,4	97,3	99,1	100,9
65-69	56,0	58,5	61,2	63,8	66,5	68,9	71,4	73,7	75,9	78,0
70-74	37,2	37,9	39,1	40,5	42,1	43,8	45,8	48,1	50,1	52,2
75+	37,6	38,3	39,0	39,7	40,6	41,7	42,7	43,9	45,4	46,9
<b>TOTAL</b>	<b>2 744,2</b>	<b>2 786,2</b>	<b>2 828,4</b>	<b>2 870,6</b>	<b>2 912,8</b>	<b>2 955,2</b>	<b>2 997,6</b>	<b>3 040,0</b>	<b>3 082,5</b>	<b>3 124,9</b>



Tabel II.19.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA TIMUR						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	364,8	367,1	369,7	372,3	374,2	376,2
5-9	345,8	349,1	352,3	355,4	358,3	361,1
10-14	325,7	329,3	333,1	336,7	340,3	343,7
15-19	305,7	308,0	310,6	313,4	316,7	320,1
20-24	282,9	282,5	284,7	286,7	288,7	290,3
25-29	258,7	262,8	264,1	265,6	266,9	267,5
30-34	234,8	239,6	242,7	244,7	247,1	250,9
35-39	194,7	202,2	210,0	217,6	224,0	229,0
40-44	162,3	165,2	169,5	175,3	182,2	189,7
45-49	150,9	151,9	152,9	153,7	154,9	157,3
50-54	134,6	136,5	138,5	140,5	142,7	144,5
55-59	120,9	122,3	123,5	124,6	125,4	126,2
60-64	102,5	104,3	105,9	107,3	108,6	109,7
65-69	80,1	81,9	83,6	85,2	86,8	88,3
70-74	54,3	56,3	58,1	60,0	61,7	63,3
75+	48,7	50,8	52,9	55,2	57,6	60,0
<b>TOTAL</b>	<b>3 167,4</b>	<b>3 209,8</b>	<b>3 252,1</b>	<b>3 294,2</b>	<b>3 336,1</b>	<b>3 377,8</b>

Tabel II.19.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA TIMUR										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	302,0	303,2	303,2	304,2	304,8	305,8	308,3	310,8	313,3	316,5
5-9	280,4	284,4	289,1	293,2	297,1	299,0	300,3	300,6	301,5	301,9
10-14	258,8	264,3	268,5	271,7	275,1	279,6	283,6	288,2	292,3	296,1
15-19	219,7	226,2	233,8	241,4	248,4	254,3	259,6	263,7	266,8	270,2
20-24	188,3	190,7	194,3	198,8	204,2	210,3	216,6	223,9	231,3	238,0
25-29	180,5	180,9	180,7	180,6	180,6	181,9	184,1	187,6	191,9	197,1
30-34	171,2	172,9	174,6	176,0	177,5	178,3	178,6	178,3	178,2	178,1
35-39	156,8	159,5	162,0	164,4	166,6	168,8	170,4	172,0	173,4	174,8
40-44	140,5	143,5	146,4	149,2	151,7	154,1	156,7	159,1	161,4	163,6
45-49	121,6	124,9	128,1	131,2	134,3	137,2	140,2	143,0	145,7	148,2
50-54	97,9	102,3	106,4	110,2	113,9	117,6	120,8	123,9	126,9	129,9
55-59	74,7	77,7	81,4	85,5	89,5	93,2	97,4	101,3	105,0	108,5
60-64	59,6	61,2	62,6	64,2	66,3	69,3	72,1	75,5	79,4	83,2
65-69	47,0	47,9	49,1	50,3	51,6	52,8	54,2	55,5	57,0	58,9
70-74	34,6	35,4	36,1	36,8	37,5	38,3	39,1	40,1	41,2	42,3
75+	39,6	40,0	40,6	41,2	41,9	42,7	43,6	44,6	45,6	46,6
<b>TOTAL</b>	<b>2 373,2</b>	<b>2 415,0</b>	<b>2 456,9</b>	<b>2 498,9</b>	<b>2 541,0</b>	<b>2 583,2</b>	<b>2 625,6</b>	<b>2 668,1</b>	<b>2 710,9</b>	<b>2 753,9</b>

Tabel II.19.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA TIMUR										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	319,8	323,1	326,7	330,1	333,5	336,5	339,6	342,7	345,6	348,4
5-9	303,2	305,5	308,0	310,7	313,8	317,1	320,5	324,0	327,4	330,8
10-14	297,9	299,1	299,4	300,2	300,6	301,8	304,0	306,4	309,2	312,2
15-19	274,6	278,4	283,0	286,9	290,6	292,4	293,6	293,8	294,6	294,9
20-24	243,6	248,7	252,5	255,5	258,6	262,8	266,5	270,8	274,5	278,1
25-29	203,0	209,1	216,1	223,2	229,7	235,1	240,0	243,6	246,4	249,4
30-34	179,4	181,5	184,9	189,1	194,2	200,0	205,9	212,8	219,8	226,2
35-39	175,5	175,9	175,5	175,3	175,2	176,4	178,5	181,8	185,9	190,9
40-44	165,7	167,3	168,9	170,2	171,6	172,2	172,5	172,2	172,0	171,9
45-49	150,5	153,0	155,3	157,6	159,7	161,8	163,3	164,9	166,1	167,5
50-54	132,7	135,6	138,3	140,9	143,3	145,6	148,0	150,3	152,5	154,5
55-59	112,0	115,1	118,1	121,0	123,8	126,6	129,3	131,9	134,4	136,7
60-64	86,6	90,6	94,2	97,6	101,0	104,2	107,1	109,9	112,7	115,4
65-69	61,6	64,2	67,3	70,8	74,2	77,3	80,9	84,2	87,3	90,3
70-74	43,3	44,6	45,7	47,0	48,7	51,0	53,2	55,8	58,8	61,7
75+	47,8	49,0	50,4	51,9	53,3	54,8	56,5	58,2	60,0	62,2
<b>TOTAL</b>	<b>2 797,2</b>	<b>2 840,7</b>	<b>2 884,3</b>	<b>2 928,0</b>	<b>2 971,8</b>	<b>3 015,6</b>	<b>3 059,4</b>	<b>3 103,3</b>	<b>3 147,2</b>	<b>3 191,1</b>

Tabel II.19.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA TIMUR						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	350,9	353,7	355,9	357,9	360,2	362,3
5-9	334,0	337,1	340,1	343,0	345,8	348,4
10-14	315,5	318,9	322,3	325,8	329,1	332,3
15-19	296,1	298,3	300,7	303,4	306,3	309,5
20-24	279,8	280,9	281,1	281,9	282,2	283,3
25-29	253,4	256,9	261,1	264,8	268,2	269,9
30-34	231,5	236,3	239,9	242,7	245,6	249,5
35-39	196,6	202,5	209,3	216,2	222,5	227,7
40-44	173,0	175,1	178,4	182,4	187,4	193,0
45-49	168,2	168,5	168,1	168,0	167,9	169,0
50-54	156,5	158,0	159,6	160,8	162,2	162,8
55-59	138,9	141,2	143,4	145,6	147,5	149,5
60-64	118,0	120,5	123,0	125,4	127,6	129,6
65-69	93,3	95,9	98,5	101,0	103,5	105,9
70-74	64,3	67,3	70,2	72,8	75,4	78,0
75+	64,8	67,4	70,4	73,7	77,1	80,6
<b>TOTAL</b>	<b>3 234,8</b>	<b>3 278,5</b>	<b>3 322,0</b>	<b>3 365,4</b>	<b>3 408,5</b>	<b>3 451,3</b>

Tabel II.19.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA TIMUR							LAKI-LAKI + PEREMPUAN			
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	610,5	611,4	614,1	617,3	619,8	622,9	627,4	632,6	638,4	644,5
5-9	574,6	583,3	589,7	595,7	601,0	603,7	604,5	607,2	610,5	613,2
10-14	532,0	543,2	551,3	557,1	563,6	572,6	581,2	587,5	593,3	598,6
15-19	448,2	463,5	480,2	496,7	511,3	523,1	534,1	542,0	547,6	553,9
20-24	373,9	379,8	388,5	399,7	413,1	427,8	442,5	458,5	474,3	488,2
25-29	348,5	350,2	351,2	352,2	353,6	357,7	363,2	371,5	382,1	394,9
30-34	323,1	327,0	331,1	334,9	338,9	341,8	343,4	344,2	345,0	346,3
35-39	299,2	303,5	307,4	311,1	314,3	317,5	321,3	325,2	328,8	332,7
40-44	271,0	276,1	280,9	285,4	289,6	293,2	297,4	301,1	304,8	307,8
45-49	237,2	242,8	248,3	253,7	258,9	263,8	268,8	273,5	277,8	281,9
50-54	193,7	201,4	208,5	215,2	221,7	228,1	233,6	238,9	244,1	249,1
55-59	147,8	154,0	161,1	168,5	175,9	182,6	189,9	196,7	203,1	209,3
60-64	116,0	118,6	121,7	125,3	129,7	135,0	140,7	147,2	154,2	160,9
65-69	90,7	92,3	93,9	95,8	98,0	100,6	103,0	105,7	108,9	112,8
70-74	66,4	67,5	68,6	69,8	70,9	71,9	73,3	74,8	76,4	78,3
75+	73,4	74,0	74,7	75,6	76,6	77,8	79,2	80,7	82,2	83,8
<b>TOTAL</b>	<b>4 706,2</b>	<b>4 788,6</b>	<b>4 871,2</b>	<b>4 954,0</b>	<b>5 036,9</b>	<b>5 120,1</b>	<b>5 203,5</b>	<b>5 287,3</b>	<b>5 371,5</b>	<b>5 456,2</b>

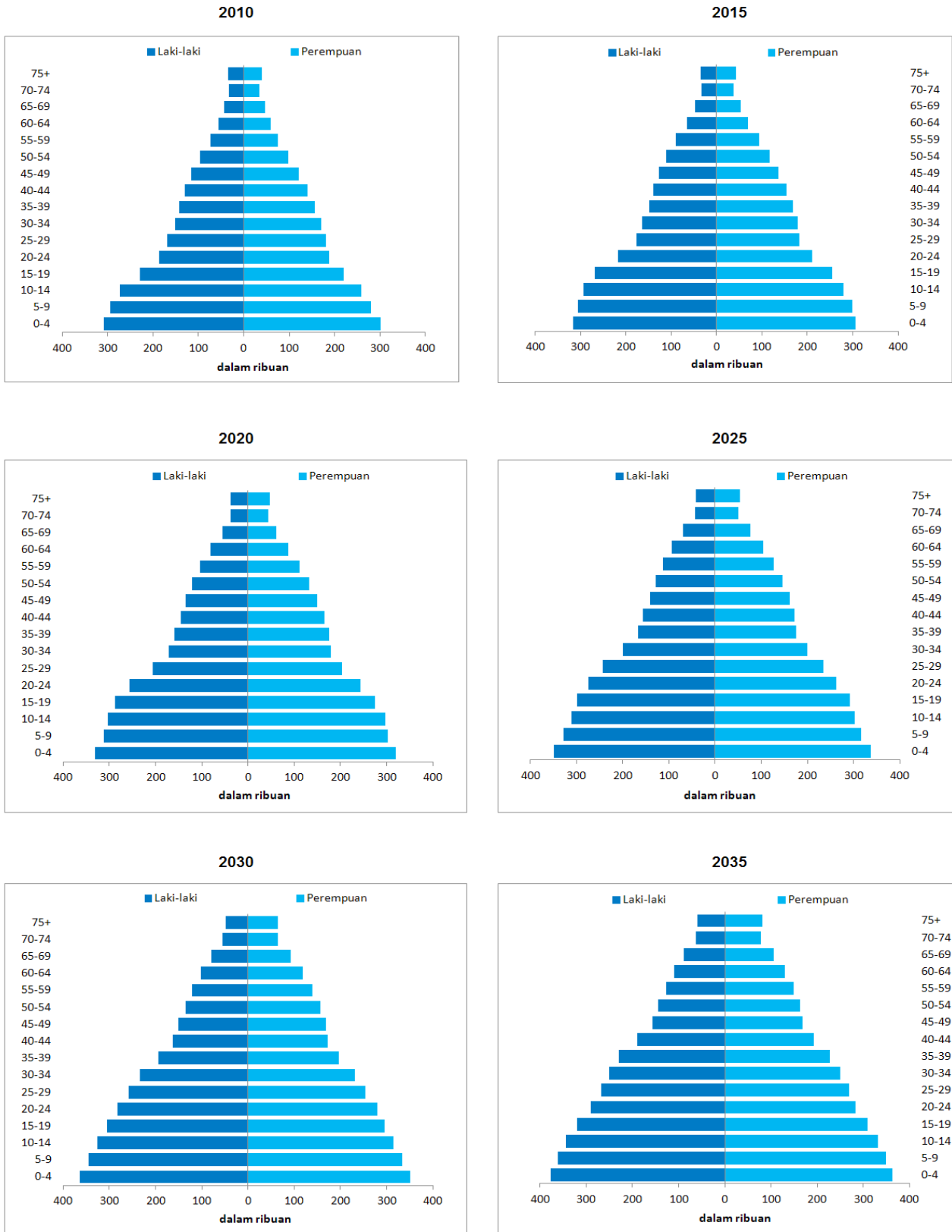
Tabel II.19.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA TIMUR							LAKI-LAKI + PEREMPUAN			
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	651,3	658,5	665,7	672,7	679,5	686,2	692,4	698,5	704,6	710,3
5-9	616,2	620,9	626,1	631,8	638,1	644,9	652,0	659,2	666,3	673,2
10-14	601,1	601,9	604,4	607,6	610,1	612,9	617,5	622,6	628,2	634,4
15-19	562,7	571,1	577,2	582,8	587,9	590,4	591,1	593,5	596,6	599,0
20-24	499,4	509,8	517,1	522,4	528,2	536,5	544,5	550,2	555,5	560,4
25-29	408,9	422,9	438,2	453,3	466,5	477,1	487,0	493,9	498,8	504,2
30-34	350,1	355,4	363,4	373,7	386,1	399,7	413,3	428,2	442,9	455,9
35-39	335,4	336,8	337,5	338,2	339,3	342,9	348,0	355,8	365,8	378,0
40-44	310,9	314,5	318,3	321,7	325,5	328,1	329,4	330,0	330,6	331,7
45-49	285,4	289,4	293,0	296,5	299,5	302,5	305,9	309,6	312,9	316,6
50-54	253,9	258,6	263,1	267,4	271,2	274,6	278,5	282,0	285,4	288,2
55-59	215,4	220,6	225,7	230,6	235,4	239,9	244,4	248,7	252,8	256,5
60-64	167,2	174,0	180,3	186,2	191,9	197,6	202,5	207,2	211,8	216,3
65-69	117,6	122,7	128,5	134,6	140,7	146,2	152,3	157,9	163,2	168,3
70-74	80,5	82,5	84,8	87,5	90,8	94,8	99,0	103,9	108,9	113,9
75+	85,4	87,3	89,4	91,6	93,9	96,5	99,2	102,1	105,4	109,1
<b>TOTAL</b>	<b>5 541,4</b>	<b>5 626,9</b>	<b>5 712,7</b>	<b>5 798,6</b>	<b>5 884,6</b>	<b>5 970,8</b>	<b>6 057,0</b>	<b>6 143,3</b>	<b>6 229,7</b>	<b>6 316,0</b>

Tabel II.19.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

NUSA TENGGARA TIMUR				LAKI-LAKI + PEREMPUAN		
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	715,7	720,8	725,6	730,2	734,4	738,5
5-9	679,8	686,2	692,4	698,4	704,1	709,5
10-14	641,2	648,2	655,4	662,5	669,4	676,0
15-19	601,8	606,3	611,3	616,8	623,0	629,6
20-24	562,7	563,4	565,8	568,6	570,9	573,6
25-29	512,1	519,7	525,2	530,4	535,1	537,4
30-34	466,3	475,9	482,6	487,4	492,7	500,4
35-39	391,3	404,7	419,3	433,8	446,5	456,7
40-44	335,3	340,3	347,9	357,7	369,6	382,7
45-49	319,1	320,4	321,0	321,7	322,8	326,3
50-54	291,1	294,5	298,1	301,3	304,9	307,3
55-59	259,8	263,5	266,9	270,2	272,9	275,7
60-64	220,5	224,8	228,9	232,7	236,2	239,3
65-69	173,4	177,8	182,1	186,2	190,3	194,2
70-74	118,6	123,6	128,3	132,8	137,1	141,3
75+	113,5	118,2	123,3	128,9	134,7	140,6
<b>TOTAL</b>	<b>6 402,2</b>	<b>6 488,3</b>	<b>6 574,1</b>	<b>6 659,6</b>	<b>6 744,6</b>	<b>6 829,1</b>

Gambar II.19.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.19.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

NUSA TENGGARA TIMUR

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	2 333,0	2 536,9	2 744,2	2 955,2	3 167,4	3 377,8
Perempuan	2 373,2	2 583,2	2 797,2	3 015,6	3 234,8	3 451,3
Total	4 706,2	5 120,1	5 541,4	5 970,8	6 402,2	6 829,1
Komposisi Umur (%)						
0-14	36,5	35,1	33,7	32,6	31,8	31,1
15-64	58,6	60,0	61,2	61,7	61,9	61,9
65+	4,9	4,9	5,1	5,7	6,3	7,0
<i>Dependency Ratio (%)</i>	70,6	66,7	63,4	62,1	61,6	61,6
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	3,66	3,55	3,42	3,27	3,12	2,98
GRR	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5
NRR	1,6	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4
CBR	27,5	26,2	25,4	24,5	23,7	22,6
Jumlah Kelahiran (000)	129,5	133,9	140,6	146,5	151,5	154,3
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	63,4	64,3	65,2	65,8	66,3	66,8
e0 Perempuan	67,2	68,1	69,0	69,6	70,2	70,7
e0 L+P	65,3	66,2	67,0	67,7	68,2	68,7
IMR Laki-laki	51,7	47,1	43,1	40,1	37,8	35,9
IMR Perempuan	37,9	35,0	32,3	30,2	28,6	27,4
IMR L+P	45,0	41,2	37,8	35,3	33,3	31,7
CDR	8,4	7,9	7,7	7,7	7,8	8,0
Jumlah Kematian (000)	39,4	40,4	42,6	45,7	49,8	54,5
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	-1,5	-1,8	-2,1	-2,3	-2,3	-2,2

**PROVINSI  
KALIMANTAN BARAT**

Tabel II.20.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN BARAT

LAKI-LAKI

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	242,5	245,6	248,9	251,6	253,7	254,3	253,9	252,9	252,1	250,7
5-9	229,9	231,3	233,0	235,2	237,5	240,5	244,0	247,1	249,8	251,7
10-14	225,4	226,0	226,7	227,0	227,9	229,4	230,9	232,5	234,6	236,9
15-19	218,2	219,1	220,1	221,5	222,7	223,6	224,1	224,7	225,0	225,8
20-24	210,5	212,2	213,6	214,2	214,7	214,8	215,6	216,7	218,0	219,3
25-29	200,8	202,3	203,4	204,8	206,1	207,8	209,4	210,8	211,4	211,8
30-34	190,3	192,4	194,7	196,4	198,0	199,3	200,7	201,7	203,0	204,2
35-39	169,6	174,2	178,2	182,1	185,4	188,6	190,6	192,8	194,4	195,9
40-44	145,3	150,1	154,6	159,2	163,5	167,6	171,9	175,9	179,7	182,9
45-49	121,2	125,3	129,4	133,7	138,0	142,4	146,9	151,5	155,8	160,1
50-54	97,0	101,2	105,2	109,0	113,1	117,3	121,1	125,1	129,3	133,6
55-59	71,6	75,6	79,7	83,8	87,8	91,7	95,7	99,5	103,2	107,1
60-64	51,2	53,4	56,0	59,0	62,2	65,4	69,1	72,9	76,7	80,4
65-69	35,1	36,8	38,4	40,0	42,0	44,3	46,3	48,6	51,3	54,1
70-74	22,7	23,6	24,6	25,8	26,8	27,8	29,2	30,6	31,9	33,6
75+	20,5	21,3	22,1	23,0	24,0	25,1	26,2	27,4	28,7	30,0
<b>TOTAL</b>	<b>2 251,8</b>	<b>2 290,4</b>	<b>2 328,6</b>	<b>2 366,3</b>	<b>2 403,4</b>	<b>2 439,9</b>	<b>2 475,6</b>	<b>2 510,7</b>	<b>2 544,9</b>	<b>2 578,1</b>

Tabel II.20.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN BARAT

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	249,3	247,8	246,1	244,3	242,5	240,5	238,6	236,7	234,9	233,2
5-9	252,8	252,3	251,6	250,2	249,2	247,8	246,3	244,7	242,9	241,1
10-14	239,8	243,3	246,4	249,0	251,1	251,9	251,0	250,3	249,1	248,1
15-19	227,3	228,7	230,3	232,5	234,6	237,5	241,0	243,9	246,5	248,7
20-24	220,0	220,5	221,1	221,3	222,0	223,4	224,7	226,3	228,3	230,4
25-29	212,0	212,7	213,7	215,1	216,1	216,9	217,2	217,6	217,8	218,5
30-34	205,7	207,3	208,4	209,1	209,4	209,5	210,3	211,2	212,5	213,5
35-39	197,1	198,4	199,2	200,4	201,5	202,9	204,3	205,6	206,0	206,4
40-44	186,1	187,8	190,0	191,5	192,9	193,9	195,3	196,1	197,1	198,1
45-49	164,0	168,2	172,1	175,9	178,8	181,9	183,6	185,6	187,0	188,4
50-54	137,7	142,1	146,4	150,6	154,7	158,4	162,6	166,2	169,9	172,8
55-59	111,0	114,7	118,5	122,4	126,4	130,4	134,6	138,7	142,6	146,4
60-64	83,9	87,6	91,2	94,6	98,1	101,7	105,1	108,6	112,3	115,9
65-69	56,9	60,2	63,5	66,8	70,2	73,3	76,5	79,5	82,6	85,7
70-74	35,6	37,1	39,0	41,2	43,5	45,9	48,5	51,2	54,0	56,5
75+	31,3	33,0	34,5	36,2	38,1	40,1	42,1	44,3	46,7	49,2
<b>TOTAL</b>	<b>2 610,5</b>	<b>2 641,7</b>	<b>2 672,0</b>	<b>2 701,1</b>	<b>2 729,1</b>	<b>2 756,0</b>	<b>2 781,7</b>	<b>2 806,5</b>	<b>2 830,2</b>	<b>2 852,9</b>

Tabel II.20.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN BARAT						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	231,5	230,0	228,6	227,3	226,1	225,0
5-9	239,2	237,2	235,4	233,6	231,9	230,2
10-14	246,6	245,1	243,5	241,8	240,0	238,0
15-19	249,2	248,9	247,5	246,8	245,3	244,1
20-24	233,3	236,6	239,6	242,0	244,1	244,8
25-29	219,8	221,1	222,6	224,6	226,7	229,5
30-34	214,3	214,6	215,1	215,1	215,8	217,0
35-39	206,5	207,3	208,2	209,4	210,5	211,2
40-44	199,5	200,9	202,1	202,6	203,0	203,1
45-49	189,5	190,6	191,5	192,5	193,6	194,9
50-54	175,6	177,3	179,2	180,7	182,0	183,0
55-59	150,0	153,9	157,4	160,8	163,6	166,3
60-64	119,6	123,4	127,2	130,8	134,4	137,7
65-69	88,9	91,9	95,0	98,1	101,4	104,6
70-74	59,1	61,7	64,3	66,8	69,2	71,8
75+	52,0	54,9	58,0	61,1	64,3	67,5
<b>TOTAL</b>	<b>2 874,6</b>	<b>2 895,4</b>	<b>2 915,2</b>	<b>2 934,0</b>	<b>2 951,9</b>	<b>2 968,7</b>

Tabel II.20.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN BARAT										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	229,2	233,8	237,2	240,5	243,2	244,8	243,9	243,1	242,0	240,8
5-9	219,5	220,7	222,2	223,8	225,8	228,4	232,6	236,2	239,6	242,4
10-14	216,6	216,6	217,0	217,4	218,3	219,4	220,5	222,0	223,6	225,5
15-19	215,0	214,7	214,4	214,5	214,6	214,7	214,8	215,2	215,6	216,4
20-24	208,2	209,9	211,3	211,7	211,7	211,2	211,1	210,8	210,9	211,0
25-29	198,4	200,2	201,2	202,5	203,5	205,2	206,9	208,2	208,6	208,6
30-34	181,9	185,4	189,2	192,4	195,1	196,8	198,5	199,4	200,6	201,6
35-39	157,5	162,1	166,7	171,3	175,8	180,3	183,8	187,5	190,6	193,2
40-44	134,9	138,9	143,1	147,3	151,5	155,7	160,3	164,8	169,3	173,7
45-49	113,8	117,4	121,1	124,9	128,7	132,6	136,6	140,6	144,8	148,9
50-54	90,4	94,9	99,1	103,1	106,9	110,8	114,4	118,0	121,6	125,3
55-59	66,1	69,7	73,9	78,4	82,8	86,8	91,2	95,2	99,0	102,7
60-64	48,5	50,8	53,1	55,6	58,5	62,1	65,5	69,5	73,7	77,9
65-69	34,3	36,0	37,8	39,8	41,8	43,8	45,9	48,0	50,3	53,0
70-74	22,8	23,9	25,1	26,2	27,5	28,8	30,3	31,9	33,6	35,3
75+	22,5	23,5	24,6	25,7	27,0	28,3	29,8	31,4	33,0	34,7
<b>TOTAL</b>	<b>2 159,6</b>	<b>2 198,5</b>	<b>2 237,0</b>	<b>2 275,1</b>	<b>2 312,7</b>	<b>2 349,7</b>	<b>2 386,1</b>	<b>2 421,8</b>	<b>2 456,8</b>	<b>2 491,0</b>

Tabel II.20.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN BARAT										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	239,5	238,0	236,3	234,6	232,7	230,9	229,0	227,2	225,4	223,7
5-9	243,7	243,0	242,0	241,2	239,8	238,5	237,0	235,3	233,6	231,8
10-14	228,1	232,2	235,7	239,1	241,8	243,0	242,4	241,4	240,3	239,0
15-19	217,5	218,6	220,0	221,5	223,4	225,9	230,0	233,5	236,8	239,2
20-24	211,2	211,2	211,5	211,8	212,6	213,6	214,6	216,0	217,5	219,4
25-29	208,1	208,0	207,7	207,7	207,9	207,9	207,9	208,2	208,4	209,1
30-34	203,2	204,8	206,1	206,3	206,3	205,8	205,5	205,2	205,3	205,4
35-39	194,8	196,4	197,3	198,4	199,3	200,9	202,4	203,5	203,8	203,8
40-44	178,1	181,6	185,2	188,2	190,7	192,3	193,8	194,6	195,7	196,6
45-49	153,0	157,5	161,9	166,2	170,6	174,9	178,2	181,8	184,8	187,2
50-54	129,1	133,0	137,0	141,0	145,0	149,0	153,3	157,6	161,8	166,0
55-59	106,5	109,9	113,4	116,9	120,5	124,1	127,8	131,6	135,5	139,4
60-64	81,7	85,8	89,6	93,2	96,7	100,3	103,5	106,8	110,1	113,5
65-69	56,3	59,4	63,1	67,0	70,7	74,2	78,0	81,5	84,7	87,9
70-74	37,0	38,9	40,7	42,7	45,0	47,8	50,6	53,7	57,0	60,3
75+	36,5	38,5	40,7	42,9	45,2	47,5	50,1	52,7	55,5	58,6
<b>TOTAL</b>	<b>2 524,3</b>	<b>2 556,8</b>	<b>2 588,2</b>	<b>2 618,7</b>	<b>2 648,2</b>	<b>2 676,6</b>	<b>2 704,1</b>	<b>2 730,6</b>	<b>2 756,2</b>	<b>2 780,9</b>

Tabel II.20.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN BARAT						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	222,1	220,6	219,3	218,0	216,9	215,8
5-9	229,9	228,1	226,3	224,5	222,8	221,2
10-14	237,7	236,2	234,6	232,8	231,0	229,2
15-19	240,8	239,7	239,0	237,8	236,7	235,3
20-24	221,8	225,9	229,2	232,5	234,9	236,2
25-29	210,1	211,1	212,4	213,9	215,7	218,1
30-34	205,4	205,4	205,6	205,9	206,5	207,5
35-39	203,2	203,0	202,7	202,8	202,9	202,9
40-44	198,1	199,6	200,8	201,0	201,0	200,5
45-49	188,7	190,3	191,0	192,1	192,9	194,4
50-54	170,3	173,5	177,0	179,8	182,2	183,7
55-59	143,2	147,4	151,5	155,6	159,6	163,7
60-64	116,9	120,4	124,0	127,7	131,3	134,9
65-69	91,2	94,1	97,1	100,2	103,2	106,4
70-74	63,2	66,5	69,4	72,2	75,0	77,8
75+	62,0	65,5	69,3	73,4	77,6	81,8
<b>TOTAL</b>	<b>2 804,6</b>	<b>2 827,3</b>	<b>2 849,2</b>	<b>2 870,2</b>	<b>2 890,2</b>	<b>2 909,4</b>



Tabel II.20.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN BARAT										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	471,7	479,4	486,1	492,1	496,9	499,1	497,8	496,0	494,1	491,5
5-9	449,4	452,0	455,2	459,0	463,3	468,9	476,6	483,3	489,4	494,1
10-14	442,0	442,6	443,7	444,4	446,2	448,8	451,4	454,5	458,2	462,4
15-19	433,2	433,8	434,5	436,0	437,3	438,3	438,9	439,9	440,6	442,2
20-24	418,7	422,1	424,9	425,9	426,4	426,0	426,7	427,5	428,9	430,3
25-29	399,2	402,5	404,6	407,3	409,6	413,0	416,3	419,0	420,0	420,4
30-34	372,2	377,8	383,9	388,8	393,1	396,1	399,2	401,1	403,6	405,8
35-39	327,1	336,3	344,9	353,4	361,2	368,9	374,4	380,3	385,0	389,1
40-44	280,2	289,0	297,7	306,5	315,0	323,3	332,2	340,7	349,0	356,6
45-49	235,0	242,7	250,5	258,6	266,7	275,0	283,5	292,1	300,6	309,0
50-54	187,4	196,1	204,3	212,1	220,0	228,1	235,5	243,1	250,9	258,9
55-59	137,7	145,3	153,6	162,2	170,6	178,5	186,9	194,7	202,2	209,8
60-64	99,7	104,2	109,1	114,6	120,7	127,5	134,6	142,4	150,4	158,3
65-69	69,4	72,8	76,2	79,8	83,8	88,1	92,2	96,6	101,6	107,1
70-74	45,5	47,5	49,7	52,0	54,3	56,6	59,5	62,5	65,5	68,9
75+	43,0	44,8	46,7	48,7	51,0	53,4	56,0	58,8	61,7	64,7
<b>TOTAL</b>	<b>4 411,4</b>	<b>4 488,9</b>	<b>4 565,6</b>	<b>4 641,4</b>	<b>4 716,1</b>	<b>4 789,6</b>	<b>4 861,7</b>	<b>4 932,5</b>	<b>5 001,7</b>	<b>5 069,1</b>

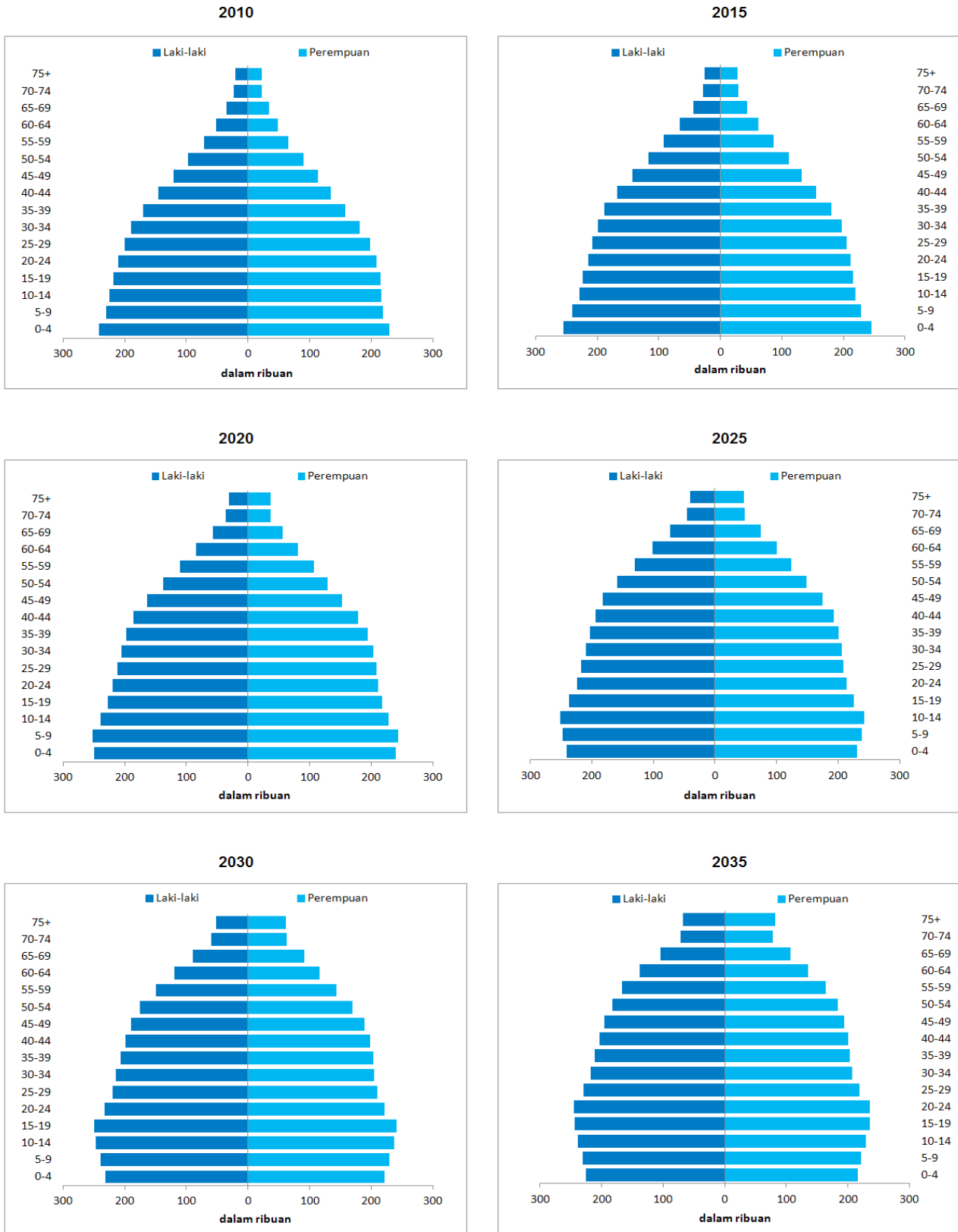
Tabel II.20.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN BARAT										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	488,8	485,8	482,4	478,9	475,2	471,4	467,6	463,9	460,3	456,9
5-9	496,5	495,3	493,6	491,4	489,0	486,3	483,3	480,0	476,5	472,9
10-14	467,9	475,5	482,1	488,1	492,9	494,9	493,4	491,7	489,4	487,1
15-19	444,8	447,3	450,3	454,0	458,0	463,4	471,0	477,4	483,3	487,9
20-24	431,2	431,7	432,6	433,1	434,6	437,0	439,3	442,3	445,8	449,8
25-29	420,1	420,7	421,4	422,8	424,0	424,8	425,1	425,8	426,2	427,6
30-34	408,9	412,1	414,5	415,4	415,7	415,3	415,8	416,4	417,8	418,9
35-39	391,9	394,8	396,5	398,8	400,8	403,8	406,7	409,1	409,8	410,2
40-44	364,2	369,4	375,2	379,7	383,6	386,2	389,1	390,7	392,8	394,7
45-49	317,0	325,7	334,0	342,1	349,4	356,8	361,8	367,4	371,8	375,6
50-54	266,8	275,1	283,4	291,6	299,7	307,4	315,9	323,8	331,7	338,8
55-59	217,5	224,6	231,9	239,3	246,9	254,5	262,4	270,3	278,1	285,8
60-64	165,6	173,4	180,8	187,8	194,8	202,0	208,6	215,4	222,4	229,4
65-69	113,2	119,6	126,6	133,8	140,9	147,5	154,5	161,0	167,3	173,6
70-74	72,6	76,0	79,7	83,9	88,5	93,7	99,1	104,9	111,0	116,8
75+	67,8	71,5	75,2	79,1	83,3	87,6	92,2	97,0	102,2	107,8
<b>TOTAL</b>	<b>5 134,8</b>	<b>5 198,5</b>	<b>5 260,2</b>	<b>5 319,8</b>	<b>5 377,3</b>	<b>5 432,6</b>	<b>5 485,8</b>	<b>5 537,1</b>	<b>5 586,4</b>	<b>5 633,8</b>

Tabel II.20.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN BARAT				LAKI-LAKI + PEREMPUAN		
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	453,6	450,6	447,9	445,3	443,0	440,8
5-9	469,1	465,3	461,7	458,1	454,7	451,4
10-14	484,3	481,3	478,1	474,6	471,0	467,2
15-19	490,0	488,6	486,5	484,6	482,0	479,4
20-24	455,1	462,5	468,8	474,5	479,0	481,0
25-29	429,9	432,2	435,0	438,5	442,4	447,6
30-34	419,7	420,0	420,7	421,0	422,3	424,5
35-39	409,7	410,3	410,9	412,2	413,4	414,1
40-44	397,6	400,5	402,9	403,6	404,0	403,6
45-49	378,2	380,9	382,5	384,6	386,5	389,3
50-54	345,9	350,8	356,2	360,5	364,2	366,7
55-59	293,2	301,3	308,9	316,4	323,2	330,0
60-64	236,5	243,8	251,2	258,5	265,7	272,6
65-69	180,1	186,0	192,1	198,3	204,6	211,0
70-74	122,3	128,2	133,7	139,0	144,2	149,6
75+	114,0	120,4	127,3	134,5	141,9	149,3
<b>TOTAL</b>	<b>5 679,2</b>	<b>5 722,7</b>	<b>5 764,4</b>	<b>5 804,2</b>	<b>5 842,1</b>	<b>5 878,1</b>

Gambar II.20.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI KALIMANTAN BARAT  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.20.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

KALIMANTAN BARAT

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	2 251,8	2 439,9	2 610,5	2 756,0	2 874,6	2 968,7
Perempuan	2 159,6	2 349,7	2 524,3	2 676,6	2 804,6	2 909,4
Total	4 411,4	4 789,6	5 134,8	5 432,6	5 679,2	5 878,1
Komposisi Umur (%)						
0-14	30,9	29,6	28,3	26,7	24,8	23,1
15-64	65,5	66,3	66,8	67,2	67,9	68,2
65+	3,6	4,1	4,9	6,1	7,3	8,7
<i>Dependency Ratio (%)</i>	52,7	50,8	49,7	48,8	47,3	46,6
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,73	2,56	2,41	2,27	2,14	2,03
GRR	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0
NRR	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
CBR	23,9	21,5	19,4	17,5	16,1	15,1
Jumlah Kelahiran (000)	105,2	103,0	99,4	95,0	91,4	88,5
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	67,2	68,2	68,8	69,2	69,4	69,5
e0 Perempuan	71,1	72,1	72,7	73,0	73,2	73,3
e0 L+P	69,1	70,1	70,7	71,0	71,3	71,4
IMR Laki-laki	34,6	30,3	27,8	26,5	25,8	25,3
IMR Perempuan	24,6	22,0	20,5	19,7	19,3	19,0
IMR L+P	29,7	26,3	24,3	23,2	22,6	22,3
CDR	5,5	5,6	5,9	6,5	7,3	8,2
Jumlah Kematian (000)	24,2	26,6	30,3	35,1	41,2	47,9
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	-0,3	-0,5	-0,7	-1,0	-1,0	-1,0

**PROVINSI  
KALIMANTAN TENGAH**

Tabel II.21.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TENGAH

LAKI-LAKI

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	122,6	123,3	124,1	124,8	126,2	127,3	127,9	128,8	129,2	129,6
5-9	115,4	116,7	118,1	119,6	120,7	121,1	121,8	122,6	123,4	124,2
10-14	110,3	111,6	112,4	113,3	114,6	116,3	117,5	119,0	120,5	121,5
15-19	110,0	110,4	111,0	111,5	112,0	112,9	114,2	115,0	115,8	117,2
20-24	110,7	112,2	113,7	114,8	115,6	115,6	116,1	116,6	117,2	117,7
25-29	109,9	111,9	113,9	115,7	117,7	119,6	121,1	122,8	123,9	124,8
30-34	108,2	110,1	112,2	114,3	116,4	118,5	120,7	122,6	124,5	126,6
35-39	97,0	101,5	105,5	109,2	112,3	114,8	116,8	118,9	121,1	123,3
40-44	79,4	83,7	87,9	92,3	96,6	101,3	106,0	110,1	113,9	117,2
45-49	62,2	65,6	69,3	73,2	77,2	81,4	85,8	90,1	94,6	98,9
50-54	46,5	49,5	52,4	55,5	58,6	62,1	65,5	69,2	73,1	77,1
55-59	31,8	34,3	36,9	39,5	42,1	44,8	47,7	50,5	53,4	56,5
60-64	20,8	22,0	23,6	25,4	27,3	29,2	31,5	33,9	36,3	38,8
65-69	13,4	14,0	14,8	15,6	16,6	17,9	19,0	20,3	21,9	23,5
70-74	9,1	9,4	9,6	9,9	10,1	10,4	10,9	11,4	12,1	12,9
75+	9,0	9,1	9,1	9,2	9,3	9,6	9,8	9,9	10,2	10,5
<b>TOTAL</b>	<b>1 156,3</b>	<b>1 185,3</b>	<b>1 214,5</b>	<b>1 243,8</b>	<b>1 273,3</b>	<b>1 302,8</b>	<b>1 332,3</b>	<b>1 361,7</b>	<b>1 391,1</b>	<b>1 420,3</b>

Tabel II.21.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TENGAH

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	129,7	130,0	130,2	129,8	129,9	129,4	129,0	128,7	128,3	128,0
5-9	125,8	126,4	127,0	127,5	127,9	128,2	128,4	128,4	128,4	128,2
10-14	121,8	122,6	123,4	124,2	125,0	126,4	127,1	127,7	128,1	128,4
15-19	118,9	120,1	121,6	123,1	124,1	124,4	125,2	126,0	126,8	127,6
20-24	118,7	120,0	120,8	121,6	122,9	124,8	126,0	127,5	129,0	130,2
25-29	124,9	125,4	126,0	126,6	127,1	127,9	129,3	130,1	130,9	132,4
30-34	128,6	130,2	131,9	133,1	134,0	134,0	134,5	135,1	135,7	136,3
35-39	125,4	127,7	129,6	131,6	133,7	135,8	137,4	139,1	140,6	141,2
40-44	119,7	121,7	123,9	126,1	128,3	130,5	132,8	134,8	136,8	138,9
45-49	103,7	108,4	112,6	116,5	119,8	122,3	124,3	126,5	128,7	131,1
50-54	81,2	85,5	89,8	94,3	98,6	103,4	108,0	112,2	116,0	119,3
55-59	59,8	63,1	66,6	70,4	74,2	78,1	82,3	86,5	90,7	94,8
60-64	41,2	43,8	46,4	49,1	51,9	55,0	58,1	61,3	64,7	68,3
65-69	25,3	27,2	29,2	31,3	33,4	35,6	37,8	40,1	42,4	44,9
70-74	13,9	14,8	15,8	17,0	18,3	19,7	21,2	22,8	24,5	26,2
75+	10,7	11,1	11,6	12,2	12,9	13,6	14,4	15,4	16,5	17,7
<b>TOTAL</b>	<b>1 449,3</b>	<b>1 478,0</b>	<b>1 506,4</b>	<b>1 534,4</b>	<b>1 562,0</b>	<b>1 589,1</b>	<b>1 615,8</b>	<b>1 642,2</b>	<b>1 668,1</b>	<b>1 693,5</b>



Tabel II.21.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TENGAH						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	127,8	127,5	127,4	127,2	127,0	126,9
5-9	127,8	127,4	127,1	126,7	126,3	126,1
10-14	128,7	129,1	129,0	129,0	128,8	128,4
15-19	129,1	129,7	130,4	130,8	131,3	131,5
20-24	130,5	131,2	132,1	132,9	133,8	135,3
25-29	134,3	135,6	137,2	139,0	140,2	140,5
30-34	137,3	138,7	139,5	140,5	141,9	144,0
35-39	141,5	142,0	142,6	143,2	143,8	144,8
40-44	141,1	142,8	144,6	145,8	147,1	146,9
45-49	133,1	135,5	137,5	139,6	141,8	144,0
50-54	121,8	123,7	126,0	128,2	130,4	132,6
55-59	99,4	104,0	107,9	111,6	114,7	117,1
60-64	71,9	75,7	79,6	83,5	87,3	91,6
65-69	47,5	50,2	53,0	56,0	59,0	62,2
70-74	27,8	29,5	31,3	33,1	35,1	37,2
75+	18,9	20,4	21,9	23,5	25,1	26,9
<b>TOTAL</b>	<b>1 718,5</b>	<b>1 743,0</b>	<b>1 767,1</b>	<b>1 790,6</b>	<b>1 813,6</b>	<b>1 836,0</b>

Tabel II.21.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TENGAH										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	115,1	116,7	118,1	119,7	120,9	123,2	124,0	124,5	125,0	125,3
5-9	110,2	111,0	112,0	113,0	114,0	114,0	115,5	116,9	118,4	119,9
10-14	106,2	107,2	108,0	108,8	109,7	111,0	111,8	112,7	113,7	114,7
15-19	105,0	105,5	106,1	106,6	107,1	107,4	108,4	109,2	110,0	110,9
20-24	103,5	104,3	105,0	106,1	106,9	107,6	108,1	108,8	109,3	109,8
25-29	103,8	105,2	106,3	106,9	107,7	108,6	109,5	110,1	111,3	112,1
30-34	99,3	101,4	103,7	105,8	107,7	109,1	110,5	111,7	112,3	113,0
35-39	84,7	89,1	93,2	97,1	100,8	103,3	105,4	107,7	109,8	111,8
40-44	68,0	71,5	75,1	78,7	82,3	86,9	91,4	95,6	99,6	103,2
45-49	52,9	55,8	58,8	62,0	65,3	68,7	72,1	75,7	79,3	83,0
50-54	38,7	41,4	44,1	46,7	49,5	52,3	55,2	58,2	61,3	64,6
55-59	26,3	28,1	30,3	32,7	35,2	37,5	40,1	42,7	45,3	47,9
60-64	18,5	19,5	20,5	21,6	23,0	24,8	26,5	28,6	30,8	33,1
65-69	13,0	13,5	14,1	14,9	15,7	16,6	17,5	18,4	19,4	20,7
70-74	9,2	9,5	9,8	10,0	10,3	10,6	11,0	11,6	12,2	12,9
75+	10,1	10,1	10,2	10,3	10,5	10,6	10,9	11,2	11,4	11,7
<b>TOTAL</b>	<b>1 064,5</b>	<b>1 089,8</b>	<b>1 115,3</b>	<b>1 140,9</b>	<b>1 166,6</b>	<b>1 192,2</b>	<b>1 217,9</b>	<b>1 243,6</b>	<b>1 269,1</b>	<b>1 294,6</b>

Tabel II.21.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TENGAH										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	125,7	125,8	125,9	125,8	125,5	125,2	124,8	124,3	124,0	123,7
5-9	122,0	122,7	123,2	123,7	124,0	124,3	124,5	124,6	124,4	124,2
10-14	114,7	116,1	117,5	119,0	120,4	122,6	123,2	123,7	124,2	124,6
15-19	112,2	113,0	113,9	114,9	115,9	115,9	117,3	118,7	120,2	121,6
20-24	110,1	111,1	111,9	112,7	113,6	114,8	115,6	116,6	117,6	118,6
25-29	112,8	113,3	114,0	114,5	115,0	115,4	116,4	117,2	118,0	118,9
30-34	113,9	114,8	115,4	116,6	117,4	118,1	118,7	119,4	119,9	120,4
35-39	113,2	114,6	115,8	116,3	117,1	118,0	118,8	119,5	120,6	121,5
40-44	105,8	107,9	110,2	112,4	114,4	115,8	117,2	118,4	118,9	119,7
45-49	87,6	92,2	96,4	100,3	104,0	106,5	108,7	111,0	113,2	115,1
50-54	67,9	71,4	74,9	78,4	82,0	86,6	91,1	95,2	99,1	102,7
55-59	50,7	53,5	56,4	59,4	62,6	65,8	69,1	72,5	76,0	79,5
60-64	35,4	37,8	40,3	42,7	45,2	47,8	50,4	53,1	56,0	59,0
65-69	22,2	23,8	25,7	27,7	29,8	31,8	34,0	36,2	38,4	40,6
70-74	13,6	14,3	15,1	16,0	17,0	18,3	19,6	21,2	22,8	24,5
75+	12,1	12,6	13,1	13,7	14,3	15,0	15,8	16,6	17,5	18,6
<b>TOTAL</b>	<b>1 319,9</b>	<b>1 344,9</b>	<b>1 369,7</b>	<b>1 394,1</b>	<b>1 418,2</b>	<b>1 441,9</b>	<b>1 465,2</b>	<b>1 488,2</b>	<b>1 510,8</b>	<b>1 533,2</b>

Tabel II.21.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TENGAH						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	123,4	123,2	123,0	122,8	122,7	122,6
5-9	123,9	123,5	123,1	122,8	122,5	122,2
10-14	124,9	124,9	125,1	124,9	124,7	124,4
15-19	123,8	124,4	124,9	125,4	125,6	126,0
20-24	118,6	120,1	121,4	123,0	124,4	126,6
25-29	120,2	121,0	122,0	123,0	124,1	124,1
30-34	120,7	121,8	122,7	123,4	124,4	125,7
35-39	122,2	122,8	123,5	124,1	124,6	124,9
40-44	120,6	121,5	122,1	123,4	124,2	125,0
45-49	116,6	118,0	119,2	119,7	120,5	121,4
50-54	105,2	107,4	109,6	111,8	113,8	115,2
55-59	83,9	88,2	92,3	96,0	99,5	102,0
60-64	62,0	65,2	68,4	71,6	74,9	79,1
65-69	43,0	45,3	47,8	50,4	53,1	55,8
70-74	26,2	28,1	29,9	31,7	33,5	35,5
75+	19,9	21,2	22,7	24,4	26,2	28,0
<b>TOTAL</b>	<b>1 555,1</b>	<b>1 576,6</b>	<b>1 597,7</b>	<b>1 618,4</b>	<b>1 638,7</b>	<b>1 658,5</b>

Tabel II.21.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TENGAH										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	237,7	240,0	242,2	244,5	247,1	250,5	251,9	253,3	254,2	254,9
5-9	225,6	227,7	230,1	232,6	234,7	235,1	237,3	239,5	241,8	244,1
10-14	216,5	218,8	220,4	222,1	224,3	227,3	229,3	231,7	234,2	236,2
15-19	215,0	215,9	217,1	218,1	219,1	220,3	222,6	224,2	225,8	228,1
20-24	214,2	216,5	218,7	220,9	222,5	223,2	224,2	225,4	226,5	227,5
25-29	213,7	217,1	220,2	222,6	225,4	228,2	230,6	232,9	235,2	236,9
30-34	207,5	211,5	215,9	220,1	224,1	227,6	231,2	234,3	236,8	239,6
35-39	181,7	190,6	198,7	206,3	213,1	218,1	222,2	226,6	230,9	235,1
40-44	147,4	155,2	163,0	171,0	178,9	188,2	197,4	205,7	213,5	220,4
45-49	115,1	121,4	128,1	135,2	142,5	150,1	157,9	165,8	173,9	181,9
50-54	85,2	90,9	96,5	102,2	108,1	114,4	120,7	127,4	134,4	141,7
55-59	58,1	62,4	67,2	72,2	77,3	82,3	87,8	93,2	98,7	104,4
60-64	39,3	41,5	44,1	47,0	50,3	54,0	58,0	62,5	67,1	71,9
65-69	26,4	27,5	28,9	30,5	32,3	34,5	36,5	38,7	41,3	44,2
70-74	18,3	18,9	19,4	19,9	20,4	21,0	21,9	23,0	24,3	25,8
75+	19,1	19,2	19,3	19,5	19,8	20,2	20,7	21,1	21,6	22,2
<b>TOTAL</b>	<b>2 220,8</b>	<b>2 275,1</b>	<b>2 329,8</b>	<b>2 384,7</b>	<b>2 439,9</b>	<b>2 495,0</b>	<b>2 550,2</b>	<b>2 605,3</b>	<b>2 660,2</b>	<b>2 714,9</b>

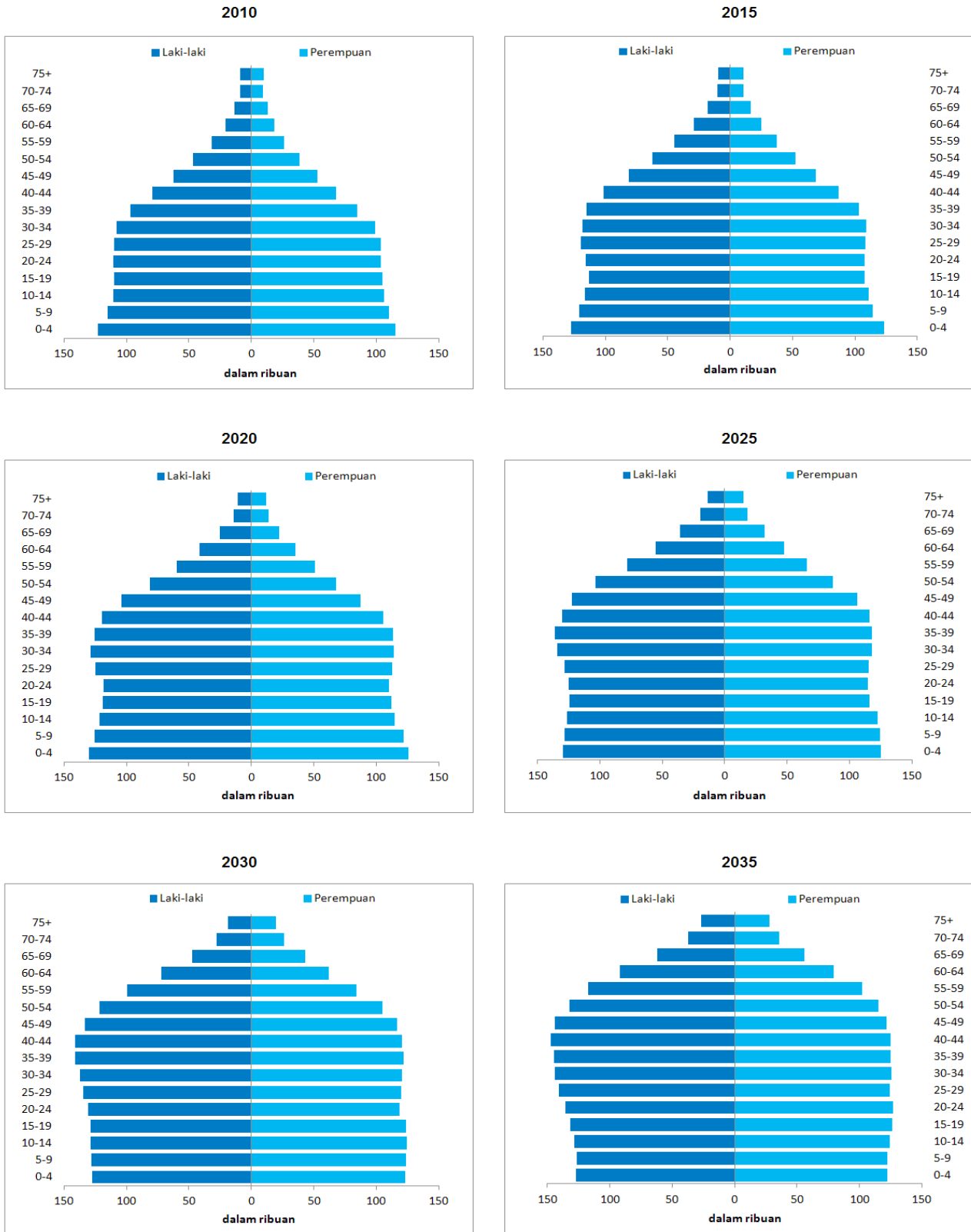
Tabel II.21.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TENGAH										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	255,4	255,8	256,1	255,6	255,4	254,6	253,8	253,0	252,3	251,7
5-9	247,8	249,1	250,2	251,2	251,9	252,5	252,9	253,0	252,8	252,4
10-14	236,5	238,7	240,9	243,2	245,4	249,0	250,3	251,4	252,3	253,0
15-19	231,1	233,1	235,5	238,0	240,0	240,3	242,5	244,7	247,0	249,2
20-24	228,8	231,1	232,7	234,3	236,5	239,6	241,6	244,1	246,6	248,8
25-29	237,7	238,7	240,0	241,1	242,1	243,3	245,7	247,3	248,9	251,3
30-34	242,5	245,0	247,3	249,7	251,4	252,1	253,2	254,5	255,6	256,7
35-39	238,6	242,3	245,4	247,9	250,8	253,8	256,2	258,6	261,2	262,7
40-44	225,5	229,6	234,1	238,5	242,7	246,3	250,0	253,2	255,7	258,6
45-49	191,3	200,6	209,0	216,8	223,8	228,8	233,0	237,5	241,9	246,2
50-54	149,1	156,9	164,7	172,7	180,6	190,0	199,1	207,4	215,1	222,0
55-59	110,5	116,6	123,0	129,8	136,8	143,9	151,4	159,0	166,7	174,3
60-64	76,6	81,6	86,7	91,8	97,1	102,8	108,5	114,4	120,7	127,3
65-69	47,5	51,0	54,9	59,0	63,2	67,4	71,8	76,3	80,8	85,5
70-74	27,5	29,1	30,9	33,0	35,3	38,0	40,8	44,0	47,3	50,7
75+	22,8	23,7	24,7	25,9	27,2	28,6	30,2	32,0	34,0	36,3
<b>TOTAL</b>	<b>2 769,2</b>	<b>2 822,9</b>	<b>2 876,1</b>	<b>2 928,5</b>	<b>2 980,2</b>	<b>3 031,0</b>	<b>3 081,0</b>	<b>3 130,4</b>	<b>3 178,9</b>	<b>3 226,7</b>

Tabel II.21.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TENGAH				LAKI-LAKI + PEREMPUAN		
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	251,2	250,7	250,4	250,0	249,7	249,5
5-9	251,7	250,9	250,2	249,5	248,8	248,3
10-14	253,6	254,0	254,1	253,9	253,5	252,8
15-19	252,9	254,1	255,3	256,2	256,9	257,5
20-24	249,1	251,3	253,5	255,9	258,2	261,9
25-29	254,5	256,6	259,2	262,0	264,3	264,6
30-34	258,0	260,5	262,2	263,9	266,3	269,7
35-39	263,7	264,8	266,1	267,3	268,4	269,7
40-44	261,7	264,3	266,7	269,2	271,3	271,9
45-49	249,7	253,5	256,7	259,3	262,3	265,4
50-54	227,0	231,1	235,6	240,0	244,2	247,8
55-59	183,3	192,2	200,2	207,6	214,2	219,1
60-64	133,9	140,9	148,0	155,1	162,2	170,7
65-69	90,5	95,5	100,8	106,4	112,1	118,0
70-74	54,0	57,6	61,2	64,8	68,6	72,7
75+	38,8	41,6	44,6	47,9	51,3	54,9
<b>TOTAL</b>	<b>3 273,6</b>	<b>3 319,6</b>	<b>3 364,8</b>	<b>3 409,0</b>	<b>3 452,3</b>	<b>3 494,5</b>

Gambar II.21.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI KALIMANTAN TENGAH  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.21.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

KALIMANTAN TENGAH

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	1 156,3	1 302,8	1 449,3	1 589,1	1 718,5	1 836,0
Perempuan	1 064,5	1 192,2	1 319,9	1 441,9	1 555,1	1 658,5
Total	2 220,8	2 495,0	2 769,2	3 031,0	3 273,6	3 494,5
Komposisi Umur (%)						
0-14	30,6	28,6	26,7	24,9	23,1	21,5
15-64	66,5	68,4	69,8	70,7	71,3	71,5
65+	2,9	3,0	3,5	4,4	5,6	7,0
<i>Dependency Ratio (%)</i>	50,4	46,2	43,3	41,4	40,3	39,9
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,63	2,51	2,40	2,27	2,16	2,05
GRR	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
NRR	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
CBR	23,5	21,4	19,4	17,4	15,9	14,7
Jumlah Kelahiran (000)	52,2	53,4	53,8	52,7	52,0	51,3
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	65,5	65,8	66,1	66,4	66,5	66,7
e0 Perempuan	69,3	69,6	69,9	70,1	70,3	70,5
e0 L+P	67,3	67,6	67,9	68,2	68,4	68,6
IMR Laki-laki	43,2	41,6	40,0	38,8	37,9	37,2
IMR Perempuan	29,1	28,3	27,4	26,7	26,2	25,8
IMR L+P	36,3	35,1	33,8	32,9	32,2	31,6
CDR	5,7	5,8	6,1	6,7	7,5	8,5
Jumlah Kematian (000)	12,6	14,3	16,8	20,2	24,5	29,8
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	6,9	6,7	6,4	6,1	5,9	5,8

**PROVINSI  
KALIMANTAN SELATAN**

Tabel II.22.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN SELATAN

LAKI-LAKI

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	197,7	202,2	205,7	208,0	209,6	208,8	207,2	205,3	203,6	201,9
5-9	180,8	183,7	186,7	190,1	193,5	198,3	202,5	205,9	208,5	209,9
10-14	171,3	172,8	174,7	176,5	178,7	181,4	184,3	187,3	190,8	194,2
15-19	167,1	167,7	168,7	169,9	171,1	172,4	174,1	175,9	177,7	179,9
20-24	167,4	168,5	169,2	169,7	170,0	170,3	170,9	172,0	173,2	174,4
25-29	165,2	166,4	167,4	168,5	169,8	171,0	172,1	172,8	173,3	173,6
30-34	163,9	164,6	165,4	166,0	166,8	167,3	168,4	169,5	170,4	171,7
35-39	153,9	157,0	159,5	161,6	163,1	164,7	165,3	166,0	166,5	167,3
40-44	132,6	137,4	142,0	146,3	150,2	153,4	156,4	158,8	161,0	162,4
45-49	107,9	112,2	116,8	121,4	126,1	130,7	135,4	139,9	144,1	147,9
50-54	83,2	87,5	91,7	95,8	100,0	104,5	108,7	113,1	117,6	122,2
55-59	57,4	61,5	65,7	70,2	74,4	78,5	82,6	86,7	90,5	94,6
60-64	37,7	39,8	42,4	45,4	48,7	52,1	55,9	59,9	63,9	67,8
65-69	24,8	25,9	27,1	28,5	30,2	32,3	34,2	36,5	39,2	42,0
70-74	15,9	16,6	17,3	18,0	18,7	19,4	20,4	21,3	22,4	23,8
75+	14,2	14,6	15,1	15,7	16,2	16,9	17,7	18,5	19,3	20,1
<b>TOTAL</b>	<b>1 841,0</b>	<b>1 878,4</b>	<b>1 915,4</b>	<b>1 951,6</b>	<b>1 987,1</b>	<b>2 022,0</b>	<b>2 056,1</b>	<b>2 089,4</b>	<b>2 122,0</b>	<b>2 153,7</b>

Tabel II.22.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN SELATAN

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	200,2	198,5	196,7	195,0	193,2	191,4	189,9	188,5	187,3	186,2
5-9	209,5	207,1	205,8	204,2	202,4	200,7	199,0	197,3	195,6	193,9
10-14	198,8	203,1	206,5	209,0	210,6	209,7	207,9	206,1	204,5	202,7
15-19	182,6	185,5	188,5	191,9	195,3	200,0	204,3	207,5	210,1	211,7
20-24	175,7	177,4	179,2	180,9	183,1	185,9	188,7	191,7	195,2	198,7
25-29	173,9	174,7	175,7	176,9	178,0	179,4	181,0	182,8	184,5	186,6
30-34	172,8	173,9	174,5	174,9	175,3	175,6	176,2	177,2	178,4	179,6
35-39	167,7	168,8	169,7	170,7	171,8	172,9	173,9	174,5	174,9	175,2
40-44	164,0	164,6	165,2	165,7	166,4	166,7	167,7	168,7	169,6	170,7
45-49	151,0	154,0	156,4	158,4	159,8	161,4	161,8	162,5	163,0	163,6
50-54	126,6	131,1	135,5	139,6	143,2	146,3	149,2	151,5	153,4	154,8
55-59	98,8	102,9	107,1	111,3	115,7	119,9	124,2	128,4	132,2	135,7
60-64	71,6	75,5	79,0	82,6	86,4	90,3	94,0	97,9	101,8	105,8
65-69	45,0	48,3	51,8	55,3	58,7	62,0	65,4	68,6	71,8	75,1
70-74	25,5	27,1	29,0	31,1	33,4	35,8	38,6	41,4	44,2	47,0
75+	21,0	22,1	23,2	24,5	25,9	27,5	29,2	31,1	33,2	35,7
<b>TOTAL</b>	<b>2 184,7</b>	<b>2 214,6</b>	<b>2 243,8</b>	<b>2 272,0</b>	<b>2 299,2</b>	<b>2 325,5</b>	<b>2 351,0</b>	<b>2 375,7</b>	<b>2 399,7</b>	<b>2 423,0</b>

Tabel II.22.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN SELATAN						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	185,3	184,5	183,9	183,5	183,2	182,9
5-9	192,1	190,6	189,2	188,0	186,9	186,0
10-14	201,0	199,4	197,6	195,9	194,1	192,5
15-19	210,8	209,1	207,4	205,6	203,9	202,2
20-24	203,5	207,8	211,4	213,5	215,6	214,4
25-29	189,5	192,3	195,4	198,9	202,4	207,3
30-34	181,0	182,6	184,3	186,1	188,2	191,1
35-39	175,5	176,3	177,3	178,6	179,7	181,1
40-44	171,8	172,7	173,4	173,8	174,2	174,4
45-49	164,0	165,0	165,9	166,8	167,9	169,0
50-54	156,3	156,7	157,4	157,9	158,5	159,0
55-59	138,6	141,4	143,5	145,5	146,7	148,2
60-64	109,7	113,7	117,5	121,2	124,3	127,0
65-69	78,5	81,7	85,2	88,7	92,2	95,6
70-74	49,7	52,4	55,0	57,7	60,3	63,1
75+	38,2	41,1	44,1	47,2	50,5	53,7
<b>TOTAL</b>	<b>2 445,5</b>	<b>2 467,3</b>	<b>2 488,5</b>	<b>2 508,9</b>	<b>2 528,6</b>	<b>2 547,5</b>

Tabel II.22.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN SELATAN										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	186,9	192,0	195,9	199,4	201,9	201,2	199,6	198,0	196,2	194,4
5-9	170,9	173,5	176,4	179,4	182,6	187,6	192,9	197,0	200,3	203,0
10-14	162,5	163,8	165,4	167,3	169,4	171,9	174,4	177,3	180,3	183,4
15-19	162,0	161,8	161,8	162,0	162,5	163,4	164,6	166,3	168,1	170,2
20-24	164,1	164,2	164,2	163,9	163,6	163,3	163,1	163,1	163,4	163,9
25-29	165,7	166,0	165,9	165,7	165,5	165,6	165,7	165,7	165,4	165,1
30-34	162,6	163,8	165,1	166,1	166,7	166,6	166,9	166,7	166,5	166,2
35-39	148,9	152,3	155,1	157,7	160,0	162,4	163,6	164,9	165,9	166,4
40-44	127,1	131,6	136,1	140,4	144,3	147,7	151,1	153,9	156,4	158,7
45-49	102,7	107,1	111,6	116,1	120,6	125,1	129,5	133,9	138,2	142,0
50-54	77,4	82,2	86,7	91,1	95,5	100,0	104,3	108,7	113,1	117,5
55-59	54,0	57,3	61,3	65,6	70,0	74,2	78,8	83,1	87,4	91,6
60-64	40,3	41,8	43,4	45,2	47,5	50,5	53,6	57,3	61,4	65,6
65-69	30,1	30,9	32,0	33,3	34,7	36,1	37,5	38,9	40,5	42,7
70-74	21,9	22,6	23,2	23,7	24,2	24,8	25,5	26,5	27,7	28,9
75+	24,5	25,0	25,5	26,0	26,7	27,4	28,3	29,1	29,9	30,8
<b>TOTAL</b>	<b>1 801,6</b>	<b>1 835,9</b>	<b>1 869,6</b>	<b>1 902,9</b>	<b>1 935,7</b>	<b>1 967,8</b>	<b>1 999,4</b>	<b>2 030,4</b>	<b>2 060,7</b>	<b>2 090,4</b>

Tabel II.22.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN SELATAN										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	192,7	191,0	189,3	187,5	185,8	184,2	182,6	181,2	180,0	178,9
5-9	202,2	200,9	198,8	197,2	195,5	193,8	192,1	190,4	188,6	186,9
10-14	188,5	193,7	197,8	201,2	203,6	203,0	201,4	199,7	197,8	196,1
15-19	172,7	175,2	178,1	181,1	184,2	189,3	194,5	198,6	202,1	204,4
20-24	164,8	166,0	167,7	169,5	171,6	174,0	176,6	179,5	182,5	185,6
25-29	164,8	164,5	164,6	164,8	165,4	166,2	167,4	169,0	170,8	172,9
30-34	166,3	166,3	166,3	166,0	165,6	165,2	165,0	165,0	165,3	165,8
35-39	166,3	166,5	166,3	166,0	165,7	165,7	165,7	165,6	165,3	165,0
40-44	161,0	162,2	163,5	164,4	164,9	164,8	165,0	164,7	164,4	164,1
45-49	145,4	148,7	151,4	153,9	156,2	158,4	159,6	160,8	161,7	162,3
50-54	121,9	126,2	130,5	134,6	138,4	141,7	144,8	147,5	150,0	152,2
55-59	96,0	100,1	104,3	108,6	112,8	117,0	121,2	125,3	129,3	132,9
60-64	69,5	73,8	78,0	82,0	86,0	90,1	94,0	98,0	102,0	106,0
65-69	45,4	48,3	51,7	55,4	59,2	62,8	66,7	70,5	74,1	77,8
70-74	30,1	31,3	32,5	34,0	35,8	38,2	40,6	43,5	46,7	50,0
75+	31,7	32,9	34,2	35,5	36,9	38,4	40,0	41,8	43,7	45,9
<b>TOTAL</b>	<b>2 119,3</b>	<b>2 147,6</b>	<b>2 175,0</b>	<b>2 201,7</b>	<b>2 227,6</b>	<b>2 252,8</b>	<b>2 277,2</b>	<b>2 301,1</b>	<b>2 324,3</b>	<b>2 346,8</b>

Tabel II.22.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN SELATAN						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	178,0	177,3	176,7	176,2	175,9	175,7
5-9	185,3	183,7	182,3	181,1	180,0	179,1
10-14	194,4	192,6	190,9	189,2	187,5	185,8
15-19	203,9	202,0	200,3	198,6	196,8	195,1
20-24	190,7	196,0	200,1	203,6	205,9	205,4
25-29	175,3	177,9	180,8	183,9	187,1	192,2
30-34	166,6	167,8	169,5	171,2	173,3	175,7
35-39	164,6	164,3	164,4	164,6	165,2	166,0
40-44	164,1	164,2	164,1	163,8	163,4	163,1
45-49	162,1	162,3	162,1	161,8	161,5	161,5
50-54	154,4	155,6	156,7	157,6	158,2	158,0
55-59	136,1	139,2	141,8	144,1	146,3	148,4
60-64	110,0	114,0	117,9	121,6	125,1	128,1
65-69	81,6	85,2	88,8	92,5	96,1	99,8
70-74	53,0	56,4	59,6	62,7	65,9	69,1
75+	48,6	51,4	54,6	58,2	61,9	65,8
<b>TOTAL</b>	<b>2 368,7</b>	<b>2 389,9</b>	<b>2 410,6</b>	<b>2 430,7</b>	<b>2 450,1</b>	<b>2 468,8</b>



Tabel II.22.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN SELATAN										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	384,6	394,2	401,6	407,4	411,5	410,0	406,8	403,3	399,8	396,3
5-9	351,7	357,2	363,1	369,5	376,1	385,9	395,4	402,9	408,8	412,9
10-14	333,8	336,6	340,1	343,8	348,1	353,3	358,7	364,6	371,1	377,6
15-19	329,1	329,5	330,5	331,9	333,6	335,8	338,7	342,2	345,8	350,1
20-24	331,5	332,7	333,4	333,6	333,6	333,6	334,0	335,1	336,6	338,3
25-29	330,9	332,4	333,3	334,2	335,3	336,6	337,8	338,5	338,7	338,7
30-34	326,5	328,4	330,5	332,1	333,5	333,9	335,3	336,2	336,9	337,9
35-39	302,8	309,3	314,6	319,3	323,1	327,1	328,9	330,9	332,4	333,7
40-44	259,7	269,0	278,1	286,7	294,5	301,1	307,5	312,7	317,4	321,1
45-49	210,6	219,3	228,4	237,5	246,7	255,8	264,9	273,8	282,3	289,9
50-54	160,6	169,7	178,4	186,9	195,5	204,5	213,0	221,8	230,7	239,7
55-59	111,4	118,8	127,0	135,8	144,4	152,7	161,4	169,8	177,9	186,2
60-64	78,0	81,6	85,8	90,6	96,2	102,6	109,5	117,2	125,3	133,4
65-69	54,9	56,8	59,1	61,8	64,9	68,4	71,7	75,4	79,7	84,7
70-74	37,8	39,2	40,5	41,7	42,9	44,2	45,9	47,8	50,1	52,7
75+	38,7	39,6	40,6	41,7	42,9	44,3	46,0	47,6	49,2	50,9
<b>TOTAL</b>	<b>3 642,6</b>	<b>3 714,3</b>	<b>3 785,0</b>	<b>3 854,5</b>	<b>3 922,8</b>	<b>3 989,8</b>	<b>4 055,5</b>	<b>4 119,8</b>	<b>4 182,7</b>	<b>4 244,1</b>

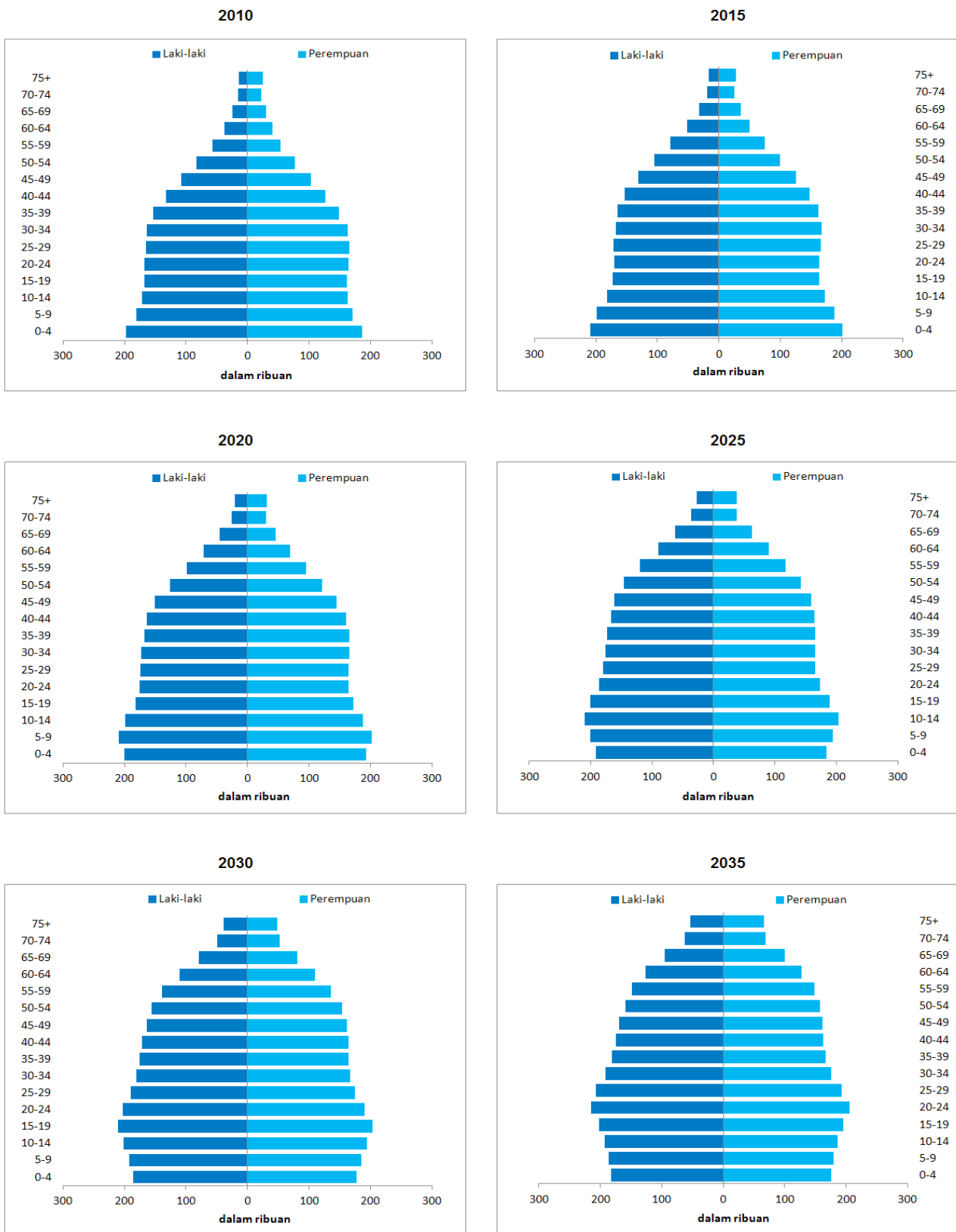
Tabel II.22.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN SELATAN										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	392,9	389,5	386,0	382,5	379,0	375,6	372,5	369,7	367,3	365,1
5-9	411,7	408,0	404,6	401,4	397,9	394,5	391,1	387,7	384,2	380,8
10-14	387,3	396,8	404,3	410,2	414,2	412,7	409,3	405,8	402,3	398,8
15-19	355,3	360,7	366,6	373,0	379,5	389,3	398,8	406,1	412,2	416,1
20-24	340,5	343,4	346,9	350,4	354,7	359,9	365,3	371,2	377,7	384,3
25-29	338,7	339,2	340,3	341,7	343,4	345,6	348,4	351,8	355,3	359,5
30-34	339,1	340,2	340,8	340,9	340,9	340,8	341,2	342,2	343,7	345,4
35-39	334,0	335,3	336,0	336,7	337,5	338,6	339,6	340,1	340,2	340,2
40-44	325,0	326,8	328,7	330,1	331,3	331,5	332,7	333,4	334,0	334,8
45-49	296,4	302,7	307,8	312,3	316,0	319,8	321,4	323,3	324,7	325,9
50-54	248,5	257,3	266,0	274,2	281,6	288,0	294,0	299,0	303,4	307,0
55-59	194,8	203,0	211,4	219,9	228,5	236,9	245,4	253,7	261,5	268,6
60-64	141,1	149,3	157,0	164,6	172,4	180,4	188,0	195,9	203,8	211,8
65-69	90,4	96,6	103,5	110,7	117,9	124,8	132,1	139,1	145,9	152,9
70-74	55,6	58,4	61,5	65,1	69,2	74,0	79,2	84,9	90,9	97,0
75+	52,7	55,0	57,4	60,0	62,8	65,9	69,2	72,9	76,9	81,6
<b>TOTAL</b>	<b>4 304,0</b>	<b>4 362,2</b>	<b>4 418,8</b>	<b>4 473,7</b>	<b>4 526,8</b>	<b>4 578,3</b>	<b>4 628,2</b>	<b>4 676,8</b>	<b>4 724,0</b>	<b>4 769,8</b>

Tabel II.22.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN SELATAN				LAKI-LAKI + PEREMPUAN		
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	363,3	361,8	360,6	359,7	359,1	358,6
5-9	377,4	374,3	371,5	369,1	366,9	365,1
10-14	395,4	392,0	388,5	385,1	381,6	378,3
15-19	414,7	411,1	407,7	404,2	400,7	397,3
20-24	394,2	403,8	411,5	417,1	421,5	419,8
25-29	364,8	370,2	376,2	382,8	389,5	399,5
30-34	347,6	350,4	353,8	357,3	361,5	366,8
35-39	340,1	340,6	341,7	343,2	344,9	347,1
40-44	335,9	336,9	337,5	337,6	337,6	337,5
45-49	326,1	327,3	328,0	328,6	329,4	330,5
50-54	310,7	312,3	314,1	315,5	316,7	317,0
55-59	274,7	280,6	285,3	289,6	293,0	296,6
60-64	219,7	227,7	235,4	242,8	249,4	255,1
65-69	160,1	166,9	174,0	181,2	188,3	195,4
70-74	102,7	108,8	114,6	120,4	126,2	132,2
75+	86,8	92,5	98,7	105,4	112,4	119,5
<b>TOTAL</b>	<b>4 814,2</b>	<b>4 857,2</b>	<b>4 899,1</b>	<b>4 939,6</b>	<b>4 978,7</b>	<b>5 016,3</b>

Gambar II.22.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI KALIMANTAN TENGAH  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.22.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

KALIMANTAN SELATAN

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	1 841,0	2 022,0	2 184,7	2 325,5	2 445,5	2 547,5
Perempuan	1 801,6	1 967,8	2 119,3	2 252,8	2 368,7	2 468,8
Total	3 642,6	3 989,8	4 304,0	4 578,3	4 814,2	5 016,3
Komposisi Umur (%)						
0-14	29,4	28,8	27,7	25,8	23,6	22,0
15-64	67,0	67,3	67,7	68,4	69,1	69,1
65+	3,6	3,9	4,6	5,8	7,3	8,9
<i>Dependency Ratio (%)</i>	49,3	48,6	47,7	46,2	44,7	44,7
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,74	2,56	2,40	2,22	2,06	1,93
GRR	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9
NRR	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9
CBR	24,2	21,0	18,5	16,5	15,3	14,5
Jumlah Kelahiran (000)	88,3	83,9	79,6	75,7	73,6	72,6
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	64,8	65,9	66,8	67,4	67,9	68,2
e0 Perempuan	68,6	69,8	70,7	71,3	71,7	72,1
e0 L+P	66,7	67,8	68,7	69,3	69,8	70,1
IMR Laki-laki	44,7	39,4	35,6	33,0	31,2	30,0
IMR Perempuan	32,7	29,2	26,6	24,9	23,7	22,9
IMR L+P	38,8	34,4	31,2	29,0	27,5	26,6
CDR	6,6	6,4	6,6	7,1	7,8	8,7
Jumlah Kematian (000)	24,0	25,7	28,4	32,5	37,6	43,8
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	2,7	2,4	2,1	1,8	1,7	1,6

**PROVINSI  
KALIMANTAN TIMUR**

Tabel II.23.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TIMUR

LAKI-LAKI

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	199,9	203,0	206,1	209,0	212,0	214,3	215,4	215,8	216,6	217,4
5-9	186,9	189,1	191,2	193,3	195,6	198,3	201,4	204,6	207,7	210,6
10-14	173,9	176,9	179,9	183,1	185,8	188,0	190,2	192,4	194,4	196,7
15-19	170,4	171,4	172,6	174,0	176,1	178,9	181,9	185,0	188,3	191,0
20-24	179,0	180,5	181,4	182,3	182,8	183,6	184,6	185,9	187,4	189,7
25-29	183,0	186,7	189,9	192,2	194,6	196,4	198,1	199,1	200,0	200,5
30-34	176,5	180,4	184,5	188,7	192,5	196,1	199,9	203,3	205,7	208,2
35-39	159,1	164,5	169,6	174,9	179,9	184,8	188,8	193,0	197,2	201,3
40-44	134,7	140,9	147,2	152,9	158,4	163,8	169,4	174,6	180,1	185,1
45-49	106,1	111,8	117,9	124,2	130,5	136,7	143,0	149,4	155,2	160,7
50-54	80,0	84,9	89,8	94,9	100,3	106,0	111,7	117,7	124,0	130,3
55-59	55,6	60,0	64,5	68,9	73,4	77,8	82,6	87,5	92,4	97,6
60-64	33,8	36,8	40,4	44,4	48,4	52,4	56,6	60,8	65,0	69,2
65-69	19,2	21,0	22,9	24,9	27,5	30,5	33,3	36,7	40,3	44,0
70-74	12,0	12,7	13,4	14,3	15,1	16,1	17,7	19,4	21,1	23,3
75+	10,4	11,1	11,8	12,7	13,4	14,4	15,3	16,3	17,5	18,6
<b>TOTAL</b>	<b>1 880,5</b>	<b>1 931,7</b>	<b>1 983,1</b>	<b>2 034,7</b>	<b>2 086,3</b>	<b>2 138,1</b>	<b>2 189,9</b>	<b>2 241,5</b>	<b>2 292,9</b>	<b>2 344,2</b>

Tabel II.23.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TIMUR

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	218,0	218,3	218,6	218,6	218,7	218,3	218,1	217,8	217,3	217,0
5-9	212,7	213,7	214,6	215,4	216,1	216,7	217,0	217,2	216,9	217,2
10-14	199,4	202,4	205,5	208,6	211,6	213,5	214,5	215,4	216,2	216,9
15-19	193,4	195,6	197,7	199,8	202,1	204,8	207,9	211,1	214,2	217,2
20-24	192,7	195,9	199,1	202,5	205,5	208,0	210,2	212,6	214,8	217,2
25-29	201,5	202,5	204,0	205,7	208,1	211,2	214,6	218,1	221,8	224,8
30-34	210,0	211,7	212,6	213,6	214,0	214,9	216,1	217,7	219,4	222,0
35-39	204,8	208,7	212,2	214,5	217,0	218,7	220,4	221,3	222,3	222,8
40-44	190,0	194,1	198,3	202,6	206,6	210,2	214,1	217,5	220,0	222,5
45-49	166,1	171,8	177,0	182,4	187,4	192,5	196,5	200,7	205,1	209,1
50-54	136,5	142,8	149,1	154,8	160,3	165,8	171,4	176,5	182,0	186,9
55-59	103,3	108,8	114,7	120,8	126,9	133,0	139,2	145,3	150,9	156,2
60-64	73,5	78,1	82,8	87,5	92,4	97,7	103,0	108,6	114,4	120,3
65-69	47,6	51,5	55,3	59,2	63,1	67,1	71,2	75,5	79,9	84,4
70-74	25,9	28,4	31,2	34,4	37,5	40,7	44,1	47,3	50,7	54,1
75+	20,0	21,8	23,6	25,7	28,1	30,9	33,8	37,1	40,8	44,7
<b>TOTAL</b>	<b>2 395,4</b>	<b>2 446,1</b>	<b>2 496,3</b>	<b>2 546,1</b>	<b>2 595,4</b>	<b>2 644,0</b>	<b>2 692,1</b>	<b>2 739,7</b>	<b>2 786,7</b>	<b>2 833,3</b>



Tabel II.23.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TIMUR						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	216,8	216,7	216,7	216,9	217,1	217,4
5-9	216,9	216,6	216,2	216,0	215,6	215,5
10-14	217,4	217,7	218,0	218,1	218,0	217,7
15-19	219,1	220,3	221,2	221,9	222,7	223,2
20-24	220,0	223,4	226,8	230,2	233,6	235,5
25-29	227,8	230,0	232,5	235,0	237,6	240,8
30-34	225,3	228,9	232,6	236,5	239,7	242,5
35-39	223,8	225,0	226,6	228,4	231,1	234,6
40-44	224,3	226,1	226,9	227,9	228,4	229,4
45-49	212,7	216,7	220,2	222,6	225,1	226,9
50-54	192,0	195,9	200,2	204,5	208,5	212,2
55-59	161,5	167,0	172,0	177,3	182,2	187,1
60-64	126,1	131,9	137,7	143,0	148,1	153,2
65-69	89,3	94,2	99,3	104,6	110,0	115,3
70-74	57,5	61,2	64,8	68,5	72,5	76,8
75+	48,8	53,1	57,7	62,4	67,3	72,4
<b>TOTAL</b>	<b>2 879,3</b>	<b>2 924,7</b>	<b>2 969,4</b>	<b>3 013,8</b>	<b>3 057,5</b>	<b>3 100,5</b>

Tabel II.23.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TIMUR										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	186,6	190,5	194,3	198,4	202,1	204,8	205,7	206,7	207,4	207,9
5-9	176,1	177,8	179,8	181,4	183,3	185,6	189,6	193,3	197,2	200,9
10-14	164,6	167,2	170,0	173,0	175,4	177,2	178,9	180,8	182,4	184,3
15-19	161,2	162,1	163,1	164,1	165,9	168,5	171,1	174,0	177,0	179,5
20-24	164,8	166,3	167,3	168,5	169,2	170,3	171,3	172,4	173,5	175,4
25-29	167,0	170,0	172,4	174,0	175,6	177,0	178,5	179,5	180,8	181,6
30-34	157,1	161,1	165,3	169,5	173,2	176,2	179,3	181,7	183,3	184,9
35-39	138,8	143,5	147,9	152,6	157,4	162,2	166,2	170,5	174,9	178,5
40-44	116,3	121,8	127,2	132,1	136,8	141,5	146,2	150,7	155,4	160,3
45-49	90,0	95,3	100,7	106,2	111,8	117,3	122,8	128,2	133,1	137,8
50-54	63,9	69,0	74,1	79,2	84,3	89,8	95,0	100,5	106,0	111,6
55-59	41,5	45,2	49,3	53,8	58,4	63,0	68,1	73,1	78,2	83,3
60-64	26,6	28,8	31,2	33,7	36,8	40,3	43,9	48,0	52,4	56,9
65-69	17,4	18,5	19,9	21,5	23,2	25,1	27,2	29,4	31,9	34,8
70-74	11,7	12,4	13,1	13,8	14,6	15,5	16,5	17,7	19,2	20,8
75+	12,0	12,7	13,5	14,3	15,3	16,2	17,4	18,5	19,6	20,9
<b>TOTAL</b>	<b>1 695,6</b>	<b>1 742,2</b>	<b>1 789,1</b>	<b>1 836,1</b>	<b>1 883,3</b>	<b>1 930,5</b>	<b>1 977,7</b>	<b>2 025,0</b>	<b>2 072,3</b>	<b>2 119,4</b>

Tabel II.23.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TIMUR										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	208,5	208,9	209,0	209,1	208,9	208,6	208,1	207,8	207,5	207,2
5-9	203,7	204,7	205,5	206,2	206,8	207,2	207,6	207,8	208,0	207,7
10-14	186,5	190,5	194,2	198,1	201,7	204,5	205,4	206,2	206,9	207,4
15-19	181,2	182,9	184,9	186,5	188,4	190,7	194,7	198,4	202,4	206,1
20-24	178,1	180,8	183,8	187,0	189,5	191,3	193,1	195,1	196,8	198,9
25-29	182,7	183,8	184,9	186,0	188,0	190,9	193,8	196,9	200,2	202,9
30-34	186,3	187,8	188,9	190,1	190,9	192,1	193,1	194,2	195,4	197,5
35-39	181,6	184,7	187,1	188,7	190,3	191,7	193,2	194,2	195,5	196,2
40-44	165,2	169,2	173,6	177,9	181,6	184,7	187,8	190,3	191,8	193,4
45-49	142,6	147,3	151,8	156,6	161,5	166,3	170,4	174,8	179,1	182,8
50-54	117,0	122,5	127,9	132,8	137,5	142,2	146,9	151,4	156,1	161,0
55-59	88,6	93,9	99,2	104,7	110,2	115,6	120,9	126,3	131,1	135,8
60-64	61,4	66,3	71,2	76,1	81,1	86,4	91,5	96,7	102,0	107,4
65-69	38,2	41,6	45,5	49,7	54,0	58,2	63,0	67,6	72,3	77,1
70-74	22,5	24,4	26,5	28,7	31,4	34,4	37,5	41,1	44,9	48,8
75+	22,2	23,8	25,6	27,5	29,6	31,9	34,6	37,4	40,5	44,1
<b>TOTAL</b>	<b>2 166,3</b>	<b>2 213,1</b>	<b>2 259,6</b>	<b>2 305,7</b>	<b>2 351,4</b>	<b>2 396,7</b>	<b>2 441,6</b>	<b>2 486,2</b>	<b>2 530,5</b>	<b>2 574,3</b>

Tabel II.23.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TIMUR						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	207,0	206,9	206,9	207,0	207,2	207,6
5-9	207,4	207,0	206,7	206,3	206,1	205,8
10-14	207,9	208,3	208,4	208,4	208,3	208,0
15-19	209,1	209,9	210,7	211,4	211,9	212,4
20-24	201,3	205,4	209,4	213,5	217,3	220,6
25-29	204,8	206,7	208,9	210,7	212,9	215,4
30-34	200,5	203,6	206,8	210,3	213,1	215,1
35-39	197,4	198,5	199,7	200,9	203,1	206,2
40-44	194,8	196,3	197,4	198,7	199,5	200,7
45-49	185,9	189,0	191,5	193,1	194,7	196,1
50-54	165,8	169,9	174,2	178,6	182,3	185,3
55-59	140,4	145,1	149,5	154,2	159,0	163,7
60-64	112,6	117,9	123,1	127,8	132,4	136,9
65-69	82,1	86,9	91,9	97,0	102,1	107,1
70-74	52,6	56,9	61,2	65,4	69,7	74,2
75+	48,1	52,4	57,1	62,3	67,8	73,6
<b>TOTAL</b>	<b>2 617,7</b>	<b>2 660,7</b>	<b>2 703,4</b>	<b>2 745,6</b>	<b>2 787,4</b>	<b>2 828,7</b>

Tabel II.23.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TIMUR										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	386,5	393,5	400,4	407,4	414,1	419,1	421,1	422,5	424,0	425,3
5-9	363,0	366,9	371,0	374,7	378,9	383,9	391,0	397,9	404,9	411,5
10-14	338,5	344,1	349,9	356,1	361,2	365,2	369,1	373,2	376,8	381,0
15-19	331,6	333,5	335,7	338,1	342,0	347,4	353,0	359,0	365,3	370,5
20-24	343,8	346,8	348,7	350,8	352,0	353,9	355,9	358,3	360,9	365,1
25-29	350,0	356,7	362,3	366,2	370,2	373,4	376,6	378,6	380,8	382,1
30-34	333,6	341,5	349,8	358,2	365,7	372,3	379,2	385,0	389,0	393,1
35-39	297,9	308,0	317,5	327,5	337,3	347,0	355,0	363,5	372,1	379,8
40-44	251,0	262,7	274,4	285,0	295,2	305,3	315,6	325,3	335,5	345,4
45-49	196,1	207,1	218,6	230,4	242,3	254,0	265,8	277,6	288,3	298,5
50-54	143,9	153,9	163,9	174,1	184,6	195,8	206,7	218,2	230,0	241,9
55-59	97,1	105,2	113,8	122,7	131,8	140,8	150,7	160,6	170,6	180,9
60-64	60,4	65,6	71,6	78,1	85,2	92,7	100,5	108,8	117,4	126,1
65-69	36,6	39,5	42,8	46,4	50,7	55,6	60,5	66,1	72,2	78,8
70-74	23,7	25,1	26,5	28,1	29,7	31,6	34,2	37,1	40,3	44,1
75+	22,4	23,8	25,3	27,0	28,7	30,6	32,7	34,8	37,1	39,5
<b>TOTAL</b>	<b>3 576,1</b>	<b>3 673,9</b>	<b>3 772,2</b>	<b>3 870,8</b>	<b>3 969,6</b>	<b>4 068,6</b>	<b>4 167,6</b>	<b>4 266,5</b>	<b>4 365,2</b>	<b>4 463,6</b>

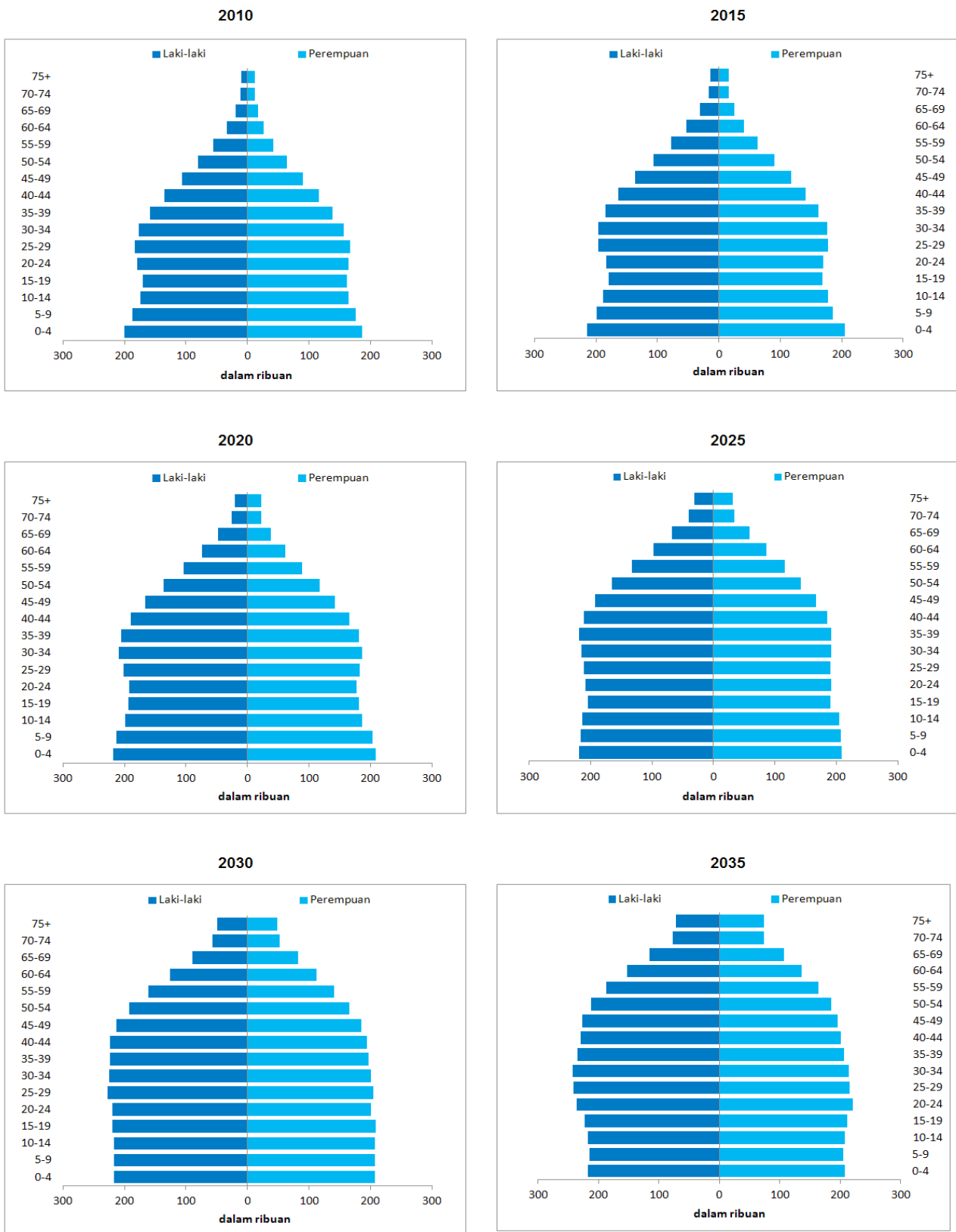
Tabel II.23.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TIMUR										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	426,5	427,2	427,6	427,7	427,6	426,9	426,2	425,6	424,8	424,2
5-9	416,4	418,4	420,1	421,6	422,9	423,9	424,6	425,0	424,9	424,9
10-14	385,9	392,9	399,7	406,7	413,3	418,0	419,9	421,6	423,1	424,3
15-19	374,6	378,5	382,6	386,3	390,5	395,5	402,6	409,5	416,6	423,3
20-24	370,8	376,7	382,9	389,5	395,0	399,3	403,3	407,7	411,6	416,1
25-29	384,2	386,3	388,9	391,7	396,1	402,1	408,4	415,0	422,0	427,7
30-34	396,3	399,5	401,5	403,7	404,9	407,0	409,2	411,9	414,8	419,5
35-39	386,4	393,4	399,3	403,2	407,3	410,4	413,6	415,5	417,8	419,0
40-44	355,2	363,3	371,9	380,5	388,2	394,9	401,9	407,8	411,8	415,9
45-49	308,7	319,1	328,8	339,0	348,9	358,8	366,9	375,5	384,2	391,9
50-54	253,5	265,3	277,0	287,6	297,8	308,0	318,3	327,9	338,1	347,9
55-59	191,9	202,7	213,9	225,5	237,1	248,6	260,1	271,6	282,0	292,0
60-64	134,9	144,4	154,0	163,6	173,5	184,1	194,5	205,3	216,4	227,7
65-69	85,8	93,1	100,8	108,9	117,1	125,3	134,2	143,1	152,2	161,5
70-74	48,4	52,8	57,7	63,1	68,9	75,1	81,6	88,4	95,6	102,9
75+	42,2	45,6	49,2	53,2	57,7	62,8	68,4	74,5	81,3	88,8
<b>TOTAL</b>	<b>4 561,7</b>	<b>4 659,2</b>	<b>4 755,9</b>	<b>4 851,8</b>	<b>4 946,8</b>	<b>5 040,7</b>	<b>5 133,7</b>	<b>5 225,9</b>	<b>5 317,2</b>	<b>5 407,6</b>

Tabel II.23.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

KALIMANTAN TIMUR		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	423,8	423,6	423,6	423,9	424,3	425,0
5-9	424,3	423,6	422,9	422,3	421,7	421,3
10-14	425,3	426,0	426,4	426,5	426,3	425,7
15-19	428,2	430,2	431,9	433,3	434,6	435,6
20-24	421,3	428,8	436,2	443,7	450,9	456,1
25-29	432,6	436,7	441,4	445,7	450,5	456,2
30-34	425,8	432,5	439,4	446,8	452,8	457,6
35-39	421,2	423,5	426,3	429,3	434,2	440,8
40-44	419,1	422,4	424,3	426,6	427,9	430,1
45-49	398,6	405,7	411,7	415,7	419,8	423,0
50-54	357,8	365,8	374,4	383,1	390,8	397,5
55-59	301,9	312,1	321,5	331,5	341,2	350,8
60-64	238,7	249,8	260,8	270,8	280,5	290,1
65-69	171,4	181,1	191,2	201,6	212,1	222,4
70-74	110,1	118,1	126,0	133,9	142,2	151,0
75+	96,9	105,5	114,8	124,7	135,1	146,0
<b>TOTAL</b>	<b>5 497,0</b>	<b>5 585,4</b>	<b>5 672,8</b>	<b>5 759,4</b>	<b>5 844,9</b>	<b>5 929,2</b>

Gambar II.23.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI KALIMANTAN TIMUR  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.23.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

KALIMANTAN TIMUR

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	1 880,5	2 138,1	2 395,4	2 644,0	2 879,3	3 100,5
Perempuan	1 695,6	1 930,5	2 166,3	2 396,7	2 617,7	2 828,7
Total	3 576,1	4 068,6	4 561,7	5 040,7	5 497,0	5 929,2
Komposisi Umur (%)						
0-14	30,4	28,7	26,9	25,2	23,2	21,5
15-64	67,3	68,4	69,2	69,6	69,9	69,7
65+	2,3	2,9	3,9	5,2	6,9	8,8
<i>Dependency Ratio (%)</i>	48,6	46,2	44,5	43,7	43,1	43,5
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,70	2,54	2,41	2,26	2,13	2,01
GRR	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0
NRR	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
CBR	23,8	21,3	19,1	17,1	15,6	14,6
Jumlah Kelahiran (000)	85,0	86,7	87,2	86,3	85,8	86,3
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	71,0	72,1	72,9	73,3	73,5	73,6
e0 Perempuan	74,8	75,9	76,5	76,9	77,1	77,3
e0 L+P	72,9	73,9	74,7	75,0	75,3	75,4
IMR Laki-laki	20,6	17,2	15,2	14,2	13,6	13,3
IMR Perempuan	14,6	12,7	11,6	11,0	10,7	10,5
IMR L+P	17,7	15,0	13,5	12,6	12,2	11,9
CDR	3,3	3,5	3,8	4,4	5,2	6,2
Jumlah Kematian (000)	11,9	14,1	17,5	22,3	28,8	36,8
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	6,9	6,5	6,2	5,8	5,7	5,6

**PROVINSI  
SULAWESI UTARA**

Tabel II.24.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI UTARA										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	105,0	105,5	106,0	106,8	107,7	107,3	106,3	105,6	104,8	104,0
5-9	106,9	107,0	106,8	106,5	105,8	105,2	105,7	106,1	107,1	107,9
10-14	103,7	104,2	104,7	105,0	105,6	106,6	107,0	106,7	106,4	105,7
15-19	102,2	102,0	102,2	102,5	103,0	103,6	104,1	104,5	104,8	105,4
20-24	102,8	103,5	103,8	103,7	103,0	102,3	102,1	102,3	102,7	103,1
25-29	95,8	97,4	98,5	99,7	101,0	102,3	103,0	103,3	103,1	102,6
30-34	91,7	91,3	91,8	92,6	93,6	94,7	96,1	97,2	98,3	99,5
35-39	90,9	91,2	91,2	91,0	90,6	90,5	90,1	90,5	91,2	92,2
40-44	86,6	87,8	88,7	89,1	89,3	89,5	89,7	89,7	89,5	89,1
45-49	74,7	76,7	79,0	81,3	83,4	84,9	86,0	86,8	87,2	87,4
50-54	63,9	65,7	67,2	68,8	70,4	72,3	74,2	76,5	78,8	80,7
55-59	49,9	52,5	54,9	57,0	59,0	60,7	62,4	63,9	65,3	66,8
60-64	33,2	35,4	38,0	40,7	43,4	45,8	48,3	50,6	52,5	54,2
65-69	21,6	22,7	23,9	25,2	26,9	29,0	31,0	33,2	35,6	38,1
70-74	15,6	15,8	16,1	16,4	16,8	17,3	18,3	19,3	20,3	21,7
75+	17,0	17,4	17,6	18,0	18,3	18,8	19,1	19,4	19,9	20,4
<b>TOTAL</b>	<b>1 161,5</b>	<b>1 176,1</b>	<b>1 190,4</b>	<b>1 204,3</b>	<b>1 217,8</b>	<b>1 230,8</b>	<b>1 243,4</b>	<b>1 255,6</b>	<b>1 267,5</b>	<b>1 278,8</b>

Tabel II.24.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI UTARA

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	103,3	102,6	101,9	101,2	100,4	99,6	98,9	98,1	97,3	96,7
5-9	107,7	106,9	105,8	105,0	104,3	103,5	102,8	102,1	101,4	100,7
10-14	105,1	105,6	106,2	107,0	107,3	107,3	106,7	105,9	104,8	104,0
15-19	106,4	106,7	106,5	106,1	105,4	104,9	105,2	105,9	106,3	106,6
20-24	103,6	104,1	104,5	104,8	105,4	106,3	106,6	106,3	106,0	105,3
25-29	101,7	101,5	101,7	102,0	102,5	103,0	103,4	103,8	104,1	104,7
30-34	100,8	101,4	101,6	101,5	100,9	100,1	99,8	100,0	100,4	100,8
35-39	93,1	94,6	95,6	96,6	97,8	98,9	99,6	99,7	99,6	99,0
40-44	89,0	88,5	88,9	89,6	90,5	91,4	92,9	93,7	94,8	95,9
45-49	87,6	87,8	87,8	87,6	87,1	87,0	86,4	86,8	87,5	88,4
50-54	82,2	83,3	84,0	84,3	84,6	84,7	84,9	84,8	84,6	84,2
55-59	68,7	70,6	72,7	74,8	76,7	78,1	79,1	79,8	80,1	80,4
60-64	55,9	57,4	58,8	60,1	61,6	63,4	65,0	67,0	69,0	70,8
65-69	40,1	42,3	44,3	46,0	47,6	49,1	50,4	51,7	52,9	54,2
70-74	23,5	25,0	26,9	28,9	30,9	32,6	34,4	35,9	37,4	38,8
75+	21,0	21,9	22,9	24,0	25,3	26,8	28,4	30,3	32,4	34,5
<b>TOTAL</b>	<b>1 289,7</b>	<b>1 300,2</b>	<b>1 310,1</b>	<b>1 319,5</b>	<b>1 328,3</b>	<b>1 336,7</b>	<b>1 344,5</b>	<b>1 351,8</b>	<b>1 358,6</b>	<b>1 365,0</b>

Tabel II.24.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI UTARA						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	95,9	95,2	94,4	93,8	93,1	92,5
5-9	99,9	99,1	98,4	97,6	96,9	96,1
10-14	103,3	102,6	101,9	101,1	100,4	99,6
15-19	107,1	106,0	105,2	104,3	103,6	102,9
20-24	104,7	105,1	105,8	106,6	106,9	106,8
25-29	105,5	105,8	105,5	105,1	104,4	103,8
30-34	101,2	101,7	102,0	102,3	102,8	103,6
35-39	98,2	98,0	98,2	98,5	98,9	99,4
40-44	97,0	97,6	97,7	97,6	97,0	96,3
45-49	89,3	90,6	91,5	92,5	93,6	94,7
50-54	84,0	83,6	84,0	84,5	85,5	86,4
55-59	80,5	80,7	80,7	80,5	80,0	79,9
60-64	72,0	73,0	73,6	73,9	74,2	74,3
65-69	55,7	57,2	58,9	60,7	62,2	63,4
70-74	39,9	41,0	42,0	43,0	44,2	45,4
75+	36,6	38,8	41,0	43,1	45,2	47,1
<b>TOTAL</b>	<b>1 370,8</b>	<b>1 376,0</b>	<b>1 380,8</b>	<b>1 385,1</b>	<b>1 388,9</b>	<b>1 392,2</b>

Tabel II.24.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI UTARA										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	99,9	100,7	101,5	101,8	102,2	103,1	102,4	101,4	100,6	99,9
5-9	99,9	100,4	100,8	101,1	101,1	100,3	101,1	101,8	102,3	102,6
10-14	98,0	98,4	98,7	99,0	99,4	100,0	100,4	100,8	101,1	101,0
15-19	95,6	96,0	96,4	96,8	97,2	97,7	98,1	98,5	98,7	99,1
20-24	92,0	92,9	93,8	94,4	94,9	95,0	95,4	95,8	96,2	96,7
25-29	89,2	89,2	89,2	89,5	90,0	90,9	91,7	92,6	93,2	93,6
30-34	89,2	89,0	88,8	88,6	88,4	88,0	88,0	87,9	88,2	88,7
35-39	87,1	87,6	87,8	88,0	88,1	88,3	88,0	87,8	87,6	87,4
40-44	82,2	83,5	84,5	85,2	85,7	86,1	86,6	86,8	86,9	87,0
45-49	70,6	72,6	74,7	77,1	79,2	80,9	82,2	83,2	83,8	84,3
50-54	60,5	62,4	64,1	65,5	67,1	69,0	70,9	73,0	75,3	77,4
55-59	47,7	50,0	52,3	54,6	56,6	58,3	60,2	61,8	63,2	64,8
60-64	33,3	35,4	37,6	40,0	42,5	45,1	47,2	49,4	51,6	53,6
65-69	23,6	24,3	25,4	26,9	28,5	30,3	32,2	34,3	36,5	38,7
70-74	19,6	19,6	19,6	19,6	19,7	20,0	20,6	21,6	22,9	24,3
75+	27,8	27,8	27,9	28,0	28,2	28,3	28,5	28,7	28,8	29,1
<b>TOTAL</b>	<b>1 116,2</b>	<b>1 129,8</b>	<b>1 143,1</b>	<b>1 156,1</b>	<b>1 168,8</b>	<b>1 181,3</b>	<b>1 193,5</b>	<b>1 205,4</b>	<b>1 216,9</b>	<b>1 228,2</b>

Tabel II.24.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI UTARA										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	99,1	98,4	97,7	97,0	96,3	95,6	94,8	94,1	93,4	92,6
5-9	103,5	102,6	101,8	101,0	100,2	99,5	98,8	98,1	97,4	96,7
10-14	100,2	101,0	101,5	102,0	102,5	103,4	102,3	101,2	100,7	99,9
15-19	99,7	100,1	100,4	100,7	100,7	99,8	100,6	101,1	101,7	102,3
20-24	97,2	97,6	97,9	98,1	98,4	99,0	99,4	99,7	100,0	99,9
25-29	93,8	94,2	94,6	95,0	95,4	95,8	96,2	96,5	96,6	96,9
30-34	89,5	90,3	91,2	91,7	92,1	92,2	92,6	93,0	93,3	93,7
35-39	87,0	86,9	86,8	87,1	87,5	88,3	89,0	89,9	90,4	90,8
40-44	87,1	86,9	86,7	86,4	86,2	85,8	85,6	85,6	85,8	86,2
45-49	84,7	85,1	85,3	85,4	85,5	85,6	85,4	85,2	84,9	84,7
50-54	79,0	80,2	81,2	81,9	82,3	82,7	83,1	83,3	83,4	83,4
55-59	66,6	68,4	70,4	72,7	74,7	76,2	77,4	78,4	79,0	79,4
60-64	55,2	57,0	58,5	59,9	61,3	63,0	64,8	66,7	68,8	70,7
65-69	41,2	43,1	45,2	47,2	49,0	50,4	52,1	53,5	54,7	56,1
70-74	25,8	27,6	29,4	31,2	33,2	35,3	37,0	38,8	40,5	42,0
75+	29,5	30,2	31,1	32,2	33,5	35,0	36,9	38,9	41,0	43,4
<b>TOTAL</b>	<b>1 239,1</b>	<b>1 249,6</b>	<b>1 259,7</b>	<b>1 269,5</b>	<b>1 278,8</b>	<b>1 287,6</b>	<b>1 296,0</b>	<b>1 304,0</b>	<b>1 311,6</b>	<b>1 318,7</b>

Tabel II.24.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI UTARA						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	91,9	91,2	90,6	89,9	89,3	88,6
5-9	95,9	95,2	94,4	93,7	93,0	92,3
10-14	99,2	98,5	97,8	97,1	96,4	95,7
15-19	102,8	101,9	101,0	100,3	99,5	98,8
20-24	99,1	99,9	100,4	100,9	101,4	102,1
25-29	97,5	97,9	98,2	98,5	98,4	97,6
30-34	94,2	94,5	94,8	94,9	95,2	95,8
35-39	90,9	91,2	91,6	92,0	92,4	92,8
40-44	87,0	87,7	88,6	89,1	89,5	89,6
45-49	84,3	84,2	84,1	84,3	84,7	85,5
50-54	83,6	83,3	83,1	82,9	82,6	82,2
55-59	79,7	80,2	80,3	80,4	80,5	80,6
60-64	72,2	73,3	74,2	74,8	75,2	75,5
65-69	57,7	59,3	61,1	63,0	64,8	66,1
70-74	43,3	44,8	46,0	47,1	48,2	49,6
75+	46,0	48,4	51,0	53,6	56,2	58,7
TOTAL	1 325,3	1 331,5	1 337,2	1 342,5	1 347,3	1 351,5



Tabel II.24.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI UTARA		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	204,9	206,2	207,5	208,6	209,9	210,4	208,7	207,0	205,4	203,9
5-9	206,8	207,4	207,6	207,6	206,9	205,5	206,8	207,9	209,4	210,5
10-14	201,7	202,6	203,4	204,0	205,0	206,6	207,4	207,5	207,5	206,7
15-19	197,8	198,0	198,6	199,3	200,2	201,3	202,2	203,0	203,5	204,5
20-24	194,8	196,4	197,6	198,1	197,9	197,3	197,5	198,1	198,9	199,8
25-29	185,0	186,6	187,7	189,2	191,0	193,2	194,7	195,9	196,3	196,2
30-34	180,9	180,3	180,6	181,2	182,0	182,7	184,1	185,1	186,5	188,2
35-39	178,0	178,8	179,0	179,0	178,7	178,8	178,1	178,3	178,8	179,6
40-44	168,8	171,3	173,2	174,3	175,0	175,6	176,3	176,5	176,4	176,1
45-49	145,3	149,3	153,7	158,4	162,6	165,8	168,2	170,0	171,0	171,7
50-54	124,4	128,1	131,3	134,3	137,5	141,3	145,1	149,5	154,1	158,1
55-59	97,6	102,5	107,2	111,6	115,6	119,0	122,6	125,7	128,5	131,6
60-64	66,5	70,8	75,6	80,7	85,9	90,9	95,5	100,0	104,1	107,8
65-69	45,2	47,0	49,3	52,1	55,4	59,3	63,2	67,5	72,1	76,8
70-74	35,2	35,4	35,7	36,0	36,5	37,3	38,9	40,9	43,2	46,0
75+	44,8	45,2	45,5	46,0	46,5	47,1	47,6	48,1	48,7	49,5
<b>TOTAL</b>	<b>2 277,7</b>	<b>2 305,9</b>	<b>2 333,5</b>	<b>2 360,4</b>	<b>2 386,6</b>	<b>2 412,1</b>	<b>2 436,9</b>	<b>2 461,0</b>	<b>2 484,4</b>	<b>2 507,0</b>

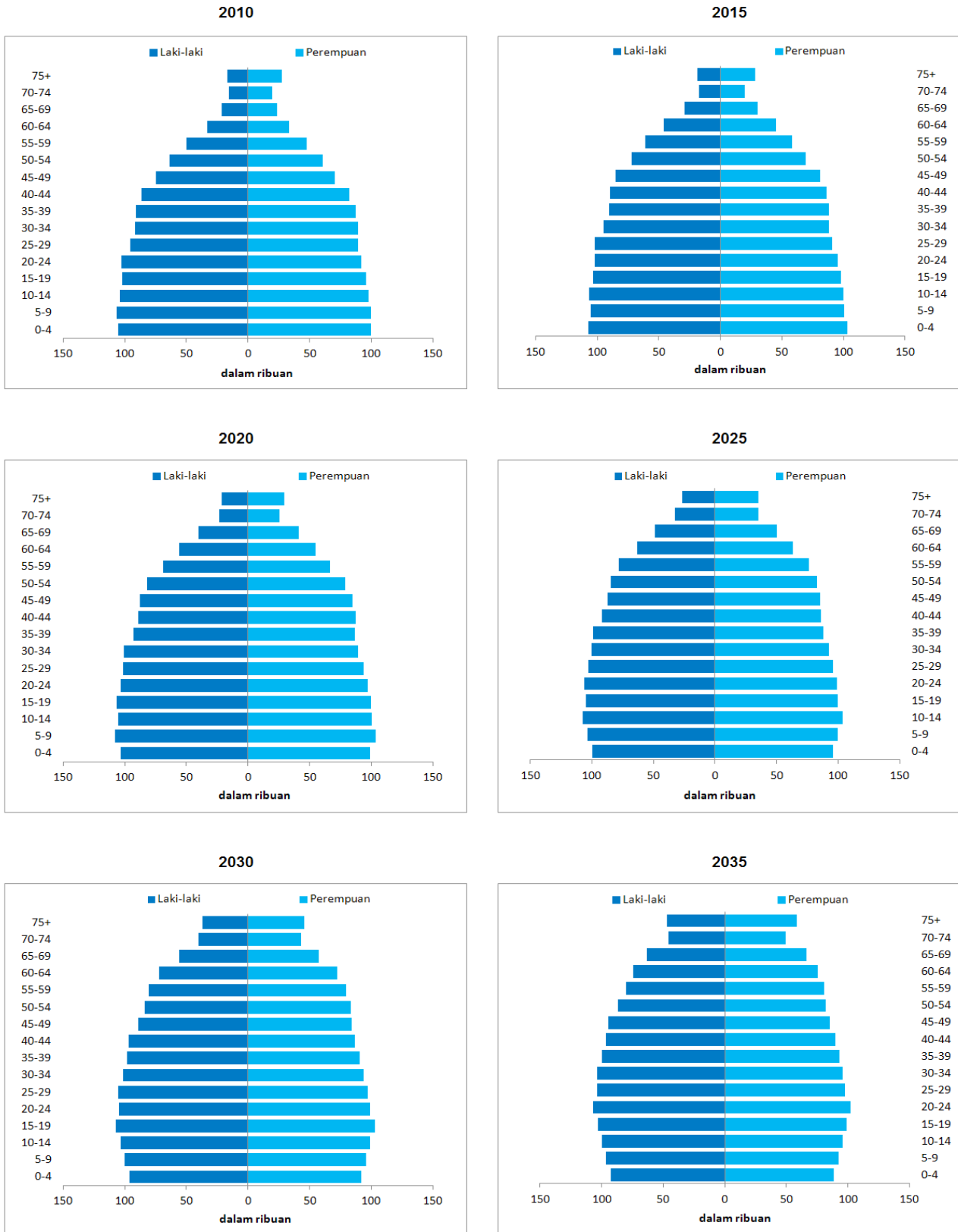
Tabel II.24.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI UTARA										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	202,4	201,0	199,6	198,2	196,7	195,2	193,7	192,2	190,7	189,3
5-9	211,2	209,5	207,6	206,0	204,5	203,0	201,6	200,2	198,8	197,4
10-14	205,3	206,6	207,7	209,0	209,8	210,7	209,0	207,1	205,5	203,9
15-19	206,1	206,8	206,9	206,8	206,1	204,7	205,8	207,0	208,0	208,9
20-24	200,8	201,7	202,4	202,9	203,8	205,3	206,0	206,0	206,0	205,2
25-29	195,5	195,7	196,3	197,0	197,9	198,8	199,6	200,3	200,7	201,6
30-34	190,3	191,7	192,8	193,2	193,0	192,3	192,4	193,0	193,7	194,5
35-39	180,1	181,5	182,4	183,7	185,3	187,2	188,6	189,6	190,0	189,8
40-44	176,1	175,4	175,6	176,0	176,7	177,2	178,5	179,3	180,6	182,1
45-49	172,3	172,9	173,1	173,0	172,6	172,6	171,8	172,0	172,4	173,1
50-54	161,2	163,5	165,2	166,2	166,9	167,4	168,0	168,1	168,0	167,6
55-59	135,3	139,0	143,1	147,5	151,4	154,3	156,5	158,2	159,1	159,8
60-64	111,1	114,4	117,3	120,0	122,9	126,4	129,8	133,7	137,8	141,5
65-69	81,3	85,4	89,5	93,2	96,6	99,5	102,5	105,2	107,6	110,3
70-74	49,3	52,6	56,3	60,1	64,1	67,9	71,4	74,7	77,9	80,8
75+	50,5	52,1	54,0	56,2	58,8	61,8	65,3	69,2	73,4	77,9
<b>TOTAL</b>	<b>2 528,8</b>	<b>2 549,8</b>	<b>2 569,8</b>	<b>2 589,0</b>	<b>2 607,1</b>	<b>2 624,3</b>	<b>2 640,5</b>	<b>2 655,8</b>	<b>2 670,2</b>	<b>2 683,7</b>

Tabel II.24.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI UTARA		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	187,8	186,4	185,0	183,7	182,4	181,1
5-9	195,8	194,3	192,8	191,3	189,9	188,4
10-14	202,5	201,1	199,7	198,2	196,8	195,3
15-19	209,9	207,9	206,2	204,6	203,1	201,7
20-24	203,8	205,0	206,2	207,5	208,3	208,9
25-29	203,0	203,7	203,7	203,6	202,8	201,4
30-34	195,4	196,2	196,8	197,2	198,0	199,4
35-39	189,1	189,2	189,8	190,5	191,3	192,2
40-44	184,0	185,3	186,3	186,7	186,5	185,9
45-49	173,6	174,8	175,6	176,8	178,3	180,2
50-54	167,6	166,9	167,1	167,4	168,1	168,6
55-59	160,2	160,9	161,0	160,9	160,5	160,5
60-64	144,2	146,3	147,8	148,7	149,4	149,8
65-69	113,4	116,5	120,0	123,7	127,0	129,5
70-74	83,2	85,8	88,0	90,1	92,4	95,0
75+	82,6	87,2	92,0	96,7	101,4	105,8
<b>TOTAL</b>	<b>2 696,1</b>	<b>2 707,5</b>	<b>2 718,0</b>	<b>2 727,6</b>	<b>2 736,2</b>	<b>2 743,7</b>

Gambar II.24.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI SULAWESI UTARA  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.24.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

SULAWESI UTARA

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	1 161,5	1 230,8	1 289,7	1 336,7	1 370,8	1 392,2
Perempuan	1 116,2	1 181,3	1 239,1	1 287,6	1 325,3	1 351,5
Total	2 277,7	2 412,1	2 528,8	2 624,3	2 696,1	2 743,7
Komposisi Umur (%)						
0-14	26,9	25,8	24,5	23,2	21,7	20,6
15-64	67,6	68,2	68,3	68,1	67,9	67,4
65+	5,5	6,0	7,2	8,7	10,4	12,0
<i>Dependency Ratio (%)</i>	47,9	46,6	46,4	46,8	47,3	48,4
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,45	2,30	2,17	2,05	1,94	1,85
GRR	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9
NRR	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
CBR	19,4	17,5	16,0	14,8	13,8	13,1
Jumlah Kelahiran (000)	44,2	42,1	40,5	38,8	37,3	36,0
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	68,5	69,3	69,8	70,2	70,4	70,6
e0 Perempuan	72,4	73,1	73,7	74,0	74,2	74,4
e0 L+P	70,4	71,2	71,7	72,0	72,3	72,4
IMR Laki-laki	29,5	26,5	24,5	23,2	22,5	22,1
IMR Perempuan	20,7	19,0	17,7	17,0	16,7	16,4
IMR L+P	25,2	22,8	21,2	20,2	19,7	19,3
CDR	6,9	6,9	7,2	7,9	8,8	9,9
Jumlah Kematian (000)	15,8	16,6	18,3	20,7	23,7	27,1
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	0,2	-0,1	-0,3	-0,6	-0,6	-0,7

**PROVINSI  
SULAWESI TENGAH**

Tabel II.25.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGAH

LAKI-LAKI

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	141,9	144,5	147,3	150,2	152,4	152,7	152,6	152,4	152,6	152,5
5-9	134,1	134,7	135,2	136,0	136,9	139,9	142,8	145,6	148,3	150,9
10-14	134,5	134,4	134,3	133,9	134,0	134,4	134,9	135,4	136,3	137,1
15-19	125,4	127,9	130,5	132,5	133,8	134,2	134,0	133,8	133,5	133,5
20-24	118,3	118,8	119,6	121,0	122,6	124,9	127,5	130,0	132,0	133,4
25-29	118,1	118,4	118,5	118,3	118,5	118,6	119,2	120,0	121,3	123,0
30-34	116,8	117,4	118,0	118,3	118,6	118,7	119,1	119,1	118,8	119,0
35-39	107,6	110,1	112,3	114,1	115,5	116,8	117,3	117,9	118,1	118,4
40-44	91,5	94,9	98,1	101,4	104,3	106,8	109,3	111,4	113,1	114,5
45-49	74,4	77,3	80,2	83,3	86,6	89,9	93,2	96,4	99,6	102,4
50-54	59,5	61,9	64,3	66,6	69,1	71,9	74,6	77,7	80,7	83,8
55-59	44,7	47,1	49,4	51,6	54,0	56,2	58,5	60,7	63,0	65,4
60-64	32,1	33,5	35,1	37,0	38,9	40,7	42,9	45,1	47,2	49,3
65-69	22,1	23,0	23,9	24,9	26,2	27,7	28,9	30,4	32,1	33,7
70-74	15,9	16,1	16,4	16,8	17,1	17,5	18,2	19,0	19,8	20,9
75+	17,1	17,4	17,7	18,0	18,4	18,7	19,1	19,5	20,0	20,4
<b>TOTAL</b>	<b>1 354,0</b>	<b>1 377,4</b>	<b>1 400,8</b>	<b>1 423,9</b>	<b>1 446,9</b>	<b>1 469,6</b>	<b>1 492,1</b>	<b>1 514,4</b>	<b>1 536,4</b>	<b>1 558,2</b>

Tabel II.25.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGAH

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	152,6	152,4	151,9	151,7	151,1	150,6	150,1	149,6	149,0	148,7
5-9	151,1	151,0	151,0	151,0	151,0	150,9	150,8	150,5	150,1	149,7
10-14	140,1	143,0	145,7	148,4	151,1	150,9	150,8	151,0	151,1	150,8
15-19	134,0	134,4	135,0	135,8	136,7	139,7	142,4	145,2	147,8	150,4
20-24	133,7	133,6	133,4	132,9	132,9	133,3	133,8	134,3	135,1	135,9
25-29	125,3	127,9	130,5	132,5	133,7	134,0	133,9	133,6	133,2	133,2
30-34	119,1	119,7	120,4	121,7	123,3	125,6	128,3	130,8	132,8	134,1
35-39	118,5	118,7	118,7	118,5	118,5	118,6	119,1	119,7	121,1	122,8
40-44	115,7	116,3	116,8	117,1	117,3	117,4	117,5	117,4	117,2	117,3
45-49	104,8	107,3	109,3	111,1	112,4	113,6	114,1	114,6	114,9	115,1
50-54	86,9	90,1	93,3	96,3	99,0	101,4	103,9	105,7	107,5	108,7
55-59	68,1	70,7	73,5	76,4	79,5	82,4	85,5	88,5	91,3	93,9
60-64	51,3	53,5	55,6	57,7	60,0	62,5	64,9	67,5	70,2	72,9
65-69	35,4	37,3	39,3	41,2	43,0	44,9	46,8	48,7	50,5	52,5
70-74	22,2	23,1	24,4	25,7	27,1	28,6	30,1	31,8	33,3	34,9
75+	20,9	21,6	22,4	23,3	24,3	25,6	26,7	28,1	29,6	31,2
<b>TOTAL</b>	<b>1 579,7</b>	<b>1 600,6</b>	<b>1 621,2</b>	<b>1 641,3</b>	<b>1 660,9</b>	<b>1 680,0</b>	<b>1 698,7</b>	<b>1 717,0</b>	<b>1 734,7</b>	<b>1 752,1</b>



Tabel II.25.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGAH						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	148,3	148,0	147,7	147,6	147,5	147,4
5-9	149,1	148,6	148,1	147,7	147,3	146,9
10-14	151,2	150,8	150,5	150,2	149,6	149,1
15-19	150,4	150,4	150,5	150,0	150,3	150,3
20-24	138,9	141,7	144,4	147,0	149,6	149,7
25-29	133,4	133,9	134,5	135,4	136,1	139,1
30-34	134,3	134,2	133,9	133,5	133,4	133,8
35-39	125,1	127,7	130,3	132,2	133,4	133,8
40-44	117,4	117,8	118,5	119,9	121,6	123,9
45-49	115,1	115,3	115,2	115,0	115,1	115,2
50-54	109,9	110,4	111,0	111,3	111,4	111,4
55-59	96,2	98,5	100,3	102,1	103,3	104,4
60-64	75,8	78,6	81,3	84,0	86,4	88,5
65-69	54,7	56,9	59,2	61,6	64,1	66,5
70-74	36,3	37,9	39,5	41,1	42,7	44,5
75+	32,9	34,7	36,6	38,5	40,5	42,5
<b>TOTAL</b>	<b>1 769,0</b>	<b>1 785,4</b>	<b>1 801,5</b>	<b>1 817,1</b>	<b>1 832,3</b>	<b>1 847,0</b>

Tabel II.25.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGAH										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	133,2	136,9	140,3	143,6	147,1	147,2	147,2	147,1	146,8	146,6
5-9	126,5	126,8	127,3	127,8	128,4	131,9	135,4	138,8	142,3	145,6
10-14	127,8	127,3	127,0	126,7	126,6	126,8	127,1	127,6	128,1	128,7
15-19	121,6	123,7	125,5	126,7	127,4	127,3	126,9	126,6	126,3	126,2
20-24	114,6	115,1	115,9	117,1	118,6	120,6	122,7	124,6	125,8	126,5
25-29	115,9	115,8	115,3	114,8	114,5	114,5	114,9	115,7	117,0	118,4
30-34	113,0	114,1	115,1	115,9	116,2	116,2	116,0	115,5	115,0	114,7
35-39	102,1	104,7	106,9	109,0	110,8	112,6	113,7	114,7	115,5	115,8
40-44	86,2	89,4	92,7	95,8	98,6	101,1	103,7	105,9	108,0	109,8
45-49	69,0	71,8	74,9	78,1	81,4	84,7	87,9	91,1	94,2	97,0
50-54	54,1	56,8	59,3	61,8	64,4	67,2	70,0	72,9	76,0	79,3
55-59	40,3	42,3	44,6	47,2	49,6	51,9	54,5	57,0	59,4	61,9
60-64	30,0	31,3	32,6	34,0	35,7	37,8	39,7	41,9	44,3	46,7
65-69	22,0	22,7	23,6	24,7	25,8	27,0	28,2	29,4	30,7	32,3
70-74	16,5	16,9	17,2	17,5	17,9	18,3	19,0	19,8	20,8	21,8
75+	19,2	19,8	20,3	20,9	21,4	22,0	22,7	23,3	23,8	24,5
<b>TOTAL</b>	<b>1 292,0</b>	<b>1 315,4</b>	<b>1 338,5</b>	<b>1 361,6</b>	<b>1 384,4</b>	<b>1 407,1</b>	<b>1 429,6</b>	<b>1 451,9</b>	<b>1 474,0</b>	<b>1 495,8</b>

Tabel II.25.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGAH

PEREMPUAN

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	146,4	146,2	146,1	145,7	145,1	144,6	144,0	143,5	143,1	142,6
5-9	145,7	145,7	145,6	145,5	145,4	145,3	145,1	144,8	144,5	144,0
10-14	132,2	135,7	139,1	142,5	145,8	146,0	145,9	145,9	145,6	145,6
15-19	126,3	126,7	127,1	127,6	128,1	131,6	135,2	138,5	141,9	145,2
20-24	126,5	126,0	125,7	125,4	125,3	125,4	125,7	126,1	126,6	127,2
25-29	120,5	122,6	124,4	125,6	126,4	126,3	125,8	125,4	125,1	124,9
30-34	114,6	115,0	115,8	117,0	118,5	120,5	122,5	124,4	125,6	126,3
35-39	115,7	115,6	115,0	114,4	114,1	114,0	114,4	115,2	116,4	117,8
40-44	111,6	112,6	113,6	114,3	114,6	114,5	114,4	113,9	113,3	112,9
45-49	99,5	102,0	104,2	106,2	108,0	109,7	110,7	111,7	112,4	112,7
50-54	82,6	85,7	88,8	91,9	94,6	97,0	99,4	101,6	103,5	105,3
55-59	64,6	67,3	70,2	73,2	76,3	79,5	82,5	85,5	88,5	91,1
60-64	48,9	51,4	53,7	56,0	58,3	60,9	63,5	66,2	69,1	72,1
65-69	34,2	36,0	38,0	40,2	42,4	44,4	46,7	48,8	50,9	53,1
70-74	22,8	23,9	24,9	26,1	27,5	29,1	30,7	32,4	34,3	36,2
75+	25,2	26,2	27,2	28,3	29,5	30,7	32,2	33,6	35,2	37,0
<b>TOTAL</b>	<b>1 517,3</b>	<b>1 538,6</b>	<b>1 559,4</b>	<b>1 579,9</b>	<b>1 599,9</b>	<b>1 619,5</b>	<b>1 638,7</b>	<b>1 657,5</b>	<b>1 676,0</b>	<b>1 694,0</b>

Tabel II.25.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGAH						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	142,2	141,9	141,7	141,5	141,4	141,4
5-9	143,5	143,0	142,5	142,0	141,6	141,2
10-14	145,4	145,2	144,9	144,5	144,1	143,6
15-19	145,3	145,2	145,0	145,1	145,0	144,6
20-24	130,6	134,1	137,5	140,9	144,0	144,1
25-29	125,1	125,4	125,8	126,2	126,8	130,3
30-34	126,3	125,8	125,4	125,0	124,9	125,0
35-39	119,8	121,9	123,7	125,0	125,7	125,6
40-44	112,8	113,3	114,0	115,2	116,6	118,6
45-49	112,6	112,5	112,0	111,4	111,1	111,0
50-54	107,0	108,0	108,9	109,6	109,9	109,9
55-59	93,4	95,8	97,9	99,7	101,4	103,1
60-64	75,0	77,9	80,8	83,6	86,1	88,3
65-69	55,5	57,8	60,4	63,0	65,7	68,5
70-74	38,0	40,0	41,8	43,6	45,5	47,6
75+	39,1	41,1	43,4	45,9	48,4	51,0
<b>TOTAL</b>	<b>1 711,6</b>	<b>1 728,9</b>	<b>1 745,7</b>	<b>1 762,2</b>	<b>1 778,2</b>	<b>1 793,8</b>

Tabel II.25.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGAH		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	275,1	281,4	287,6	293,8	299,5	299,9	299,8	299,5	299,4	299,1
5-9	260,6	261,5	262,5	263,8	265,3	271,8	278,2	284,4	290,6	296,5
10-14	262,3	261,7	261,3	260,6	260,6	261,2	262,0	263,0	264,4	265,8
15-19	247,0	251,6	256,0	259,2	261,2	261,5	260,9	260,4	259,8	259,7
20-24	232,9	233,9	235,5	238,1	241,2	245,5	250,2	254,6	257,8	259,9
25-29	234,0	234,2	233,8	233,1	233,0	233,1	234,1	235,7	238,3	241,4
30-34	229,8	231,5	233,1	234,2	234,8	234,9	235,1	234,6	233,8	233,7
35-39	209,7	214,8	219,2	223,1	226,3	229,4	231,0	232,6	233,6	234,2
40-44	177,7	184,3	190,8	197,2	202,9	207,9	213,0	217,3	221,1	224,3
45-49	143,4	149,1	155,1	161,4	168,0	174,6	181,1	187,5	193,8	199,4
50-54	113,6	118,7	123,6	128,4	133,5	139,1	144,6	150,6	156,7	163,1
55-59	85,0	89,4	94,0	98,8	103,6	108,1	113,0	117,7	122,4	127,3
60-64	62,1	64,8	67,7	71,0	74,6	78,5	82,6	87,0	91,5	96,0
65-69	44,1	45,7	47,5	49,6	52,0	54,7	57,1	59,8	62,8	66,0
70-74	32,4	33,0	33,6	34,3	35,0	35,8	37,2	38,8	40,6	42,7
75+	36,3	37,2	38,0	38,9	39,8	40,7	41,8	42,8	43,8	44,9
<b>TOTAL</b>	<b>2 646,0</b>	<b>2 692,8</b>	<b>2 739,3</b>	<b>2 785,5</b>	<b>2 831,3</b>	<b>2 876,7</b>	<b>2 921,7</b>	<b>2 966,3</b>	<b>3 010,4</b>	<b>3 054,0</b>

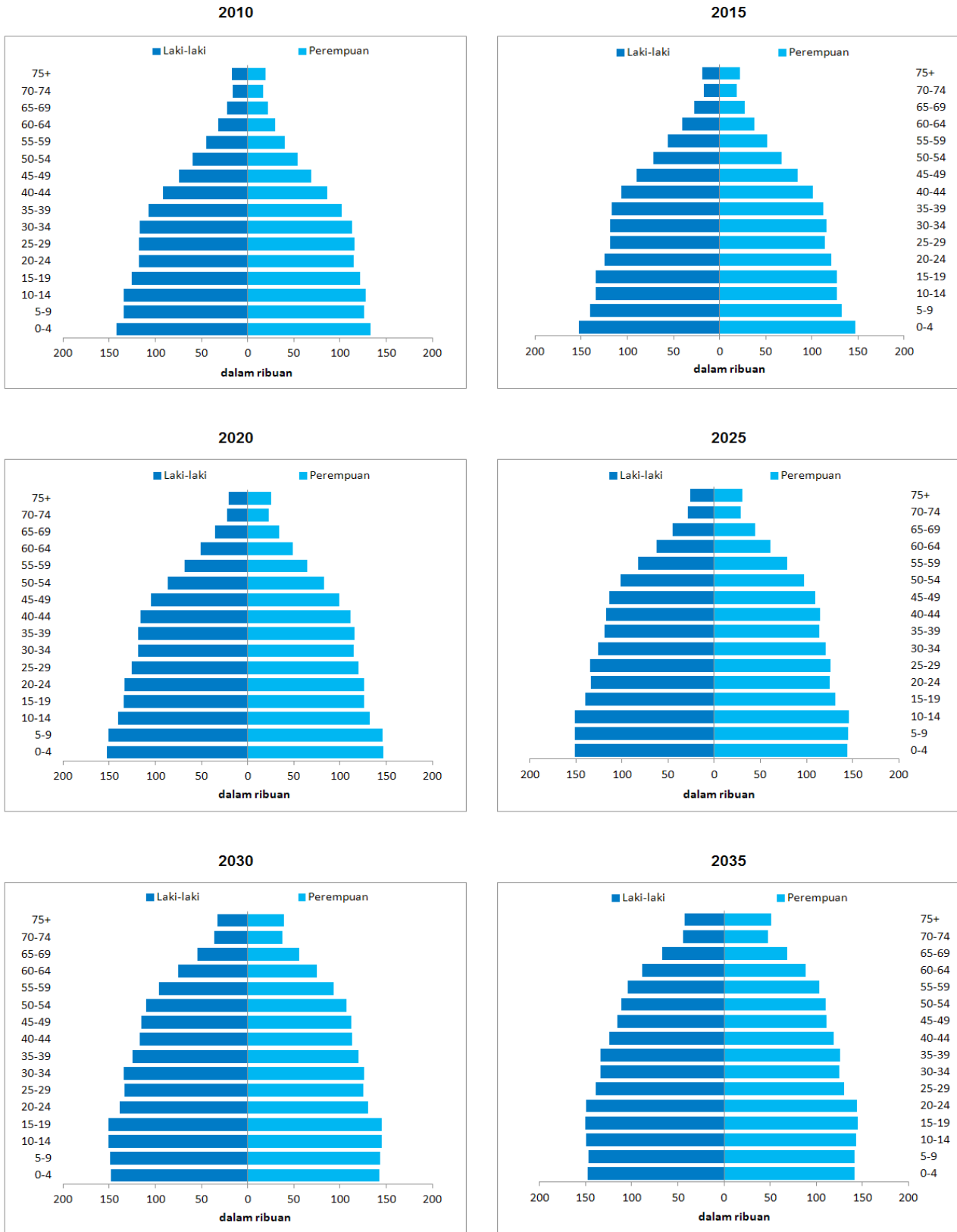
Tabel II.25.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGAH										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	299,0	298,6	298,0	297,4	296,2	295,2	294,1	293,1	292,1	291,3
5-9	296,8	296,7	296,6	296,5	296,4	296,2	295,9	295,3	294,6	293,7
10-14	272,3	278,7	284,8	290,9	296,9	296,9	296,7	296,9	296,7	296,4
15-19	260,3	261,1	262,1	263,4	264,8	271,3	277,6	283,7	289,7	295,6
20-24	260,2	259,6	259,1	258,3	258,2	258,7	259,5	260,4	261,7	263,1
25-29	245,8	250,5	254,9	258,1	260,1	260,3	259,7	259,0	258,3	258,1
30-34	233,7	234,7	236,2	238,7	241,8	246,1	250,8	255,2	258,4	260,4
35-39	234,2	234,3	233,7	232,9	232,6	232,6	233,5	234,9	237,5	240,6
40-44	227,3	228,9	230,4	231,4	231,9	231,9	231,9	231,3	230,5	230,2
45-49	204,3	209,3	213,5	217,3	220,4	223,3	224,8	226,3	227,3	227,8
50-54	169,5	175,8	182,1	188,2	193,6	198,4	203,3	207,3	211,0	214,0
55-59	132,7	138,0	143,7	149,6	155,8	161,9	168,0	174,0	179,8	185,0
60-64	100,2	104,9	109,3	113,7	118,3	123,4	128,4	133,7	139,3	145,0
65-69	69,6	73,3	77,3	81,4	85,4	89,3	93,5	97,5	101,4	105,6
70-74	45,0	47,0	49,3	51,8	54,6	57,7	60,8	64,2	67,6	71,1
75+	46,1	47,8	49,6	51,6	53,8	56,3	58,9	61,7	64,8	68,2
<b>TOTAL</b>	<b>3 097,0</b>	<b>3 139,2</b>	<b>3 180,6</b>	<b>3 221,2</b>	<b>3 260,8</b>	<b>3 299,5</b>	<b>3 337,4</b>	<b>3 374,5</b>	<b>3 410,7</b>	<b>3 446,1</b>

Tabel II.25.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGAH		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	290,5	289,9	289,4	289,1	288,9	288,8
5-9	292,6	291,6	290,6	289,7	288,9	288,1
10-14	296,6	296,0	295,4	294,7	293,7	292,7
15-19	295,7	295,6	295,5	295,1	295,3	294,9
20-24	269,5	275,8	281,9	287,9	293,6	293,8
25-29	258,5	259,3	260,3	261,6	262,9	269,4
30-34	260,6	260,0	259,3	258,5	258,3	258,8
35-39	244,9	249,6	254,0	257,2	259,1	259,4
40-44	230,2	231,1	232,5	235,1	238,2	242,5
45-49	227,7	227,8	227,2	226,4	226,2	226,2
50-54	216,9	218,4	219,9	220,9	221,3	221,3
55-59	189,6	194,3	198,2	201,8	204,7	207,5
60-64	150,8	156,5	162,1	167,6	172,5	176,8
65-69	110,2	114,7	119,6	124,6	129,8	135,0
70-74	74,3	77,9	81,3	84,7	88,2	92,1
75+	72,0	75,8	80,0	84,4	88,9	93,5
<b>TOTAL</b>	<b>3 480,6</b>	<b>3 514,3</b>	<b>3 547,2</b>	<b>3 579,3</b>	<b>3 610,5</b>	<b>3 640,8</b>

Gambar II.25.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI SULAWESI TENGAH  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.25.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

SULAWESI TENGAH

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	1 354,0	1 469,6	1 579,7	1 680,0	1 769,0	1 847,0
Perempuan	1 292,0	1 407,1	1 517,3	1 619,5	1 711,6	1 793,8
Total	2 646,0	2 876,7	3 097,0	3 299,5	3 480,6	3 640,8
Komposisi Umur (%)						
0-14	30,2	29,0	28,0	26,9	25,3	23,9
15-64	65,5	66,4	66,8	66,9	67,3	67,3
65+	4,3	4,6	5,2	6,2	7,4	8,8
<i>Dependency Ratio (%)</i>	52,7	50,6	49,7	49,5	48,6	48,6
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,83	2,70	2,59	2,47	2,35	2,23
GRR	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1
NRR	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
CBR	24,2	22,0	20,2	18,5	17,2	16,2
Jumlah Kelahiran (000)	64,0	63,3	62,5	61,0	59,9	59,1
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	64,2	65,7	66,8	67,5	67,9	68,2
e0 Perempuan	68,1	69,6	70,7	71,4	71,9	72,1
e0 L+P	66,1	67,6	68,7	69,4	69,8	70,1
IMR Laki-laki	47,3	40,1	35,7	32,9	31,1	30,0
IMR Perempuan	35,7	30,8	27,7	25,7	24,5	23,9
IMR L+P	41,6	35,6	31,8	29,4	27,9	27,0
CDR	7,3	7,0	7,0	7,3	7,9	8,7
Jumlah Kematian (000)	19,4	20,2	21,7	24,2	27,5	31,6
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	1,3	1,1	0,9	0,6	0,6	0,6

**PROVINSI  
SULAWESI SELATAN**

Tabel II.26.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI SELATAN										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	420,3	422,3	423,7	425,2	427,5	427,3	425,5	423,8	422,4	420,7
5-9	414,9	413,9	413,7	414,1	414,7	416,2	418,1	419,9	421,5	423,4
10-14	421,0	421,8	419,6	415,9	412,1	410,2	409,3	408,9	409,3	409,8
15-19	380,7	388,4	397,2	405,3	411,3	414,7	415,3	413,1	409,4	405,5
20-24	342,7	347,2	352,1	357,3	363,0	369,1	376,7	385,2	393,0	398,8
25-29	315,3	316,2	317,5	319,5	322,5	326,4	330,6	335,2	340,2	345,6
30-34	304,7	303,5	302,4	301,4	301,0	300,4	301,2	302,2	304,0	306,7
35-39	288,4	290,8	292,4	293,1	292,9	293,2	292,0	290,8	289,7	289,2
40-44	253,4	260,5	266,9	272,2	276,3	278,9	281,0	282,4	283,0	282,7
45-49	205,9	213,2	221,1	229,4	237,2	244,4	251,3	257,4	262,5	266,4
50-54	166,0	171,7	177,4	183,3	189,6	196,8	203,8	211,4	219,2	226,8
55-59	130,9	135,8	140,8	145,7	150,6	155,6	161,0	166,4	171,9	178,0
60-64	101,7	104,2	107,5	111,2	115,0	118,8	123,4	127,9	132,5	137,0
65-69	75,9	78,0	79,8	81,9	84,4	87,6	89,9	92,8	96,1	99,5
70-74	53,2	54,6	56,1	57,6	58,9	60,0	61,8	63,5	65,1	67,3
75+	54,4	55,6	56,9	58,3	59,8	61,4	63,2	65,2	67,1	69,0
<b>TOTAL</b>	<b>3 929,4</b>	<b>3 977,7</b>	<b>4 025,1</b>	<b>4 071,4</b>	<b>4 116,8</b>	<b>4 161,0</b>	<b>4 204,1</b>	<b>4 246,1</b>	<b>4 286,9</b>	<b>4 326,4</b>

Tabel II.26.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI SELATAN

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	418,9	417,0	414,9	412,3	409,4	406,2	402,7	399,3	395,7	392,1
5-9	423,2	421,8	420,2	418,7	416,9	415,2	413,4	411,1	408,7	405,9
10-14	411,1	413,0	414,6	416,1	417,9	417,5	415,9	414,6	412,6	411,2
15-19	403,7	402,6	402,2	402,5	403,0	404,2	406,1	407,6	409,1	410,5
20-24	401,9	402,5	400,3	396,5	392,7	390,7	389,7	389,3	389,5	389,9
25-29	351,5	358,7	366,7	374,1	379,5	382,4	382,7	380,4	376,7	372,9
30-34	310,3	314,1	318,4	323,1	328,1	333,6	340,3	347,9	354,9	360,1
35-39	288,5	289,0	289,9	291,4	294,0	297,2	300,8	304,8	309,2	314,1
40-44	283,0	281,7	280,5	279,3	278,7	278,0	278,4	279,2	280,6	283,0
45-49	268,8	270,8	272,0	272,6	272,3	272,5	271,2	269,9	268,8	268,2
50-54	233,7	240,2	246,0	250,9	254,5	256,7	258,7	259,9	260,4	260,1
55-59	184,8	191,4	198,6	205,9	213,0	219,6	225,7	231,1	235,7	239,1
60-64	141,6	146,6	151,6	156,7	162,3	168,5	174,5	181,1	187,9	194,5
65-69	102,9	106,9	110,9	115,0	119,0	123,1	127,5	131,8	136,4	141,3
70-74	70,0	71,9	74,3	77,1	79,9	82,8	86,0	89,3	92,7	96,0
75+	70,7	73,1	75,3	77,6	80,2	83,1	85,8	88,7	92,0	95,3
<b>TOTAL</b>	<b>4 364,6</b>	<b>4 401,3</b>	<b>4 436,4</b>	<b>4 469,8</b>	<b>4 501,4</b>	<b>4 531,3</b>	<b>4 559,4</b>	<b>4 586,0</b>	<b>4 610,9</b>	<b>4 634,2</b>

Tabel II.26.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI SELATAN						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	388,4	384,8	381,1	377,5	373,8	370,1
5-9	402,8	399,3	395,9	392,3	388,8	385,2
10-14	409,5	407,7	405,5	403,0	400,3	397,1
15-19	410,7	408,9	407,3	405,8	404,3	402,6
20-24	391,1	392,9	394,3	395,7	397,3	397,0
25-29	371,1	370,1	369,7	369,9	370,3	371,4
30-34	362,7	363,0	360,8	357,3	353,7	351,8
35-39	319,3	325,8	333,1	339,9	344,7	347,4
40-44	286,1	289,5	293,5	297,8	302,4	307,5
45-49	267,4	267,8	268,7	270,0	272,3	275,3
50-54	260,2	259,0	257,8	256,7	256,1	255,5
55-59	241,2	243,1	244,2	244,8	244,4	244,7
60-64	200,4	206,0	211,0	215,2	218,4	220,3
65-69	146,8	152,2	158,0	163,9	169,6	174,9
70-74	99,3	103,0	106,6	110,3	114,3	118,8
75+	98,9	102,7	106,7	110,7	115,0	119,3
<b>TOTAL</b>	<b>4 655,9</b>	<b>4 675,8</b>	<b>4 694,2</b>	<b>4 710,8</b>	<b>4 725,7</b>	<b>4 738,9</b>

Tabel II.26.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI SELATAN										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	401,1	404,0	406,3	408,5	410,1	410,6	409,0	407,5	405,6	404,0
5-9	393,9	393,4	393,7	394,7	396,2	398,0	400,9	403,1	405,3	407,0
10-14	403,3	402,3	399,7	396,1	392,4	390,1	389,5	389,8	390,6	392,1
15-19	381,7	386,0	390,7	394,9	397,8	398,9	398,0	395,4	391,8	388,1
20-24	358,2	360,9	364,0	367,1	370,4	373,8	378,1	382,8	387,0	389,9
25-29	342,9	342,6	342,0	342,1	343,1	345,3	347,9	350,9	353,8	357,0
30-34	329,1	330,2	331,0	331,6	331,6	330,5	330,0	329,4	329,4	330,2
35-39	308,4	311,5	313,9	315,9	317,8	320,2	321,1	321,8	322,3	322,2
40-44	274,7	281,5	287,7	293,2	297,6	300,9	303,9	306,3	308,2	310,0
45-49	229,7	237,3	245,2	253,0	260,6	267,7	274,3	280,3	285,6	289,9
50-54	184,3	192,1	199,6	206,9	214,4	222,3	229,7	237,3	244,9	252,2
55-59	146,3	150,8	156,6	163,2	169,9	176,2	183,7	190,8	197,9	205,1
60-64	122,4	124,9	126,9	129,1	132,3	136,9	141,1	146,6	152,9	159,2
65-69	97,2	99,5	102,3	105,1	107,8	110,1	112,4	114,4	116,5	119,4
70-74	72,5	74,2	76,0	77,7	79,5	81,4	83,5	85,9	88,5	90,8
75+	85,3	87,2	89,3	91,5	93,9	96,4	99,2	101,9	104,8	107,7
<b>TOTAL</b>	<b>4 131,0</b>	<b>4 178,4</b>	<b>4 224,9</b>	<b>4 270,6</b>	<b>4 315,4</b>	<b>4 359,3</b>	<b>4 402,3</b>	<b>4 444,2</b>	<b>4 485,1</b>	<b>4 524,8</b>

Tabel II.26.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI SELATAN										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	402,3	400,4	398,1	395,6	392,8	389,7	386,4	383,0	379,5	376,0
5-9	407,7	405,9	404,3	402,7	401,1	399,3	397,4	395,3	392,8	390,0
10-14	393,9	396,6	398,7	400,8	402,3	403,0	401,3	399,3	397,9	396,1
15-19	385,7	385,1	385,4	386,2	387,6	389,3	391,9	394,0	396,0	397,7
20-24	391,0	390,0	387,3	383,7	379,9	377,6	376,9	377,1	377,9	379,3
25-29	360,2	364,3	368,9	372,9	375,6	376,5	375,4	372,8	369,2	365,5
30-34	332,2	334,6	337,4	340,0	343,0	346,0	349,9	354,2	358,0	360,6
35-39	321,0	320,5	319,8	319,7	320,3	322,2	324,4	327,0	329,6	332,4
40-44	312,2	313,1	313,7	314,1	314,0	312,7	312,2	311,4	311,3	311,9
45-49	293,1	296,0	298,3	300,1	301,8	303,9	304,7	305,4	305,7	305,6
50-54	259,0	265,4	271,2	276,3	280,5	283,6	286,3	288,5	290,3	291,9
55-59	212,6	219,7	227,0	234,3	241,3	247,8	253,9	259,5	264,4	268,4
60-64	165,1	172,2	179,0	185,6	192,4	199,5	206,2	213,1	219,9	226,5
65-69	123,7	127,6	132,7	138,4	144,2	149,6	156,1	162,3	168,3	174,5
70-74	92,9	95,0	96,7	98,6	101,2	104,9	108,4	112,8	117,7	122,7
75+	110,8	114,2	117,9	121,6	125,2	128,6	132,2	135,8	139,4	143,6
<b>TOTAL</b>	<b>4 563,4</b>	<b>4 600,6</b>	<b>4 636,4</b>	<b>4 670,6</b>	<b>4 703,2</b>	<b>4 734,2</b>	<b>4 763,6</b>	<b>4 791,5</b>	<b>4 817,9</b>	<b>4 842,7</b>

Tabel II.26.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI SELATAN						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	372,5	369,0	365,4	361,8	358,3	354,8
5-9	386,9	383,7	380,3	376,9	373,4	369,9
10-14	394,4	392,5	390,4	388,0	385,2	382,2
15-19	398,1	396,3	394,6	393,0	391,1	389,5
20-24	380,9	383,5	385,6	387,5	389,0	389,5
25-29	363,1	362,5	362,7	363,5	364,8	366,4
30-34	361,5	360,5	357,9	354,4	350,8	348,6
35-39	335,4	339,1	343,3	347,0	349,6	350,4
40-44	313,7	315,9	318,4	320,9	323,7	326,6
45-49	304,4	303,9	303,1	303,0	303,6	305,4
50-54	294,0	294,8	295,4	295,8	295,7	294,5
55-59	271,4	274,0	276,2	277,8	279,5	281,4
60-64	232,7	238,5	243,8	248,4	252,2	255,0
65-69	181,0	187,1	193,4	199,7	205,8	211,4
70-74	127,4	133,0	138,3	143,5	148,9	154,5
75+	148,4	153,1	158,5	164,4	170,6	177,0
<b>TOTAL</b>	<b>4 865,8</b>	<b>4 887,4</b>	<b>4 907,3</b>	<b>4 925,6</b>	<b>4 942,2</b>	<b>4 957,1</b>



Tabel II.26.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI SELATAN										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	821,4	826,3	830,0	833,7	837,6	837,9	834,5	831,3	828,0	824,7
5-9	808,8	807,3	807,4	808,8	810,9	814,2	819,0	823,0	826,8	830,4
10-14	824,3	824,1	819,3	812,0	804,5	800,3	798,8	798,7	799,9	801,9
15-19	762,4	774,4	787,9	800,2	809,1	813,6	813,3	808,5	801,2	793,6
20-24	700,9	708,1	716,1	724,4	733,4	742,9	754,8	768,0	780,0	788,7
25-29	658,2	658,8	659,5	661,6	665,6	671,7	678,5	686,1	694,0	702,6
30-34	633,8	633,7	633,4	633,0	632,6	630,9	631,2	631,6	633,4	636,9
35-39	596,8	602,3	606,3	609,0	610,7	613,4	613,1	612,6	612,0	611,4
40-44	528,1	542,0	554,6	565,4	573,9	579,8	584,9	588,7	591,2	592,7
45-49	435,6	450,5	466,3	482,4	497,8	512,1	525,6	537,7	548,1	556,3
50-54	350,3	363,8	377,0	390,2	404,0	419,1	433,5	448,7	464,1	479,0
55-59	277,2	286,6	297,4	308,9	320,5	331,8	344,7	357,2	369,8	383,1
60-64	224,1	229,1	234,4	240,3	247,3	255,7	264,5	274,5	285,4	296,2
65-69	173,1	177,5	182,1	187,0	192,2	197,7	202,3	207,2	212,6	218,9
70-74	125,7	128,8	132,1	135,3	138,4	141,4	145,3	149,4	153,6	158,1
75+	139,7	142,8	146,2	149,8	153,7	157,8	162,4	167,1	171,9	176,7
<b>TOTAL</b>	<b>8 060,4</b>	<b>8 156,1</b>	<b>8 250,0</b>	<b>8 342,0</b>	<b>8 432,2</b>	<b>8 520,3</b>	<b>8 606,4</b>	<b>8 690,3</b>	<b>8 772,0</b>	<b>8 851,2</b>

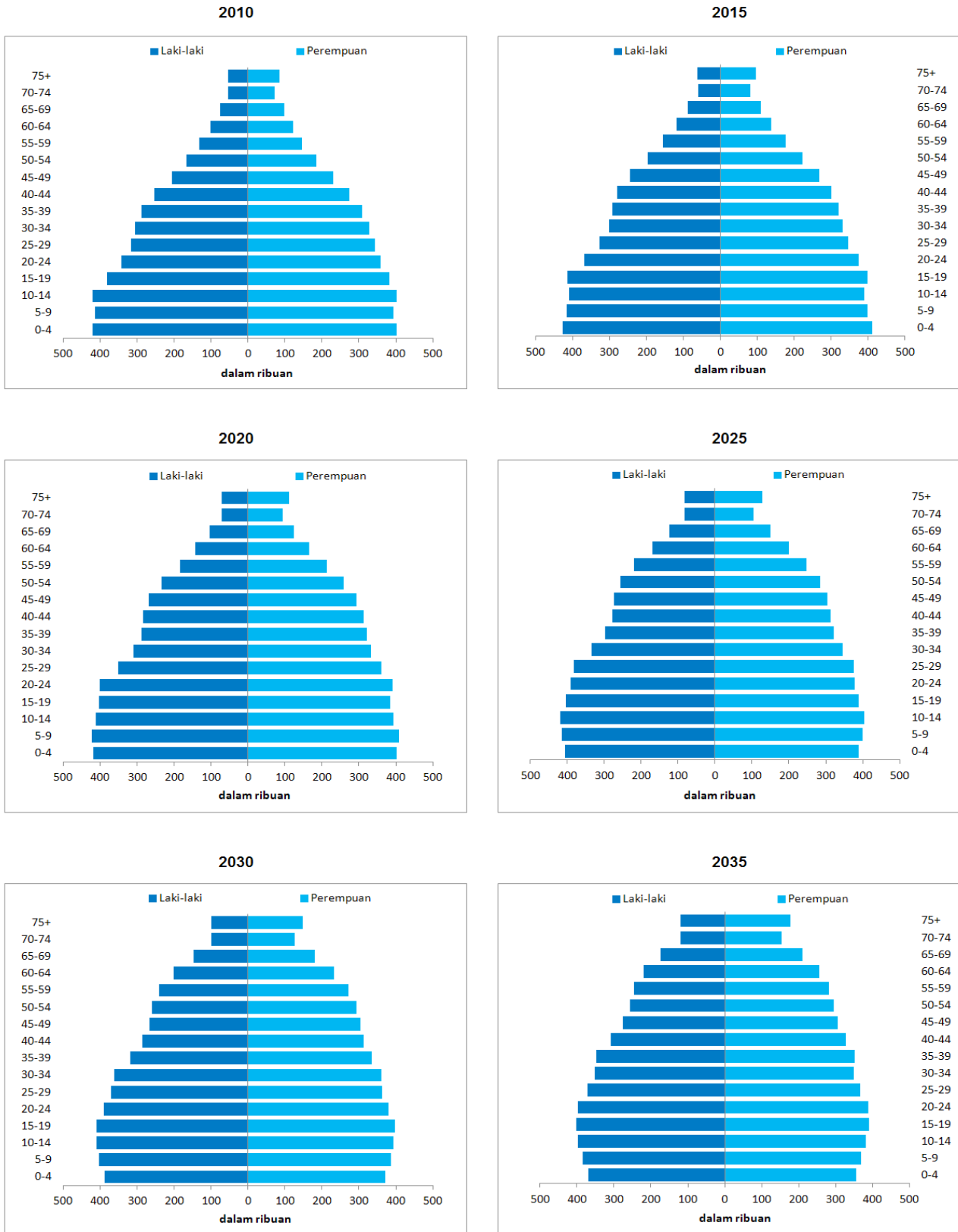
Tabel II.26.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI SELATAN							LAKI-LAKI + PEREMPUAN			
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	821,2	817,4	813,0	807,9	802,2	795,9	789,1	782,3	775,2	768,1
5-9	830,9	827,7	824,5	821,4	818,0	814,5	810,8	806,4	801,5	795,9
10-14	805,0	809,6	813,3	816,9	820,2	820,5	817,2	813,9	810,5	807,3
15-19	789,4	787,7	787,6	788,7	790,6	793,5	798,0	801,6	805,1	808,2
20-24	792,9	792,5	787,6	780,2	772,6	768,3	766,6	766,4	767,4	769,2
25-29	711,7	723,0	735,6	747,0	755,1	758,9	758,1	753,2	745,9	738,4
30-34	642,5	648,7	655,8	663,1	671,1	679,6	690,2	702,1	712,9	720,7
35-39	609,5	609,5	609,7	611,1	614,3	619,4	625,2	631,8	638,8	646,5
40-44	595,2	594,8	594,2	593,4	592,7	590,7	590,6	590,6	591,9	594,9
45-49	561,9	566,8	570,3	572,7	574,1	576,4	575,9	575,3	574,5	573,8
50-54	492,7	505,6	517,2	527,2	535,0	540,3	545,0	548,4	550,7	552,0
55-59	397,4	411,1	425,6	440,2	454,3	467,4	479,6	490,6	500,1	507,5
60-64	306,7	318,8	330,6	342,3	354,7	368,0	380,7	394,2	407,8	421,0
65-69	226,6	234,5	243,6	253,4	263,2	272,7	283,6	294,1	304,7	315,8
70-74	162,9	166,9	171,0	175,7	181,1	187,7	194,4	202,1	210,4	218,7
75+	181,5	187,3	193,2	199,2	205,4	211,7	218,0	224,5	231,4	238,9
<b>TOTAL</b>	<b>8 928,0</b>	<b>9 001,9</b>	<b>9 072,8</b>	<b>9 140,4</b>	<b>9 204,6</b>	<b>9 265,5</b>	<b>9 323,0</b>	<b>9 377,5</b>	<b>9 428,8</b>	<b>9 476,9</b>

Tabel II.26.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI SELATAN				LAKI-LAKI + PEREMPUAN		
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	760,9	753,8	746,5	739,3	732,1	724,9
5-9	789,7	783,0	776,2	769,2	762,2	755,1
10-14	803,9	800,2	795,9	791,0	785,5	779,3
15-19	808,8	805,2	801,9	798,8	795,4	792,1
20-24	772,0	776,4	779,9	783,2	786,3	786,5
25-29	734,2	732,6	732,4	733,4	735,1	737,8
30-34	724,2	723,5	718,7	711,7	704,5	700,4
35-39	654,7	664,9	676,4	686,9	694,3	697,8
40-44	599,8	605,4	611,9	618,7	626,1	634,1
45-49	571,8	571,7	571,8	573,0	575,9	580,7
50-54	554,2	553,8	553,2	552,5	551,8	550,0
55-59	512,6	517,1	520,4	522,6	523,9	526,1
60-64	433,1	444,5	454,8	463,6	470,6	475,3
65-69	327,8	339,3	351,4	363,6	375,4	386,3
70-74	226,7	236,0	244,9	253,8	263,2	273,3
75+	247,3	255,8	265,2	275,1	285,6	296,3
<b>TOTAL</b>	<b>9 521,7</b>	<b>9 563,2</b>	<b>9 601,5</b>	<b>9 636,4</b>	<b>9 667,9</b>	<b>9 696,0</b>

Gambar II.26.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI SULAWESI SELATAN  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.26.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

SULAWESI SELATAN

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	3 929,4	4 161,0	4 364,6	4 531,3	4 655,9	4 738,9
Perempuan	4 131,0	4 359,3	4 563,4	4 734,2	4 865,8	4 957,1
Total	8 060,4	8 520,3	8 928,0	9 265,5	9 521,7	9 696,0
Komposisi Umur (%)						
0-14	30,5	28,8	27,5	26,2	24,7	23,3
15-64	64,1	65,4	66,1	66,5	66,9	66,8
65+	5,4	5,8	6,4	7,3	8,4	9,9
<i>Dependency Ratio (%)</i>	56,0	52,9	51,3	50,4	49,5	49,7
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,59	2,46	2,34	2,21	2,09	1,97
GRR	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
NRR	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9
CBR	21,8	20,2	18,7	17,2	16,0	14,8
Jumlah Kelahiran (000)	176,0	171,8	167,0	159,6	151,9	143,8
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	67,0	68,0	68,7	69,2	69,5	69,7
e0 Perempuan	70,9	71,9	72,6	73,0	73,3	73,5
e0 L+P	68,9	69,9	70,6	71,0	71,3	71,6
IMR Laki-laki	34,8	30,8	28,1	26,4	25,3	24,6
IMR Perempuan	25,3	22,8	21,1	20,0	19,3	18,9
IMR L+P	30,2	26,9	24,7	23,3	22,4	21,8
CDR	7,0	6,9	7,1	7,5	8,1	8,8
Jumlah Kematian (000)	56,3	58,8	63,1	69,1	76,6	85,0
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	-2,7	-2,9	-3,1	-3,4	-3,4	-3,4

**PROVINSI  
SULAWESI TENGGARA**

Tabel II.27.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGGARA										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	149,5	150,3	150,9	150,7	150,7	149,4	150,4	151,7	152,3	153,0
5-9	131,6	134,4	137,6	141,5	145,5	149,7	150,8	151,3	151,4	151,0
10-14	123,6	125,7	127,2	128,5	130,0	132,3	135,1	138,3	142,2	146,2
15-19	109,3	111,9	114,9	118,1	120,9	123,3	125,3	126,9	128,1	129,7
20-24	99,8	101,2	102,6	104,2	105,9	107,9	110,5	113,5	116,6	119,4
25-29	93,1	94,5	95,8	96,9	98,1	99,4	100,8	102,2	103,8	105,6
30-34	86,9	88,2	89,7	91,2	92,7	94,1	95,5	96,8	97,8	99,1
35-39	79,5	81,5	83,3	84,8	86,2	87,8	89,1	90,5	92,0	93,5
40-44	67,3	70,2	72,9	75,5	77,7	79,8	81,8	83,5	85,1	86,5
45-49	52,6	55,2	58,0	61,0	64,0	66,8	69,7	72,4	75,0	77,3
50-54	41,2	43,1	45,0	47,0	49,1	51,5	54,0	56,8	59,7	62,6
55-59	31,0	32,7	34,4	36,1	37,8	39,5	41,3	43,0	45,0	47,0
60-64	22,3	23,3	24,5	25,9	27,3	28,7	30,3	31,8	33,4	35,0
65-69	16,1	16,7	17,3	17,8	18,6	19,6	20,5	21,7	22,9	24,1
70-74	11,0	11,4	11,8	12,3	12,8	13,1	13,6	14,0	14,6	15,2
75+	10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	13,1	13,6	14,2	14,8	15,5
<b>TOTAL</b>	<b>1 125,3</b>	<b>1 151,3</b>	<b>1 177,4</b>	<b>1 203,5</b>	<b>1 229,8</b>	<b>1 256,0</b>	<b>1 282,3</b>	<b>1 308,6</b>	<b>1 334,7</b>	<b>1 360,7</b>

Tabel II.27.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGGARA

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	153,9	155,1	155,3	155,5	156,0	156,3	156,7	157,0	156,8	157,5
5-9	149,9	151,0	152,1	153,0	153,8	154,7	155,3	155,9	156,4	156,7
10-14	150,4	151,4	152,0	152,0	151,6	150,4	151,5	152,4	153,4	154,2
15-19	131,8	134,6	137,8	141,7	145,6	149,7	150,8	151,2	151,2	150,8
20-24	121,7	123,6	125,2	126,3	127,8	130,0	132,6	135,8	139,6	143,4
25-29	107,5	110,0	113,1	116,1	118,8	121,1	123,0	124,4	125,6	126,9
30-34	100,4	101,7	103,1	104,6	106,3	108,3	110,8	113,8	116,9	119,6
35-39	94,9	96,2	97,3	98,5	99,6	100,8	102,1	103,5	105,0	106,8
40-44	88,0	89,2	90,6	92,1	93,6	94,8	96,2	97,4	98,4	99,5
45-49	79,2	81,1	82,9	84,4	85,7	87,3	88,4	89,8	91,2	92,7
50-54	65,5	68,2	70,8	73,3	75,5	77,4	79,3	80,9	82,5	83,7
55-59	49,3	51,7	54,4	57,1	60,0	62,6	65,2	67,7	70,1	72,2
60-64	36,6	38,2	39,9	41,7	43,7	45,8	48,0	50,5	53,1	55,7
65-69	25,4	26,8	28,2	29,6	31,0	32,4	33,9	35,5	37,0	38,7
70-74	16,1	16,9	17,7	18,9	19,9	20,9	22,1	23,2	24,4	25,6
75+	16,0	16,6	17,3	18,1	18,9	19,8	20,7	21,7	22,8	24,0
<b>TOTAL</b>	<b>1 386,6</b>	<b>1 412,3</b>	<b>1 437,7</b>	<b>1 462,9</b>	<b>1 487,8</b>	<b>1 512,3</b>	<b>1 536,6</b>	<b>1 560,7</b>	<b>1 584,4</b>	<b>1 608,0</b>



Tabel II.27.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGGARA							LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	
0-4	157,5	157,8	158,1	157,9	158,3	158,4	
5-9	156,9	157,1	157,4	157,6	157,7	158,0	
10-14	155,1	155,7	156,3	156,8	157,0	157,3	
15-19	149,7	150,8	151,7	152,7	153,5	154,2	
20-24	147,5	148,5	148,9	149,0	148,6	147,4	
25-29	129,1	131,8	134,9	138,7	142,5	146,5	
30-34	122,0	123,8	125,3	126,3	127,8	129,9	
35-39	108,8	111,2	114,3	117,4	120,1	122,5	
40-44	100,8	102,0	103,5	105,0	106,7	108,6	
45-49	93,9	95,3	96,4	97,5	98,6	99,8	
50-54	85,1	86,3	87,7	89,1	90,5	91,8	
55-59	74,1	75,9	77,4	78,8	80,1	81,5	
60-64	58,1	60,6	62,9	65,1	67,1	68,8	
65-69	40,6	42,7	44,8	47,1	49,4	51,6	
70-74	26,7	28,0	29,2	30,5	32,0	33,6	
75+	25,3	26,6	28,0	29,5	31,0	32,5	
<b>TOTAL</b>	<b>1 631,2</b>	<b>1 654,1</b>	<b>1 676,8</b>	<b>1 699,0</b>	<b>1 720,9</b>	<b>1 742,4</b>	

Tabel II.27.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGGARA										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	140,3	142,2	143,2	143,8	143,8	143,3	144,4	145,1	146,3	147,1
5-9	124,6	127,1	130,2	133,6	137,3	141,1	142,7	143,8	144,4	144,6
10-14	117,6	119,1	120,5	121,8	123,4	125,4	127,9	131,0	134,4	138,0
15-19	108,8	110,2	112,0	113,9	115,7	117,4	118,9	120,3	121,6	123,1
20-24	103,1	104,0	104,9	105,7	106,7	107,7	109,1	110,9	112,8	114,6
25-29	97,6	99,0	100,0	101,0	101,9	102,9	103,8	104,7	105,5	106,4
30-34	89,4	91,2	93,3	95,3	97,1	98,4	99,8	100,8	101,7	102,5
35-39	79,3	81,6	83,6	85,6	87,5	89,7	91,5	93,6	95,5	97,3
40-44	65,5	68,3	71,2	74,0	76,7	79,1	81,4	83,4	85,3	87,2
45-49	52,1	54,3	56,8	59,4	62,0	64,8	67,6	70,4	73,2	75,8
50-54	41,0	43,1	45,0	46,9	48,9	51,1	53,3	55,7	58,2	60,9
55-59	29,9	31,5	33,5	35,6	37,7	39,6	41,7	43,6	45,4	47,3
60-64	22,8	23,7	24,6	25,5	26,8	28,3	29,9	31,8	33,8	35,8
65-69	18,0	18,4	18,9	19,6	20,2	20,9	21,7	22,5	23,4	24,6
70-74	13,2	13,7	14,1	14,5	14,9	15,4	15,8	16,3	16,8	17,4
75+	15,1	15,7	16,3	17,0	17,7	18,4	19,2	19,9	20,7	21,4
<b>TOTAL</b>	<b>1 118,3</b>	<b>1 143,1</b>	<b>1 168,1</b>	<b>1 193,2</b>	<b>1 218,3</b>	<b>1 243,5</b>	<b>1 268,7</b>	<b>1 293,8</b>	<b>1 319,0</b>	<b>1 344,0</b>

Tabel II.27.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGGARA										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	147,7	148,2	148,8	149,3	149,6	149,8	149,7	150,0	150,4	150,5
5-9	144,0	145,0	145,9	146,8	147,6	148,3	149,0	149,5	149,9	150,2
10-14	141,8	143,5	144,5	145,1	145,2	144,6	145,6	146,5	147,3	148,1
15-19	125,2	127,6	130,7	134,1	137,7	141,5	143,1	144,1	144,7	144,8
20-24	116,3	117,8	119,1	120,4	121,9	123,8	126,3	129,3	132,6	136,2
25-29	107,5	108,9	110,6	112,5	114,3	116,0	117,4	118,7	119,9	121,4
30-34	103,5	104,4	105,3	106,1	107,0	108,0	109,4	111,1	113,0	114,8
35-39	98,6	100,0	101,0	101,8	102,6	103,6	104,5	105,3	106,1	106,9
40-44	89,4	91,2	93,2	95,1	96,9	98,2	99,5	100,4	101,3	102,1
45-49	78,2	80,5	82,4	84,3	86,2	88,3	90,1	92,1	94,0	95,7
50-54	63,5	66,3	69,1	71,8	74,4	76,7	78,9	80,8	82,6	84,5
55-59	49,5	51,6	53,9	56,4	58,9	61,5	64,2	66,9	69,5	72,0
60-64	37,6	39,6	41,4	43,1	44,9	46,9	49,0	51,2	53,5	55,9
65-69	26,0	27,5	29,2	31,1	32,9	34,6	36,4	38,0	39,6	41,3
70-74	18,0	18,7	19,5	20,2	21,2	22,5	23,8	25,3	26,9	28,5
75+	22,2	23,0	23,8	24,6	25,5	26,4	27,4	28,5	29,6	30,9
<b>TOTAL</b>	<b>1 369,0</b>	<b>1 393,8</b>	<b>1 418,4</b>	<b>1 442,7</b>	<b>1 466,8</b>	<b>1 490,7</b>	<b>1 514,3</b>	<b>1 537,7</b>	<b>1 560,9</b>	<b>1 583,8</b>

Tabel II.27.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGGARA						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	150,8	151,0	151,2	151,5	151,4	151,5
5-9	150,5	150,7	150,8	151,0	151,3	151,5
10-14	148,8	149,5	150,0	150,4	150,8	151,0
15-19	144,1	145,1	146,0	146,8	147,6	148,4
20-24	139,9	141,5	142,5	143,0	143,1	142,5
25-29	123,3	125,7	128,7	132,0	135,6	139,3
30-34	116,4	117,9	119,1	120,4	121,8	123,8
35-39	107,9	109,4	111,1	113,0	114,8	116,4
40-44	103,0	103,9	104,7	105,5	106,4	107,4
45-49	97,0	98,3	99,2	100,0	100,8	101,8
50-54	86,6	88,3	90,2	92,1	93,8	95,0
55-59	74,2	76,3	78,2	80,0	81,8	83,8
60-64	58,4	60,9	63,5	66,0	68,3	70,4
65-69	43,2	45,0	47,1	49,2	51,5	53,7
70-74	30,0	31,5	33,0	34,4	35,8	37,4
75+	32,4	34,0	35,8	37,7	39,7	41,8
<b>TOTAL</b>	<b>1 606,5</b>	<b>1 629,0</b>	<b>1 651,1</b>	<b>1 673,0</b>	<b>1 694,5</b>	<b>1 715,7</b>

Tabel II.27.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGGARA										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	289,8	292,5	294,1	294,5	294,5	292,7	294,8	296,8	298,6	300,1
5-9	256,2	261,5	267,8	275,1	282,8	290,8	293,5	295,1	295,8	295,6
10-14	241,2	244,8	247,7	250,3	253,4	257,7	263,0	269,3	276,6	284,2
15-19	218,1	222,1	226,9	232,0	236,6	240,7	244,2	247,2	249,7	252,8
20-24	202,9	205,2	207,5	209,9	212,6	215,6	219,6	224,4	229,4	234,0
25-29	190,7	193,5	195,8	197,9	200,0	202,3	204,6	206,9	209,3	212,0
30-34	176,3	179,4	183,0	186,5	189,8	192,5	195,3	197,6	199,5	201,6
35-39	158,8	163,1	166,9	170,4	173,7	177,5	180,6	184,1	187,5	190,8
40-44	132,8	138,5	144,1	149,5	154,4	158,9	163,2	166,9	170,4	173,7
45-49	104,7	109,5	114,8	120,4	126,0	131,6	137,3	142,8	148,2	153,1
50-54	82,2	86,2	90,0	93,9	98,0	102,6	107,3	112,5	117,9	123,5
55-59	60,9	64,2	67,9	71,7	75,5	79,1	83,0	86,6	90,4	94,3
60-64	45,1	47,0	49,1	51,4	54,1	57,0	60,2	63,6	67,2	70,8
65-69	34,1	35,1	36,2	37,4	38,8	40,5	42,2	44,2	46,3	48,7
70-74	24,2	25,1	25,9	26,8	27,7	28,5	29,4	30,3	31,4	32,6
75+	25,6	26,7	27,8	29,0	30,2	31,5	32,8	34,1	35,5	36,9
<b>TOTAL</b>	<b>2 243,6</b>	<b>2 294,4</b>	<b>2 345,5</b>	<b>2 396,7</b>	<b>2 448,1</b>	<b>2 499,5</b>	<b>2 551,0</b>	<b>2 602,4</b>	<b>2 653,7</b>	<b>2 704,7</b>

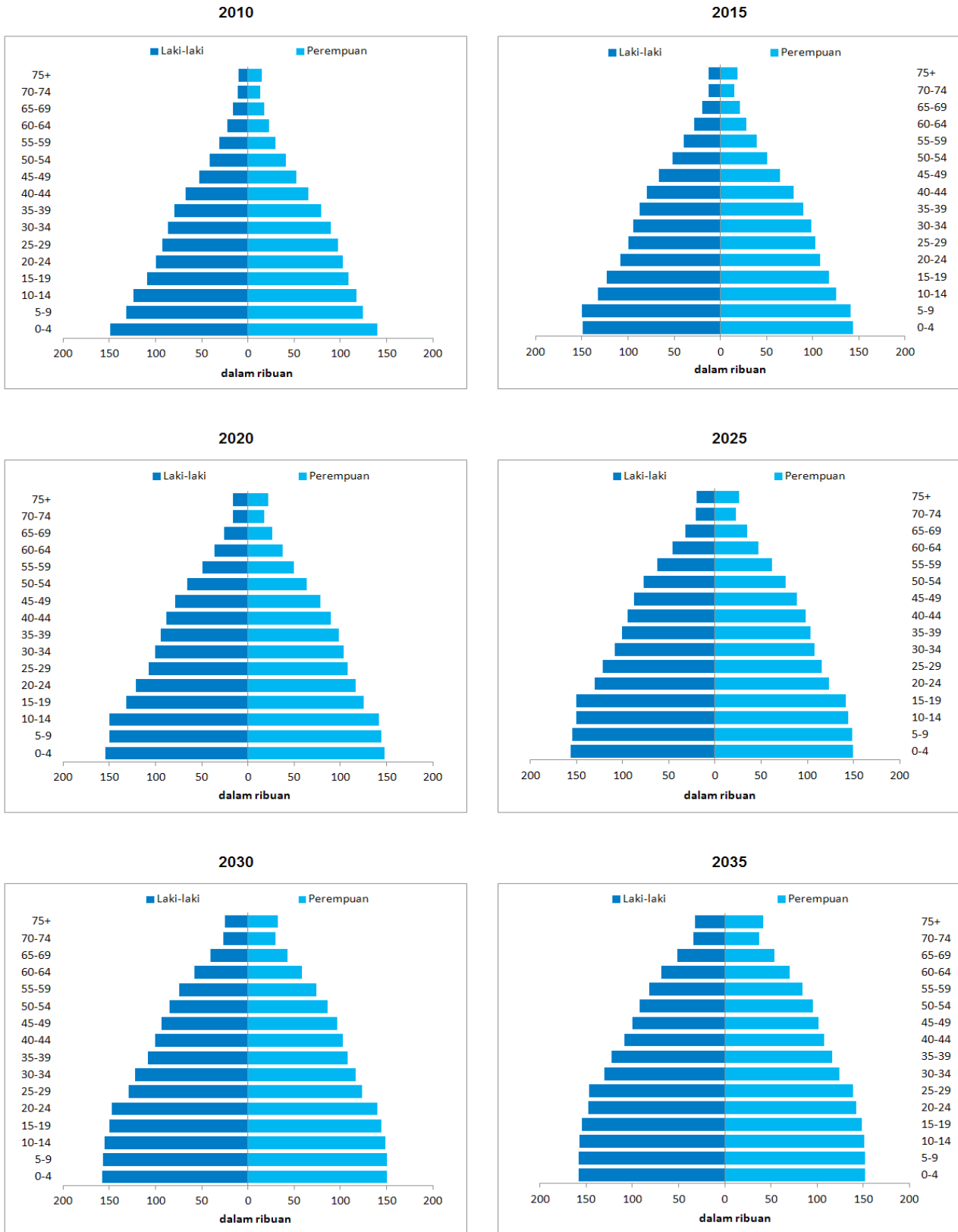
Tabel II.27.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGGARA										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	301,6	303,3	304,1	304,8	305,6	306,1	306,4	307,0	307,2	308,0
5-9	293,9	296,0	298,0	299,8	301,4	303,0	304,3	305,4	306,3	306,9
10-14	292,2	294,9	296,5	297,1	296,8	295,0	297,1	298,9	300,7	302,3
15-19	257,0	262,2	268,5	275,8	283,3	291,2	293,9	295,3	295,9	295,6
20-24	238,0	241,4	244,3	246,7	249,7	253,8	258,9	265,1	272,2	279,6
25-29	215,0	218,9	223,7	228,6	233,1	237,1	240,4	243,1	245,5	248,3
30-34	203,9	206,1	208,4	210,7	213,3	216,3	220,2	224,9	229,9	234,4
35-39	193,5	196,2	198,3	200,3	202,2	204,4	206,6	208,8	211,1	213,7
40-44	177,4	180,4	183,8	187,2	190,5	193,0	195,7	197,8	199,7	201,6
45-49	157,4	161,6	165,3	168,7	171,9	175,6	178,5	181,9	185,2	188,4
50-54	129,0	134,5	139,9	145,1	149,9	154,1	158,2	161,7	165,1	168,2
55-59	98,8	103,3	108,3	113,5	118,9	124,1	129,4	134,6	139,6	144,2
60-64	74,2	77,8	81,3	84,8	88,6	92,7	97,0	101,7	106,6	111,6
65-69	51,4	54,3	57,4	60,7	63,9	67,0	70,3	73,5	76,6	80,0
70-74	34,1	35,6	37,2	39,1	41,1	43,4	45,9	48,5	51,3	54,1
75+	38,2	39,6	41,1	42,7	44,4	46,2	48,1	50,2	52,4	54,9
<b>TOTAL</b>	<b>2 755,6</b>	<b>2 806,1</b>	<b>2 856,1</b>	<b>2 905,6</b>	<b>2 954,6</b>	<b>3 003,0</b>	<b>3 050,9</b>	<b>3 098,4</b>	<b>3 145,3</b>	<b>3 191,8</b>

Tabel II.27.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI TENGGARA		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	308,3	308,8	309,3	309,4	309,7	309,9
5-9	307,4	307,8	308,2	308,6	309,0	309,5
10-14	303,9	305,2	306,3	307,2	307,8	308,3
15-19	293,8	295,9	297,7	299,5	301,1	302,6
20-24	287,4	290,0	291,4	292,0	291,7	289,9
25-29	252,4	257,5	263,6	270,7	278,1	285,8
30-34	238,4	241,7	244,4	246,7	249,6	253,7
35-39	216,7	220,6	225,4	230,4	234,9	238,9
40-44	203,8	205,9	208,2	210,5	213,1	216,0
45-49	190,9	193,6	195,6	197,5	199,4	201,6
50-54	171,7	174,6	177,9	181,2	184,3	186,8
55-59	148,3	152,2	155,6	158,8	161,9	165,3
60-64	116,5	121,5	126,4	131,1	135,4	139,2
65-69	83,8	87,7	91,9	96,3	100,9	105,3
70-74	56,7	59,5	62,2	64,9	67,8	71,0
75+	57,7	60,6	63,8	67,2	70,7	74,3
<b>TOTAL</b>	<b>3 237,7</b>	<b>3 283,1</b>	<b>3 327,9</b>	<b>3 372,0</b>	<b>3 415,4</b>	<b>3 458,1</b>

Gambar II.27.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI SULAWESI TENGGARA  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.27.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

SULAWESI TENGGARA

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	1 125,3	1 256,0	1 386,6	1 512,3	1 631,2	1 742,4
Perempuan	1 118,3	1 243,5	1 369,0	1 490,7	1 606,5	1 715,7
Total	2 243,6	2 499,5	2 755,6	3 003,0	3 237,7	3 458,1
Komposisi Umur (%)						
0-14	35,1	33,7	32,2	30,1	28,4	26,8
15-64	61,2	62,3	63,3	64,7	65,5	66,0
65+	3,7	4,0	4,5	5,2	6,1	7,2
<i>Dependency Ratio (%)</i>	63,4	60,5	58,0	54,6	52,7	51,5
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	3,20	3,05	2,90	2,72	2,54	2,38
GRR	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
NRR	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1
CBR	26,7	24,7	22,8	20,9	19,5	18,2
Jumlah Kelahiran (000)	59,9	61,7	62,7	62,9	63,2	62,8
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	67,7	68,8	69,3	69,6	69,7	69,8
e0 Perempuan	71,7	72,7	73,2	73,5	73,6	73,7
e0 L+P	69,7	70,7	71,2	71,5	71,6	71,7
IMR Laki-laki	32,4	28,2	26,2	25,3	24,9	24,6
IMR Perempuan	24,5	21,9	20,6	20,0	19,8	19,6
IMR L+P	28,6	25,1	23,5	22,7	22,4	22,2
CDR	5,4	5,2	5,4	5,8	6,3	6,9
Jumlah Kematian (000)	12,1	13,1	14,9	17,4	20,4	24,0
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	1,7	1,5	1,2	1,0	1,0	1,0

**PROVINSI  
GORONTALO**

Tabel II.28.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

GORONTALO										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	54,6	54,8	55,1	55,5	55,7	55,9	56,7	57,0	57,6	57,7
5-9	53,8	53,8	53,8	53,9	54,3	54,6	54,8	55,1	55,4	55,8
10-14	54,6	54,9	54,7	54,4	54,3	54,2	54,0	54,0	54,2	54,5
15-19	52,2	53,0	53,6	54,2	54,4	54,7	54,7	54,7	54,4	54,2
20-24	47,2	48,1	49,2	50,3	51,3	52,2	53,1	53,8	54,3	54,6
25-29	44,0	44,3	44,8	45,5	46,2	47,2	48,1	49,3	50,3	51,4
30-34	43,8	43,7	43,7	43,6	43,7	43,8	44,1	44,6	45,3	46,0
35-39	41,4	42,3	42,8	43,2	43,4	43,6	43,5	43,4	43,3	43,4
40-44	35,6	36,9	38,1	39,2	40,2	41,0	41,8	42,3	42,6	42,8
45-49	28,5	29,6	31,0	32,3	33,6	34,9	36,1	37,2	38,3	39,3
50-54	22,4	23,3	24,3	25,2	26,3	27,5	28,6	29,9	31,2	32,4
55-59	16,9	17,8	18,7	19,5	20,3	21,1	22,0	22,9	23,9	24,8
60-64	12,0	12,6	13,2	14,0	14,7	15,5	16,3	17,0	17,7	18,5
65-69	7,6	8,1	8,6	9,1	9,7	10,3	10,9	11,4	12,1	12,8
70-74	4,7	4,9	5,2	5,5	5,8	6,1	6,4	6,9	7,3	7,8
75+	3,9	4,1	4,3	4,6	4,9	5,1	5,4	5,7	6,0	6,4
<b>TOTAL</b>	<b>523,2</b>	<b>532,2</b>	<b>541,1</b>	<b>550,0</b>	<b>558,8</b>	<b>567,7</b>	<b>576,5</b>	<b>585,2</b>	<b>593,9</b>	<b>602,4</b>

Tabel II.28.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

GORONTALO										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	57,8	58,5	58,2	58,5	58,6	58,3	58,3	58,1	57,9	57,6
5-9	56,2	56,5	57,1	57,4	57,7	58,1	58,3	58,5	58,7	58,7
10-14	54,8	55,0	55,2	55,5	56,0	56,3	56,8	57,2	57,5	57,9
15-19	54,2	54,0	54,0	54,2	54,4	54,8	55,0	55,2	55,5	55,9
20-24	54,8	54,8	54,8	54,5	54,3	54,1	54,0	54,0	54,2	54,5
25-29	52,3	53,1	53,9	54,4	54,6	54,8	54,8	54,7	54,4	54,2
30-34	46,9	47,8	48,9	50,0	51,1	51,9	52,8	53,5	54,0	54,2
35-39	43,5	43,7	44,3	44,8	45,6	46,5	47,4	48,4	49,5	50,5
40-44	43,0	42,9	42,8	42,7	42,7	42,8	43,1	43,6	44,2	44,8
45-49	40,1	40,9	41,4	41,8	41,9	42,0	42,0	41,8	41,7	41,8
50-54	33,6	34,9	36,0	37,1	37,9	38,7	39,4	39,9	40,3	40,5
55-59	26,0	27,0	28,3	29,4	30,6	31,8	32,9	34,0	35,0	35,9
60-64	19,3	20,1	20,9	21,8	22,8	23,8	24,7	25,8	26,9	28,1
65-69	13,4	14,1	14,8	15,4	16,1	16,8	17,5	18,3	19,0	19,8
70-74	8,3	8,7	9,2	9,8	10,2	10,8	11,4	11,9	12,5	13,0
75+	6,7	7,2	7,6	8,0	8,6	9,2	9,7	10,3	10,9	11,6
<b>TOTAL</b>	<b>610,9</b>	<b>619,2</b>	<b>627,4</b>	<b>635,3</b>	<b>643,1</b>	<b>650,7</b>	<b>658,1</b>	<b>665,2</b>	<b>672,2</b>	<b>679,0</b>

Tabel II.28.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

GORONTALO						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	57,3	57,0	56,6	56,4	56,0	55,7
5-9	58,5	58,4	58,3	58,0	57,8	57,5
10-14	58,2	58,5	58,9	58,6	58,8	58,8
15-19	56,3	56,7	57,1	57,5	57,9	58,2
20-24	54,8	55,0	55,2	55,5	55,9	56,2
25-29	54,0	54,0	53,9	54,2	54,4	54,8
30-34	54,4	54,4	54,3	54,1	53,8	53,6
35-39	51,4	52,3	52,9	53,4	53,7	53,9
40-44	45,8	46,6	47,7	48,7	49,7	50,6
45-49	41,9	42,2	42,6	43,2	43,9	44,8
50-54	40,6	40,5	40,4	40,3	40,4	40,4
55-59	36,6	37,3	37,7	38,1	38,3	38,4
60-64	29,1	30,2	31,2	32,2	33,0	33,6
65-69	20,7	21,6	22,6	23,6	24,5	25,5
70-74	13,6	14,2	14,8	15,4	16,1	16,8
75+	12,3	12,9	13,7	14,4	15,1	15,9
<b>TOTAL</b>	<b>685,5</b>	<b>691,8</b>	<b>697,9</b>	<b>703,6</b>	<b>709,3</b>	<b>714,7</b>

Tabel II.28.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

GORONTALO										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	51,7	52,1	52,5	53,0	53,5	54,1	54,4	54,8	55,0	55,4
5-9	51,5	51,2	51,1	51,2	51,3	51,7	52,1	52,5	53,1	53,6
10-14	53,0	52,9	52,7	52,4	52,0	51,7	51,5	51,4	51,4	51,6
15-19	52,2	53,0	53,5	53,6	53,7	53,5	53,4	53,1	52,8	52,5
20-24	47,1	48,2	49,5	50,7	51,9	52,8	53,5	54,0	54,2	54,2
25-29	44,4	44,7	45,1	45,6	46,3	47,3	48,4	49,6	50,9	52,0
30-34	43,9	44,0	44,0	44,1	44,3	44,3	44,6	44,9	45,4	46,1
35-39	40,8	41,6	42,3	42,9	43,3	43,6	43,7	43,8	43,9	44,0
40-44	34,9	36,1	37,3	38,4	39,4	40,3	41,1	41,8	42,4	42,8
45-49	28,4	29,5	30,6	31,8	33,0	34,2	35,4	36,6	37,7	38,7
50-54	22,5	23,5	24,5	25,5	26,5	27,6	28,7	29,8	30,9	32,1
55-59	17,4	18,1	18,9	19,8	20,7	21,5	22,5	23,5	24,4	25,4
60-64	13,0	13,6	14,2	14,8	15,5	16,2	16,9	17,7	18,6	19,4
65-69	8,9	9,4	9,9	10,5	11,1	11,7	12,2	12,8	13,3	13,9
70-74	6,1	6,4	6,6	6,9	7,1	7,4	7,9	8,3	8,8	9,3
75+	5,8	6,1	6,5	6,8	7,2	7,6	8,0	8,4	8,8	9,2
<b>TOTAL</b>	<b>521,6</b>	<b>530,4</b>	<b>539,2</b>	<b>548,0</b>	<b>556,8</b>	<b>565,5</b>	<b>574,3</b>	<b>583,0</b>	<b>591,6</b>	<b>600,2</b>

Tabel II.28.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

GORONTALO										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	55,9	55,9	56,3	56,3	56,2	56,3	56,0	55,8	55,5	55,3
5-9	54,0	54,5	54,8	55,2	55,6	55,8	56,1	56,3	56,2	56,3
10-14	51,9	52,3	52,8	53,3	53,8	54,2	54,6	55,0	55,4	55,7
15-19	52,1	51,9	51,8	51,8	52,0	52,3	52,7	53,1	53,7	54,2
20-24	54,1	54,0	53,7	53,3	53,0	52,7	52,4	52,3	52,3	52,5
25-29	52,9	53,7	54,1	54,3	54,3	54,2	54,1	53,8	53,5	53,1
30-34	47,1	48,2	49,4	50,6	51,7	52,6	53,4	53,8	54,0	54,0
35-39	44,0	44,3	44,6	45,1	45,7	46,7	47,8	49,0	50,2	51,3
40-44	43,1	43,2	43,2	43,3	43,5	43,5	43,7	44,0	44,5	45,2
45-49	39,5	40,3	41,0	41,5	41,9	42,3	42,3	42,4	42,5	42,6
50-54	33,3	34,4	35,5	36,6	37,6	38,4	39,2	39,9	40,4	40,7
55-59	26,4	27,5	28,5	29,7	30,8	31,9	33,0	34,1	35,1	36,0
60-64	20,2	21,1	22,0	22,9	23,8	24,8	25,8	26,8	27,9	28,9
65-69	14,7	15,3	16,0	16,8	17,5	18,2	19,1	19,9	20,7	21,6
70-74	9,8	10,3	10,8	11,2	11,8	12,4	12,9	13,6	14,2	14,9
75+	9,7	10,2	10,8	11,5	12,1	12,7	13,4	14,1	14,9	15,7
<b>TOTAL</b>	<b>608,7</b>	<b>617,1</b>	<b>625,3</b>	<b>633,4</b>	<b>641,3</b>	<b>649,0</b>	<b>656,5</b>	<b>663,9</b>	<b>671,0</b>	<b>678,0</b>

Tabel II.28.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

GORONTALO						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	55,0	54,7	54,4	54,0	53,7	53,4
5-9	56,3	56,1	55,9	55,7	55,4	55,1
10-14	56,0	56,3	56,3	56,5	56,5	56,3
15-19	54,6	55,0	55,4	55,8	56,1	56,4
20-24	52,8	53,2	53,7	54,2	54,7	55,2
25-29	52,8	52,5	52,4	52,4	52,6	52,9
30-34	53,9	53,8	53,5	53,1	52,8	52,5
35-39	52,2	52,9	53,4	53,6	53,6	53,5
40-44	46,1	47,2	48,4	49,6	50,7	51,6
45-49	42,6	42,8	43,2	43,6	44,3	45,2
50-54	41,1	41,2	41,2	41,3	41,4	41,5
55-59	36,8	37,6	38,3	38,8	39,1	39,5
60-64	30,0	31,0	32,1	33,0	33,9	34,7
65-69	22,5	23,4	24,3	25,3	26,3	27,2
70-74	15,5	16,2	16,9	17,7	18,4	19,2
75+	16,5	17,4	18,2	19,2	20,2	21,2
<b>TOTAL</b>	<b>684,7</b>	<b>691,3</b>	<b>697,6</b>	<b>703,8</b>	<b>709,7</b>	<b>715,4</b>



Tabel II.28.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

GORONTALO										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	106,3	106,9	107,6	108,5	109,2	110,0	111,1	111,8	112,6	113,1
5-9	105,3	105,0	104,9	105,1	105,6	106,3	106,9	107,6	108,5	109,4
10-14	107,6	107,8	107,4	106,8	106,3	105,9	105,5	105,4	105,6	106,1
15-19	104,4	106,0	107,1	107,8	108,1	108,2	108,1	107,8	107,2	106,7
20-24	94,3	96,3	98,7	101,0	103,2	105,0	106,6	107,8	108,5	108,8
25-29	88,4	89,0	89,9	91,1	92,5	94,5	96,5	98,9	101,2	103,4
30-34	87,7	87,7	87,7	87,7	88,0	88,1	88,7	89,5	90,7	92,1
35-39	82,2	83,9	85,1	86,1	86,7	87,2	87,2	87,2	87,2	87,4
40-44	70,5	73,0	75,4	77,6	79,6	81,3	82,9	84,1	85,0	85,6
45-49	56,9	59,1	61,6	64,1	66,6	69,1	71,5	73,8	76,0	78,0
50-54	44,9	46,8	48,8	50,7	52,8	55,1	57,3	59,7	62,1	64,5
55-59	34,3	35,9	37,6	39,3	41,0	42,6	44,5	46,4	48,3	50,2
60-64	25,0	26,2	27,4	28,8	30,2	31,7	33,2	34,7	36,3	37,9
65-69	16,5	17,5	18,5	19,6	20,8	22,0	23,1	24,2	25,4	26,7
70-74	10,8	11,3	11,8	12,4	12,9	13,5	14,3	15,2	16,1	17,1
75+	9,7	10,2	10,8	11,4	12,1	12,7	13,4	14,1	14,8	15,6
<b>TOTAL</b>	<b>1 044,8</b>	<b>1 062,6</b>	<b>1 080,3</b>	<b>1 098,0</b>	<b>1 115,6</b>	<b>1 133,2</b>	<b>1 150,8</b>	<b>1 168,2</b>	<b>1 185,5</b>	<b>1 202,6</b>

Tabel II.28.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

GORONTALO										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	113,7	114,4	114,5	114,8	114,8	114,6	114,3	113,9	113,4	112,9
5-9	110,2	111,0	111,9	112,6	113,3	113,9	114,4	114,8	114,9	115,0
10-14	106,7	107,3	108,0	108,8	109,8	110,5	111,4	112,2	112,9	113,6
15-19	106,3	105,9	105,8	106,0	106,4	107,1	107,7	108,3	109,2	110,1
20-24	108,9	108,8	108,5	107,8	107,3	106,8	106,4	106,3	106,5	107,0
25-29	105,2	106,8	108,0	108,7	108,9	109,0	108,9	108,5	107,9	107,3
30-34	94,0	96,0	98,3	100,6	102,8	104,5	106,2	107,3	108,0	108,2
35-39	87,5	88,0	88,9	89,9	91,3	93,2	95,2	97,4	99,7	101,8
40-44	86,1	86,1	86,0	86,0	86,2	86,3	86,8	87,6	88,7	90,0
45-49	79,6	81,2	82,4	83,3	83,8	84,3	84,3	84,2	84,2	84,4
50-54	66,9	69,3	71,5	73,7	75,5	77,1	78,6	79,8	80,7	81,2
55-59	52,4	54,5	56,8	59,1	61,4	63,7	65,9	68,1	70,1	71,9
60-64	39,5	41,2	42,9	44,7	46,6	48,6	50,5	52,6	54,8	57,0
65-69	28,1	29,4	30,8	32,2	33,6	35,0	36,6	38,2	39,7	41,4
70-74	18,1	19,0	20,0	21,0	22,0	23,2	24,3	25,5	26,7	27,9
75+	16,4	17,4	18,4	19,5	20,7	21,9	23,1	24,4	25,8	27,3
<b>TOTAL</b>	<b>1 219,6</b>	<b>1 236,3</b>	<b>1 252,7</b>	<b>1 268,7</b>	<b>1 284,4</b>	<b>1 299,7</b>	<b>1 314,6</b>	<b>1 329,1</b>	<b>1 343,2</b>	<b>1 357,0</b>

Tabel II.28.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

GORONTALO				LAKI-LAKI + PEREMPUAN		
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	112,3	111,7	111,0	110,4	109,7	109,1
5-9	114,8	114,5	114,2	113,7	113,2	112,6
10-14	114,2	114,8	115,2	115,1	115,3	115,1
15-19	110,9	111,7	112,5	113,3	114,0	114,6
20-24	107,6	108,2	108,9	109,7	110,6	111,4
25-29	106,8	106,5	106,3	106,6	107,0	107,7
30-34	108,3	108,2	107,8	107,2	106,6	106,1
35-39	103,6	105,2	106,3	107,0	107,3	107,4
40-44	91,9	93,8	96,1	98,3	100,4	102,2
45-49	84,5	85,0	85,8	86,8	88,2	90,0
50-54	81,7	81,7	81,6	81,6	81,8	81,9
55-59	73,4	74,9	76,0	76,9	77,4	77,9
60-64	59,1	61,2	63,3	65,2	66,9	68,3
65-69	43,2	45,0	46,9	48,9	50,8	52,7
70-74	29,1	30,4	31,7	33,1	34,5	36,0
75+	28,8	30,3	31,9	33,6	35,3	37,1
<b>TOTAL</b>	<b>1 370,2</b>	<b>1 383,1</b>	<b>1 395,5</b>	<b>1 407,4</b>	<b>1 419,0</b>	<b>1 430,1</b>

Gambar II.28.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI GORONTALO  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.28.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

GORONTALO

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	523,2	567,7	610,9	650,7	685,5	714,7
Perempuan	521,6	565,5	608,7	649,0	684,7	715,4
Total	1 044,8	1 133,2	1 219,6	1 299,7	1 370,2	1 430,1
Komposisi Umur (%)						
0-14	30,6	28,4	27,1	26,1	24,9	23,6
15-64	65,9	67,3	67,8	67,7	67,7	67,6
65+	3,5	4,3	5,1	6,2	7,4	8,8
<i>Dependency Ratio (%)</i>	51,7	48,6	47,5	47,7	47,7	47,9
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,52	2,44	2,37	2,26	2,15	2,04
GRR	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0
NRR	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0
CBR	21,8	20,8	19,6	18,1	16,6	15,3
Jumlah Kelahiran (000)	22,7	23,5	23,9	23,5	22,8	21,9
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	64,5	65,4	66,1	66,8	67,3	67,7
e0 Perempuan	68,4	69,3	70,1	70,7	71,2	71,7
e0 L+P	66,4	67,3	68,1	68,7	69,2	69,7
IMR Laki-laki	45,5	41,4	38,1	35,5	33,4	31,7
IMR Perempuan	35,7	32,8	30,6	28,6	27,2	25,9
IMR L+P	40,7	37,2	34,4	32,1	30,4	28,9
CDR	6,4	6,6	7,0	7,4	8,0	8,7
Jumlah Kematian (000)	6,7	7,5	8,5	9,7	11,0	12,5
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	2,0	1,7	1,4	1,1	1,1	1,0

**PROVINSI  
SULAWESI BARAT**

Tabel II.29.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI BARAT										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	69,7	70,2	71,1	72,0	72,8	73,9	74,6	75,6	76,4	77,1
5-9	65,8	65,9	66,3	67,2	68,2	69,1	70,0	70,7	71,6	72,4
10-14	65,3	66,4	66,7	66,5	66,2	66,1	66,1	66,6	67,5	68,5
15-19	56,6	58,1	60,0	62,1	63,8	65,0	66,1	66,4	66,2	65,9
20-24	50,8	51,8	52,7	53,6	54,8	56,2	57,6	59,5	61,5	63,2
25-29	48,8	49,3	49,6	50,0	50,5	51,3	52,1	53,1	54,0	55,2
30-34	48,3	48,6	48,8	49,1	49,5	49,8	50,2	50,5	50,9	51,5
35-39	45,2	46,5	47,3	47,8	48,2	48,6	48,9	49,1	49,4	49,8
40-44	35,7	37,7	39,8	41,9	43,6	45,0	46,3	47,1	47,6	48,0
45-49	26,8	28,1	29,6	31,2	33,2	35,0	37,0	39,1	41,2	42,8
50-54	20,7	21,6	22,5	23,5	24,5	25,8	27,1	28,6	30,2	32,1
55-59	15,8	16,4	17,2	17,8	18,6	19,4	20,3	21,1	22,1	23,1
60-64	12,1	12,4	12,8	13,2	13,7	14,1	14,8	15,4	16,1	16,8
65-69	9,1	9,2	9,4	9,6	9,8	10,2	10,5	10,8	11,2	11,6
70-74	6,4	6,5	6,6	6,8	6,8	7,0	7,1	7,3	7,4	7,6
75+	6,3	6,4	6,4	6,5	6,7	6,7	6,8	7,0	7,1	7,3
<b>TOTAL</b>	<b>583,4</b>	<b>595,1</b>	<b>606,8</b>	<b>618,8</b>	<b>630,9</b>	<b>643,2</b>	<b>655,5</b>	<b>667,9</b>	<b>680,4</b>	<b>692,9</b>

Tabel II.29.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI BARAT

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	77,8	78,4	79,1	79,4	79,8	80,3	80,6	80,9	81,1	81,3
5-9	73,3	74,3	75,2	76,1	76,9	77,7	78,3	78,9	79,4	79,8
10-14	69,4	70,2	71,0	71,8	72,7	73,5	74,5	75,5	76,3	77,1
15-19	65,8	65,8	66,3	67,2	68,1	69,0	69,8	70,6	71,4	72,2
20-24	64,5	65,5	65,8	65,6	65,3	65,2	65,3	65,7	66,5	67,4
25-29	56,6	58,1	60,0	62,0	63,7	65,0	66,0	66,3	66,0	65,8
30-34	52,1	53,1	54,0	55,0	56,2	57,5	59,0	60,9	63,0	64,8
35-39	50,1	50,5	50,8	51,1	51,7	52,4	53,3	54,2	55,2	56,4
40-44	48,4	48,5	48,8	49,2	49,5	49,8	50,1	50,4	50,8	51,3
45-49	44,2	45,5	46,2	46,8	47,1	47,5	47,7	47,9	48,2	48,5
50-54	33,9	35,8	37,9	39,8	41,4	42,7	43,9	44,7	45,3	45,6
55-59	24,3	25,6	26,9	28,4	30,3	32,0	33,7	35,7	37,6	39,1
60-64	17,5	18,3	19,1	19,9	20,9	22,0	23,1	24,4	25,8	27,4
65-69	12,0	12,5	13,1	13,7	14,3	15,0	15,6	16,3	17,1	17,9
70-74	7,9	8,1	8,4	8,7	9,0	9,3	9,8	10,2	10,7	11,2
75+	7,5	7,7	7,8	8,1	8,3	8,5	8,9	9,1	9,4	9,9
<b>TOTAL</b>	<b>705,3</b>	<b>717,9</b>	<b>730,4</b>	<b>742,8</b>	<b>755,2</b>	<b>767,4</b>	<b>779,6</b>	<b>791,7</b>	<b>803,8</b>	<b>815,7</b>



Tabel II.29.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI BARAT						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	81,4	82,1	82,4	82,6	83,0	83,6
5-9	80,2	80,4	80,8	81,0	81,3	81,6
10-14	77,9	78,6	79,2	79,6	80,1	80,4
15-19	73,2	74,1	75,0	75,9	76,8	77,5
20-24	68,4	69,2	69,9	70,7	71,6	72,5
25-29	65,6	65,6	66,1	66,9	67,9	68,8
30-34	66,1	67,1	67,4	67,2	66,8	66,7
35-39	57,8	59,3	61,3	63,3	65,1	66,4
40-44	52,0	52,9	53,8	54,9	56,0	57,4
45-49	48,8	49,2	49,5	49,9	50,4	51,1
50-54	45,9	46,1	46,4	46,7	47,0	47,3
55-59	40,4	41,5	42,2	42,7	43,1	43,5
60-64	29,0	30,6	32,4	34,1	35,5	36,7
65-69	18,9	19,8	20,9	22,2	23,5	25,0
70-74	11,8	12,3	12,8	13,5	14,2	14,9
75+	10,2	10,7	11,2	11,7	12,2	12,7
<b>TOTAL</b>	<b>827,6</b>	<b>839,5</b>	<b>851,3</b>	<b>862,9</b>	<b>874,5</b>	<b>886,1</b>

Tabel II.29.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI BARAT										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	65,1	66,5	67,6	68,9	70,1	71,1	72,2	72,9	73,7	74,5
5-9	62,5	62,4	62,8	63,3	64,2	65,1	66,3	67,5	68,7	70,0
10-14	62,4	63,1	63,4	63,2	62,9	62,8	62,7	63,1	63,6	64,5
15-19	56,5	57,4	58,6	59,9	61,1	62,1	62,8	63,1	62,9	62,6
20-24	52,3	52,9	53,6	54,3	55,1	55,9	56,9	58,1	59,5	60,6
25-29	51,2	51,5	51,7	51,9	52,2	52,7	53,4	54,1	54,8	55,6
30-34	49,5	50,0	50,6	51,2	51,7	52,0	52,4	52,6	52,7	53,0
35-39	44,7	46,1	47,2	48,1	48,9	49,7	50,2	50,8	51,4	51,9
40-44	34,9	36,8	38,9	41,1	42,8	44,4	45,8	46,9	47,8	48,5
45-49	26,6	27,9	29,3	30,8	32,5	34,4	36,2	38,3	40,4	42,2
50-54	20,8	21,8	22,7	23,6	24,7	25,9	27,1	28,4	29,9	31,6
55-59	16,0	16,6	17,3	18,2	19,0	19,8	20,7	21,6	22,5	23,5
60-64	12,9	13,2	13,5	13,8	14,2	14,8	15,3	16,0	16,8	17,6
65-69	10,1	10,3	10,5	10,8	11,1	11,3	11,6	11,9	12,2	12,6
70-74	7,4	7,5	7,7	7,8	8,0	8,1	8,3	8,5	8,8	9,0
75+	8,3	8,4	8,5	8,6	8,7	8,9	9,1	9,3	9,5	9,7
<b>TOTAL</b>	<b>581,2</b>	<b>592,4</b>	<b>603,9</b>	<b>615,5</b>	<b>627,2</b>	<b>639,0</b>	<b>651,0</b>	<b>663,1</b>	<b>675,2</b>	<b>687,4</b>

Tabel II.29.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI BARAT										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	75,2	75,9	76,4	76,7	77,2	77,4	77,5	77,9	78,0	78,3
5-9	71,2	72,1	73,0	73,8	74,6	75,2	75,9	76,4	76,8	77,2
10-14	65,4	66,6	67,7	69,0	70,2	71,5	72,4	73,2	74,1	74,8
15-19	62,5	62,4	62,8	63,3	64,2	65,1	66,3	67,4	68,7	69,9
20-24	61,6	62,3	62,6	62,4	62,1	61,9	61,8	62,2	62,8	63,7
25-29	56,4	57,4	58,6	60,0	61,2	62,1	62,9	63,1	63,0	62,6
30-34	53,6	54,2	54,9	55,6	56,4	57,3	58,3	59,5	60,9	62,1
35-39	52,2	52,5	52,7	52,9	53,1	53,7	54,3	55,0	55,7	56,5
40-44	49,3	49,9	50,5	51,0	51,5	51,8	52,2	52,3	52,5	52,8
45-49	43,7	45,1	46,2	47,0	47,8	48,6	49,1	49,7	50,3	50,8
50-54	33,4	35,2	37,2	39,3	41,0	42,5	43,9	44,9	45,7	46,5
55-59	24,6	25,8	27,1	28,5	30,1	31,8	33,6	35,5	37,5	39,1
60-64	18,4	19,2	20,0	20,9	21,8	22,9	24,0	25,2	26,5	28,1
65-69	13,1	13,6	14,2	15,0	15,7	16,3	17,1	17,9	18,6	19,5
70-74	9,2	9,5	9,7	10,0	10,3	10,8	11,2	11,8	12,4	13,0
75+	9,9	10,2	10,5	10,8	11,1	11,5	11,8	12,2	12,6	13,0
<b>TOTAL</b>	<b>699,7</b>	<b>711,9</b>	<b>724,1</b>	<b>736,2</b>	<b>748,3</b>	<b>760,4</b>	<b>772,3</b>	<b>784,2</b>	<b>796,1</b>	<b>807,9</b>

Tabel II.29.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI BARAT						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	78,6	78,8	79,0	79,7	80,0	80,2
5-9	77,5	77,8	78,0	78,3	78,5	78,8
10-14	75,5	76,1	76,6	77,1	77,5	77,8
15-19	71,1	72,0	72,9	73,7	74,4	75,1
20-24	64,5	65,7	66,9	68,1	69,3	70,5
25-29	62,5	62,4	62,8	63,3	64,2	65,1
30-34	63,1	63,8	64,1	63,9	63,6	63,4
35-39	57,4	58,4	59,6	61,1	62,3	63,3
40-44	53,3	54,0	54,7	55,3	56,2	57,1
45-49	51,1	51,4	51,6	51,7	52,0	52,6
50-54	47,3	47,8	48,4	48,9	49,4	49,7
55-59	40,5	41,9	42,9	43,7	44,4	45,2
60-64	29,7	31,3	33,1	35,0	36,5	37,8
65-69	20,4	21,5	22,6	23,7	25,2	26,6
70-74	13,5	14,2	14,9	15,5	16,2	17,1
75+	13,6	14,1	14,7	15,4	16,1	16,9
<b>TOTAL</b>	<b>819,6</b>	<b>831,2</b>	<b>842,8</b>	<b>854,4</b>	<b>865,8</b>	<b>877,2</b>

Tabel II.29.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI BARAT		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	134,8	136,7	138,7	140,9	142,9	145,0	146,8	148,5	150,1	151,6
5-9	128,3	128,3	129,1	130,5	132,4	134,2	136,3	138,2	140,3	142,4
10-14	127,7	129,5	130,1	129,7	129,1	128,9	128,8	129,7	131,1	133,0
15-19	113,1	115,5	118,6	122,0	124,9	127,1	128,9	129,5	129,1	128,5
20-24	103,1	104,7	106,3	107,9	109,9	112,1	114,5	117,6	121,0	123,8
25-29	100,0	100,8	101,3	101,9	102,7	104,0	105,5	107,2	108,8	110,8
30-34	97,8	98,6	99,4	100,3	101,2	101,8	102,6	103,1	103,6	104,5
35-39	89,9	92,6	94,5	95,9	97,1	98,3	99,1	99,9	100,8	101,7
40-44	70,6	74,5	78,7	83,0	86,4	89,4	92,1	94,0	95,4	96,5
45-49	53,4	56,0	58,9	62,0	65,7	69,4	73,2	77,4	81,6	85,0
50-54	41,5	43,4	45,2	47,1	49,2	51,7	54,2	57,0	60,1	63,7
55-59	31,8	33,0	34,5	36,0	37,6	39,2	41,0	42,7	44,6	46,6
60-64	25,0	25,6	26,3	27,0	27,9	28,9	30,1	31,4	32,9	34,4
65-69	19,2	19,5	19,9	20,4	20,9	21,5	22,1	22,7	23,4	24,2
70-74	13,8	14,0	14,3	14,6	14,8	15,1	15,4	15,8	16,2	16,6
75+	14,6	14,8	14,9	15,1	15,4	15,6	15,9	16,3	16,6	17,0
<b>TOTAL</b>	<b>1 164,6</b>	<b>1 187,5</b>	<b>1 210,7</b>	<b>1 234,3</b>	<b>1 258,1</b>	<b>1 282,2</b>	<b>1 306,5</b>	<b>1 331,0</b>	<b>1 355,6</b>	<b>1 380,3</b>

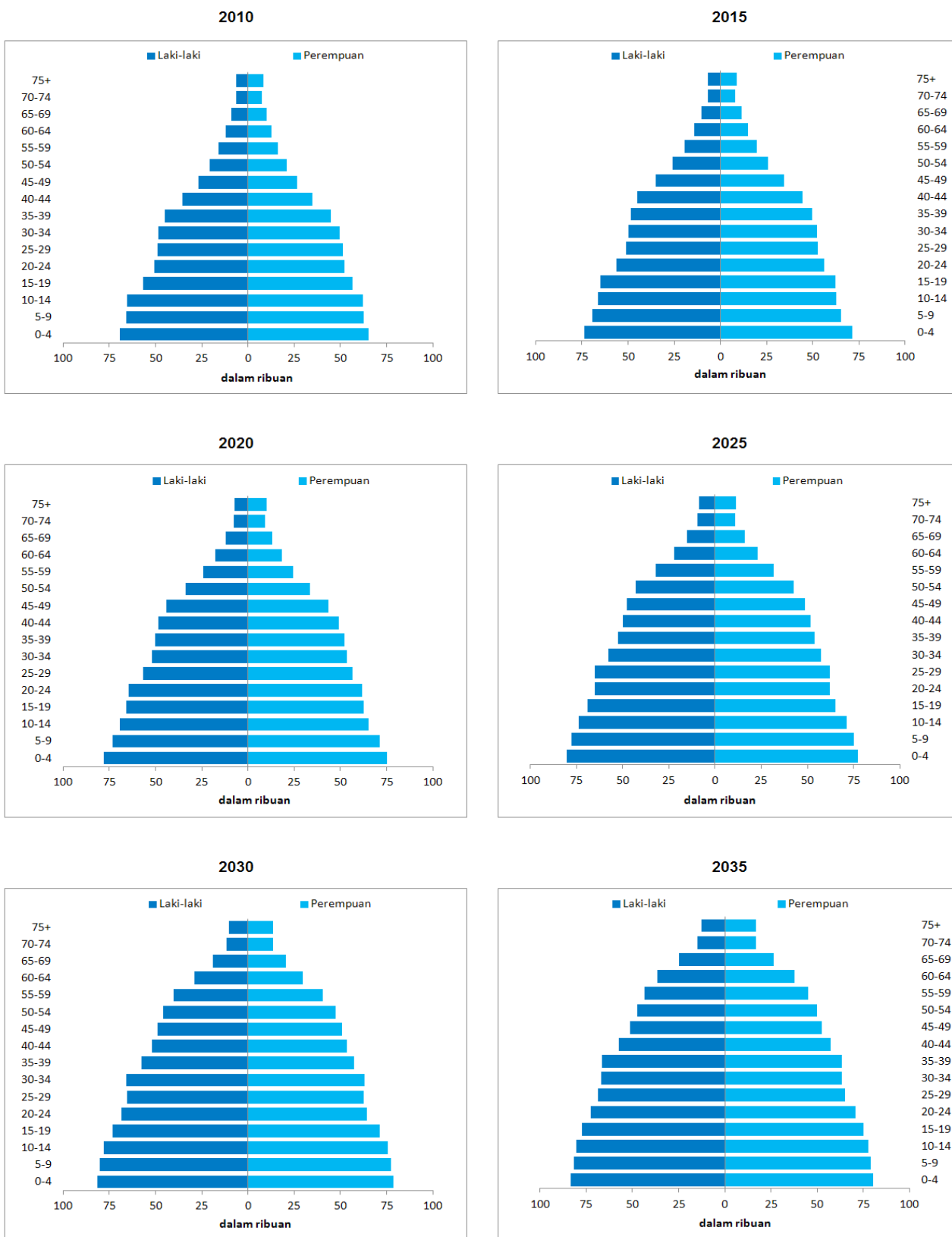
Tabel II.29.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI BARAT		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	153,0	154,3	155,5	156,1	157,0	157,7	158,1	158,8	159,1	159,6
5-9	144,5	146,4	148,2	149,9	151,5	152,9	154,2	155,3	156,2	157,0
10-14	134,8	136,8	138,7	140,8	142,9	145,0	146,9	148,7	150,4	151,9
15-19	128,3	128,2	129,1	130,5	132,3	134,1	136,1	138,0	140,1	142,1
20-24	126,1	127,8	128,4	128,0	127,4	127,1	127,1	127,9	129,3	131,1
25-29	113,0	115,5	118,6	122,0	124,9	127,1	128,9	129,4	129,0	128,4
30-34	105,7	107,3	108,9	110,6	112,6	114,8	117,3	120,4	123,9	126,9
35-39	102,3	103,0	103,5	104,0	104,8	106,1	107,6	109,2	110,9	112,9
40-44	97,7	98,4	99,3	100,2	101,0	101,6	102,3	102,7	103,3	104,1
45-49	87,9	90,6	92,4	93,8	94,9	96,1	96,8	97,6	98,5	99,3
50-54	67,3	71,0	75,1	79,1	82,4	85,2	87,8	89,6	91,0	92,1
55-59	48,9	51,4	54,0	56,9	60,4	63,8	67,3	71,2	75,1	78,2
60-64	35,9	37,5	39,1	40,8	42,7	44,9	47,1	49,6	52,3	55,5
65-69	25,1	26,1	27,3	28,7	30,0	31,3	32,7	34,2	35,7	37,4
70-74	17,1	17,6	18,1	18,7	19,3	20,1	21,0	22,0	23,1	24,2
75+	17,4	17,9	18,3	18,9	19,4	20,0	20,7	21,3	22,0	22,9
<b>TOTAL</b>	<b>1 405,0</b>	<b>1 429,8</b>	<b>1 454,5</b>	<b>1 479,0</b>	<b>1 503,5</b>	<b>1 527,8</b>	<b>1 551,9</b>	<b>1 575,9</b>	<b>1 599,9</b>	<b>1 623,6</b>

Tabel II.29.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

SULAWESI BARAT		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	160,0	160,9	161,4	162,3	163,0	163,8
5-9	157,7	158,2	158,8	159,3	159,8	160,4
10-14	153,4	154,7	155,8	156,7	157,6	158,2
15-19	144,3	146,1	147,9	149,6	151,2	152,6
20-24	132,9	134,9	136,8	138,8	140,9	143,0
25-29	128,1	128,0	128,9	130,2	132,1	133,9
30-34	129,2	130,9	131,5	131,1	130,4	130,1
35-39	115,2	117,7	120,9	124,4	127,4	129,7
40-44	105,3	106,9	108,5	110,2	112,2	114,5
45-49	99,9	100,6	101,1	101,6	102,4	103,7
50-54	93,2	93,9	94,8	95,6	96,4	97,0
55-59	80,9	83,4	85,1	86,4	87,5	88,7
60-64	58,7	61,9	65,5	69,1	72,0	74,5
65-69	39,3	41,3	43,5	45,9	48,7	51,6
70-74	25,3	26,5	27,7	29,0	30,4	32,0
75+	23,8	24,8	25,9	27,1	28,3	29,6
<b>TOTAL</b>	<b>1 647,2</b>	<b>1 670,7</b>	<b>1 694,1</b>	<b>1 717,3</b>	<b>1 740,3</b>	<b>1 763,3</b>

Gambar II.29.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI SULAWESI BARAT  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.29.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

SULAWESI BARAT

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	583,4	643,2	705,3	767,4	827,6	886,1
Perempuan	581,2	639,0	699,7	760,4	819,6	877,2
Total	1 164,6	1 282,2	1 405,0	1 527,8	1 647,2	1 763,3
Komposisi Umur (%)						
0-14	33,6	31,8	30,8	29,8	28,6	27,4
15-64	62,3	64,1	65,0	65,5	66,0	66,2
65+	4,1	4,1	4,2	4,7	5,4	6,4
<i>Dependency Ratio (%)</i>	60,5	56,0	53,8	52,7	51,5	51,1
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	3,05	2,99	2,92	2,80	2,68	2,57
GRR	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
NRR	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2
CBR	25,9	24,9	23,5	21,8	20,4	19,2
Jumlah Kelahiran (000)	30,2	32,0	33,0	33,3	33,6	33,9
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	60,6	62,0	63,2	64,2	64,9	65,4
e0 Perempuan	64,5	65,8	67,0	67,9	68,7	69,2
e0 L+P	62,5	63,9	65,1	66,0	66,7	67,3
IMR Laki-laki	65,2	57,8	51,7	47,2	44,0	41,6
IMR Perempuan	49,0	44,0	39,8	36,6	34,4	32,7
IMR L+P	57,3	51,1	45,9	42,1	39,3	37,3
CDR	8,6	8,1	7,8	7,7	7,9	8,3
Jumlah Kematian (000)	10,1	10,3	10,9	11,8	13,0	14,7
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	2,8	2,5	2,3	2,1	2,0	2,0

**PROVINSI  
MALUKU**

Tabel II.30.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	96,9	97,4	98,7	100,1	100,9	101,9	102,5	103,8	104,6	105,5
5-9	91,4	92,1	92,3	92,8	94,3	95,5	96,3	97,7	98,9	99,9
10-14	88,0	89,5	90,4	91,0	90,8	91,1	91,8	91,9	92,5	93,9
15-19	79,6	81,0	82,6	84,4	86,0	87,0	88,5	89,3	89,9	89,7
20-24	71,6	72,4	73,4	74,5	75,9	77,4	78,7	80,4	82,1	83,5
25-29	64,3	65,7	66,8	67,8	69,0	69,7	70,5	71,4	72,5	73,9
30-34	56,9	58,0	59,3	60,5	61,7	63,3	64,6	65,7	66,7	67,8
35-39	49,7	51,1	52,4	53,6	54,7	56,0	57,2	58,4	59,5	60,6
40-44	43,0	44,1	45,3	46,5	47,6	48,8	50,1	51,3	52,6	53,7
45-49	37,1	38,0	38,9	39,8	40,9	41,9	42,9	44,1	45,2	46,3
50-54	30,9	31,9	32,9	33,8	34,7	35,7	36,5	37,4	38,3	39,2
55-59	23,3	24,5	25,7	26,8	27,8	28,8	29,9	30,7	31,6	32,4
60-64	16,4	17,1	18,1	19,0	20,0	20,9	22,0	23,1	24,0	25,1
65-69	12,2	12,5	12,6	12,9	13,4	13,9	14,6	15,2	16,1	16,9
70-74	8,5	8,7	8,9	9,1	9,3	9,5	9,6	9,7	10,0	10,3
75+	8,5	8,7	8,8	9,0	9,1	9,3	9,4	9,6	9,8	10,1
<b>TOTAL</b>	<b>778,3</b>	<b>792,7</b>	<b>807,1</b>	<b>821,6</b>	<b>836,1</b>	<b>850,7</b>	<b>865,1</b>	<b>879,7</b>	<b>894,3</b>	<b>908,8</b>

Tabel II.30.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	106,2	106,8	107,3	107,9	108,2	108,2	108,4	108,4	108,3	108,6
5-9	100,8	101,7	102,6	103,4	104,2	105,0	105,7	106,3	106,8	107,1
10-14	95,1	95,9	97,3	98,4	99,5	100,3	101,1	102,0	102,8	103,6
15-19	90,0	90,6	90,8	91,3	92,6	93,8	94,6	96,0	97,1	98,2
20-24	84,6	85,9	86,7	87,3	87,1	87,3	88,0	88,0	88,5	89,9
25-29	75,4	76,6	78,2	79,9	81,2	82,3	83,6	84,4	84,9	84,6
30-34	68,5	69,3	70,2	71,2	72,5	74,0	75,1	76,7	78,4	79,8
35-39	62,2	63,4	64,5	65,5	66,5	67,1	67,9	68,7	69,7	71,0
40-44	54,8	55,9	57,2	58,3	59,4	60,9	62,0	63,0	64,0	65,0
45-49	47,4	48,7	49,9	51,1	52,2	53,3	54,4	55,6	56,6	57,6
50-54	40,1	41,2	42,3	43,3	44,4	45,6	46,7	47,8	49,1	50,0
55-59	33,4	34,2	35,0	35,8	36,7	37,7	38,6	39,6	40,6	41,6
60-64	25,9	26,8	27,7	28,4	29,2	30,0	30,7	31,6	32,3	33,1
65-69	17,7	18,7	19,6	20,5	21,3	22,1	22,9	23,6	24,3	24,9
70-74	10,8	11,3	11,8	12,5	13,2	13,8	14,6	15,3	16,1	16,7
75+	10,3	10,5	10,7	11,0	11,4	11,8	12,3	12,8	13,4	14,0
<b>TOTAL</b>	<b>923,2</b>	<b>937,5</b>	<b>951,8</b>	<b>965,8</b>	<b>979,6</b>	<b>993,2</b>	<b>1 006,6</b>	<b>1 019,8</b>	<b>1 032,9</b>	<b>1 045,7</b>

Tabel II.30.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	108,7	108,5	108,6	109,0	109,1	109,4
5-9	107,3	107,3	107,4	107,4	107,4	107,5
10-14	104,4	105,1	105,8	106,2	106,5	106,7
15-19	99,0	99,8	100,6	101,5	102,3	103,0
20-24	91,1	91,8	93,2	94,2	95,2	96,1
25-29	84,8	85,5	85,6	86,0	87,4	88,5
30-34	80,7	82,0	82,7	83,3	83,0	83,2
35-39	72,4	73,6	75,2	76,8	78,2	79,2
40-44	65,7	66,4	67,2	68,2	69,5	70,9
45-49	59,1	60,3	61,3	62,2	63,2	63,9
50-54	51,1	52,2	53,3	54,3	55,3	56,7
55-59	42,6	43,8	44,9	46,0	46,9	47,9
60-64	33,9	34,9	35,8	36,7	37,7	38,6
65-69	25,6	26,3	26,9	27,6	28,4	29,1
70-74	17,3	17,9	18,5	19,1	19,7	20,2
75+	14,7	15,5	16,3	17,0	17,9	18,7
<b>TOTAL</b>	<b>1 058,4</b>	<b>1 070,9</b>	<b>1 083,3</b>	<b>1 095,5</b>	<b>1 107,7</b>	<b>1 119,6</b>

Tabel II.30.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	89,7	91,3	93,6	95,2	96,9	98,5	99,2	100,1	100,7	101,3
5-9	86,2	86,9	86,9	87,1	88,3	89,3	90,7	92,7	94,5	96,2
10-14	82,4	83,7	84,8	85,7	85,7	86,0	86,7	86,7	86,9	88,1
15-19	76,2	76,8	77,9	79,1	80,1	81,1	82,4	83,5	84,3	84,3
20-24	70,3	70,7	71,2	71,9	72,8	73,8	74,5	75,5	76,7	77,8
25-29	66,1	67,0	67,6	68,1	68,6	68,8	69,2	69,7	70,4	71,2
30-34	58,6	60,2	61,7	63,1	64,2	65,5	66,4	66,9	67,4	67,9
35-39	50,2	51,7	53,2	54,8	56,4	57,9	59,4	60,9	62,3	63,4
40-44	43,3	44,4	45,5	46,8	48,1	49,4	50,9	52,4	53,9	55,5
45-49	37,7	38,6	39,5	40,4	41,3	42,3	43,4	44,5	45,7	47,0
50-54	30,8	32,2	33,3	34,4	35,4	36,4	37,3	38,1	39,0	39,9
55-59	22,8	24,0	25,3	26,7	28,1	29,3	30,5	31,7	32,7	33,7
60-64	16,5	17,3	18,0	18,9	19,9	21,1	22,2	23,4	24,8	26,0
65-69	12,9	13,0	13,3	13,6	14,0	14,5	15,2	16,0	16,7	17,6
70-74	9,4	9,6	9,8	10,0	10,2	10,4	10,6	10,8	11,1	11,5
75+	10,5	10,6	10,8	11,0	11,3	11,5	11,8	12,1	12,4	12,7
<b>TOTAL</b>	<b>763,6</b>	<b>778,0</b>	<b>792,4</b>	<b>806,8</b>	<b>821,3</b>	<b>835,8</b>	<b>850,4</b>	<b>865,0</b>	<b>879,5</b>	<b>894,1</b>

Tabel II.30.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	102,2	103,0	103,6	104,0	104,2	104,5	104,3	104,2	104,5	104,1
5-9	97,8	98,5	99,3	100,1	100,9	101,6	102,3	102,9	103,3	103,6
10-14	89,0	90,4	92,4	94,2	95,8	97,4	98,2	98,9	99,7	100,5
15-19	84,6	85,3	85,3	85,5	86,7	87,6	89,0	90,9	92,6	94,2
20-24	78,7	80,0	81,0	81,8	81,7	82,0	82,6	82,7	82,9	84,0
25-29	72,2	72,9	73,9	75,0	76,1	76,9	78,2	79,1	79,9	79,9
30-34	68,1	68,4	68,9	69,5	70,4	71,3	72,0	73,0	74,1	75,1
35-39	64,6	65,5	66,0	66,4	66,9	67,1	67,4	67,9	68,5	69,4
40-44	57,0	58,5	59,9	61,2	62,3	63,5	64,4	64,9	65,3	65,8
45-49	48,3	49,7	51,2	52,7	54,2	55,7	57,1	58,5	59,8	60,9
50-54	40,9	41,9	43,0	44,2	45,4	46,6	48,1	49,5	50,9	52,4
55-59	34,6	35,4	36,2	37,1	37,9	38,8	39,8	40,9	42,0	43,2
60-64	27,1	28,3	29,3	30,3	31,2	32,1	32,9	33,6	34,4	35,2
65-69	18,7	19,7	20,8	22,0	23,1	24,1	25,1	26,1	26,9	27,8
70-74	11,9	12,5	13,1	13,7	14,5	15,4	16,2	17,2	18,1	19,1
75+	13,0	13,2	13,6	14,0	14,4	14,9	15,5	16,2	16,9	17,7
<b>TOTAL</b>	<b>908,7</b>	<b>923,2</b>	<b>937,5</b>	<b>951,7</b>	<b>965,7</b>	<b>979,5</b>	<b>993,1</b>	<b>1 006,5</b>	<b>1 019,8</b>	<b>1 032,9</b>

Tabel II.30.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU		PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	104,2	104,5	104,6	104,6	105,0	105,4
5-9	103,7	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8
10-14	101,2	101,9	102,4	102,9	103,2	103,3
15-19	95,8	96,5	97,3	98,0	98,8	99,5
20-24	84,9	86,2	88,1	89,8	91,4	92,8
25-29	80,2	80,8	80,8	81,0	82,1	83,0
30-34	76,0	77,2	78,2	78,9	78,9	79,2
35-39	70,3	71,0	71,9	73,1	74,0	74,9
40-44	65,9	66,2	66,7	67,4	68,2	69,1
45-49	62,1	62,9	63,4	63,8	64,3	64,4
50-54	53,8	55,2	56,6	57,9	58,9	60,1
55-59	44,4	45,7	47,1	48,5	49,9	51,3
60-64	36,1	37,0	38,0	39,1	40,1	41,3
65-69	28,6	29,3	30,0	30,7	31,4	32,2
70-74	19,9	20,8	21,6	22,3	23,0	23,7
75+	18,7	19,6	20,7	21,9	23,0	24,2
<b>TOTAL</b>	<b>1 045,8</b>	<b>1 058,6</b>	<b>1 071,2</b>	<b>1 083,7</b>	<b>1 096,0</b>	<b>1 108,2</b>



Tabel II.30.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	186,6	188,7	192,3	195,3	197,8	200,4	201,7	203,9	205,3	206,8
5-9	177,6	179,0	179,2	179,9	182,6	184,8	187,0	190,4	193,4	196,1
10-14	170,4	173,2	175,2	176,7	176,5	177,1	178,5	178,6	179,4	182,0
15-19	155,8	157,8	160,5	163,5	166,1	168,1	170,9	172,8	174,2	174,0
20-24	141,9	143,1	144,6	146,4	148,7	151,2	153,2	155,9	158,8	161,3
25-29	130,4	132,7	134,4	135,9	137,6	138,5	139,7	141,1	142,9	145,1
30-34	115,5	118,2	121,0	123,6	125,9	128,8	131,0	132,6	134,1	135,7
35-39	99,9	102,8	105,6	108,4	111,1	113,9	116,6	119,3	121,8	124,0
40-44	86,3	88,5	90,8	93,3	95,7	98,2	101,0	103,7	106,5	109,2
45-49	74,8	76,6	78,4	80,2	82,2	84,2	86,3	88,6	90,9	93,3
50-54	61,7	64,1	66,2	68,2	70,1	72,1	73,8	75,5	77,3	79,1
55-59	46,1	48,5	51,0	53,5	55,9	58,1	60,4	62,4	64,3	66,1
60-64	32,9	34,4	36,1	37,9	39,9	42,0	44,2	46,5	48,8	51,1
65-69	25,1	25,5	25,9	26,5	27,4	28,4	29,8	31,2	32,8	34,5
70-74	17,9	18,3	18,7	19,1	19,5	19,9	20,2	20,5	21,1	21,8
75+	19,0	19,3	19,6	20,0	20,4	20,8	21,2	21,7	22,2	22,8
<b>TOTAL</b>	<b>1 541,9</b>	<b>1 570,7</b>	<b>1 599,5</b>	<b>1 628,4</b>	<b>1 657,4</b>	<b>1 686,5</b>	<b>1 715,5</b>	<b>1 744,7</b>	<b>1 773,8</b>	<b>1 802,9</b>

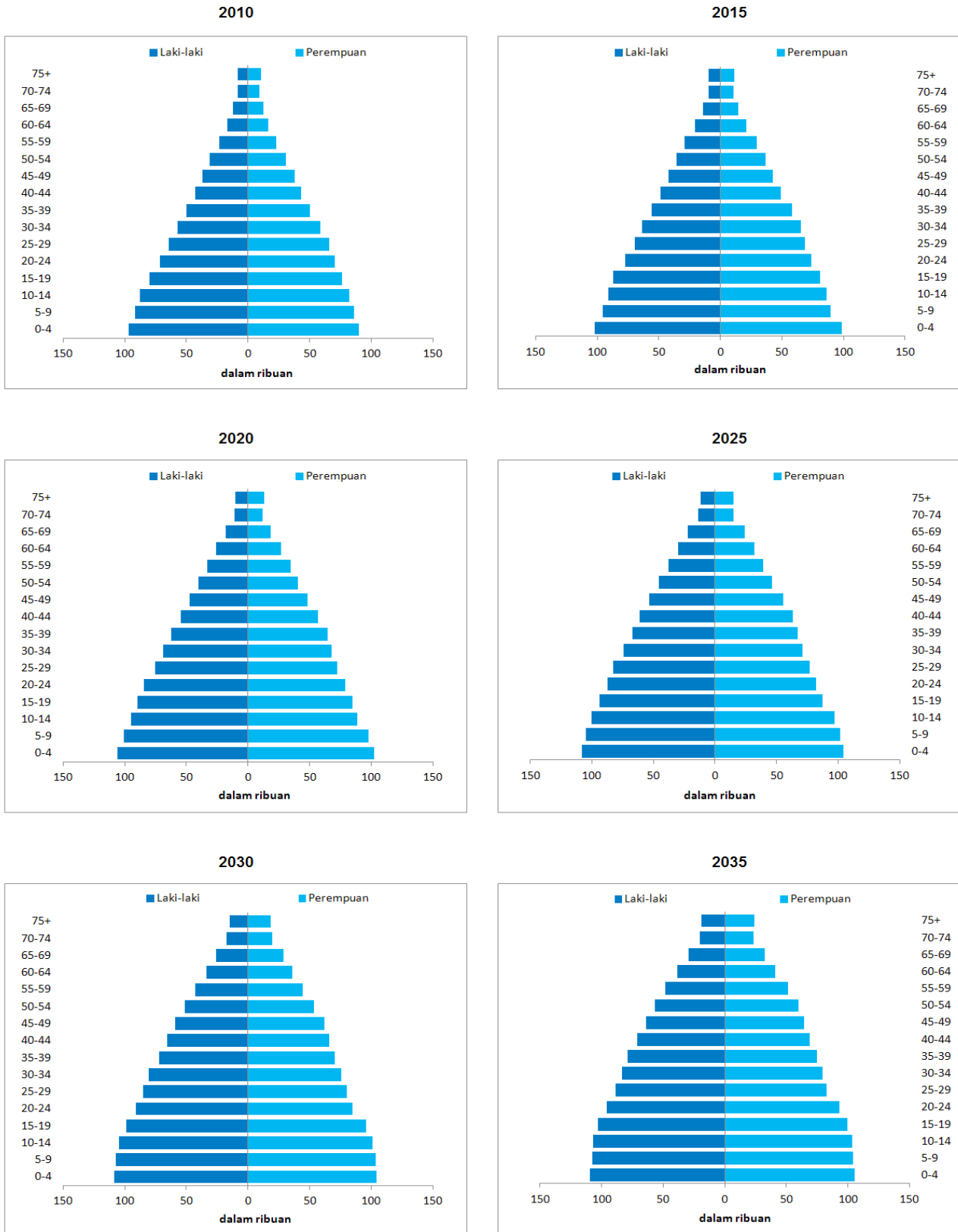
Tabel II.30.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	208,4	209,8	210,9	211,9	212,4	212,7	212,7	212,6	212,8	212,7
5-9	198,6	200,2	201,9	203,5	205,1	206,6	208,0	209,2	210,1	210,7
10-14	184,1	186,3	189,7	192,6	195,3	197,7	199,3	200,9	202,5	204,1
15-19	174,6	175,9	176,1	176,8	179,3	181,4	183,6	186,9	189,7	192,4
20-24	163,3	165,9	167,7	169,1	168,8	169,3	170,6	170,7	171,4	173,9
25-29	147,6	149,5	152,1	154,9	157,3	159,2	161,8	163,5	164,8	164,5
30-34	136,6	137,7	139,1	140,7	142,9	145,3	147,1	149,7	152,5	154,9
35-39	126,8	128,9	130,5	131,9	133,4	134,2	135,3	136,6	138,2	140,4
40-44	111,8	114,4	117,1	119,5	121,7	124,4	126,4	127,9	129,3	130,8
45-49	95,7	98,4	101,1	103,8	106,4	109,0	111,5	114,1	116,4	118,5
50-54	81,0	83,1	85,3	87,5	89,8	92,2	94,8	97,3	100,0	102,4
55-59	68,0	69,6	71,2	72,9	74,6	76,5	78,4	80,5	82,6	84,8
60-64	53,0	55,1	57,0	58,7	60,4	62,1	63,6	65,2	66,7	68,3
65-69	36,4	38,4	40,4	42,5	44,4	46,2	48,0	49,7	51,2	52,7
70-74	22,7	23,8	24,9	26,2	27,7	29,2	30,8	32,5	34,2	35,8
75+	23,3	23,7	24,3	25,0	25,8	26,7	27,8	29,0	30,3	31,7
<b>TOTAL</b>	<b>1 831,9</b>	<b>1 860,7</b>	<b>1 889,3</b>	<b>1 917,5</b>	<b>1 945,3</b>	<b>1 972,7</b>	<b>1 999,7</b>	<b>2 026,3</b>	<b>2 052,7</b>	<b>2 078,6</b>

Tabel II.30.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	212,9	213,0	213,2	213,6	214,1	214,8
5-9	211,0	211,1	211,2	211,2	211,2	211,3
10-14	205,6	207,0	208,2	209,1	209,7	210,0
15-19	194,8	196,3	197,9	199,5	201,1	202,5
20-24	176,0	178,0	181,3	184,0	186,6	188,9
25-29	165,0	166,3	166,4	167,0	169,5	171,5
30-34	156,7	159,2	160,9	162,2	161,9	162,4
35-39	142,7	144,6	147,1	149,9	152,2	154,1
40-44	131,6	132,6	133,9	135,6	137,7	140,0
45-49	121,2	123,2	124,7	126,0	127,5	128,3
50-54	104,9	107,4	109,9	112,2	114,2	116,8
55-59	87,0	89,5	92,0	94,5	96,8	99,2
60-64	70,0	71,9	73,8	75,8	77,8	79,9
65-69	54,2	55,6	56,9	58,3	59,8	61,3
70-74	37,2	38,7	40,1	41,4	42,7	43,9
75+	33,4	35,1	37,0	38,9	40,9	42,9
<b>TOTAL</b>	<b>2 104,2</b>	<b>2 129,5</b>	<b>2 154,5</b>	<b>2 179,2</b>	<b>2 203,7</b>	<b>2 227,8</b>

Gambar II.30.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI MALUKU  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.30.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

MALUKU

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	778,3	850,7	923,2	993,2	1 058,4	1 119,6
Perempuan	763,6	835,8	908,7	979,5	1 045,8	1 108,2
Total	1 541,9	1 686,5	1 831,9	1 972,7	2 104,2	2 227,8
Komposisi Umur (%)						
0-14	34,7	33,3	32,3	31,3	29,9	28,6
15-64	61,3	62,6	63,2	63,5	64,2	64,8
65+	4,0	4,1	4,5	5,2	5,9	6,6
<i>Dependency Ratio (%)</i>	63,1	59,7	58,2	57,5	55,8	54,3
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	3,39	3,25	3,13	2,97	2,82	2,68
GRR	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
NRR	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2
CBR	27,4	25,9	24,5	22,6	21,1	20,0
Jumlah Kelahiran (000)	42,2	43,7	44,8	44,6	44,5	44,6
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	62,6	63,4	64,1	64,8	65,3	65,8
e0 Perempuan	66,4	67,2	67,9	68,6	69,1	69,6
e0 L+P	64,5	65,2	66,0	66,6	67,2	67,6
IMR Laki-laki	55,3	51,4	47,6	44,6	42,2	40,2
IMR Perempuan	41,5	38,9	36,5	34,3	32,7	31,3
IMR L+P	48,6	45,3	42,2	39,6	37,6	35,8
CDR	7,8	7,6	7,5	7,6	7,9	8,3
Jumlah Kematian (000)	12,0	12,8	13,8	15,0	16,6	18,4
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	-0,3	-0,5	-0,7	-0,9	-1,0	-1,0

**PROVINSI  
MALUKU UTARA**

Tabel II.31.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU UTARA

LAKI-LAKI

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	67,6	68,2	68,7	69,5	69,9	70,1	70,3	70,5	70,9	71,0
5-9	62,4	63,7	65,0	66,1	66,9	67,5	68,1	68,4	68,9	69,4
10-14	57,6	58,7	59,7	60,4	61,4	62,6	63,9	65,2	66,2	67,2
15-19	51,2	52,2	53,5	54,8	56,2	57,3	58,4	59,4	60,2	61,1
20-24	48,5	48,8	49,1	49,4	50,0	50,8	51,7	53,0	54,4	55,7
25-29	47,4	47,9	48,2	48,2	48,4	48,6	48,9	49,1	49,6	50,1
30-34	43,6	44,5	45,5	46,4	47,2	47,9	48,4	48,6	48,7	48,8
35-39	37,9	39,2	40,5	41,6	42,7	43,8	44,7	45,7	46,6	47,4
40-44	31,0	32,3	33,7	35,1	36,5	37,7	39,1	40,4	41,5	42,6
45-49	25,1	25,9	27,0	28,1	29,3	30,6	31,9	33,3	34,6	36,0
50-54	20,4	21,3	21,9	22,7	23,4	24,3	25,2	26,2	27,3	28,4
55-59	15,4	16,3	17,1	17,9	18,7	19,4	20,0	20,7	21,4	22,2
60-64	10,4	11,0	11,7	12,5	13,3	14,1	14,9	15,6	16,3	17,0
65-69	6,4	6,8	7,2	7,7	8,2	8,9	9,5	10,1	10,8	11,5
70-74	4,3	4,3	4,4	4,6	4,8	5,0	5,3	5,7	6,0	6,5
75+	3,9	4,1	4,1	4,3	4,4	4,6	4,8	4,9	5,1	5,3
<b>TOTAL</b>	<b>533,1</b>	<b>545,2</b>	<b>557,3</b>	<b>569,3</b>	<b>581,3</b>	<b>593,2</b>	<b>605,1</b>	<b>616,8</b>	<b>628,5</b>	<b>640,2</b>

Tabel II.31.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU UTARA

LAKI-LAKI

UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	71,1	71,3	71,6	71,8	72,0	72,6	72,4	73,0	73,3	73,2
5-9	70,0	70,2	70,4	70,6	70,9	71,0	71,2	71,4	71,7	71,9
10-14	67,8	68,3	68,6	69,1	69,6	70,0	70,3	70,5	70,7	70,9
15-19	62,4	63,5	64,9	65,9	66,8	67,4	67,9	68,2	68,6	69,2
20-24	56,8	58,0	58,8	59,7	60,5	61,7	62,9	64,2	65,3	66,1
25-29	50,8	51,8	53,1	54,5	55,8	56,9	58,1	58,9	59,7	60,6
30-34	49,0	49,2	49,5	49,9	50,4	51,2	52,2	53,4	54,8	56,2
35-39	48,0	48,5	48,7	48,7	48,8	49,0	49,3	49,5	49,8	50,5
40-44	43,7	44,5	45,5	46,3	47,2	47,7	48,2	48,4	48,5	48,6
45-49	37,2	38,6	39,8	41,0	42,0	42,9	43,8	44,8	45,7	46,4
50-54	29,7	31,0	32,3	33,6	34,8	36,1	37,4	38,6	39,7	40,7
55-59	23,0	23,9	24,8	25,9	26,9	28,1	29,3	30,6	31,8	33,1
60-64	17,6	18,3	18,9	19,5	20,3	21,0	21,8	22,6	23,6	24,7
65-69	12,1	12,8	13,5	14,1	14,7	15,2	15,8	16,4	17,0	17,6
70-74	7,1	7,5	8,0	8,6	9,1	9,7	10,2	10,7	11,2	11,8
75+	5,5	5,8	6,1	6,6	7,0	7,4	8,0	8,5	9,1	9,7
<b>TOTAL</b>	<b>651,8</b>	<b>663,2</b>	<b>674,5</b>	<b>685,8</b>	<b>696,8</b>	<b>707,9</b>	<b>718,8</b>	<b>729,7</b>	<b>740,5</b>	<b>751,2</b>



Tabel II.31.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU UTARA						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	74,0	74,2	74,8	74,9	75,2	75,4
5-9	72,2	72,5	72,8	73,2	73,5	73,9
10-14	71,1	71,3	71,5	71,7	72,0	72,3
15-19	69,6	69,9	70,1	70,2	70,5	70,7
20-24	66,6	67,2	67,5	68,0	68,4	68,9
25-29	61,8	62,9	64,2	65,3	66,1	66,6
30-34	57,2	58,4	59,2	60,1	60,9	62,1
35-39	51,2	52,1	53,5	54,9	56,2	57,3
40-44	48,7	49,0	49,2	49,6	50,2	50,9
45-49	47,0	47,4	47,6	47,7	47,8	48,1
50-54	41,6	42,5	43,4	44,2	45,1	45,7
55-59	34,2	35,4	36,6	37,7	38,6	39,5
60-64	25,7	26,8	28,0	29,2	30,3	31,4
65-69	18,3	19,0	19,7	20,6	21,5	22,4
70-74	12,2	12,7	13,1	13,6	14,1	14,7
75+	10,4	11,0	11,6	12,3	13,0	13,6
<b>TOTAL</b>	<b>761,8</b>	<b>772,3</b>	<b>782,8</b>	<b>793,2</b>	<b>803,4</b>	<b>813,5</b>

Tabel II.31.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU UTARA										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	64,7	65,4	65,8	66,2	67,0	67,4	67,8	68,0	68,1	68,2
5-9	59,7	60,9	62,2	63,2	64,0	64,6	65,3	65,8	66,5	67,1
10-14	53,8	55,1	56,2	57,4	58,5	59,9	61,1	62,4	63,4	64,1
15-19	48,4	49,0	49,9	51,1	52,2	53,4	54,6	55,7	56,8	58,0
20-24	47,4	47,3	47,2	47,3	47,4	47,8	48,4	49,3	50,4	51,6
25-29	48,0	48,3	48,2	48,0	47,7	47,6	47,4	47,4	47,4	47,6
30-34	43,3	44,5	45,8	47,0	47,9	48,4	48,7	48,6	48,3	48,1
35-39	36,0	37,6	39,1	40,6	42,0	43,4	44,6	45,9	47,0	47,9
40-44	28,7	30,0	31,4	32,9	34,4	35,9	37,4	38,9	40,4	41,8
45-49	23,2	24,1	25,0	26,0	27,1	28,3	29,6	31,0	32,5	33,9
50-54	18,8	19,6	20,4	21,1	21,9	22,7	23,5	24,4	25,4	26,5
55-59	13,6	14,4	15,4	16,3	17,2	18,0	18,9	19,6	20,3	21,0
60-64	9,2	9,8	10,5	11,1	11,9	12,7	13,5	14,4	15,3	16,2
65-69	6,1	6,4	6,8	7,3	7,8	8,3	8,8	9,4	10,0	10,7
70-74	4,4	4,6	4,7	4,8	4,9	5,1	5,4	5,7	6,1	6,5
75+	4,9	5,0	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4
<b>TOTAL</b>	<b>510,2</b>	<b>522,0</b>	<b>533,8</b>	<b>545,6</b>	<b>557,4</b>	<b>569,1</b>	<b>580,8</b>	<b>592,5</b>	<b>604,1</b>	<b>615,6</b>

Tabel II.31.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU UTARA										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	68,6	68,6	68,7	68,9	69,2	69,1	69,7	69,8	70,3	71,0
5-9	67,5	67,8	68,0	68,2	68,3	68,5	68,7	68,9	69,1	69,3
10-14	64,7	65,4	65,9	66,6	67,2	67,7	67,9	68,1	68,2	68,4
15-19	59,3	60,6	61,8	62,8	63,5	64,1	64,8	65,3	66,0	66,5
20-24	52,7	53,9	55,1	56,1	57,3	58,6	59,8	61,0	61,9	62,7
25-29	48,0	48,6	49,5	50,6	51,7	52,9	54,0	55,2	56,2	57,3
30-34	47,9	47,8	47,7	47,7	47,9	48,3	48,8	49,8	50,9	52,0
35-39	48,5	48,7	48,6	48,4	48,1	47,9	47,7	47,7	47,7	47,8
40-44	43,1	44,4	45,6	46,8	47,6	48,2	48,4	48,3	48,0	47,7
45-49	35,4	36,9	38,4	39,8	41,2	42,6	43,8	45,0	46,1	47,0
50-54	27,6	28,9	30,3	31,7	33,2	34,6	36,1	37,5	38,9	40,2
55-59	21,8	22,6	23,5	24,4	25,5	26,6	27,8	29,1	30,5	31,9
60-64	16,9	17,7	18,4	19,1	19,7	20,5	21,2	22,1	23,0	23,9
65-69	11,5	12,2	13,0	13,8	14,6	15,3	16,0	16,6	17,2	17,8
70-74	6,9	7,4	7,9	8,4	9,0	9,6	10,3	11,0	11,7	12,3
75+	6,6	6,9	7,3	7,6	8,1	8,6	9,1	9,7	10,3	11,0
<b>TOTAL</b>	<b>627,0</b>	<b>638,4</b>	<b>649,7</b>	<b>660,9</b>	<b>672,1</b>	<b>683,1</b>	<b>694,1</b>	<b>705,1</b>	<b>716,0</b>	<b>726,8</b>

Tabel II.31.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU UTARA						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	71,0	71,4	71,5	72,0	72,4	72,8
5-9	69,5	69,8	70,1	70,4	70,8	71,1
10-14	68,6	68,8	69,0	69,2	69,4	69,6
15-19	67,0	67,2	67,4	67,6	67,7	67,9
20-24	63,3	63,9	64,4	65,1	65,7	66,1
25-29	58,6	59,9	61,1	62,0	62,8	63,4
30-34	53,2	54,3	55,5	56,5	57,7	59,0
35-39	48,2	48,8	49,7	50,8	52,0	53,1
40-44	47,6	47,4	47,4	47,4	47,5	47,9
45-49	47,5	47,8	47,7	47,4	47,1	46,9
50-54	41,6	42,8	44,0	45,1	45,9	46,4
55-59	33,3	34,7	36,1	37,4	38,7	40,0
60-64	25,0	26,2	27,4	28,7	30,0	31,3
65-69	18,5	19,2	20,0	20,8	21,7	22,7
70-74	12,9	13,5	14,1	14,6	15,1	15,7
75+	11,8	12,6	13,5	14,4	15,3	16,2
<b>TOTAL</b>	<b>737,6</b>	<b>748,3</b>	<b>758,9</b>	<b>769,4</b>	<b>779,8</b>	<b>790,1</b>

Tabel II.31.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU UTARA

LAKI-LAKI + PEREMPUAN

UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	132,3	133,6	134,5	135,7	136,9	137,5	138,1	138,5	139,0	139,2
5-9	122,1	124,6	127,2	129,3	130,9	132,1	133,4	134,2	135,4	136,5
10-14	111,4	113,8	115,9	117,8	119,9	122,5	125,0	127,6	129,6	131,3
15-19	99,6	101,2	103,4	105,9	108,4	110,7	113,0	115,1	117,0	119,1
20-24	95,9	96,1	96,3	96,7	97,4	98,6	100,1	102,3	104,8	107,3
25-29	95,4	96,2	96,4	96,2	96,1	96,2	96,3	96,5	97,0	97,7
30-34	86,9	89,0	91,3	93,4	95,1	96,3	97,1	97,2	97,0	96,9
35-39	73,9	76,8	79,6	82,2	84,7	87,2	89,3	91,6	93,6	95,3
40-44	59,7	62,3	65,1	68,0	70,9	73,6	76,5	79,3	81,9	84,4
45-49	48,3	50,0	52,0	54,1	56,4	58,9	61,5	64,3	67,1	69,9
50-54	39,2	40,9	42,3	43,8	45,3	47,0	48,7	50,6	52,7	54,9
55-59	29,0	30,7	32,5	34,2	35,9	37,4	38,9	40,3	41,7	43,2
60-64	19,6	20,8	22,2	23,6	25,2	26,8	28,4	30,0	31,6	33,2
65-69	12,5	13,2	14,0	15,0	16,0	17,2	18,3	19,5	20,8	22,2
70-74	8,7	8,9	9,1	9,4	9,7	10,1	10,7	11,4	12,1	13,0
75+	8,8	9,1	9,3	9,6	9,9	10,2	10,6	10,9	11,3	11,7
<b>TOTAL</b>	<b>1 043,3</b>	<b>1 067,2</b>	<b>1 091,1</b>	<b>1 114,9</b>	<b>1 138,7</b>	<b>1 162,3</b>	<b>1 185,9</b>	<b>1 209,3</b>	<b>1 232,6</b>	<b>1 255,8</b>

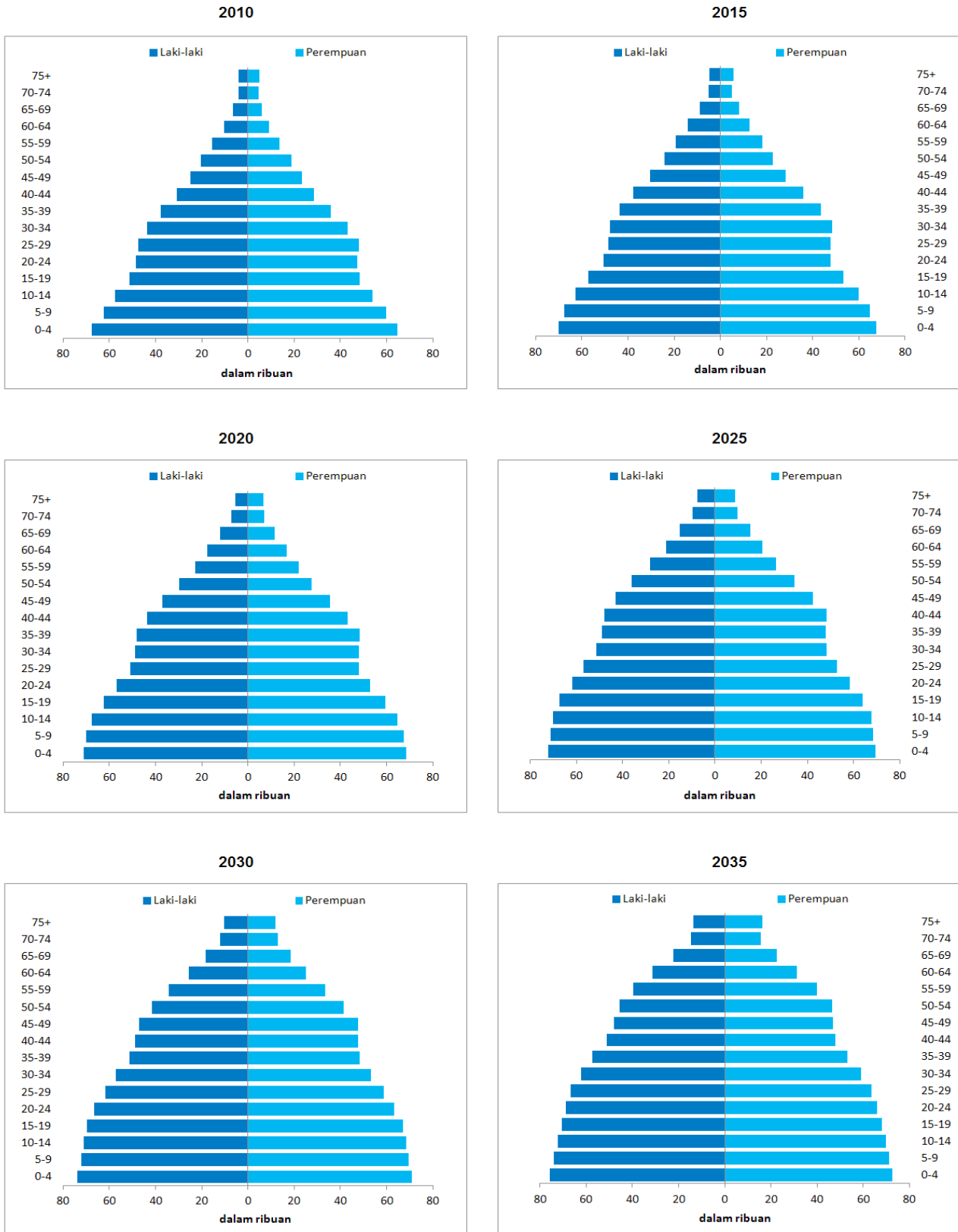
Tabel II.31.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU UTARA		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	139,7	139,9	140,3	140,7	141,2	141,7	142,1	142,8	143,6	144,2
5-9	137,5	138,0	138,4	138,8	139,2	139,5	139,9	140,3	140,8	141,2
10-14	132,5	133,7	134,5	135,7	136,8	137,7	138,2	138,6	138,9	139,3
15-19	121,7	124,1	126,7	128,7	130,3	131,5	132,7	133,5	134,6	135,7
20-24	109,5	111,9	113,9	115,8	117,8	120,3	122,7	125,2	127,2	128,8
25-29	98,8	100,4	102,6	105,1	107,5	109,8	112,1	114,1	115,9	117,9
30-34	96,9	97,0	97,2	97,6	98,3	99,5	101,0	103,2	105,7	108,2
35-39	96,5	97,2	97,3	97,1	96,9	96,9	97,0	97,2	97,5	98,3
40-44	86,8	88,9	91,1	93,1	94,8	95,9	96,6	96,7	96,5	96,3
45-49	72,6	75,5	78,2	80,8	83,2	85,5	87,6	89,8	91,8	93,4
50-54	57,3	59,9	62,6	65,3	68,0	70,7	73,5	76,1	78,6	80,9
55-59	44,8	46,5	48,3	50,3	52,4	54,7	57,1	59,7	62,3	65,0
60-64	34,5	36,0	37,3	38,6	40,0	41,5	43,0	44,7	46,6	48,6
65-69	23,6	25,0	26,5	27,9	29,3	30,5	31,8	33,0	34,2	35,4
70-74	14,0	14,9	15,9	17,0	18,1	19,3	20,5	21,7	22,9	24,1
75+	12,1	12,7	13,4	14,2	15,1	16,0	17,1	18,2	19,4	20,7
<b>TOTAL</b>	<b>1 278,8</b>	<b>1 301,6</b>	<b>1 324,2</b>	<b>1 346,7</b>	<b>1 368,9</b>	<b>1 391,0</b>	<b>1 412,9</b>	<b>1 434,8</b>	<b>1 456,5</b>	<b>1 478,0</b>

Tabel II.31.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

MALUKU UTARA		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	145,0	145,6	146,3	146,9	147,6	148,2
5-9	141,7	142,3	142,9	143,6	144,3	145,0
10-14	139,7	140,1	140,5	140,9	141,4	141,9
15-19	136,6	137,1	137,5	137,8	138,2	138,6
20-24	129,9	131,1	131,9	133,1	134,1	135,0
25-29	120,4	122,8	125,3	127,3	128,9	130,0
30-34	110,4	112,7	114,7	116,6	118,6	121,1
35-39	99,4	100,9	103,2	105,7	108,2	110,4
40-44	96,3	96,4	96,6	97,0	97,7	98,8
45-49	94,5	95,2	95,3	95,1	94,9	95,0
50-54	83,2	85,3	87,4	89,3	91,0	92,1
55-59	67,5	70,1	72,7	75,1	77,3	79,5
60-64	50,7	53,0	55,4	57,9	60,3	62,7
65-69	36,8	38,2	39,7	41,4	43,2	45,1
70-74	25,1	26,2	27,2	28,2	29,2	30,4
75+	22,2	23,6	25,1	26,7	28,3	29,8
<b>TOTAL</b>	<b>1 499,4</b>	<b>1 520,6</b>	<b>1 541,7</b>	<b>1 562,6</b>	<b>1 583,2</b>	<b>1 603,6</b>

Gambar II.31.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI MALUKU UTARA  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.31.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

MALUKU UTARA

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	533,1	593,2	651,8	707,9	761,8	813,5
Perempuan	510,2	569,1	627,0	683,1	737,6	790,1
Total	1 043,3	1 162,3	1 278,8	1 391,0	1 499,4	1 603,6
Komposisi Umur (%)						
0-14	35,1	33,7	32,0	30,1	28,4	27,1
15-64	62,0	63,1	64,1	65,2	66,0	66,3
65+	2,9	3,2	3,9	4,7	5,6	6,6
<i>Dependency Ratio (%)</i>	61,3	58,5	56,0	53,4	51,5	50,8
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	3,19	3,06	2,93	2,77	2,62	2,49
GRR	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2
NRR	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
CBR	27,4	25,0	22,9	21,3	20,2	19,2
Jumlah Kelahiran (000)	28,6	29,0	29,3	29,7	30,3	30,7
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	64,8	65,7	66,4	67,0	67,4	67,8
e0 Perempuan	68,7	69,6	70,3	70,9	71,3	71,7
e0 L+P	66,7	67,6	68,3	68,9	69,3	69,7
IMR Laki-laki	45,6	41,3	37,9	35,4	33,6	32,2
IMR Perempuan	33,8	30,9	28,7	26,9	25,8	24,9
IMR L+P	39,8	36,2	33,4	31,3	29,8	28,6
CDR	6,0	5,9	6,0	6,3	6,8	7,4
Jumlah Kematian (000)	6,2	6,8	7,6	8,8	10,2	11,9
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	1,8	1,5	1,2	1,0	1,0	1,0

**PROVINSI  
PAPUA BARAT**

Tabel II.32.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA BARAT										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	46,6	46,9	47,0	47,5	47,9	48,5	49,2	50,3	51,0	51,3
5-9	43,8	44,5	45,0	45,5	46,0	46,2	46,5	46,8	47,2	47,8
10-14	40,6	41,2	42,0	42,8	43,6	44,5	45,3	45,7	46,2	46,6
15-19	40,2	40,3	40,5	40,8	41,1	41,5	42,1	42,9	43,7	44,5
20-24	41,7	42,0	42,2	42,2	42,2	42,3	42,4	42,6	43,0	43,2
25-29	41,3	42,2	43,0	43,6	44,2	44,7	45,1	45,2	45,3	45,3
30-34	36,9	38,6	40,1	41,5	42,9	44,0	44,8	45,5	46,2	46,9
35-39	30,5	31,9	33,6	35,2	36,8	38,6	40,2	41,8	43,3	44,7
40-44	25,1	26,2	27,4	28,7	30,0	31,3	32,9	34,4	36,1	37,8
45-49	19,6	20,6	21,8	23,0	24,2	25,4	26,6	27,8	29,0	30,3
50-54	14,3	15,2	16,2	17,3	18,3	19,5	20,6	21,8	22,9	24,1
55-59	10,0	10,8	11,5	12,2	13,0	13,8	14,6	15,6	16,5	17,6
60-64	6,2	6,7	7,3	7,9	8,5	9,1	9,7	10,3	11,0	11,7
65-69	3,5	3,8	4,1	4,4	4,8	5,2	5,6	6,1	6,5	7,1
70-74	2,2	2,2	2,3	2,3	2,5	2,6	2,9	3,0	3,3	3,6
75+	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3
<b>TOTAL</b>	<b>404,3</b>	<b>415,0</b>	<b>425,9</b>	<b>436,9</b>	<b>448,0</b>	<b>459,3</b>	<b>470,6</b>	<b>482,0</b>	<b>493,4</b>	<b>504,8</b>

Tabel II.32.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA BARAT										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	51,6	52,0	52,8	53,0	53,1	53,5	54,0	54,0	54,4	54,6
5-9	48,5	49,1	49,7	50,4	50,9	51,4	51,8	52,3	52,7	53,0
10-14	47,0	47,2	47,5	47,9	48,5	49,1	49,8	50,5	51,0	51,6
15-19	45,5	46,2	46,7	47,2	47,6	47,9	48,1	48,5	49,0	49,5
20-24	43,6	44,3	45,0	45,8	46,7	47,8	48,4	49,0	49,5	49,9
25-29	45,3	45,5	45,7	46,1	46,4	46,7	47,4	48,2	49,1	50,0
30-34	47,4	47,6	47,9	48,0	48,0	47,9	48,1	48,3	48,6	49,0
35-39	45,7	46,7	47,4	48,1	48,7	49,2	49,5	49,7	49,8	49,8
40-44	39,5	41,2	42,8	44,3	45,8	46,8	47,7	48,5	49,2	49,8
45-49	31,6	33,3	34,9	36,5	38,2	40,1	41,7	43,3	44,8	46,3
50-54	25,3	26,5	27,7	28,9	30,2	31,6	33,1	34,7	36,4	38,1
55-59	18,7	19,7	20,8	22,0	23,2	24,2	25,4	26,6	27,7	29,0
60-64	12,5	13,3	14,1	15,0	15,9	17,0	17,8	18,9	19,9	21,0
65-69	7,6	8,1	8,7	9,2	9,9	10,4	11,2	11,9	12,7	13,4
70-74	4,0	4,3	4,6	5,0	5,4	5,8	6,3	6,7	7,1	7,5
75+	2,4	2,7	2,8	3,1	3,3	3,6	3,9	4,2	4,5	4,9
<b>TOTAL</b>	<b>516,2</b>	<b>527,7</b>	<b>539,1</b>	<b>550,5</b>	<b>561,8</b>	<b>573,0</b>	<b>584,2</b>	<b>595,3</b>	<b>606,4</b>	<b>617,4</b>

Tabel II.32.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA BARAT						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	54,8	55,1	55,1	55,7	55,7	56,1
5-9	53,2	53,5	53,8	54,0	54,2	54,5
10-14	52,1	52,6	53,1	53,4	53,7	54,0
15-19	50,2	50,8	51,5	52,1	52,7	53,2
20-24	50,3	50,5	50,9	51,3	51,9	52,6
25-29	51,1	51,8	52,4	53,0	53,5	53,8
30-34	49,4	50,1	51,0	51,9	52,9	54,0
35-39	49,7	49,9	50,2	50,5	50,9	51,4
40-44	50,3	50,7	50,8	50,9	51,0	50,9
45-49	47,3	48,3	49,1	49,8	50,4	50,9
50-54	39,8	41,6	43,2	44,6	46,1	47,2
55-59	30,4	31,9	33,4	35,0	36,6	38,3
60-64	22,1	23,1	24,2	25,2	26,4	27,6
65-69	14,3	15,1	16,0	16,9	17,8	18,7
70-74	8,0	8,5	9,1	9,7	10,3	11,0
75+	5,3	5,7	6,1	6,6	7,1	7,6
<b>TOTAL</b>	<b>628,3</b>	<b>639,2</b>	<b>649,9</b>	<b>660,6</b>	<b>671,2</b>	<b>681,8</b>

Tabel II.32.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA BARAT										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	43,4	43,8	44,7	45,3	46,5	47,3	48,0	48,5	49,0	49,5
5-9	41,2	41,9	42,4	42,8	43,0	43,2	43,8	44,5	45,3	46,2
10-14	37,9	38,6	39,4	40,2	41,1	42,0	42,6	43,1	43,5	43,8
15-19	37,2	37,4	37,6	37,9	38,2	38,7	39,3	40,1	41,0	41,9
20-24	37,4	37,7	38,0	38,3	38,5	38,6	38,8	39,1	39,3	39,7
25-29	37,2	37,8	38,2	38,7	39,0	39,4	39,7	40,1	40,3	40,5
30-34	32,5	34,0	35,5	36,9	38,1	38,8	39,5	40,0	40,4	40,7
35-39	26,0	27,4	28,7	30,2	31,7	33,4	35,0	36,5	37,9	39,1
40-44	21,1	22,1	23,1	24,1	25,2	26,4	27,7	29,1	30,6	32,1
45-49	16,4	17,4	18,3	19,3	20,2	21,2	22,2	23,2	24,2	25,3
50-54	11,8	12,7	13,6	14,4	15,4	16,3	17,2	18,1	19,1	20,1
55-59	7,8	8,4	9,1	9,9	10,6	11,4	12,3	13,1	14,0	14,9
60-64	4,8	5,2	5,6	6,1	6,6	7,2	7,8	8,5	9,2	9,9
65-69	2,7	2,9	3,2	3,5	3,8	4,2	4,6	4,9	5,4	5,8
70-74	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,2	2,3	2,6	2,8	3,1
75+	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2
<b>TOTAL</b>	<b>361,0</b>	<b>371,0</b>	<b>381,1</b>	<b>391,4</b>	<b>401,8</b>	<b>412,2</b>	<b>422,8</b>	<b>433,4</b>	<b>444,1</b>	<b>454,8</b>

Tabel II.32.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA BARAT										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	50,1	50,5	50,8	51,3	51,5	51,8	51,9	52,0	52,3	52,4
5-9	47,2	47,9	48,5	49,0	49,5	50,0	50,5	50,9	51,2	51,5
10-14	43,9	44,5	45,2	46,0	47,0	48,0	48,6	49,2	49,8	50,3
15-19	42,7	43,4	43,9	44,3	44,6	44,8	45,4	46,0	46,8	47,8
20-24	40,2	40,8	41,7	42,6	43,5	44,3	45,1	45,6	46,0	46,3
25-29	40,7	40,9	41,1	41,4	41,8	42,3	43,0	43,9	44,8	45,7
30-34	41,1	41,5	41,8	42,0	42,2	42,4	42,6	42,9	43,2	43,6
35-39	39,9	40,5	41,0	41,4	41,8	42,2	42,5	42,9	43,1	43,3
40-44	33,9	35,5	37,0	38,4	39,6	40,4	41,0	41,5	41,9	42,3
45-49	26,5	27,8	29,2	30,7	32,2	33,9	35,5	37,1	38,5	39,7
50-54	21,0	22,0	23,0	24,0	25,1	26,2	27,6	29,0	30,4	31,9
55-59	15,8	16,7	17,6	18,5	19,4	20,4	21,3	22,3	23,3	24,3
60-64	10,6	11,4	12,2	13,0	13,9	14,7	15,6	16,4	17,3	18,2
65-69	6,4	6,9	7,5	8,1	8,7	9,4	10,1	10,8	11,5	12,3
70-74	3,3	3,6	4,0	4,3	4,7	5,1	5,5	6,0	6,5	7,1
75+	2,3	2,4	2,6	2,8	3,0	3,3	3,6	3,9	4,3	4,7
<b>TOTAL</b>	<b>465,6</b>	<b>476,3</b>	<b>487,1</b>	<b>497,8</b>	<b>508,5</b>	<b>519,2</b>	<b>529,8</b>	<b>540,4</b>	<b>550,9</b>	<b>561,4</b>

Tabel II.32.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA BARAT						PEREMPUAN
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	52,8	53,0	53,3	53,4	53,8	54,0
5-9	51,8	52,0	52,2	52,4	52,6	52,8
10-14	50,8	51,2	51,6	52,0	52,3	52,6
15-19	48,8	49,5	50,1	50,7	51,2	51,7
20-24	46,4	47,1	47,7	48,6	49,6	50,7
25-29	46,6	47,4	47,9	48,3	48,6	48,8
30-34	44,1	44,8	45,7	46,7	47,6	48,6
35-39	43,5	43,7	44,0	44,3	44,7	45,2
40-44	42,7	43,0	43,4	43,6	43,8	44,0
45-49	40,5	41,1	41,6	42,0	42,4	42,8
50-54	33,7	35,2	36,8	38,2	39,4	40,2
55-59	25,4	26,7	28,1	29,5	31,0	32,7
60-64	19,0	19,9	20,8	21,8	22,8	23,8
65-69	13,0	13,8	14,5	15,3	16,1	16,9
70-74	7,6	8,2	8,8	9,4	10,0	10,6
75+	5,1	5,6	6,1	6,6	7,2	7,8
<b>TOTAL</b>	<b>571,8</b>	<b>582,2</b>	<b>592,6</b>	<b>602,8</b>	<b>613,1</b>	<b>623,2</b>



Tabel II.32.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA BARAT		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	90,0	90,7	91,7	92,8	94,4	95,8	97,2	98,8	100,0	100,8
5-9	85,0	86,4	87,4	88,3	89,0	89,4	90,3	91,3	92,5	94,0
10-14	78,5	79,8	81,4	83,0	84,7	86,5	87,9	88,8	89,7	90,4
15-19	77,4	77,7	78,1	78,7	79,3	80,2	81,4	83,0	84,7	86,4
20-24	79,1	79,7	80,2	80,5	80,7	80,9	81,2	81,7	82,3	82,9
25-29	78,5	80,0	81,2	82,3	83,2	84,1	84,8	85,3	85,6	85,8
30-34	69,4	72,6	75,6	78,4	81,0	82,8	84,3	85,5	86,6	87,6
35-39	56,5	59,3	62,3	65,4	68,5	72,0	75,2	78,3	81,2	83,8
40-44	46,2	48,3	50,5	52,8	55,2	57,7	60,6	63,5	66,7	69,9
45-49	36,0	38,0	40,1	42,3	44,4	46,6	48,8	51,0	53,2	55,6
50-54	26,1	27,9	29,8	31,7	33,7	35,8	37,8	39,9	42,0	44,2
55-59	17,8	19,2	20,6	22,1	23,6	25,2	26,9	28,7	30,5	32,5
60-64	11,0	11,9	12,9	14,0	15,1	16,3	17,5	18,8	20,2	21,6
65-69	6,2	6,7	7,3	7,9	8,6	9,4	10,2	11,0	11,9	12,9
70-74	4,0	4,1	4,2	4,3	4,5	4,8	5,2	5,6	6,1	6,7
75+	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,5
<b>TOTAL</b>	<b>765,3</b>	<b>786,0</b>	<b>807,0</b>	<b>828,3</b>	<b>849,8</b>	<b>871,5</b>	<b>893,4</b>	<b>915,4</b>	<b>937,5</b>	<b>959,6</b>

Tabel II.32.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA BARAT		LAKI-LAKI + PEREMPUAN								
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	101,7	102,5	103,6	104,3	104,6	105,3	105,9	106,0	106,7	107,0
5-9	95,7	97,0	98,2	99,4	100,4	101,4	102,3	103,2	103,9	104,5
10-14	90,9	91,7	92,7	93,9	95,5	97,1	98,4	99,7	100,8	101,9
15-19	88,2	89,6	90,6	91,5	92,2	92,7	93,5	94,5	95,8	97,3
20-24	83,8	85,1	86,7	88,4	90,2	92,1	93,5	94,6	95,5	96,2
25-29	86,0	86,4	86,8	87,5	88,2	89,0	90,4	92,1	93,9	95,7
30-34	88,5	89,1	89,7	90,0	90,2	90,3	90,7	91,2	91,8	92,6
35-39	85,6	87,2	88,4	89,5	90,5	91,4	92,0	92,6	92,9	93,1
40-44	73,4	76,7	79,8	82,7	85,4	87,2	88,7	90,0	91,1	92,1
45-49	58,1	61,1	64,1	67,2	70,4	74,0	77,2	80,4	83,3	86,0
50-54	46,3	48,5	50,7	52,9	55,3	57,8	60,7	63,7	66,8	70,0
55-59	34,5	36,4	38,4	40,5	42,6	44,6	46,7	48,9	51,0	53,3
60-64	23,1	24,7	26,3	28,0	29,8	31,7	33,4	35,3	37,2	39,2
65-69	14,0	15,0	16,2	17,3	18,6	19,8	21,3	22,7	24,2	25,7
70-74	7,3	7,9	8,6	9,3	10,1	10,9	11,8	12,7	13,6	14,6
75+	4,7	5,1	5,4	5,9	6,3	6,9	7,5	8,1	8,8	9,6
<b>TOTAL</b>	<b>981,8</b>	<b>1 004,0</b>	<b>1 026,2</b>	<b>1 048,3</b>	<b>1 070,3</b>	<b>1 092,2</b>	<b>1 114,0</b>	<b>1 135,7</b>	<b>1 157,3</b>	<b>1 178,8</b>

Tabel II.32.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA BARAT		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	107,6	108,1	108,4	109,1	109,5	110,1
5-9	105,0	105,5	106,0	106,4	106,8	107,3
10-14	102,9	103,8	104,7	105,4	106,0	106,6
15-19	99,0	100,3	101,6	102,8	103,9	104,9
20-24	96,7	97,6	98,6	99,9	101,5	103,3
25-29	97,7	99,2	100,3	101,3	102,1	102,6
30-34	93,5	94,9	96,7	98,6	100,5	102,6
35-39	93,2	93,6	94,2	94,8	95,6	96,6
40-44	93,0	93,7	94,2	94,5	94,8	94,9
45-49	87,8	89,4	90,7	91,8	92,8	93,7
50-54	73,5	76,8	80,0	82,8	85,5	87,4
55-59	55,8	58,6	61,5	64,5	67,6	71,0
60-64	41,1	43,0	45,0	47,0	49,2	51,4
65-69	27,3	28,9	30,5	32,2	33,9	35,6
70-74	15,6	16,7	17,9	19,1	20,3	21,6
75+	10,4	11,3	12,2	13,2	14,3	15,4
<b>TOTAL</b>	<b>1 200,1</b>	<b>1 221,4</b>	<b>1 242,5</b>	<b>1 263,4</b>	<b>1 284,3</b>	<b>1 305,0</b>

Gambar II.32.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI PAPUA BARAT  
 TAHUN 2010-2035



Tabel II.32.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

PAPUA BARAT

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	404,3	459,3	516,2	573,0	628,3	681,8
Perempuan	361,0	412,2	465,6	519,2	571,8	623,2
Total	765,3	871,5	981,8	1 092,2	1 200,1	1 305,0
Komposisi Umur (%)						
0-14	33,1	31,2	29,4	27,8	26,3	24,8
15-64	65,1	66,7	68,0	68,8	69,3	69,6
65+	1,8	2,1	2,6	3,4	4,4	5,6
<i>Dependency Ratio (%)</i>	53,6	49,9	47,1	45,3	44,3	43,7
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,95	2,83	2,73	2,61	2,50	2,38
GRR	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
NRR	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1
CBR	25,9	24,2	22,4	20,5	18,9	17,8
Jumlah Kelahiran (000)	19,8	21,1	22,0	22,4	22,7	23,2
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	62,7	63,5	64,2	64,8	65,3	65,8
e0 Perempuan	66,6	67,3	67,9	68,5	69,1	69,5
e0 L+P	64,6	65,3	66,0	66,6	67,2	67,6
IMR Laki-laki	57,5	53,3	49,3	46,1	43,5	41,3
IMR Perempuan	40,3	37,6	35,2	32,9	31,2	29,8
IMR L+P	49,1	45,7	42,4	39,7	37,5	35,7
CDR	5,7	5,7	6,0	6,4	7,0	7,7
Jumlah Kematian (000)	4,4	5,0	5,9	7,0	8,4	10,0
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	7,1	6,8	6,4	6,1	5,9	5,8

**PROVINSI  
PAPUA**

Tabel II.33.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA										LAKI-LAKI
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	167,4	166,7	166,3	166,8	167,0	166,9	167,7	168,4	169,3	169,7
5-9	167,9	166,9	165,5	164,7	164,2	164,5	163,9	163,8	163,8	164,2
10-14	166,5	167,3	168,0	167,8	167,5	167,0	165,9	164,5	163,6	163,1
15-19	159,0	161,0	163,1	164,7	165,8	166,1	166,9	167,6	167,3	167,0
20-24	146,6	149,6	152,7	155,6	158,5	161,2	163,3	165,3	167,0	168,1
25-29	139,3	141,2	142,9	145,1	147,6	150,5	153,5	156,6	159,7	162,6
30-34	137,5	138,1	138,8	139,3	140,3	141,5	143,3	145,1	147,1	149,7
35-39	128,7	131,7	134,0	135,4	136,4	137,6	138,0	138,7	139,3	140,1
40-44	107,1	111,7	116,1	120,7	124,5	127,5	130,4	132,7	134,0	135,0
45-49	78,8	84,2	89,6	94,9	100,0	104,9	109,5	113,7	118,2	121,9
50-54	49,4	54,3	59,4	64,8	70,3	75,8	81,0	86,2	91,3	96,2
55-59	28,2	31,2	34,5	38,0	41,9	46,0	50,6	55,4	60,4	65,6
60-64	15,9	17,4	19,0	20,8	22,7	25,0	27,8	30,7	33,9	37,2
65-69	10,6	10,7	11,1	11,5	12,2	13,1	14,3	15,6	17,1	18,9
70-74	6,7	6,9	7,1	7,3	7,5	7,7	7,8	8,1	8,4	8,9
75+	6,0	5,8	5,8	5,8	5,8	5,9	6,0	6,1	6,3	6,5
<b>TOTAL</b>	<b>1 515,6</b>	<b>1 544,7</b>	<b>1 573,9</b>	<b>1 603,2</b>	<b>1 632,2</b>	<b>1 661,2</b>	<b>1 689,9</b>	<b>1 718,5</b>	<b>1 746,7</b>	<b>1 774,7</b>

Tabel II.33.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA										LAKI-LAKI
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	170,1	170,5	171,0	170,7	170,7	170,8	170,2	169,7	169,5	169,1
5-9	164,2	165,1	165,8	166,5	167,1	167,5	167,9	168,2	168,2	168,2
10-14	163,3	162,8	162,5	162,7	162,9	162,9	163,8	164,5	165,1	165,7
15-19	166,4	165,4	164,0	163,1	162,5	162,6	162,1	161,9	162,0	162,2
20-24	168,5	169,3	169,8	169,6	169,1	168,6	167,4	165,9	165,1	164,5
25-29	165,4	167,5	169,6	171,4	172,3	172,6	173,4	173,9	173,6	173,1
30-34	152,5	155,5	158,6	161,6	164,6	167,3	169,4	171,6	173,3	174,3
35-39	141,3	142,9	144,7	146,7	149,1	151,8	154,8	157,9	160,8	163,8
40-44	136,1	136,4	137,0	137,6	138,4	139,4	141,1	142,8	144,6	147,1
45-49	124,9	127,6	129,8	131,0	132,0	133,0	133,3	133,9	134,5	135,2
50-54	100,8	105,3	109,2	113,6	117,2	119,9	122,6	124,7	125,9	126,8
55-59	70,7	75,5	80,4	85,1	89,8	94,1	98,2	102,0	106,0	109,4
60-64	41,0	45,1	49,4	53,9	58,4	63,0	67,4	71,8	76,1	80,2
65-69	20,7	23,0	25,4	28,1	31,0	34,1	37,6	41,2	45,0	48,8
70-74	9,6	10,5	11,5	12,7	14,0	15,4	17,1	18,9	20,9	23,1
75+	6,7	6,9	7,1	7,4	7,8	8,4	9,0	9,7	10,6	11,6
<b>TOTAL</b>	<b>1 802,2</b>	<b>1 829,3</b>	<b>1 855,8</b>	<b>1 881,7</b>	<b>1 906,9</b>	<b>1 931,4</b>	<b>1 955,3</b>	<b>1 978,6</b>	<b>2 001,2</b>	<b>2 023,1</b>



Tabel II.33.1.1  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA						LAKI-LAKI
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	169,1	168,3	168,3	167,9	167,5	167,2
5-9	167,9	167,7	167,3	167,1	166,7	166,5
10-14	166,1	166,6	166,8	166,7	167,1	166,6
15-19	162,2	163,1	163,8	164,5	165,0	165,5
20-24	164,6	164,1	163,8	164,0	164,2	164,1
25-29	172,5	171,3	169,8	168,9	168,2	168,5
30-34	174,6	175,4	175,9	175,5	174,9	174,3
35-39	166,5	168,6	170,7	172,5	173,5	173,8
40-44	149,8	152,7	155,7	158,7	161,6	164,3
45-49	136,2	137,8	139,5	141,4	143,7	146,4
50-54	127,9	128,2	128,7	129,2	130,0	131,0
55-59	112,0	114,5	116,5	117,6	118,4	119,4
60-64	84,0	87,8	91,2	94,9	98,0	100,3
65-69	52,6	56,3	60,0	63,6	67,2	70,5
70-74	25,5	28,1	30,9	33,7	36,6	39,5
75+	12,8	14,2	15,6	17,3	19,1	21,2
<b>TOTAL</b>	<b>2 044,3</b>	<b>2 064,7</b>	<b>2 084,5</b>	<b>2 103,5</b>	<b>2 121,7</b>	<b>2 139,1</b>

Tabel II.33.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA										PEREMPUAN
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	158,8	160,0	160,7	161,7	162,3	163,1	163,9	164,7	164,9	165,5
5-9	149,7	150,9	152,4	153,9	155,6	156,8	157,9	158,7	159,7	160,3
10-14	145,9	146,2	146,8	147,3	147,9	149,0	150,2	151,6	153,2	154,8
15-19	144,5	144,8	144,7	144,9	145,1	145,5	145,8	146,4	146,9	147,5
20-24	139,2	141,3	143,2	144,5	145,4	145,7	146,0	146,0	146,2	146,4
25-29	133,1	134,4	135,8	137,4	139,3	141,5	143,6	145,5	146,8	147,7
30-34	130,4	130,8	131,5	132,4	133,3	134,0	135,3	136,6	138,3	140,1
35-39	115,5	120,2	123,9	126,5	128,4	129,7	130,2	130,8	131,6	132,5
40-44	85,2	91,3	97,4	103,4	109,1	114,3	118,9	122,5	125,1	126,9
45-49	56,4	61,4	66,7	72,2	77,9	83,7	89,6	95,6	101,5	107,1
50-54	33,8	37,5	41,5	45,6	50,0	54,8	59,6	64,7	70,1	75,6
55-59	19,0	21,0	23,4	26,1	29,0	32,1	35,7	39,5	43,4	47,6
60-64	10,9	11,9	13,0	14,2	15,7	17,5	19,3	21,5	24,0	26,8
65-69	7,9	7,9	8,0	8,4	8,8	9,4	10,4	11,3	12,4	13,6
70-74	5,4	5,5	5,6	5,7	5,9	6,0	6,0	6,1	6,4	6,8
75+	5,7	5,5	5,3	5,1	5,1	5,1	5,1	5,2	5,3	5,4
<b>TOTAL</b>	<b>1 341,4</b>	<b>1 370,6</b>	<b>1 399,9</b>	<b>1 429,3</b>	<b>1 458,8</b>	<b>1 488,2</b>	<b>1 517,5</b>	<b>1 546,7</b>	<b>1 575,8</b>	<b>1 604,6</b>

Tabel II.33.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA										PEREMPUAN
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	166,0	166,4	166,2	166,4	166,2	165,8	165,4	165,2	164,8	164,5
5-9	161,0	161,8	162,5	163,0	163,5	164,0	164,3	164,4	164,5	164,3
10-14	156,0	157,0	157,9	158,7	159,4	160,0	160,8	161,4	162,0	162,4
15-19	148,6	149,7	151,1	152,6	154,3	155,5	156,5	157,3	158,1	158,8
20-24	146,8	147,1	147,7	148,1	148,7	149,7	150,9	152,3	153,8	155,4
25-29	148,0	148,3	148,3	148,4	148,7	149,1	149,3	149,8	150,2	150,8
30-34	142,3	144,3	146,2	147,5	148,3	148,6	148,9	148,8	149,0	149,2
35-39	133,2	134,5	135,7	137,3	139,1	141,2	143,2	145,0	146,3	147,1
40-44	128,2	128,7	129,3	130,0	130,9	131,6	132,8	134,0	135,6	137,3
45-49	112,1	116,7	120,2	122,8	124,5	125,8	126,2	126,8	127,5	128,4
50-54	81,3	87,0	92,9	98,5	103,9	108,9	113,3	116,7	119,2	120,9
55-59	52,1	56,8	61,7	66,8	72,0	77,4	82,9	88,5	93,9	99,1
60-64	29,6	32,9	36,4	40,1	44,0	48,2	52,5	57,0	61,7	66,6
65-69	15,2	16,8	18,8	21,0	23,4	25,9	28,8	31,9	35,1	38,6
70-74	7,3	8,0	8,8	9,6	10,6	11,9	13,2	14,8	16,5	18,4
75+	5,5	5,5	5,7	6,0	6,3	6,7	7,2	7,8	8,5	9,4
<b>TOTAL</b>	<b>1 633,2</b>	<b>1 661,5</b>	<b>1 689,4</b>	<b>1 716,8</b>	<b>1 743,8</b>	<b>1 770,3</b>	<b>1 796,2</b>	<b>1 821,7</b>	<b>1 846,7</b>	<b>1 871,2</b>

Tabel II.33.1.2  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA		PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	164,0	163,8	163,2	163,0	162,7	162,3
5-9	164,1	163,7	163,4	163,0	162,7	162,3
10-14	162,9	163,2	163,4	163,6	163,0	163,1
15-19	159,4	160,2	160,8	161,3	161,8	162,2
20-24	156,7	157,7	158,5	159,3	160,0	160,6
25-29	151,8	153,0	154,4	156,0	157,7	158,9
30-34	149,6	149,8	150,4	150,8	151,4	152,4
35-39	147,4	147,7	147,7	147,8	148,1	148,5
40-44	139,4	141,4	143,2	144,4	145,3	145,6
45-49	129,1	130,3	131,5	133,0	134,8	136,8
50-54	122,1	122,5	123,2	123,9	124,7	125,4
55-59	103,8	108,0	111,3	113,7	115,4	116,6
60-64	71,7	76,8	82,0	87,0	91,8	96,2
65-69	42,3	46,1	50,1	54,3	58,6	63,1
70-74	20,4	22,8	25,2	27,8	30,6	33,6
75+	10,4	11,5	12,9	14,4	16,1	17,9
<b>TOTAL</b>	<b>1 895,1</b>	<b>1 918,5</b>	<b>1 941,2</b>	<b>1 963,3</b>	<b>1 984,7</b>	<b>2 005,5</b>

Tabel II.33.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0-4	326,2	326,7	327,0	328,5	329,3	330,0	331,6	333,1	334,2	335,2
5-9	317,6	317,8	317,9	318,6	319,8	321,3	321,8	322,5	323,5	324,5
10-14	312,4	313,5	314,8	315,1	315,4	316,0	316,1	316,1	316,8	317,9
15-19	303,5	305,8	307,8	309,6	310,9	311,6	312,7	314,0	314,2	314,5
20-24	285,8	290,9	295,9	300,1	303,9	306,9	309,3	311,3	313,2	314,5
25-29	272,4	275,6	278,7	282,5	286,9	292,0	297,1	302,1	306,5	310,3
30-34	267,9	268,9	270,3	271,7	273,6	275,5	278,6	281,7	285,4	289,8
35-39	244,2	251,9	257,9	261,9	264,8	267,3	268,2	269,5	270,9	272,6
40-44	192,3	203,0	213,5	224,1	233,6	241,8	249,3	255,2	259,1	261,9
45-49	135,2	145,6	156,3	167,1	177,9	188,6	199,1	209,3	219,7	229,0
50-54	83,2	91,8	100,9	110,4	120,3	130,6	140,6	150,9	161,4	171,8
55-59	47,2	52,2	57,9	64,1	70,9	78,1	86,3	94,9	103,8	113,2
60-64	26,8	29,3	32,0	35,0	38,4	42,5	47,1	52,2	57,9	64,0
65-69	18,5	18,6	19,1	19,9	21,0	22,5	24,7	26,9	29,5	32,5
70-74	12,1	12,4	12,7	13,0	13,4	13,7	13,8	14,2	14,8	15,7
75+	11,7	11,3	11,1	10,9	10,9	11,0	11,1	11,3	11,6	11,9
<b>TOTAL</b>	<b>2 857,0</b>	<b>2 915,3</b>	<b>2 973,8</b>	<b>3 032,5</b>	<b>3 091,0</b>	<b>3 149,4</b>	<b>3 207,4</b>	<b>3 265,2</b>	<b>3 322,5</b>	<b>3 379,3</b>

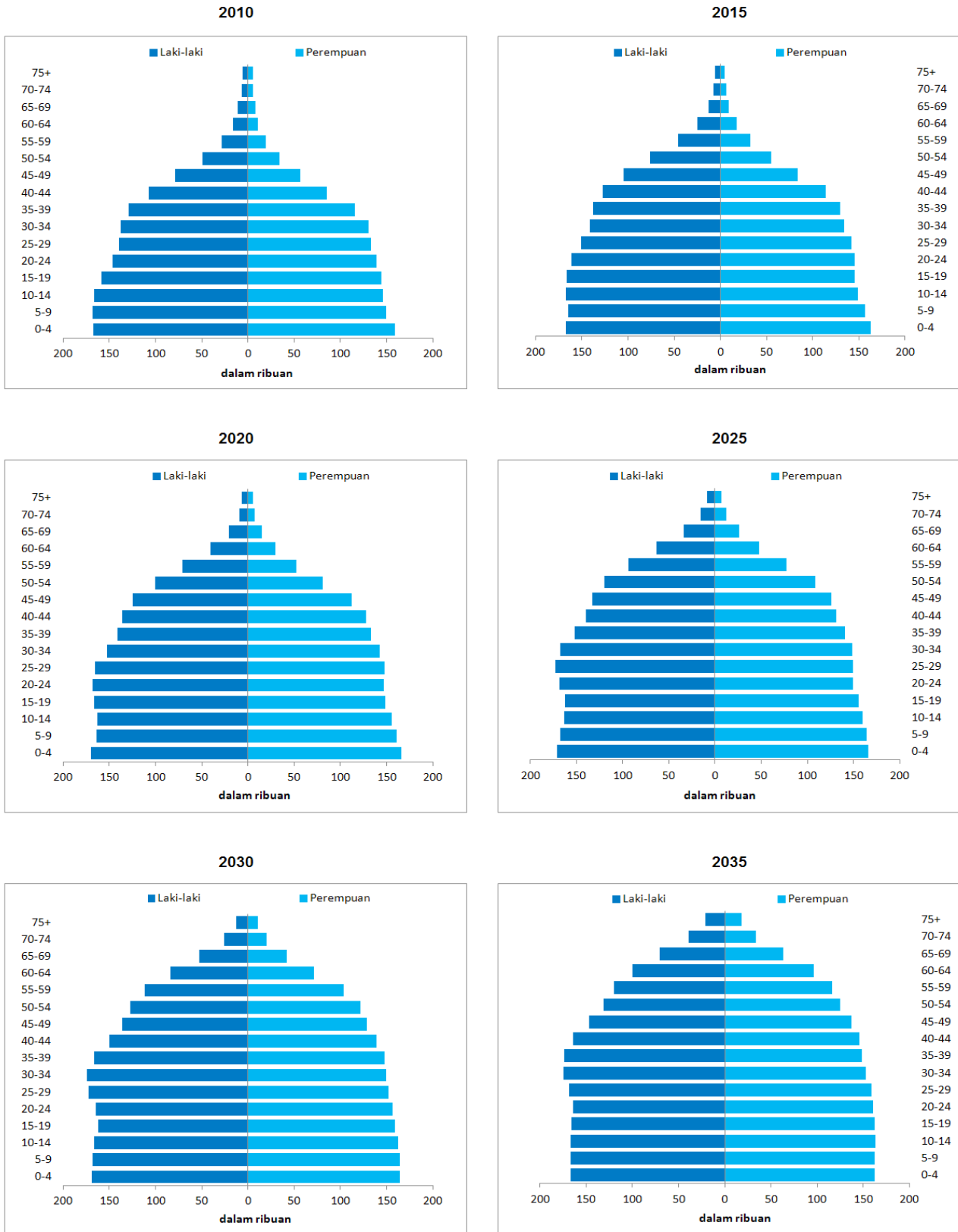
Tabel II.33.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA										
LAKI-LAKI + PEREMPUAN										
UMUR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(1)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)
0-4	336,1	336,9	337,2	337,1	336,9	336,6	335,6	334,9	334,3	333,6
5-9	325,2	326,9	328,3	329,5	330,6	331,5	332,2	332,6	332,7	332,5
10-14	319,3	319,8	320,4	321,4	322,3	322,9	324,6	325,9	327,1	328,1
15-19	315,0	315,1	315,1	315,7	316,8	318,1	318,6	319,2	320,1	321,0
20-24	315,3	316,4	317,5	317,7	317,8	318,3	318,3	318,2	318,9	319,9
25-29	313,4	315,8	317,9	319,8	321,0	321,7	322,7	323,7	323,8	323,9
30-34	294,8	299,8	304,8	309,1	312,9	315,9	318,3	320,4	322,3	323,5
35-39	274,5	277,4	280,4	284,0	288,2	293,0	298,0	302,9	307,1	310,9
40-44	264,3	265,1	266,3	267,6	269,3	271,0	273,9	276,8	280,2	284,4
45-49	237,0	244,3	250,0	253,8	256,5	258,8	259,5	260,7	262,0	263,6
50-54	182,1	192,3	202,1	212,1	221,1	228,8	235,9	241,4	245,1	247,7
55-59	122,8	132,3	142,1	151,9	161,8	171,5	181,1	190,5	199,9	208,5
60-64	70,6	78,0	85,8	94,0	102,4	111,2	119,9	128,8	137,8	146,8
65-69	35,9	39,8	44,2	49,1	54,4	60,0	66,4	73,1	80,1	87,4
70-74	16,9	18,5	20,3	22,3	24,6	27,3	30,3	33,7	37,4	41,5
75+	12,2	12,4	12,8	13,4	14,1	15,1	16,2	17,5	19,1	21,0
<b>TOTAL</b>	<b>3 435,4</b>	<b>3 490,8</b>	<b>3 545,2</b>	<b>3 598,5</b>	<b>3 650,7</b>	<b>3 701,7</b>	<b>3 751,5</b>	<b>3 800,3</b>	<b>3 847,9</b>	<b>3 894,3</b>

Tabel II.33.1.3  
 PROYEKSI PENDUDUK MENURUT KELOMPOK UMUR DAN JENIS KELAMIN  
 TAHUN 2010-2035  
 (X 1000)

PAPUA		LAKI-LAKI + PEREMPUAN				
UMUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(1)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
0-4	333,1	332,1	331,5	330,9	330,2	329,5
5-9	332,0	331,4	330,7	330,1	329,4	328,8
10-14	329,0	329,8	330,2	330,3	330,1	329,7
15-19	321,6	323,3	324,6	325,8	326,8	327,7
20-24	321,3	321,8	322,3	323,3	324,2	324,7
25-29	324,3	324,3	324,2	324,9	325,9	327,4
30-34	324,2	325,2	326,3	326,3	326,3	326,7
35-39	313,9	316,3	318,4	320,3	321,6	322,3
40-44	289,2	294,1	298,9	303,1	306,9	309,9
45-49	265,3	268,1	271,0	274,4	278,5	283,2
50-54	250,0	250,7	251,9	253,1	254,7	256,4
55-59	215,8	222,5	227,8	231,3	233,8	236,0
60-64	155,7	164,6	173,2	181,9	189,8	196,5
65-69	94,9	102,4	110,1	117,9	125,8	133,6
70-74	45,9	50,9	56,1	61,5	67,2	73,1
75+	23,2	25,7	28,5	31,7	35,2	39,1
<b>TOTAL</b>	<b>3 939,4</b>	<b>3 983,2</b>	<b>4 025,7</b>	<b>4 066,8</b>	<b>4 106,4</b>	<b>4 144,6</b>

Gambar II.33.1  
 PIRAMIDA PENDUDUK PROVINSI PAPUA  
 TAHUN 2010-2035





Tabel II.33.2  
PARAMETER HASIL PROYEKSI PENDUDUK 2010-2035

PAPUA

Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PENDUDUK</b>						
Laki-laki	1 515,6	1 661,2	1 802,2	1 931,4	2 044,3	2 139,1
Perempuan	1 341,4	1 488,2	1 633,2	1 770,3	1 895,1	2 005,5
Total	2 857,0	3 149,4	3 435,4	3 701,7	3 939,4	4 144,6
Komposisi Umur (%)						
0-14	33,5	30,7	28,5	26,8	25,2	23,8
15-64	65,0	67,8	69,6	70,4	70,6	70,3
65+	1,5	1,5	1,9	2,8	4,2	5,9
<i>Dependency Ratio (%)</i>	53,8	47,5	43,7	42,0	41,6	42,2
<b>FERTILITAS</b>						
TFR	2,71	2,59	2,50	2,40	2,30	2,20
GRR	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1
NRR	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0
CBR	24,2	22,5	20,8	19,0	17,6	16,5
Jumlah Kelahiran (000)	69,2	70,8	71,4	70,4	69,5	68,4
<b>MORTALITAS</b>						
e0 Laki-laki	62,5	63,3	64,0	64,7	65,2	65,7
e0 Perempuan	66,2	66,9	67,7	68,3	68,8	69,3
e0 L+P	64,3	65,1	65,8	66,4	67,0	67,4
IMR Laki-laki	60,9	56,2	51,9	48,4	45,5	43,2
IMR Perempuan	39,0	36,2	33,6	31,4	29,7	28,2
IMR L+P	50,2	46,5	43,0	40,1	37,8	35,9
CDR	5,3	5,2	5,4	6,0	6,8	7,9
Jumlah Kematian (000)	15,2	16,3	18,7	22,2	26,9	32,8
<b>MIGRASI</b>						
<i>Net Migran Rate</i>	1,6	1,3	1,1	0,8	0,6	0,5



**MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
REPUBLIK INDONESIA**

KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
REPUBLIK INDONESIA

NOMOR 5899 K/20/MEM/2016

TENTANG

PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK  
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2016 S.D. 2025

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

- Menimbang : a. bahwa percepatan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan termasuk program pembangunan pembangkit 35.000 MW dan jaringan transmisi sepanjang 46.000 km dilaksanakan oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sesuai dengan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik;
- b. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a, telah dilakukan beberapa perubahan yang berpengaruh pada Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2015 s.d. 2024 dalam rancangan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2016 s.d. 2025;
- c. bahwa berdasarkan ketentuan Pasal 16 ayat (2) Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014, Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik harus disahkan oleh Menteri;

- d. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a, huruf b, dan huruf c, perlu menetapkan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2016 s.d. 2025;

- Mengingat
- : 1. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2007 Nomor 96, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4746);
  2. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2009 Nomor 133, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5052);
  3. Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2012 Nomor 28, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5281) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014 (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2014 Nomor 75, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5530);
  4. Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2014 Nomor 300, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5609);
  5. Peraturan Presiden Nomor 68 Tahun 2015 tentang Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2015 Nomor 132);
  6. Peraturan Presiden Nomor 3 Tahun 2016 tentang Percepatan Pelaksanaan Proyek Strategis Nasional (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 4);

7. Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 8);
8. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 13 Tahun 2016 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 782);
9. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2628 K/21/MEM/2008 tanggal 13 November 2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional;

Memperhatikan : Surat Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Nomor 0778/REN.06.01/DIRUT/2016 tanggal 30 Mei 2016 perihal Permohonan Pengesahan RUPTL PT PLN (Persero) 2016-2025;

**MEMUTUSKAN:**

**Menetapkan** : KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2016 S.D. 2025.

**KESATU** : Mengesahkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2016 s.d. 2025, selanjutnya disebut RUPTL PLN 2016-2025, sebagaimana tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan Menteri ini.

**KEDUA** : PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) wajib menyebarluaskan RUPTL PLN 2016-2025 kepada masyarakat dan menyampaikan laporan perkembangan pelaksanaan RUPTL PLN 2016-2025 sebagaimana dimaksud dalam Diktum Kesatu secara berkala setiap 4 (empat) bulan kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral c.q. Direktur Jenderal Ketenagalistrikan atau sewaktu-waktu apabila diperlukan.

- KETIGA : Dalam hal tertentu apabila diperlukan, Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dapat memerintahkan kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) untuk mengubah RUPTL PLN 2016-2025 dan menyampaikan perubahannya kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral untuk memperoleh pengesahan.
- KEEMPAT : Pada saat Keputusan Menteri ini mulai berlaku, Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 0074 K/21/MEM/2015 tanggal 12 Januari 2015 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2015 s.d. 2024 dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.
- KELIMA : Keputusan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta  
pada tanggal 10 Juni 2016  
MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

SUDIRMAN SAID

Tembusan:

1. Menteri Koordinator Bidang Kemaritiman
2. Menteri Koordinator Bidang Perekonomian
3. Menteri Dalam Negeri
4. Menteri Keuangan
5. Menteri Negara Perencanaan Pembangunan Nasional/Kepala Bappenas
6. Menteri Badan Usaha Milik Negara
7. Sekretaris Jenderal, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
8. Inspektur Jenderal, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
9. Para Direktur Jenderal di lingkungan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
10. Para Gubernur di seluruh Indonesia
11. Kepala SKK Migas
12. Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)

Salinan sesuai dengan aslinya  
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
Kepala Biro Hukum,



LAMPIRAN  
KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
REPUBLIK INDONESIA  
NOMOR 5899 K/20/MEM/2016  
TANGGAL 10 Juni 2016  
TENTANG  
PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA  
LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO)  
TAHUN 2016 S.D. 2025

**RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK  
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO)  
TAHUN 2016 S.D. 2025**

<b>DAFTAR ISI .....</b>	<b>6</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>12</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>14</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN .....</b>	<b>18</b>
<b>SINGKATAN DAN KOSAKATA .....</b>	<b>20</b>
<b>BAB I.....</b>	<b>23</b>
<b>PENDAHULUAN .....</b>	<b>23</b>
1.1. Latar Belakang .....	23
1.2. Landasan Hukum .....	24
1.3. Visi dan Misi Perusahaan.....	25
1.4. Tujuan dan Sasaran Penyusunan RUPTL .....	26
1.5. Proses Penyusunan RUPTL dan Penanggungjawabnya .....	27
1.6. Ruang Lingkup dan Wilayah Usaha .....	29
1.7. Sistematika Dokumen RUPTL.....	32
<b>BAB II.....</b>	<b>33</b>
<b>KEBIJAKAN UMUM PENGEMBANGAN SARANA KETENAGALISTRIKAN .</b>	<b>33</b>
2.1. Kebijakan Pelayanan Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Melayani Pertumbuhan Kebutuhan Tenaga Listrik.....	33
2.2. Kebijakan Pengembangan Kapasitas Pembangkit.....	34
2.3. Kebijakan Pengembangan Transmisi dan GI .....	41
2.4. Kebijakan Pengembangan Distribusi .....	44
2.5. Kebijakan Pengembangan Listrik Perdesaan.....	45
2.6. Kebijakan Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan .....	47
2.7. Kebijakan Mitigasi Perubahan Iklim .....	50
<b>BAB III.....</b>	<b>53</b>

<b>KONDISI KELISTRIKAN HINGGA AGUSTUS 2015.....</b>	<b>53</b>
3.1 Penjualan Tenaga Listrik .....	53
3.1.1 Jumlah Pelanggan.....	54
3.1.2 Rasio Rumah Tangga Berlistrik PLN.....	54
3.1.3 Rasio Desa Berlistrik .....	55
3.1.4 Pertumbuhan Beban Puncak .....	55
3.2 Kondisi Sistem Pembangkitan .....	56
3.2.1. Wilayah Operasi Sumatera.....	56
3.2.2. Wilayah Operasi Jawa Bali.....	57
3.2.3. Wilayah Indonesia Timur .....	58
3.3 Kondisi Sistem Transmisi.....	59
3.3.1. Sistem Transmisi Wilayah Sumatera.....	59
3.3.2. Sistem Transmisi Jawa Bali.....	60
3.3.3. Sistem Transmisi Wilayah Indonesia Timur.....	61
3.4 Kondisi Sistem Distribusi .....	63
3.4.1. Susut Jaringan Distribusi.....	63
3.4.2. Keandalan Pasokan .....	64
3.5 Penanggulangan Jangka Pendek .....	64
3.6 Penanggulangan Jangka Menengah Tahun 2016-2020 .....	68
3.6.1. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Sumatera .....	68
3.6.2. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Sistem Jawa Bali .....	70
3.6.3. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Indonesia Timur ..	73
<b>BAB IV .....</b>	<b>77</b>
<b>PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN (EBT).....</b>	<b>77</b>
4.1. Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan .....	77
4.2. Panas Bumi .....	77
4.3. Tenaga Air .....	78
4.4. PLTM/MH.....	80



4.5.	PLTS .....	81
4.6.	Biomassa .....	82
4.7.	PLT Bayu .....	83
4.8.	Energi Kelautan.....	83
4.9.	<i>Coal Bed Methane (CBM)</i> .....	84
4.10.	<i>Coal Slurry (BATUBARA TERCAIRKAN)</i> .....	84
4.11.	Nuklir.....	84
<b>BAB V</b>	<b>.....</b>	<b>88</b>
<b>KETERSEDIAAN ENERGI PRIMER.....</b>		<b>88</b>
5.1.	Batubara .....	88
5.2.	Gas Alam .....	90
5.2.1.	LNG dan Mini-LNG .....	95
5.2.2.	CNG (Compressed Natural Gas).....	98
<b>BAB VI</b>	<b>.....</b>	<b>100</b>
<b>RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2016–2025.....</b>		<b>100</b>
6.1.	Kriteria Perencanaan .....	100
6.1.1.	Perencanaan Pembangkit .....	100
6.1.2.	Perencanaan Transmisi.....	102
6.1.3.	Perencanaan Distribusi.....	103
6.2.	PERUBAHAN-PERUBAHAN TERHADAP RUPTL 2015-2024 .....	106
6.2.1	Perubahan untuk Regional Sumatera.....	106
6.2.2	Perubahan untuk Regional Jawa-Bali.....	108
6.2.3	Perubahan untuk Regional Kalimantan .....	109
6.2.4	Perubahan untuk Regional Sulawesi.....	111
6.2.5	Perubahan untuk Regional Nusa Tenggara.....	113
6.2.6	Perubahan untuk Regional Maluku.....	114
6.2.7	Perubahan untuk Regional Papua .....	115
6.3.	Asumsi dalam Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik.....	117

6.3.1. Pertumbuhan Ekonomi.....	119
6.3.2. Pertumbuhan Penduduk.....	120
6.3.3. Tarif Listrik.....	121
6.4. Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik 2016-2025.....	122
6.5. Rencana Pengembangan Pembangkit .....	127
6.5.1. Kategorisasi Kandidat Pembangkit.....	127
6.5.2. Program Percepatan Pembangkit Berbahan bakar Batubara (Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006, Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 tahun 2011, Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014) .....	129
6.5.3. Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 .....	130
6.5.4. Program Pembangunan Ketenagalistrikan 35.000 MW .....	132
6.5.5. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia.....	136
6.5.6. Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Wilayah Sumatera.....	137
6.5.7. Penambahan Kapasitas Pada Sistem Jawa Bali.....	142
6.5.8. Penambahan Kapasitas Pembangkit Wilayah Indonesia Timur .....	148
6.5.9. Partisipasi Listrik Swasta.....	159
6.5.10. Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015.....	160
6.5.11. Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang .....	160
6.6. Proyeksi Neraca Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar .....	161
6.6.1. Sasaran Fuel Mix Indonesia .....	161
6.6.2. Sasaran Fuel Mix Sumatera .....	163
6.6.3. Sasaran Fuel Mix Jawa-Bali .....	165
6.6.4. Sasaran Fuel Mix Indonesia Timur.....	167
6.7. Proyeksi Emisi CO <sub>2</sub> .....	168
6.8. Proyek Pendanaan Karbon.....	174
6.9. Pengembangan Sistem Penyaluran dan Gardu Induk.....	175
6.9.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Sumatera .....	176

6.9.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Sistem Jawa-Bali .....	180
6.9.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Indonesia Timur .....	183
6.10. Pengembangan Sistem Distribusi .....	190
6.10.1 Wilayah Sumatera .....	191
6.10.2 Wilayah Jawa-Bali .....	191
6.10.3 Wilayah Indonesia Timur .....	191
6.11. Pengembangan Listrik Perdesaan dan Desa Berlistrik .....	192
6.12. PROGRAM INDONESIA TERANG .....	194
6.13. Pengembangan Sistem Kecil Tersebar (s.d.10 MW) .....	195
<b>BAB VII .....</b>	<b>196</b>
<b>KEBUTUHAN DANA INVESTASI.....</b>	<b>196</b>
7.1. Proyeksi Kebutuhan Investasi Indonesia .....	196
7.2. Proyeksi Kebutuhan Investasi Sumatera .....	197
7.3. Proyeksi Kebutuhan Investasi Jawa-Bali .....	198
7.4. Proyeksi Kebutuhan Investasi Wilayah Indonesia Timur.....	200
7.5. Kebutuhan Investasi Kelistrikan PLN dan IPP .....	201
7.6. Sumber Pendanaan dan Kemampuan Keuangan PLN.....	202
7.7. Kemampuan Finansial Korporat untuk Berinvestasi.....	204
7.7.1 Kemampuan Finansial Korporat .....	204
7.7.2 Proyeksi Biaya Pokok Penyediaan (BPP).....	205
7.7.3 Pengembangan Model Bisnis Kerjasama PLN dan Pihak Ketiga Non- IPP .....	206
<b>BAB VIII .....</b>	<b>208</b>
<b>ANALISIS RISIKO JANGKA PANJANG .....</b>	<b>208</b>
8.1. Profil Risiko Jangka panjang 2016-2025.....	208
8.2. Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang 2016-2025 .....	212
8.3. Mitigasi Risiko .....	213
<b>BAB IX .....</b>	<b>214</b>

<b>KESIMPULAN.....</b>	<b>214</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>216</b>

## DAFTAR GAMBAR

### GAMBAR BAB I

Gambar 1.1 Proses Penyusunan RUPTL .....	28
Gambar 1.2 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero).....	32

### GAMBAR BAB VI

Gambar 6.1 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016 dan 2025..	125
Gambar 6.2 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016-2025.....	126
Gambar 6.3 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik RUPTL dan RUKN.....	127
Gambar 6.4 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh).....	162
Gambar 6.5 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh).....	164
Gambar 6.6 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh).....	166
Gambar 6.7 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh).....	168
Gambar 6.8 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar (Indonesia).....	170
Gambar 6.9 Proyeksi Grid Emission Factor CO2 untuk Berbagai Skenario EBT .....	170
Gambar 6.10 Proyeksi Emisi CO2 untuk Berbagai Skenario Pengembangan EBT.....	171
Gambar 6.11 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar pada Sistem Jawa Bali .....	172
Gambar 6.12 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar pada Wilayah Sumatera ....	173
Gambar 6.13 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur ...	174
Gambar 6.14 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2016-2025 .....	176
Gambar 6.15 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025 .....	180
Gambar 6.16 Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Tahun 2016-2025.....	185
Gambar 6.17 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2016-2025 .....	188
Gambar 6.18 Rencana Pengembangan Transmisi NTB Tahun 2016-2025 ...	190

### GAMBAR BAB VII

Gambar 7.1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP) .....	197
Gambar 7.2 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera .....	198
Gambar 7.3 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Sistem Jawa – Bali .....	199

Gambar 7.4 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur .....	200
Gambar 7.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP .....	202
Gambar 7.6 Proyeksi BPP untuk Beberapa Skenario EBT .....	206

**GAMBAR BAB VIII**

Gambar 8.1 Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang Tahun 2016-2025 .....	213
--	-----

**DAFTAR TABEL**

**TABEL BAB I**

Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL..... 29

**TABEL BAB III**

Tabel 3.1 Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh) ..... 53

Tabel 3.2 Perkembangan Jumlah Pelanggan (ribu pelanggan)..... 54

Tabel 3.3 Jumlah Pelanggan Rumah Tangga yang Dilayani per Region (ribu pelanggan)..... 55

Tabel 3.4 Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa Bali Tahun 2010–2015. 56

Tabel 3.5 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Sumatera(MW) s.d Bulan Desember Tahun 2015 ..... 57

Tabel 3.6 Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali Tahun 2015.... 58

Tabel 3.7 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) Tahun 2015 ..... 58

Tabel 3.8 Daftar Sewa Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) 2015 ..... 59

Tabel 3.9 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Sumatera (MVA) ..... 60

Tabel 3.10 Perkembangan Saluran Transmisi Wilayah Sumatera (kms)..... 60

Tabel 3.11 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Sistem Jawa-Bali ..... 60

Tabel 3.12 Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa Bali ..... 61

Tabel 3.13 Kapasitas Pembangkit dan *Interbus Transformer* (IBT) Jawa Bali.. 61

Tabel 3.14 Perkembangan Panjang Transmisi Wilayah Indonesia Timur (kms)62

Tabel 3.15 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Indonesia Timur (MVA) ..... 63

Tabel 3.16 Rugi Jaringan Distribusi (%) ..... 63

Tabel 3.17 SAIDI dan SAIFI PLN..... 64

Tabel 3.18 Rencana Pengembangan MPP di Sumatera ..... 69

**TABEL BAB IV**

Tabel 4.1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan..... 77

Tabel 4.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW)..... 77

Tabel 4.3 Potensi Proyek PLTA Berdasarkan *Masterplan Of Hydro Power Development* ..... 79

Tabel 4.4 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut..... 80

**TABEL BAB V**

Tabel 5.1 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Jawa Bali ..... 91

Tabel 5.2 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Sumatera ..... 93

Tabel 5.3 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Indonesia Timur 94

Tabel 5.4 Lokasi Lelang LNG untuk Pembangkit di Indonesia Timur ..... 97

## TABEL BAB VI

Tabel 6.1 Ringkasan Perubahan RUPTL 2016-2025 terhadap RUPTL 2015-2024 .....	106
Tabel 6.2 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera.....	106
Tabel 6.3 Tambahan Proyek Baru di Sumatera .....	107
Tabel 6.4 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa-Bali .....	108
Tabel 6.5 Proyek yang Dimundurkan Keluar dari Periode RUPTL 2016-2025	108
Tabel 6.6 Tambahan Proyek Baru di Jawa-Bali .....	109
Tabel 6.7 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan .....	109
Tabel 6.8 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan .....	110
Tabel 6.9 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi.....	111
Tabel 6.10 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi.....	112
Tabel 6.11 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Nusa Tenggara .....	113
Tabel 6.12 Tambahan Proyek Baru di Nusa Tenggara .....	113
Tabel 6.13 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku.....	114
Tabel 6.14 Tambahan Proyek Baru di Maluku .....	114
Tabel 6.15 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Papua.....	115
Tabel 6.16 Proyek yang Diterminasi di Papua .....	116
Tabel 6.17 Tambahan Proyek Baru di Papua .....	116
Tabel 6.18 Pertumbuhan Ekonomi Indonesia .....	119
Tabel 6.19 Asumsi Pertumbuhan Ekonomi Indonesia.....	120
Tabel 6.20 Pertumbuhan Penduduk (%) .....	121
Tabel 6.21 Pertumbuhan Ekonomi, Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik dan Beban Puncak Periode Tahun 2016–2025.....	123
Tabel 6.22 Proyeksi Jumlah Penduduk dan Pertumbuhan Pelanggan.....	123
Tabel 6.23 Prakiraan Kebutuhan Listrik, Pertumbuhan Listrik, Jumlah Pelanggan dan Konsumsi per Kapita .....	124
Tabel 6.24 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016-2025 per Kelompok Pelanggan (TWh) .....	126
Tabel 6.25 Asumsi Harga Bahan Bakar .....	128
Tabel 6.26 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW .....	129
Tabel 6.27 Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2..	131
Tabel 6.28 Kebutuhan Tambahan Pembangkit 35.000 MW .....	132
Tabel 6.29 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW) .....	136
Tabel 6.30 Kebutuhan Pembangkit Wilayah Sumatera (MW) .....	138



Tabel 6.31 Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2016-2025 .....	139
Tabel 6.32 Rencana Penambahan Pembangkit Sistem Jawa-Bali (MW) .....	142
Tabel 6.33 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025 .....	143
Tabel 6.34 <i>Regional Balance</i> Sistem Jawa Bali Tahun 2015 .....	148
Tabel 6.35 Rencana Penambahan Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) .....	149
Tabel 6.36 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2016-2025 .....	150
Tabel 6.37 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2016-2025 .....	152
Tabel 6.38 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2016-2025.....	154
Tabel 6.39 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2016-2025 .....	156
Tabel 6.40 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2016-2025 .....	158
Tabel 6.41 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh).....	161
Tabel 6.42 Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia .....	163
Tabel 6.43 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh).....	164
Tabel 6.44 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Sumatera.....	164
Tabel 6.45 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh).....	165
Tabel 6.46 Kebutuhan Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali .....	167
Tabel 6.47 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh).....	167
Tabel 6.48 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur .....	168
Tabel 6.49 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Indonesia .....	175
Tabel 6.50 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Indonesia .....	175
Tabel 6.51 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Wilayah Sumatera.....	179
Tabel 6.52 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Wilayah Sumatera ...	180
Tabel 6.53 Kebutuhan Saluran Transmisi Sistem Jawa-Bali .....	181
Tabel 6.54 Kebutuhan Trafo Sistem Jawa-Bali.....	181
Tabel 6.55 Kebutuhan Saluran Transmisi Indonesia Timur.....	184
Tabel 6.56 Kebutuhan Trafo Indonesia Timur .....	184
Tabel 6.57 Kebutuhan Fasilitas Distribusi di Indonesia .....	191
Tabel 6.58 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Sumatera .....	191
Tabel 6.59 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Sistem Jawa-Bali .....	191
Tabel 6.60 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Indonesia Timur .....	192
Tabel 6.61 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2016-2025 ..	193
Tabel 6.62 Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2016-2025 (Miliar Rp).....	193
Tabel 6.63 Rencana Rasio Desa Berlistrik Tahun 2016-2025 .....	194

## **TABEL BAB VII**

Tabel 7.1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)..	196
Tabel 7.2 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera....	197

Tabel 7.3 Kebutuhan Dana Investasi untuk Sistem Jawa – Bali .....	199
Tabel 7.4 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur ...	200
Tabel 7.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP .....	201

## DAFTAR LAMPIRAN

### LAMPIRAN A

<b>RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH SUMATERA</b>	<b>219</b>
<b>A1. PROVINSI ACEH</b>	<b>220</b>
<b>A2. PROVINSI SUMATERA UTARA</b>	<b>229</b>
<b>A3. PROVINSI RIAU</b>	<b>242</b>
<b>A4. PROVINSI KEPULAUAN RIAU</b>	<b>253</b>
<b>A5. PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG</b>	<b>260</b>
<b>A6. PROVINSI SUMATERA BARAT</b>	<b>266</b>
<b>A7. PROVINSI JAMBI</b>	<b>274</b>
<b>A8. PROVINSI SUMATERA SELATAN</b>	<b>281</b>
<b>A9. PROVINSI BENGKULU</b>	<b>289</b>
<b>A10. PROVINSI LAMPUNG</b>	<b>294</b>

### LAMPIRAN B

<b>RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH JAWA BALI</b>	<b>302</b>
<b>B1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA</b>	<b>303</b>
<b>B2. PROVINSI BANTEN</b>	<b>319</b>
<b>B3. PROVINSI JAWA BARAT</b>	<b>331</b>
<b>B4. PROVINSI JAWA TENGAH</b>	<b>349</b>
<b>B5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA</b>	<b>362</b>
<b>B6. PROVINSI JAWA TIMUR</b>	<b>366</b>
<b>B7. PROVINSI BALI</b>	<b>380</b>

### LAMPIRAN C

<b>RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH INDONESIA TIMUR</b>	<b>387</b>
<b>C1. PROVINSI KALIMANTAN BARAT</b>	<b>388</b>
<b>C2. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN</b>	<b>396</b>
<b>C3. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH</b>	<b>404</b>
<b>C4. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR</b>	<b>411</b>
<b>C5. PROVINSI KALIMANTAN UTARA</b>	<b>419</b>
<b>C6. PROVINSI SULAWESI UTARA</b>	<b>425</b>
<b>C7. PROVINSI SULAWESI TENGAH</b>	<b>432</b>
<b>C8. PROVINSI GORONTALO</b>	<b>439</b>
<b>C9. PROVINSI SULAWESI SELATAN</b>	<b>445</b>

<b>C10. PROVINSI SULAWESI TENGGARA</b>	<b>454</b>
<b>C11. PROVINSI SULAWESI BARAT</b>	<b>461</b>
<b>C12. PROVINSI MALUKU</b>	<b>466</b>
<b>C13. PROVINSI MALUKU UTARA</b>	<b>474</b>
<b>C14. PROVINSI PAPUA</b>	<b>481</b>
<b>C15. PROVINSI PAPUA BARAT</b>	<b>490</b>
<b>C16. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT (NTB)</b>	<b>497</b>
<b>C17. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR (NTT)</b>	<b>506</b>
<b>LAMPIRAN D. ANALISIS RISIKO</b>	<b>516</b>

## SINGKATAN DAN KOSAKATA

ADB	: <i>Air Dried Basis</i> , merupakan nilai kalori batubara yang memperhitungkan <i>inherent moisture</i> saja
ASEAN Power Grid	: Sistem interkoneksi jaringan listrik antara negara-negara ASEAN
Aturan Distribusi	: Aturan Distribusi Tenaga Listrik merupakan perangkat peraturan dan persyaratan untuk menjamin keamanan, keandalan serta pengoperasian dan pengembangan sistem distribusi yang efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan tenaga listrik
Aturan Jaringan	: Aturan Jaringan merupakan seperangkat peraturan, persyaratan dan standar untuk menjamin keamanan, keandalan serta pengoperasian dan pengembangan sistem tenaga listrik yang efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan tenaga listrik
Beban	: Sering disebut sebagai <i>demand</i> , merupakan besaran kebutuhan tenaga listrik yang dinyatakan dengan MWh, MW atau MVA tergantung kepada konteksnya
Beban puncak	: Atau <i>peak load / peak demand</i> , adalah nilai tertinggi dari langgam beban suatu sistem kelistrikan dinyatakan dengan MW
Bcf	: <i>Billion cubic feet</i>
BPP	: Biaya Pokok Penyediaan
BTU	: <i>British Thermal Unit</i>
Capacity balance	: Neraca yang memperlihatkan keseimbangan kapasitas sebuah gardu induk dengan beban puncak pada area yang dilayani oleh gardu induk tersebut, dinyatakan dalam MVA
Captive power	: Daya listrik yang dibangkitkan sendiri oleh pelanggan, umumnya pelanggan industri dan komersial
CCS	: <i>Carbon Capture and Storage</i>
CCT	: <i>Clean Coal Technology</i>
CDM	: <i>Clean Development Mechanism</i> atau MPB Mekanisme Pembangunan Bersih
CNG	: <i>Compressed Natural Gas</i>
COD	: <i>Commercial Operating Date</i>
Committed Project	: Proyek yang telah jelas pengembang serta pendanaannya
Daya mampu	: Kapasitas nyata suatu pembangkit dalam menghasilkan MW
Daya terpasang	: Kapasitas suatu pembangkit sesuai dengan <i>name plate</i>
DAS	: Daerah Aliran Sungai
DMO	: <i>Domestic Market Obligation</i>
EBITDA	: <i>Earning Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization</i>
ERPA	: <i>Emission Reduction Purchase Agreement</i>
Excess power	: Kelebihan energi listrik dari suatu <i>captive power</i> yang dapat dibeli oleh PLN
FSRU	: <i>Floating Storage and Regasification Unit</i>
GAR	: <i>Gross As Received</i> , merupakan nilai kalori batubara yang memperhitungkan <i>total moisture</i>
GRK	: Gas Rumah Kaca
HSD	: <i>High Speed Diesel Oil</i>
HVDC	: <i>High Voltage Direct Current</i>
IBT	: <i>Interbus Transformer</i> , yaitu trafo penghubung dua sistem transmisi yang berbeda tegangan, seperti trafo 500/150 kV dan 150/70 kV
IGCC	: <i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>
IPP	: <i>Independent Power Producer</i>
JTM	: Jaringan Tegangan Menengah adalah saluran distribusi listrik bertegangan 20 kV
JTR	: Jaringan Tegangan Rendah adalah saluran distribusi listrik bertegangan 220 V

kmr	: kilometer- <i>route</i> , menyatakan panjang jalur saluran transmisi
kms	: kilometer-sirkuit, menyatakan panjang konduktor saluran transmisi
<i>Life Extension</i>	: Program rehabilitasi suatu unit pembangkit yang umur teknisnya mendekati akhir
LNG	: <i>Liquified Natural Gas</i>
LOLP	: <i>Loss of Load Probability</i> , suatu indeks keandalan sistem pembangkitan yang biasa dipakai pada perencanaan kapasitas pembangkit
<i>Load factor</i>	: Faktor beban, merupakan rasio antara MW rata-rata dan MW puncak
MFO	: <i>Marine Fuel Oil</i>
MMBTU	: <i>Million Metric BTU</i> , satuan yang biasa digunakan untuk mengukur kalori gas
<i>Mothballed</i>	: Pembangkit yang tidak dioperasikan namun tetap dipelihara, tidak diperhitungkan dalam <i>reserve margin</i>
MP3EI	: Master Plan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia
MMSCF	: <i>Million Metric Standard Cubic Feet</i> , satuan yang biasa digunakan untuk mengukur volume gas pada tekanan dan suhu tertentu
MMSCFD	: <i>Million Metric Standard Cubic Feetper Day</i>
MPP	: Mobile Power Plant, pembangkit listrik yang bisa <i>mobile</i> dengan tipe <i>Barge Mounted, Truck mounted</i> dan <i>Container</i>
Neraca daya	: Neraca yang menggambarkan keseimbangan antara beban puncak dan kapasitas pembangkit
<i>Non Coincident Peak Load</i>	: Jumlah beban puncak sistem-sistem tidak terinterkoneksi tanpa melihat waktu terjadinya beban puncak
P2TL	: Penertiban Pemakaian Tenaga Listrik, tindakan terhadap penggunaan listrik secara ilegal
<i>Peaker</i>	: Pembangkit pemikul beban puncak
PLTA	: Pusat Listrik Tenaga Air
PLTB	: Pusat Listrik Tenaga Bayu
PLTD	: Pusat Listrik Tenaga Diesel
PLTG	: Pusat Listrik Tenaga Gas
PLTGU	: Pusat Listrik Tenaga Gas & Uap
PLTM/MH	: Pusat Listrik Tenaga Mini/Mikro Hidro
PLTMG	: Pusat Listrik Tenaga Mesin Gas
PLTN	: Pusat Listrik Tenaga Nuklir
PLTP	: Pusat Listrik Tenaga Panas Bumi
PLTS	: Pusat Listrik Tenaga Surya
PLTU	: Pusat Listrik Tenaga Uap
PTMPD	: Pembangkit Termal Modular Pengganti Diesel
<i>Power wheeling</i>	: Pada prinsipnya merupakan pemanfaatan bersama jaringan transmisi oleh pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik lainnya untuk menyalurkan daya dari pembangkit milik pihak tersebut di suatu tempat ke beban khusus pihak tersebut di tempat lain, dengan membayar sewa/biaya transmisi termasuk biaya keandalan
Prakiraan beban	: <i>Demand forecast</i> , prakiraan pemakaian energi listrik di masa depan
<i>Reserve margin</i>	: Cadangan daya pembangkit terhadap beban puncak, dinyatakan dalam %
Rasio elektrifikasi	: Perbandingan antara jumlah rumah tangga yang berlistrik dan jumlah keseluruhan rumah tangga
SFC	: <i>Specific Fuel Consumption</i>
Tingkat cadangan	: ( <i>Reserve margin</i> ) adalah besar cadangan daya yang dimiliki oleh perusahaan dalam rangka mengantisipasi beban puncak.

- Ultra super critical* : Teknologi PLTU batubara yang beroperasi pada suhu dan tekanan diatas titik kritis air
- Unallocated Project* : Rencana proyek baru yang belum ditetapkan calon pengembang maupun sumber pendanaannya, dapat dibangun oleh PLN maupun IPP atau dalam bentuk kerja sama khusus dimana PLN tidak menjadi *off-taker* sepenuhnya
- WKP : Wilayah Kerja Pertambangan

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. LATAR BELAKANG

PT PLN (Persero), selanjutnya disebut PLN, sebagai sebuah perusahaan listrik milik negara yang merencanakan dan melaksanakan proyek-proyek kelistrikan dengan *lead time* panjang, sehingga PLN secara alamiah perlu mempunyai sebuah rencana program pengembangan sistem kelistrikan yang bersifat jangka panjang<sup>1</sup>. Dengan demikian rencana pengembangan sistem kelistrikan yang diperlukan PLN harus berjangka panjang, yaitu 10 tahun, agar dapat mengakomodasi *lead time* yang panjang dari proyek-proyek kelistrikan.

Keperluan pengembangan sistem kelistrikan jangka panjang didorong oleh kebutuhan PLN untuk mempunyai rencana investasi yang efisien, dalam arti PLN tidak melaksanakan sebuah proyek kelistrikan tanpa didasarkan pada perencanaan yang baik. Hal ini penting dilakukan karena keputusan investasi di industri kelistrikan akan dituntut manfaatnya dalam jangka panjang<sup>2</sup>. Untuk mencapai hal tersebut PLN menyusun sebuah dokumen perencanaan sepuluh tahunan ke depan yang disebut Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik, atau RUPTL.

RUPTL merupakan dokumen sebagai pedoman pengembangan sistem kelistrikan di wilayah usaha PLN untuk sepuluh tahun mendatang yang optimal, disusun untuk mencapai tujuan tertentu serta berdasarkan pada kebijakan dan kriteria perencanaan tertentu. Dengan demikian pelaksanaan proyek-proyek kelistrikan di luar RUPTL yang dapat menurunkan efisiensi investasi perusahaan dapat dihindarkan. Selain didorong oleh kebutuhan internal PLN sendiri untuk mempunyai RUPTL, dokumen perencanaan ini juga dibuat oleh PLN untuk memenuhi peraturan dan perundangan yang ada di sektor ketenagalistrikan.

Penyusunan RUPTL 2016-2025 ini untuk memenuhi amanat Peraturan Pemerintah Nomor 14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga

---

<sup>1</sup>Sebagai contoh, diperlukan waktu lebih dari 6-10 tahun untuk mewujudkan sebuah PLTU batubara dan PLTA kelas 1.000 MW sejak dari rencana awal (*feasibility study*) hingga beroperasi.

<sup>2</sup> Sebuah PLTU batubara diharapkan beroperasi komersial selama 25 – 30 tahun.



Listrik dan didorong oleh timbulnya kebutuhan untuk memperbaharui RUPTL 2015-2024 setelah memperhatikan realisasi beban tenaga listrik dan realisasi penyelesaian beberapa proyek pembangkit tenaga listrik seperti PLTP, PLTA, PLTU, dan pembangkit lainnya, baik proyek PLN maupun proyek listrik swasta serta indikator lain yang mempengaruhi kondisi pasokan dan kebutuhan tenaga listrik.

Dalam RUPTL ini terdapat beberapa proyek pembangkit yang telah *committed* akan dilaksanakan oleh PLN maupun IPP. Kebutuhan tambahan kapasitas yang belum *committed* akan disebut sebagai tambahan kapasitas yang belum dialokasikan sebagai proyek PLN atau IPP dan disebut sebagai proyek *unallocated*.

Disamping itu, dimungkinkan juga untuk memberikan kesempatan kepada pihak ketiga non-IPP untuk membangun dan menyediakan listrik untuk pihak swasta yang lain dimana PLN tidak menjadi *off-taker* sepenuhnya, misalnya melalui skema *power wheeling*, pemberian wilayah usaha, *excess power* dan sebagainya, sesuai regulasi yang ada.

Mayoritas proyek transmisi dilakukan oleh PLN sebagai infrastruktur proyek, namun khusus untuk beberapa ruas transmisi yang menghubungkan suatu pembangkit IPP ke jaringan terdekat dapat dibangun oleh pengembang IPP.

Sesuai dengan regulasi yang ada, RUPTL akan selalu dievaluasi secara berkala untuk disesuaikan dengan perubahan beberapa parameter kunci yang menjadi dasar penyusunan rencana pengembangan sistem kelistrikan. Dengan demikian RUPTL selalu dapat menyajikan rencana pengembangan sistem yang mutakhir dan dapat dijadikan sebagai pedoman implementasi proyek-proyek kelistrikan.

## **1.2. LANDASAN HUKUM**

1. Undang-Undang Nomor 30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan.
2. Peraturan Pemerintah Nomor 14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014, khususnya pasal berikut:
  - a. Pasal 8 ayat (1) Usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum dilaksanakan sesuai Rencana Umum Ketenagalistrikan dan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik.

- b. Pasal 14 ayat (1) Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana dimaksud dalam Pasal 13 ayat (6), disusun oleh pemohon dengan memperhatikan Rencana Umum Ketenagalistrikan.
  - c. Pasal 16 ayat (1) Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana dimaksud dalam Pasal 15 ayat (3) dievaluasi secara berkala setiap satu tahun oleh pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik.
  - d. Pasal 16 ayat (2) Dalam hal berdasarkan hasil evaluasi sebagaimana dimaksud pada ayat (1) diperlukan perubahan, pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik mengajukan rencana usaha penyediaan tenaga listrik yang telah diubah kepada Menteri, Gubernur, atau Bupati/Walikota sesuai dengan kewenangannya untuk memperoleh pengesahan.
3. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682 K/21/MEM/2008 tanggal 13 November 2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional.
  4. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 634-12/20/600.3/2011 tanggal 30 September 2011 tentang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero).

### **1.3. VISI DAN MISI PERUSAHAAN**

Pada Anggaran Dasar PLN tahun 2008 Pasal 3 disebutkan bahwa tujuan dan lapangan usaha PLN adalah menyelenggarakan usaha penyediaan tenaga listrik bagi kepentingan umum dalam jumlah dan mutu yang memadai serta memupuk keuntungan dan melaksanakan penugasan Pemerintah di bidang ketenagalistrikan dalam rangka menunjang pembangunan dengan menerapkan prinsip-prinsip perseroan terbatas.

Berkenaan dengan tujuan dan lapangan usaha PLN tersebut di atas, maka visi PLN adalah sebagai berikut: “Diakui sebagai Perusahaan Kelas Dunia yang Bertumbuh-kembang, Unggul dan Terpercaya dengan bertumpu pada Potensi Insani.”

Untuk melaksanakan penugasan Pemerintah dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik dan mengacu kepada visi tersebut, maka PLN akan:

- Menjalankan bisnis kelistrikan dan bidang lain yang terkait, berorientasi pada kepuasan pelanggan, anggota perusahaan, dan pemegang saham.
- Menjadikan tenaga listrik sebagai media untuk meningkatkan kualitas kehidupan masyarakat.
- Mengupayakan agar tenaga listrik menjadi pendorong kegiatan ekonomi.
- Menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan.

#### **1.4. TUJUAN DAN SASARAN PENYUSUNAN RUPTL**

Pada dasarnya tujuan penyusunan RUPTL adalah memberikan pedoman dan acuan pengembangan sarana kelistrikan PLN dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik di wilayah usahanya secara lebih efisien, lebih terencana dan berwawasan lingkungan, sehingga dapat dihindari ketidak-efisienan perusahaan sejak tahap perencanaan.

Sasaran RUPTL yang ingin dicapai sepuluh tahun ke depan secara nasional adalah pemenuhan kebutuhan kapasitas dan energi listrik, pemanfaatan energi baru dan terbarukan, peningkatan efisiensi dan kinerja sistem kelistrikan sejak dari tahap perencanaan yang meliputi:

- Tercapainya pemenuhan kebutuhan kapasitas dan energi listrik setiap tahun dengan tingkat keandalan<sup>3</sup> yang diinginkan secara *least-cost*.
- Tercapainya bauran bahan bakar (*fuel-mix*) yang lebih baik untuk menurunkan Biaya Pokok Penyediaan yang dicerminkan oleh pengurangan penggunaan bahan bakar minyak, sejalan dengan target pemerintah.
- Tercapainya pemanfaatan energi baru dan terbarukan terutama panas bumi sesuai dengan program Pemerintah, dan juga energi terbarukan lain seperti tenaga air.
- Tercapainya rasio elektrifikasi yang digariskan pada RUKN.
- Tercapainya keandalan dan kualitas listrik yang makin baik.
- Tercapainya angka rugi jaringan transmisi dan distribusi yang makin rendah.

---

<sup>3</sup>Tingkat keandalan dicerminkan oleh tersedianya cadangan atau *reserve margin*.

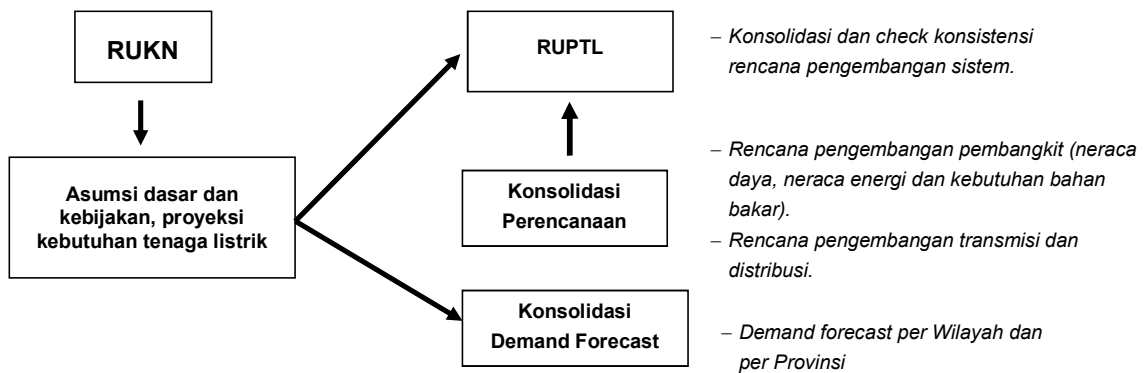
## 1.5. PROSES PENYUSUNAN RUPTL DAN PENANGGUNGJAWABNYA

Penyusunan RUPTL 2016-2025 di PLN dibuat dengan proses sebagai berikut:

- Draft RUKN 2015-2034 digunakan sebagai salah satu pertimbangan, khususnya mengenai kebijakan Pemerintah tentang perencanaan ketenagalistrikan, kebijakan pemanfaatan energi primer, kebijakan perlindungan lingkungan, kebijakan tingkat cadangan (*reserve margin*), dan target rasio elektrifikasi. Proyeksi pertumbuhan jumlah penduduk menggunakan data pada buku Proyeksi Penduduk Indonesia 2010-2035 edisi 2013 dari Bappenas-BPS-UNPF. Sedangkan untuk proyeksi jumlah orang per rumah tangga mengacu pada Statistik Indonesia 2014-BPS.
- PLN Kantor Pusat menetapkan kebijakan dan asumsi dasar setelah memperhatikan RUKN dan kebijakan Pemerintah lainnya, seperti asumsi pertumbuhan ekonomi pada RPJMN 2015-2019, pertumbuhan jumlah penduduk dan pengembangan EBT yang semakin besar.
- Memperhatikan asumsi-asumsi dasar tersebut, meliputi: pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan jumlah penduduk, target rasio elektrifikasi, harga jual rata-rata listrik ke pelanggan, serta data-data realisasi penjualan, selanjutnya prakiraan beban listrik dimulai dengan proses *bottom up* dimana beban listrik per Provinsi dihitung oleh PLN Wilayah/Distribusi dengan supervisi PLN Kantor Pusat.
- *Demand forecast* per Provinsi tersebut dibuat dengan menggunakan metoda regresi-ekonometri menggunakan Aplikasi Simple-E berbasis statistik. Memperhatikan proyeksi pertumbuhan ekonomi, populasi, target rasio elektrifikasi, tarif listrik, potensi konsumen besar, data realisasi penjualan listrik dan daya tersambung, dibentuk persamaan model regresi.
- Selanjutnya atas dasar *demand forecast* tersebut, dibuat rencana pengembangan pembangkitan, rencana transmisi dan gardu induk (GI), rencana distribusi dan rencana pengembangan sistem kelistrikan yang *isolated*. Penyusunan ini dilakukan oleh PLN Wilayah/Distribusi/P2B/P3BS dan PLN Kantor Pusat sesuai tanggung-jawab masing-masing.
- Konsolidasi perencanaan tahap berikutnya yang melibatkan PLN Wilayah/Distribusi/P2B/P3BS dan PLN Kantor Pusat dimaksudkan untuk

memverifikasi dan menyepakati *demand forecast*, *capacity balance* dan rencana gardu induk, rencana transmisi dan rencana pembangkit sistem isolated yang dihasilkan oleh PLN Wilayah/Distribusi/P2B/P3BS. Pada workshop perencanaan ini juga dilakukan verifikasi jadwal COD<sup>4</sup> proyek-proyek pembangkit PLN dan IPP, estimasi pasokan gas alam dan LNG/CNG, serta kebutuhan dan program pembangkit sewa untuk mengatasi kekurangan tenaga listrik jangka pendek.

Konsolidasi produk perencanaan sistem dalam seluruh wilayah usaha PLN menjadi draft RUPTL, dan pengusulan pengesahan RUPTL oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dilakukan oleh PLN Kantor Pusat. RUPTL ini selanjutnya akan menjadi referensi untuk pembuatan Rencana Jangka Panjang Perusahaan (RJPP) lima tahunan, serta menjadi pedoman keputusan investasi tahunan PLN dalam Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan (RKAP).



**Gambar 1.1 Proses Penyusunan RUPTL**

Pada konsolidasi perencanaan dengan menggunakan asumsi demand forecast yang disepakati menjadi dasar pembuatan capacity balance dan rencana pengembangan pembangkit.

Pembagian tanggung jawab penyusunan RUPTL ditunjukkan pada Tabel 1.1.

<sup>4</sup> COD atau commercial operation date adalah tanggal beroperasinya sebuah proyek kelistrikan secara komersial.

**Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL**

Kegiatan Pokok	P3B	Kitlur	Wilayah	Kit	Distr	Pusat
Kebijakan umum dan asumsi	U	U	U	U	U	E
Demand forecasting			E		E	P
Perencanaan Pembangkitan	S	S	S	S		P, E*)
Perencanaan Transmisi	E	E	E			P,E
Perencanaan Distribusi			E		E	P
Perencanaan GI	E	E	E		E	P,E
Perencanaan Pembangkitan Isolated			E		E	P,E
Konsolidasi						E

*Keterangan:*

*E: Pelaksana (Executor); P: Pembinaan (Parenting); U: Pengguna (User); S: Pendukung (Supporting), \*) untuk Sistem Besar*

## **1.6. RUANG LINGKUP DAN WILAYAH USAHA**

Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PLN telah ditetapkan oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral sesuai Surat Keputusan No. 634-12/20/600.3/2011 tanggal 30 September 2011. Surat keputusan tersebut menetapkan Wilayah Usaha PLN yang meliputi seluruh wilayah Republik Indonesia, kecuali yang ditetapkan oleh Pemerintah sebagai Wilayah Usaha bagi Badan Usaha Milik Negara lainnya, Badan Usaha Milik Daerah, Badan Usaha Swasta atau Koperasi.

Ruang Lingkup RUPTL 2016-2025 ini mencakup seluruh Wilayah Usaha PLN yang ditetapkan dengan Surat Keputusan Menteri ESDM tersebut, kecuali wilayah usaha PT Pelayanan Listrik Nasional Batam dan PT Pelayanan Listrik Nasional Tarakan, walaupun keduanya merupakan anak perusahaan PLN.

RUPTL ini akan menjelaskan rencana pengembangan kelistrikan di seluruh wilayah Republik Indonesia kecuali wilayah Batam dan Tarakan yang merencanakan pengembangan kelistrikan sendiri. Penyusunan RUPTL dibagi menjadi tiga wilayah besar yaitu Sumatera, Jawa-Bali dan Indonesia Timur.

Selain itu RUPTL ini juga menampilkan rencana pengembangan sistem kelistrikan per provinsi.

Berikut adalah penjelasan mengenai Wilayah Usaha PLN saat ini berdasarkan pembagian dalam penyusunan RUPTL.

### **Wilayah Sumatera**

Wilayah usaha di Sumatera terdiri dari pulau Sumatera serta pulau-pulau disekitarnya seperti Bangka-Belitung, Kepulauan Riau, dan lain-lain kecuali pulau Batam yang masuk wilayah usaha anak perusahaan PLN.

Wilayah ini dilayani oleh PLN Wilayah Aceh, PLN Wilayah Sumatera Utara, PLN Wilayah Sumatera Barat, PLN Wilayah Riau dan Kepri, PLN Wilayah Sumatera Selatan–Jambi–Bengkulu (S2JB), PLN Distribusi Lampung, PLN Wilayah Bangka–Belitung dan PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) Sumatera. PLN Wilayah/Distribusi bertanggung jawab mengelola jaringan distribusi, pelanggan dan pembangkit skala kecil di sistem-sistem kecil isolated. Sementara pengelolaan jaringan transmisi dan GI oleh PLN P3B Sumatera.

Pembangkit tenaga listrik milik PLN di pulau Sumatera pada dasarnya dikelola oleh PLN Pembangkitan Sumatera Bagian Utara dan PLN Pembangkitan Sumatera Bagian Selatan, kecuali beberapa pembangkit skala kecil di sistem-sistem kecil isolated yang dikelola oleh PLN Wilayah/Distribusi.

### **Wilayah Kalimantan**

Wilayah usaha di pulau Kalimantan dilayani oleh PLN Wilayah Kalimantan Barat, PLN Wilayah Kalimantan Selatan-Tengah dan PLN Wilayah Kalimantan Timur-Utara. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan dibawah PLN Wilayah.

Khusus untuk pulau Tarakan merupakan wilayah usaha anak perusahaan PLN, yaitu PT Pelayanan Listrik Nasional Tarakan, sehingga tidak tercakup dalam RUPTL PT PLN (Persero).

### **Wilayah Sulawesi**

Wilayah usaha di pulau Sulawesi dilayani oleh PLN Wilayah Sulawesi Utara-Tengah-Gorontalo dan PLN Wilayah Sulawesi Selatan-Tenggara-Barat. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan dibawah PLN Wilayah

### **Wilayah Indonesia Timur**

Wilayah usaha di Indonesia Timur terdiri dari Nusa Tenggara, kepulauan Maluku, dan Papua.

#### *Nusa Tenggara*

Wilayah usaha di Kepulauan Nusa Tenggara dilaksanakan oleh PLN Wilayah Nusa Tenggara Barat dan PLN Wilayah Nusa Tenggara Timur. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan dibawah PLN Wilayah.

#### *Maluku dan Papua*

Wilayah usaha di Kepulauan Maluku dilayani oleh PLN Wilayah Maluku & Maluku Utara, sedangkan wilayah usaha PLN di Papua dilayani oleh PLN Wilayah Papua & Papua Barat. PLN wilayah hanya mengelola pembangkit, jaringan distribusi dan pelanggan. Di wilayah ini belum ada jaringan transmisi yang beroperasi

### **Wilayah Jawa-Bali**

Wilayah usaha Jawa-Bali dilayani oleh PLN Distribusi Jakarta Raya, PLN Distribusi Banten, PLN Distribusi Jawa Barat, PLN Distribusi Jawa Tengah & Daerah Istimewa Yogyakarta (DIY), PLN Distribusi Jawa Timur dan PLN Distribusi Bali. PLN Distribusi hanya mengelola jaringan distribusi, pelanggan dan pembangkit skala kecil dan isolated. Pengelolaan jaringan transmisi dan GI dilakukan oleh PLN P2B, PLN Unit Transmisi Jawa Bagian Barat, PLN Unit Transmisi Jawa Bagian Tengah dan PLN Unit Transmisi Jawa Bagian Timur. Pengelolaan pembangkitan dilaksanakan oleh PLN Pembangkitan Tanjung Jati, PT Indonesia Power dan PT Pembangkitan Jawa Bali.



Peta wilayah usaha PLN diperlihatkan pada Gambar 1.2.



Gambar 1.2 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero)

## 1.7. SISTEMATIKA DOKUMEN RUPTL

Dokumen RUPTL ini disusun dengan sistematika sebagai berikut. Bab I berisi pendahuluan yang meliputi latar belakang, landasan hukum, visi dan misi perusahaan, tujuan dan sasaran penyusunan RUPTL, proses penyusunan RUPTL dan penanggungjawabnya, ruang lingkup dan wilayah usaha, dan sistematika dokumen RUPTL. Bab II menjelaskan kebijakan umum pengembangan sarana ketenagalistrikan yang meliputi kebijakan-kebijakan pengembangan sistem. Bab III menjelaskan kondisi kelistrikan hingga Agustus tahun 2015, Bab IV menjelaskan pengembangan energi baru dan terbarukan, Bab V menjelaskan ketersediaan energi primer. Bab VI menjelaskan rencana penyediaan tenaga listrik tahun 2016-2025, meliputi kriteria dan kebijakan perencanaan, asumsi dasar, prakiraan kebutuhan listrik dan rencana pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi, serta neraca energi dan kebutuhan bahan bakar. Bab VII menjelaskan kebutuhan dana investasi dan Bab VIII menjelaskan analisis risiko jangka panjang dan langkah mitigasinya. Bab IX memberikan kesimpulan.

Selanjutnya rencana pengembangan kelistrikan per-provinsi diberikan dalam lampiran-lampiran.

## BAB II

# KEBIJAKAN UMUM PENGEMBANGAN SARANA KETENAGALISTRIKAN

Pengembangan sarana ketenagalistrikan dalam RUPTL 2016-2025 ini dibuat dengan memperhatikan draft RUKN 2015-2034 serta kebijakan perusahaan dalam merencanakan pertumbuhan penjualan, pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi. Rencana Pemerintah untuk mendorong kecukupan kelistrikan dengan program 35 GW sampai dengan tahun 2019. Bab II ini menjelaskan kebijakan dimaksud.

### 2.1. KEBIJAKAN PELAYANAN PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK UNTUK MELAYANI PERTUMBUHAN KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

PLN berkewajiban menyediakan tenaga listrik dalam jumlah yang cukup kepada masyarakat di seluruh Indonesia secara terus menerus, baik dalam jangka pendek maupun jangka panjang. PLN pada prinsipnya bermaksud melayani kebutuhan tenaga listrik seluruh masyarakat di wilayah Indonesia.

Penyediaan tenaga listrik dilakukan dengan merencanakan penambahan pembangkit, transmisi dan GI serta distribusi yang tertuang dalam dokumen RUPTL. Dalam jangka pendek dimana kapasitas pembangkit PLN masih terbatas karena proyek-proyek pembangkit dalam tahap penyelesaian, PLN akan memenuhi permintaan tenaga listrik dengan menyediakan *mobile power plant* (MPP) sebagai solusi sementara untuk mengantisipasi pemenuhan kebutuhan listrik pada beberapa sistem ataupun sub-sistem kelistrikan. Pada tahun-tahun berikutnya setelah penambahan kapasitas pembangkit dan transmisi selesai<sup>5</sup> dan *reserve margin* telah mencukupi, maka penjualan akan dipenuhi dengan mengoptimalkan pemanfaatan pembangkit listrik permanen.

RUPTL ini disusun untuk mempercepat peningkatan rasio elektrifikasi dengan menyambung konsumen residensial baru dalam jumlah yang cukup tinggi setiap

---

<sup>5</sup> Proyek-proyek percepatan pembangkit tahap 1 dan 2, proyek pembangkit PLN dan IPP lainnya

tahun, dan melayani daftar tunggu konsumen besar yang ada dengan memperhatikan kesiapan pasokan.

Berbeda dengan RUPTL sebelumnya, RUPTL 2016-2025 ini sudah berusaha memperhitungkan dampak dari program *demand side management* (DSM), program *energy efficiency* maupun program konservasi energi dengan memasukkan faktor tarif dalam membuat prakiraan beban. Hal ini dilandasi dengan observasi kecenderungan masyarakat, industri maupun bisnis untuk menurunkan pemakaian listrik mereka ketika harga listrik mahal. Walaupun ada faktor-faktor lain yang mendorong penghematan pemakaian listrik seperti kesadaran masyarakat untuk lebih ramah lingkungan sehingga menghemat pemakaian listrik, namun tarif listrik dianggap lebih signifikan mempengaruhi pilihan masyarakat, industri maupun bisnis untuk menghemat pemakaian listrik.

Prakiraan beban yang disusun digunakan untuk memperoleh perencanaan pembangkit dan gardu induk yang lebih aman (*conservative*), disamping karena implementasi kedua program tersebut memerlukan waktu yang cukup lama untuk menjadi efektif.

## **2.2. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN KAPASITAS PEMBANGKIT**

Pengembangan kapasitas pembangkit tenaga listrik diarahkan untuk memenuhi pertumbuhan beban, dan pada beberapa wilayah tertentu diutamakan untuk memenuhi kekurangan pasokan tenaga listrik. Pengembangan kapasitas pembangkit juga dimaksudkan untuk meningkatkan keandalan pasokan yang diinginkan, dengan mengutamakan pemanfaatan sumber energi setempat, terutama energi terbarukan. Pengembangan kapasitas pembangkit tenaga listrik dilaksanakan sesuai dengan kebijakan pemerintah, misalnya dalam pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT), serta program 35.000 MW. Pengembangan pembangkit diupayakan secara optimal dengan prinsip biaya penyediaan listrik terendah (*least cost*), dengan tetap memenuhi tingkat keandalan yang wajar dalam industri tenaga listrik.

Biaya penyediaan terendah dicapai dengan meminimalkan *net present value* semua biaya penyediaan listrik yang terdiri dari biaya investasi, biaya bahan

bakar, biaya operasi dan pemeliharaan, dan biaya *energy not served*<sup>6</sup>. Tingkat keandalan sistem pembangkitan diukur dengan kriteria *Loss of Load Probability (LOLP)*<sup>7</sup> dan cadangan daya (*reserve margin*).

Pembangkit sewa dan *excess power* tidak diperhitungkan dalam membuat rencana pengembangan kapasitas jangka panjang, namun dalam jangka pendek diperhitungkan untuk menggambarkan upaya PLN dalam mengatasi kondisi krisis kelistrikan.

Sejalan dengan kebijakan Pemerintah untuk lebih banyak mengembangkan dan memanfaatkan energi terbarukan, pengembangan proyek energi terbarukan seperti panas bumi, angin, surya, biomass, sampah dan tenaga air tidak mengikuti kriteria *least cost*, sehingga dalam proses perencanaan mereka diperlakukan sebagai *fixed plant*<sup>8</sup>. Walaupun demikian, pengembangan pembangkit energi terbarukan tetap memperhatikan keseimbangan *supply-demand* dan status kesiapan pengembangan pembangkit tersebut.

Kebutuhan cadangan daya yang wajar dilihat dari kemampuan pembangkit-pembangkit memasok tenaga listrik secara terus-menerus sesuai kriteria perencanaan.

PLN mempunyai kebijakan untuk membolehkan rencana *reserve margin* yang tinggi melebihi kebutuhan yang wajar dengan pertimbangan sebagai berikut:

- Pada beberapa daerah yang merupakan sumber utama energi primer nasional maupun yang memiliki potensi mineral yang signifikan namun telah lama kekurangan pasokan tenaga listrik, yaitu Sumatera, Sulawesi dan Kalimantan. Kebijakan ini diambil dengan pertimbangan pelaksanaan proyek-proyek pembangkit di Kalimantan, Sulawesi dan Sumatera seringkali mengalami keterlambatan, pembangkit *existing* telah mengalami *derating* yang cukup besar dan adanya keyakinan bahwa tersedianya tenaga listrik

---

<sup>6</sup> Biaya *energy not served* adalah nilai penalti ekonomi yang dikenakan pada *objective function* untuk setiap kWh yang tidak dapat dinikmati konsumen akibat padam listrik

<sup>7</sup> LOLP dan *reserve margin* akan dijelaskan pada Bab VI.

<sup>8</sup>*Fixed plant* adalah kandidat pembangkit yang langsung dijadwalkan pada tahun tertentu tanpa menjalani proses optimisasi keekonomian.

yang banyak di Sumatera, Sulawesi dan Kalimantan akan memicu tumbuhnya demand listrik yang jauh lebih cepat<sup>9</sup>.

- Apabila terdapat penugasan dari Pemerintah untuk mempercepat pembangunan pembangkit (Program FTP1, FTP2 dan Program 35 GW).
- Untuk mengantisipasi adanya kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan pembangkit.
- Berdasarkan pengalaman selama lima tahun terakhir, dimana penyelesaian proyek PLTU batubara skala kecil <50 MW banyak mengalami keterlambatan dan bahkan sebagian besar tidak berlanjut. Untuk mendapatkan efisiensi yang lebih baik, maka rencana proyek PLTU batubara di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara akan menggunakan kapasitas per unit (*unit size*) yang lebih besar yaitu 50 MW, menggantikan rencana PLTU skala 25 MW.

Pemilihan lokasi pembangkit dilakukan dengan mempertimbangkan ketersediaan sumber energi primer setempat atau kemudahan pasokan energi primer, kedekatan dengan pusat beban, prinsip *regional balance*, topologi jaringan transmisi yang dikehendaki, kendala pada sistem transmisi<sup>10</sup>, dan kendala-kendala teknis, lingkungan dan sosial<sup>11</sup>. Lokasi pembangkit yang tercantum dalam RUPTL merupakan indikasi lokasi yang masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan dalam penyiapan proyek di lapangan.

Pembangkit Pemikul Beban Puncak, pemenuhan kebutuhan beban puncak sistem besar diupayakan tidak menggunakan pembangkit berbahan bakar BBM, prioritas PLN hanya merencanakan pembangkit beban puncak yang beroperasi dengan gas (LNG, mini LNG, CNG). Apabila ada potensi hidro, PLN lebih mengutamakan pembangkit hidro, seperti *pumped storage*, PLTA peaking dengan *reservoir*.

BBM hanya direncanakan sebagai *buffer* untuk mempercepat ketersediaan daya sebelum tersedianya energi primer lebih ekonomis.

Pembangkit Pemikul Beban Menengah, pada umumnya pembangkit pemikul beban menengah menggunakan PLTGU berbahan bakar gas lapangan (gas

---

<sup>9</sup> PLN meyakini bahwa demand listrik di daerah yang telah lama mengalami pemadaman merupakan *demand* yang tertekan (*suppressed demand*) dan tidak dapat diproyeksi hanya dengan metoda regresi berdasar data historis.

<sup>10</sup> Pembebanan lebih, tegangan rendah, arus hubung singkat terlalu tinggi, stabilitas tidak baik.

<sup>11</sup> Antara lain kondisi tanah, *bathymetry*, hutan lindung, pemukiman.

pipa). Namun Proyek PLTGU berbahan bakar gas lapangan (gas pipa) hanya direncanakan apabila terdapat kepastian pasokan gas. Jika pembangunan PLTGU tidak dimungkinkan, sebagian pembangkit beban dasar yaitu PLTU batubara dapat dioperasikan sebagai pemikul beban menengah dengan *capacity factor* yang relatif rendah, dan perlu dibantu oleh pembangkit jenis lain yang mempunyai *ramping rate*<sup>12</sup> tinggi seperti PLTG dan PLTA Bendungan.

Penyelesaian kekurangan pasokan listrik jangka pendek dilakukan melalui pengembangan *mobile power plant* (MPP) yang bisa dibangun dalam waktu relatif cepat dan sifatnya yang *mobile*. Tipe MPP yang bisa dikembangkan meliputi *barge mounted*, *truck mounted* dan *container*. Pengembangan MPP juga difungsikan untuk mengurangi ketergantungan pada mesin sewa. Untuk fleksibilitas dalam hal bahan bakar, MPP direncanakan menggunakan bahan bakar gas dengan teknologi pembangkit *dual fuel*.

Untuk pengembangan kelistrikan di sistem kelistrikan yang isolated dan di pulau-pulau kecil masih diperlukan pembangkit berbahan bakar minyak. Secara jangka panjang perlu kajian penggunaan teknologi yang memungkinkan untuk mengganti bahan bakar minyak menjadi bahan bakar yang lebih efisien misalnya LNG, biomassa dan teknologi lainnya. Teknologi yang potensial untuk mengganti hal tersebut di atas antara lain pembangkit thermal modular pengganti diesel (PTMPD) dengan bakar biomassa dan batubara, PLTMG, PLTD dual fuel serta pembangkit energi terbarukan yang *di-hybrid* dengan PLTD maupun alternatif penggunaan bahan bakar *biofuel* untuk PLTD.

Untuk sistem kelistrikan Jawa-Bali, PLN telah merencanakan PLTU batubara kelas 1.000 MW dengan teknologi *ultra super critical*<sup>13</sup> (*clean coal technology*) untuk memperoleh efisiensi yang lebih baik dan emisi CO<sub>2</sub> yang lebih rendah. Penggunaan ukuran unit sebesar ini dimotivasi oleh manfaat *economies of scale* dan didorong oleh semakin sulitnya memperoleh lahan untuk membangun pusat pembangkit skala besar di pulau Jawa. Pertimbangan lainnya adalah ukuran

---

<sup>12</sup> *Ramping rate* adalah kemampuan pembangkit dalam mengubah outputnya, dinyatakan dalam % per menit, atau MW per menit.

<sup>13</sup> PLTU *ultra super critical* merupakan jenis *clean coal technology* (CCT) yang telah matang secara komersial. Jenis CCT lainnya, yaitu *Integrated Gassification Combined Cycle* (IGCC) diperkirakan baru akan matang secara komersial setelah tahun 2025.

sistem Jawa Bali telah cukup besar untuk mengakomodasi unit pembangkit kelas 1.000 MW.

Untuk sistem Sumatera juga mulai direncanakan pengembangan PLTU memanfaatkan teknologi batubara bersih (clean coal technology) dengan kelas kapasitas 600 MW. Namun implementasinya disesuaikan dengan kesiapan sistem Sumatera untuk mengakomodasi kapasitas pembangkit yang lebih besar, terutama dari sisi keandalan dan stabilitas.

Sedangkan untuk sistem Kalimantan dan Sulawesi sudah mulai mengenalkan PLTU dengan kelas kapasitas 200 MW untuk mendapatkan efisiensi yang lebih baik daripada kapasitas yang ada saat ini.

Secara umum pemilihan lokasi pembangkit diupayakan untuk memenuhi prinsip *regional balance*. *Regional balance* adalah situasi dimana kebutuhan listrik suatu wilayah dipenuhi sebagian besar oleh pembangkit yang berada di wilayah tersebut dan tidak banyak tergantung pada transfer daya dari wilayah lain melalui saluran transmisi interkoneksi. Dengan prinsip ini, kebutuhan transmisi interkoneksi antar wilayah akan minimal.

Namun demikian kebijakan *regional balance* ini tidak membatasi PLN dalam mengembangkan pembangkit di suatu lokasi dan mengirim energinya ke pusat beban melalui transmisi, sepanjang hal tersebut layak secara teknis dan ekonomis. Hal ini tercermin dari adanya rencana untuk mengembangkan PLTU mulut tambang skala besar di Sumatera Selatan dan menyalurkan sebagian besar energi listriknya ke pulau Jawa melalui transmisi arus searah tegangan tinggi (*high voltage direct current transmission* atau HVDC)<sup>14</sup>. Situasi yang sama juga terjadi di sistem Sumatera, dimana sumber daya energi (batubara, panas bumi dan gas) lebih banyak tersedia di Sumbagsel, sehingga di wilayah ini banyak direncanakan PLTU batubara dan PLTP yang sebagian energinya akan ditransfer ke Sumbagut melalui sistem transmisi tegangan ekstra tinggi.

Kepemilikan proyek-proyek pembangkitan yang direncanakan dalam RUPTL disesuaikan dengan kemampuan pendanaan PLN. Mengingat kebutuhan investasi sektor ketenagalistrikan yang sangat besar, PLN tidak dapat secara sendirian membangun seluruh kebutuhan pembangkit baru. Dengan demikian

---

<sup>14</sup> Persyaratan untuk melaksanakan proyek interkoneksi Sumatera – Jawa ini adalah kebutuhan listrik di seluruh wilayah Sumatera telah terpenuhi dengan cukup.

sebagian proyek pembangkit akan dilakukan oleh listrik swasta sebagai *independent power producer* (IPP) maupun pihak ketiga non-IPP dengan model bisnis tertentu seperti *power wheeling*, kerjasama *excess power*, penetapan wilayah usaha tersendiri dan sebagainya.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi *smelter* dan kawasan industri baru dimana PLN belum mampu memenuhi kebutuhannya, pengembang *smelter* atau kawasan industri tersebut dapat membangun pembangkit sendiri atau memanfaatkan pembangkit yang dimiliki oleh pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (IUPTL) lain dan memanfaatkan jaringan transmisi atau distribusi milik PLN atau pemegang IUPTL lain melalui skema *power wheeling*, dengan tetap memperhatikan kemampuan transmisi atau distribusi tersebut.

Berikut ini kebijakan PLN dalam mengalokasikan kepemilikan proyek kelistrikan:

- Proyek pembangkit direncanakan sebagai proyek PLN apabila telah mendapat indikasi pendanaan dari APLN maupun *lender*, telah mempunyai kontrak EPC/penunjukan pemenang lelang EPC, atau ditugaskan oleh Pemerintah untuk melaksanakan sebuah proyek pembangkit.
- Proyek pembangkit direncanakan sebagai proyek IPP apabila PLN telah menandatangani PPA/*Letter of Intent*, PLN telah menyampaikan usulan kepada Pemerintah bahwa suatu proyek dikerjakan oleh IPP, atau pengembang swasta telah memperoleh IUPTL dari Pemerintah.
- Rencana proyek baru yang belum ditetapkan calon pengembang maupun sumber pendanaannya, dapat dibangun oleh PLN maupun IPP atau dalam bentuk kerja sama khusus dimana PLN tidak menjadi *off-taker* sepenuhnya, dimasukkan dalam kelompok proyek "*unallocated*".
- Berdasarkan UU No. 30/2009 tentang Ketenagalistrikan menyatakan bahwa BUMN diberikan prioritas pertama melakukan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum, namun demikian terbuka peluang bagi BUMD, badan usaha swasta atau koperasi. Dalam RUPTL ini, peluang tersebut terbuka untuk proyek *unallocated*. Dalam hal tidak ada BUMD, badan usaha swasta atau koperasi yang dapat mengembangkan proyek *unallocated* tersebut, maka Pemerintah wajib menugasi BUMN untuk melaksanakannya.
- PLTP: Sesuai dengan peraturan dan perundangan di sektor panas bumi, pengembangan PLTP pada umumnya didorong untuk dikembangkan oleh



swasta dengan proses pemenangan WKP melalui tender sebagai *total project*<sup>15</sup>. Sedangkan potensi panas bumi yang WKP-nya dimiliki oleh Pertamina berdasar regulasi terdahulu, Pertamina dan PLN dapat bekerja sama mengembangkan PLTP<sup>16</sup>. Beberapa WKP PLTP di Indonesia Timur yang dimiliki PLN akan dikembangkan sepenuhnya sebagai proyek PLN. Disamping itu, pengembangan PLTP yang baru baik oleh PLN maupun IPP tidak boleh mengorbankan pasokan uap untuk PLTP eksisting yang sudah berjalan.

Berdasarkan Peraturan Presiden No. 4 Tahun 2016 disebutkan bahwa pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan melalui Swakelola (oleh PLN) dilakukan dalam hal:

- a. PLN memiliki kemampuan pendanaan untuk ekuitas dan sumber pendanaan murah.
- b. Risiko konstruksi yang rendah.
- c. Tersedianya pasokan bahan bakar.
- d. Pembangkit pemikul beban puncak (*peaker*) yang berfungsi mengontrol keandalan operasi.
- e. Pengembangan sistem *isolated*.

Sedangkan pelaksanaan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan melalui kerja sama penyediaan tenaga listrik dengan Pengembang Pembangkit Listrik (PPL) dilakukan dalam hal:

- a. Membutuhkan pendanaan yang sangat besar.
- b. Risiko konstruksi yang cukup besar, terutama untuk lokasi baru yang membutuhkan proses pembebasan lahan.
- c. Risiko pasokan bahan bakar yang cukup tinggi atau yang belum mempunyai kepastian pasokan gas dan/atau infrastrukturnya.
- d. Pembangkit dari sumber energi baru dan terbarukan.
- e. Ekspansi dari pembangkit PPL yang telah ada.

---

<sup>15</sup>*Total project* PLTP adalah proyek dimana sisi hulu (uap) dan hilir (pembangkit listrik) dikerjakan oleh pengembang dan PLN hanya membeli listrik.

<sup>16</sup> Yaitu Pertamina mengembangkan sisi hulu dan PLN membangun power plant, atau Pertamina mengembangkan PLTP sebagai *total project* dan PLN membeli listriknya.

- f. Terdapat beberapa PPL yang akan mengembangkan pembangkit di suatu wilayah tersebut.

Pada saat tertentu PLN dapat mengalokasikan pembangkit *peaker* untuk dilaksanakan oleh IPP dengan pertimbangan apabila ada risiko pasokan bahan bakar yang cukup tinggi. Namun demikian, PLN tetap menjaga agar porsi IPP *peaker* tidak dominan dalam suatu sistem tenaga listrik, sehingga PLN dapat dengan mudah mengontrol kualitas penyediaan tenaga listrik.

### **2.3. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN TRANSMISI DAN GI**

Pengembangan saluran transmisi dan GI secara umum diarahkan kepada tercapainya keseimbangan antara kapasitas pembangkitan di sisi hulu dan permintaan daya di sisi hilir secara efisien dengan memenuhi kriteria keandalan tertentu. Disamping itu pengembangan saluran transmisi juga dimaksudkan sebagai usaha untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran, perbaikan tegangan pelayanan dan fleksibilitas operasi.

Proyek transmisi pada dasarnya dilaksanakan oleh PLN, kecuali beberapa transmisi terkait dengan pembangkit milik IPP yang sesuai kontrak PPA dilaksanakan oleh pengembang IPP dan proyek transmisi yang terkait dengan wilayah usaha lain. Namun demikian, terbuka opsi proyek transmisi untuk juga dapat dilaksanakan oleh swasta dengan skema bisnis tertentu, misalnya *build lease transfer* (BLT)<sup>17</sup>, *power wheeling*<sup>18</sup>. *Power wheeling* bertujuan antara lain agar aset jaringan transmisi dan distribusi sebagai salah satu aset bangsa dapat dimanfaatkan secara optimal, peningkatan utilisasi jaringan transmisi atau distribusi sebagai salah satu bentuk efisiensi pada lingkup nasional, mempercepat tambahan kapasitas pembangkit nasional untuk menunjang

---

<sup>17</sup> Skema BLT (*build lease transfer*) adalah transmisi dibangun dan didanai oleh swasta, termasuk pembebasan lahan dan perizinan ROW, dan PLN mengoperasikan serta membayar sewa sesuai biayayang disepakati dan setelah periode waktu tertentu aset transmisi akan ditransfer menjadi milik PLN.

<sup>18</sup>*Power wheeling* pada prinsipnya merupakan pemanfaatan bersama jaringan transmisi oleh pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik lainnya untuk menyalurkan daya dari pembangkit milik pihak tersebut di suatu tempat ke beban khusus pihak tersebut di tempat lain, dengan membayar sewa/biaya transmisi termasuk biaya keandalan.

pertumbuhan ekonomi nasional. Opsi tersebut dibuka atas dasar pertimbangan keterbatasan kemampuan pendanaan investasi PLN dan pertimbangan perusahaan swasta dapat lebih fleksibel dalam hal mengurus perizinan.

Sejalan dengan kebijakan pengembangan pembangkitan untuk mentransfer energi listrik dari wilayah yang mempunyai sumber energi primer tinggi ke wilayah lain yang mempunyai sumber energi primer terbatas, maka sistem Sumatera yang pada saat ini tengah berkembang pesat memerlukan jaringan interkoneksi utama (*backbone*) yang kuat mengingat jarak geografis yang sangat luas. Sebagai dampak dari kebijakan tersebut, dalam RUPTL ini direncanakan pembangunan jaringan interkoneksi dengan tegangan 275 kV AC pada tahap awal di koridor barat Sumatera, sedangkan tegangan 500 kV AC direncanakan di koridor timur Sumatera.

Pembangunan interkoneksi *point-to-point* jarak jauh, melalui laut dan berkapasitas besar memerlukan teknologi transmisi daya arus searah (HVDC). Kebijakan PLN dalam memilih tegangan transmisi HVDC adalah mengadopsi tegangan yang banyak digunakan di negara lain, yaitu 500 kV DC.

Demikian juga untuk kondisi di Sulawesi, dimana letak sumber energi primer hidro terbesar terletak disekitar perbatasan Sulawesi Selatan, Sulawesi Tengah dan Sulawesi Barat dengan pusat beban yang sangat jauh yaitu di Makassar dan Sulawesi Tenggara. Adanya rencana beberapa proyek PLTA kapasitas besar dilokasi tersebut, akan dibangun jaringan transmisi 275 kV untuk menyalurkan daya dari beberapa PLTA ke pusat beban di Makassar dan Sulawesi Tenggara.

Perencanaan transmisi memerlukan persiapan yang lebih panjang mengingat kebutuhan tanah mencakup wilayah yang luas. Mengingat banyaknya kendala dalam proses pembebasan tanah serta fungsi transmisi sebagai infrastruktur dari sistem tenaga listrik maka *framework* perencanaan kapasitas transmisi harus melihat waktu yang lebih panjang dari jangka waktu RUPTL, yaitu sekitar 30 tahun.

Pada jaringan yang memasok kota besar direncanakan *looping* antar sub-sistem dengan pola operasi terpisah untuk meningkatkan keandalan pasokan.

Pada saluran transmisi yang tidak memenuhi kriteria keandalan N-1 akan dilaksanakan *reconductoring* dan *uprating*.

Perluasan jaringan transmisi dari grid yang telah ada untuk menjangkau sistem isolated yang masih dilayani PLTD BBM (*grid extension*) dilaksanakan dengan mempertimbangkan aspek ekonomi dan teknis.

Penentuan lokasi GI dilakukan dengan mempertimbangkan keekonomian biaya pembangunan fasilitas sistem transmisi tegangan tinggi, biaya pembebasan tanah, biaya pembangunan fasilitas sistem distribusi tegangan menengah dan harus disepakati bersama oleh unit pengelola sistem distribusi dan unit pengelola sistem transmisi.

Pemilihan teknologi seperti jenis menara transmisi, penggunaan tiang, jenis saluran (saluran udara, kabel bawah tanah, kabel laut) dan perlengkapannya (pemutus, pengukuran dan proteksi) mempertimbangkan aspek keekonomian jangka panjang, dan pencapaian tingkat mutu pelayanan yang lebih baik, dengan memenuhi standar nasional (SNI, SPLN) atau standar internasional yang berlaku.

Kebijakan lebih rinci mengenai pengembangan transmisi dan GI adalah sebagai berikut, dengan tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan ekonomis:

- a. Penggunaan teknologi kabel 500 kV di ibu kota provinsi di Jawa-Bali.
- b. Untuk penyaluran tenaga listrik di luar Jawa-Bali, PLN merencanakan dalam 1 (satu) kabupaten/kota dibangun minimal 1 (satu) gardu induk, kecuali akses ke kabupaten/kota setempat yang masih terkendala. Untuk yang terkendala, maka PLN merencanakan pasokan tenaga listrik dari jaringan 20 kV.
- c. Trafo daya (TT/TM) pada dasarnya direncanakan mempunyai kapasitas sampai dengan 60 MVA. Sedangkan di wilayah yang padat dan sulit mendapatkan lokasi GI, unit size trafo daya (150/20 kV) ditingkatkan menjadi maksimum 100 MVA untuk GI Baru.
- d. Dengan perubahan harga EPC GIS tahun 2015 yang makin mendekati harga EPC gardu induk konvensional, maka kota-kota besar di Jawa dan ibukota provinsi di luar Jawa yang sudah padat penduduk diutamakan menggunakan GIS dengan mempertimbangkan kecepatan penyelesaian proyek karena kebutuhan lahan yang lebih kecil.
- e. Jumlah unit trafo yang dapat dipasang pada suatu GI dibatasi oleh ketersediaan lahan, kapasitas transmisi dan jumlah penyulang (*feeder*) keluar yang dapat ditampung oleh GI tersebut. Dengan kriteria tersebut suatu GI dapat mempunyai 3 atau lebih unit trafo. Sebuah GI baru diperlukan jika GI-GI terdekat yang ada tidak dapat menampung pertumbuhan beban lagi karena keterbatasan tersebut.

- f. Pengembangan GI baru juga dimaksudkan untuk mendapatkan tegangan yang baik di ujung jaringan tegangan menengah.
- g. Trafo IBT GITET (500/150 kV dan 275/150 kV) dapat dipasang hingga 4 unit per GITET.
- h. Spare trafo IBT 1 fasa disediakan per lokasi untuk GITET jenis GIS, dan 1 fasa per tipe per provinsi untuk GITET jenis konvensional.
- i. Pembangunan gardu induk dengan desain minimalis dapat dilaksanakan untuk melistriki komunitas dengan kebutuhan listrik yang dalam jangka panjang diperkirakan akan tumbuh lambat.
- j. Kriteria yang pada umumnya diterapkan dalam RUPTL ini adalah kebutuhan penambahan kapasitas trafo/IBT di suatu GI ditentukan pada saat pembebanan trafo mencapai 60%-70%. Untuk sistem di kota besar yang pembebasan lahan semakin sulit, akan menggunakan kriteria yang lebih ketat sebesar 60% untuk menjamin keandalan dan kualitas penyediaan tenaga listrik.
- k. Rencana titik koneksi dari pembangkit IPP ke titik gardu induk (GI) PLN tidak dibatasi hanya pada satu titik GI, namun dibuka kesempatan untuk GI sekitarnya dalam sistem yang sama untuk mendapatkan harga yang lebih kompetitif dengan tetap memperhatikan aspek teknis (a.l. analisis aliran daya dan stabilitas).

Untuk meningkatkan pelayanan dan mengantisipasi kebutuhan tenaga listrik yang semakin besar di kabupaten-kabupaten yang tersebar dan belum dilayani dari jaringan tegangan tinggi, dalam RUPTL ini terdapat rencana pembangunan GI-GI baru di beberapa kabupaten. Perencanaan GI-GI baru tersebut tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan ekonomis.

#### **2.4. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN DISTRIBUSI**

Fokus pengembangan dan investasi sistem distribusi secara umum diarahkan pada 4 hal, yaitu: perbaikan tegangan pelayanan, perbaikan SAIDI dan SAIFI, penurunan susut teknis jaringan dan rehabilitasi jaringan yang tua. Kegiatan berikutnya adalah investasi perluasan jaringan untuk melayani pertumbuhan dan perbaikan sarana pelayanan.

Pemilihan teknologi seperti jenis tiang (beton, besi atau kayu), jenis saluran (saluran udara, kabel bawah tanah), sistem jaringan (*radial, loop* atau *spindle*), perlengkapan (menggunakan *recloser* atau tidak), termasuk penggunaan tegangan 66 kV sebagai saluran distribusi ke pelanggan besar masih perlu dikaji serta implementasinya akan ditentukan oleh manajemen unit melalui analisis, pertimbangan keekonomian jangka panjang dan pencapaian tingkat mutu pelayanan yang lebih baik, dengan tetap memenuhi SNI atau SPLN yang berlaku.

Dalam RUPTL 2016-2025 ini, telah ada rencana penggunaan transformator 150/20 kV dengan kapasitas 100 MVA pada daerah perkotaan yang padat, sehingga sisi instalasi pada sistem distribusi perlu diantisipasi seperti kapasitas pemutus hubung singkat, penambahan jalur keluar tegangan menengah dari gardu induk dan peralatan lainnya.

Dengan pemberlakuan Peraturan Menteri ESDM Nomor 17 Tahun 2013 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik, Peraturan Menteri ESDM Nomor 19 Tahun 2015 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Air dengan Kapasitas sampai dengan 10 MW (Sepuluh Megawatt) oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 22 Tahun 2014 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 27 Tahun 2014 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa dan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), dimana banyak bermunculan pengajuan pembangkit EBT dari pengembang yang terhubung pada sistem distribusi, maka pengembangan sistem distribusi perlu mengantisipasi dengan memperhatikan pedoman penyambungan yang tertuang dalam *Distribution Code* sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 4 Tahun 2009 tentang Aturan Distribusi Tenaga Listrik.

## **2.5. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN**

Pembangunan listrik perdesaan merupakan program Pemerintah untuk melistriki masyarakat perdesaan yang pendanaannya mulai tahun 2016 diperoleh dari Penyertaan Modal Negara (PMN) dan APLN. Pengembangan diutamakan pada provinsi dengan rasio elektrifikasi yang masih rendah. Bagi daerah yang masih terisolasi, pelosok dan perbatasan dengan negara tetangga dimana pemanfaatan EBT masih belum terwujud, dimungkinkan adanya pengembangan

pembangkit berbahan bakar minyak. Pengembangan kelistrikan pedesaan berdasarkan pada kajian yang dilakukan oleh unit bisnis PLN setempat. Dengan adanya reorganisasi PLN, maka perencanaan pengembangan lisdas oleh unit bisnis PLN akan dikordinasi juga oleh Divisi Pengembangan Regional. Rencana tersebut akan dikonsolidasikan secara korporat dengan Direktorat Perencanaan Korporat PLN.

Saat ini sebagian pembangunan listrik pedesaan juga dilakukan oleh Pemda melalui pendanaan APBD dimana pembangunannya berupa jaringan distribusi berikut pemasangan dan penyambungan listrik gratis bagi masyarakat tidak mampu. Hal ini dilakukan dengan berkoordinasi dengan PLN. PLN berkomitmen untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik masyarakat di sekitar lokasi pembangkit yang belum mendapat akses listrik yaitu melalui penyulang 20 kV dan untuk penyaluran ke masyarakat dapat melalui program listrik pedesaan.

Pengembangan listrik pedesaan telah mempertimbangkan hasil road map 2013-2017 provinsi dan hasil revisi *roadmap* lisdas 2015-2019 provinsi yang telah selesai, serta usaha peningkatan rasio elektrifikasi. Kebijakan yang diambil oleh Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan (Ditjen Gatrik) dan PLN dalam pembangunan listrik desa adalah untuk menunjang pencapaian rasio elektrifikasi dari 88.3% di tahun 2015 menjadi 99,7% di tahun 2025 dengan melakukan hal hal sebagai berikut:

- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari proyek GI Baru atau *Extension* Trafo GI.
- Pengembangan pembangkit BBM untuk daerah terluar atau terisolasi yang belum memungkinkan pengembangan pembangkit EBT dalam waktu dekat.
- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari pembangkit skala kecil baik EBT maupun pembangkit lainnya.
- Melistriki desa baru maupun desa lama yang sebagian dari dusunnya belum berlistrik.
- Membuka kemungkinan hybrid PLTS dan *hybrid* PLTB<sup>19</sup> dengan grid PLN.
- Melaksanakan program penyambungan listrik dan instalasi gratis bagi masyarakat yang tidak mampu dan daerah tertinggal.

---

<sup>19</sup> PLTS: Pembangkit Listrik Tenaga Surya, PLTB: Pembangkit Listrik Tenaga Bayu

## 2.6. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN

Sebagaimana diketahui bahwa dalam Undang-undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan ditetapkan bahwa sumber energi primer yang terdapat di dalam negeri dan/atau berasal dari luar negeri harus dimanfaatkan secara optimal sesuai dengan kebijakan energi nasional untuk menjamin penyediaan tenaga listrik yang berkelanjutan, dan selanjutnya ditetapkan juga bahwa dalam pemanfaatan tersebut diutamakan sumber energi baru dan terbarukan.

Kebijakan tersebut diatas sejalan ketentuan dalam Undang-undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi bahwa energi dikelola berdasarkan asas kemanfaatan, rasionalitas, efisiensi, berkeadilan, peningkatan nilai tambah, keberlanjutan, kesejahteraan masyarakat, pelestarian fungsi lingkungan hidup, ketahanan nasional, dan keterpaduan dengan mengutamakan kemampuan nasional.

Menurut Undang-undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi, yang dimaksud dengan energi baru adalah energi yang berasal dari sumber energi baru, yaitu sumber energi yang dapat dihasilkan oleh teknologi baru baik yang berasal dari sumber energi terbarukan maupun sumber energi tak terbarukan, antara lain nuklir, hidrogen, gas metana batubara (*coal bed methane*), batu bara tercairkan (*liquified coal*), dan batubara tergaskan (*gasified coal*). Sementara itu energi terbarukan adalah energi yang berasal dari sumber energi terbarukan, yaitu sumber energi yang dihasilkan dari sumber daya energi yang berkelanjutan jika dikelola dengan baik, antara lain panas bumi, angin, bioenergi, sinar matahari, aliran dan terjunan air, serta gerakan dan perbedaan suhu lapisan laut.

Berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional, pemanfaatan sumber daya energi nasional yang diarahkan untuk ketenagalistrikan adalah sebagai berikut:

- Sumber energi terbarukan dari jenis energi aliran dan terjunan air, energi panas bumi (termasuk skala kecil/modular), energi gerakan dan perbedaan suhu lapisan laut, energi angin, energi sinar matahari, biomassa dan sampah;
- Sumber energi baru berbentuk padat dan gas;
- Gas bumi, batubara.



Sementara itu pemanfaatan minyak bumi hanya untuk transportasi dan komersial yang belum bisa digantikan dengan energi atau sumber energi lainnya. Sedangkan bahan bakar nabati diarahkan untuk menggantikan bahan bakar minyak terutama untuk transportasi dan industri. Pemerintah mendorong pemanfaatan biodiesel untuk bahan bakar PLTD eksisting, secara bertahap diberlakukan penggantian menggunakan Bahan Bakar Nabati untuk pembangkit tenaga listrik. Penggunaan BBM untuk pembangkit harus diminimalkan dan terus dibatasi penggunaannya, kecuali untuk menjaga keandalan sistem, dan mengatasi daerah krisis penyediaan tenaga listrik jangka pendek atau daerah-daerah yang tidak memiliki sumber energi lain.

Sejalan dengan salah satu misi PLN yaitu menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan dan Peraturan Pemerintah No. 79/2014 tentang Kebijakan Energi Nasional serta Peraturan Menteri ESDM Nomor 2 tahun 2006 tentang Pengusahaan Pembangkit Listrik Tenaga Energi Terbarukan Skala Menengah, PLN merencanakan pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT) yang meliputi pengembangan panas bumi yang sangat besar, pembangkit tenaga air skala besar, menengah dan kecil, pembangkit tenaga angin (PLTB) skala besar dan kecil serta EBT skala kecil tersebar berupa PLTS, biomassa, biofuel, biogas dan gasifikasi batubara (energi baru). PLN juga mendorong penelitian dan pengembangan EBT lain seperti *thermal solar power*, arus laut, OTEC (*ocean thermal energy conversion*) dan *fuel cell*.

Kebijakan Energi Nasional mempunyai sasaran bauran energi yang optimal sebagai berikut:

- Pada tahun 2025 peran energi baru dan energi terbarukan paling sedikit 23% sepanjang keekonomiannya terpenuhi, minyak bumi kurang dari 25%, batubara minimal 30%, dan gas bumi minimal 22%.
- Pada tahun 2050 peran energi baru dan energi terbarukan paling sedikit 31% sepanjang keekonomiannya terpenuhi, minyak bumi kurang dari 20%, batubara minimal 25%, dan gas bumi minimal 24%.

Sehubungan dengan hal tersebut, dalam Draft RUKN 2015-2034 disebutkan bahwa untuk mencapai target bauran energi final dengan porsi energi baru terbarukan sebesar 23%, diharapkan porsi bauran energi pembangkitan listrik pada tahun 2025 terdiri dari energi baru dan energi terbarukan sekitar 25%, batubara sekitar 50%, gas sekitar 24%, dan BBM sekitar 1%. Untuk pencapaian target porsi pemanfaatan energi baru dan energi terbarukan tersebut diperlukan regulasi dan insentif yang lebih menarik.

Dalam Draft RUKN 2015-2034 juga disebutkan bahwa apabila target porsi energi baru dan energi terbarukan menjadi paling sedikit sebesar 23% pada tahun 2025 tetap harus tercapai walaupun realisasi pembangunan pembangkit yang memanfaatkan sumber energi terbarukan seperti panas bumi, tenaga air, tenaga surya, dan lain-lain maupun jenis energi baru lainnya seperti hidrogen, gas metana batubara (*coal bed methane*), batu bara tercairkan (*liquified coal*), dan batubara tergaskan (*gasified coal*) belum dapat memenuhi target tersebut, maka energi nuklir sebagai salah satu pilihan pemanfaatan sumber energi baru dapat dijadikan alternatif pemenuhan target tersebut.

Pengembangan dan pemanfaatan energi baru dan terbarukan terus didorong pemanfaatannya disamping untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik juga dalam rangka menurunkan tingkat emisi CO<sub>2</sub> dengan memberikan skema investasi yang menarik dan harga jual tenaga listrik yang lebih kompetitif. Dalam pertemuan G20 di Pittsburgh, Pennsylvania, Amerika Serikat, serta COP 21 di Paris, Indonesia telah berkomitmen untuk menurunkan emisi gas rumah kaca sebesar 29% dari level "*business as usual*" pada tahun 2030 atau 41% dengan bantuan internasional.

Kebijakan PLN dalam pengembangan EBT didukung oleh kebijakan Pemerintah sebagaimana dimaksud dalam Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dua kali dengan Perpres Nomor 194 Tahun 2014. Peraturan tersebut dijabarkan dalam Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 02 Tahun 2010 yang selanjutnya telah dicabut dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 15 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 01 Tahun 2012, Peraturan Menteri ESDM Nomor 21 Tahun 2013 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2014.

Pemerintah juga mendukung pengembangan EBT dengan pemberlakuan Peraturan Menteri ESDM Nomor 17 tahun 2013 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik, Peraturan Menteri ESDM Nomor 22 Tahun 2014 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 19 Tahun 2015 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Air oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 27 Tahun 2014 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa dan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

Pengembangan pembangkit EBT diprioritaskan untuk masuk dalam sistem tenaga listrik, dengan tetap memperhatikan kebutuhan listrik dan adanya rencana pembangkit yang lain. Pembangkit EBT dapat masuk ke sistem tenaga listrik kapan saja mereka siap, namun untuk pembangkit EBT dengan kapasitas lebih dari 10 MW perlu dikaji lebih lanjut terkait kesiapan sistem tenaga listrik setempat untuk menerima pembangkit EBT dengan kapasitas yang lebih besar.

Untuk tenaga air, kebijakan ini tidak membatasi PLN untuk merencanakan sebuah proyek PLTA tanpa menganut prinsip *demand driven*<sup>20</sup> demi mencapai suatu tujuan khusus tertentu, walaupun hal ini hanya dilakukan secara sangat terbatas dan selektif. Dalam konteks ini PLN merencanakan pembangunan PLTA Baliem berkapasitas 50 MW<sup>21</sup> untuk melistriki sekitar 7 kabupaten baru di dataran tinggi Pegunungan Tengah yang sama sekali belum memiliki listrik. Proyek ini diharapkan akan mendorong kegiatan ekonomi di daerah tersebut sejalan dengan tujuan MP3EI di koridor Papua – Maluku.

Khusus mengenai PLTS, PLN mempunyai kebijakan untuk mengembangkan *centralized PV* untuk melistriki banyak komunitas terpencil yang jauh dari grid pada daerah tertinggal, pulau-pulau terdepan yang berbatasan dengan negara tetangga dan pulau-pulau terluar lainnya. Hal ini didorong oleh semangat PLN untuk memberi akses ke tenaga listrik yang lebih cepat kepada masyarakat di daerah terpencil. Lokasi *centralized PV/PLTS* komunal dipilih setelah mempertimbangkan faktor tekno-ekonomi seperti biaya transportasi BBM ke lokasi dan mengoperasikan PV secara hybrid dengan PLTD yang telah ada sehingga mengurangi pemakaian BBM. Selain itu PLN juga memperhatikan, alternatif sumber energi primer/EBT yang tersedia setempat dan tingkat pelayanan<sup>22</sup> yang akan disediakan pada lokasi tersebut.

## 2.7. KEBIJAKAN MITIGASI PERUBAHAN IKLIM

Sesuai misi PLN "menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan", dan sejalan dengan komitmen nasional tentang pengurangan emisi Gas Rumah

---

<sup>20</sup>*Demand driven* adalah sebuah pendekatan perencanaan yang mensyaratkan adanya jaminan demand listrik yang cukup untuk menjustifikasi kelayakan sebuah proyek pembangkit.

<sup>21</sup> Dapat dikembangkan menjadi 100 MW.

<sup>22</sup> Jam nyala per hari

Kaca (GRK), PLN akan melakukan upaya pengurangan emisi GRK dari semua kegiatan ketenagalistrikan. Kebijakan PLN untuk mitigasi perubahan iklim adalah sebagai berikut.

1. Memprioritaskan pengembangan energi terbarukan

PLN memprioritaskan pemanfaatan pembangkit EBT untuk masuk ke sistem tenaga listrik kapan saja mereka siap<sup>23</sup>. Hal ini mengindikasikan bahwa nilai keekonomian pembangkit EBT tidak menjadi faktor utama dalam proses pemilihan kandidat pembangkit. Konsekuensi dari kebijakan ini adalah adanya peningkatan biaya investasi PLN, sehingga pemanfaatan insentif dari pendanaan karbon (*carbon finance*) menjadi penting bagi PLN.

2. Menggunakan teknologi rendah karbon

Penyediaan tenaga listrik PLN hingga tahun 2025 masih akan didominasi oleh pembangkit berbahan bakar fosil, terutama batubara. PLN menyadari bahwa pembakaran batubara menghasilkan emisi GRK yang relatif besar, sehingga diperlukan upaya mitigasi emisi GRK yang bersumber dari PLTU. Kebijakan PLN terkait hal ini adalah PLN hanya akan menggunakan *boiler supercritical*, *ultra-supercritical* untuk PLTU batubara yang akan dikembangkan di pulau Jawa dan teknologi yang lebih efisien di Sumatera dan Indonesia Timur sehingga dapat mengurangi penggunaan batubara. Selain itu PLN juga mempertimbangkan penggunaan teknologi *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) dan *Carbon Capture and Storage* (CCS) untuk mengurangi emisi CO<sub>2</sub> secara signifikan, namun implementasinya menunggu setelah teknologi tersebut matang secara komersial.

3. Pengalihan bahan bakar (*fuel switching*)

Dengan motif untuk mengurangi pemakaian BBM, PLN berencana mengalihkan pemakaian BBM ke gas pada PLTG, PLTGU dan PLTMG (*gas engine*). Langkah *fuel switching* secara langsung juga akan mengurangi emisi GRK karena faktor emisi gas lebih rendah daripada faktor emisi BBM. *Fuel switching* juga diterapkan pada PLTU mengingat bahwa target *energy mix* di pembangkitan tenaga listrik untuk batubara ditetapkan sekitar 50% pada tahun 2025 sesuai dengan draft RUKN 2015-2034, maka pengalihan pemakaian batubara ke gas telah dipertimbangkan dalam RUPTL ini

4. Efisiensi energi di pusat pembangkit

---

<sup>23</sup> Kebijakan ini disertai dengan kajian bahwa ada kebutuhan beban, kesiapan sistem tenaga listrik setempat dan tetap memperhatikan rencana pembangkit lain

Efisiensi termal pembangkit yang mengalami penurunan sejalan dengan umurnya akan mengkonsumsi bahan bakar lebih banyak untuk memproduksi satu kWh listrik. PLN selalu berupaya menjaga efisiensi pembangkitnya untuk meningkatkan efisiensi produksi dan sekaligus menurunkan emisi GRK.

**3.1 PENJUALAN TENAGA LISTRIK**

Penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir tumbuh rata-rata 8,1% per tahun. Untuk Region Jawa-Bali, rata-rata pertumbuhan lima tahun terakhir adalah sebesar 7,5%. Pertumbuhan ini relatif lebih rendah dibandingkan dengan pertumbuhan rata-rata di regional Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, dan Maluku-Papua-Nusa Tenggara. Tabel 3.1 memperlihatkan pertumbuhan penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir.

**Tabel 3.1 Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh)**

Wilayah	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)	Rata-Rata 2010-2014
<b>Indonesia</b>	<b>133.1</b>	<b>145.7</b>	<b>156.3</b>	<b>172.2</b>	<b>185.5</b>	<b>196.4</b>	<b>200.4</b>	
<i>Pertumbuhan (%)</i>	4.3	9.4	7.3	10.2	7.8	5.9	2.0	8.1
<b>Jawa - Bali</b>	<b>104.1</b>	<b>113.4</b>	<b>120.8</b>	<b>132.1</b>	<b>142.1</b>	<b>149.4</b>	<b>150.5</b>	
<i>Pertumbuhan (%)</i>	3.3	8.9	6.5	9.3	7.6	5.1	0.8	7.5
<b>Sumatera</b>	<b>17.6</b>	<b>19.7</b>	<b>21.5</b>	<b>24.2</b>	<b>25.7</b>	<b>27.6</b>	<b>29.3</b>	
<i>Pertumbuhan (%)</i>	7.2	11.6	9.3	12.6	6.3	7.3	6.2	9.4
<b>Kalimantan</b>	<b>4.7</b>	<b>5.1</b>	<b>5.7</b>	<b>6.4</b>	<b>7.0</b>	<b>7.7</b>	<b>8.3</b>	
<i>Pertumbuhan (%)</i>	9.7	10.3	10.1	12.9	9.6	10.8	6.6	10.7
<b>Sulawesi</b>	<b>4.6</b>	<b>5.1</b>	<b>5.6</b>	<b>6.4</b>	<b>7.3</b>	<b>7.7</b>	<b>8.1</b>	
<i>Pertumbuhan (%)</i>	8.8	10.7	11.0	13.7	13.3	6.3	5.1	11.0
<b>Maluku, Papua &amp; Nusa Tenggara</b>	<b>2.2</b>	<b>2.4</b>	<b>2.7</b>	<b>3.1</b>	<b>3.5</b>	<b>3.9</b>	<b>4.2</b>	
<i>Pertumbuhan (%)</i>	9.7	10.7	13.0	16.1	13.5	11.1	7.4	12.9

\*) Estimasi Realisasi 2015

Pertumbuhan penjualan tenaga listrik mulai pulih dari dampak krisis keuangan global mulai tahun 2010. Sejak tahun 2012, PLN sangat aktif dalam penyambungan pelanggan yaitu sekitar 3,5 juta pelanggan pertahun dengan tujuan menyelesaikan daftar tunggu pelanggan.

Penjualan tenaga listrik di Sumatera tumbuh jauh lebih tinggi, yaitu rata-rata 9,4% per tahun. Pertumbuhan ini tidak seimbang dengan penambahan kapasitas pembangkit yang hanya tumbuh rata-rata 5,2% per tahun. Hal ini menyebabkan terjadinya krisis daya yang kronis di banyak daerah. Pada tahun 2010, krisis daya ini diatasi dengan sewa pembangkit.

Penjualan tenaga listrik di Kalimantan tumbuh rata-rata 10,7% per tahun, sedangkan penambahan kapasitas pembangkit rata-rata hanya 1% per tahun. Hal ini menyebabkan pembatasan penjualan listrik dan krisis daya di banyak daerah di Kalimantan.

Penjualan tenaga listrik di Sulawesi tumbuh rata-rata 11,0% per tahun untuk itu PLN sangat agresif melakukan penambahan proyek pembangkit baik dari PLN maupun IPP seperti PLTU Jenepono, PLTG/U IPP Sengkang dan IPP PLTA Poso.

Hal yang sama juga terjadi di daerah Indonesia Timur lainnya, yaitu Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara. Pada umumnya upaya penyelesaian krisis daya jangka pendek adalah dengan memasukkan sewa pembangkit.

Pertumbuhan di Sumatera, Kalimantan, Sulawesi dan Indonesia Timur diperkirakan masih berpotensi untuk meningkat karena daftar tunggu yang tinggi akibat keterbatasan pasokan dan rasio elektrifikasi yang akan terus ditingkatkan.

### 3.1.1 Jumlah Pelanggan

Realisasi jumlah pelanggan selama tahun 2010–2014 mengalami peningkatan dari 42,2 juta menjadi 57,2 juta atau bertambah rata-rata 3,5 juta tiap tahunnya. Penambahan pelanggan terbesar masih terjadi pada sektor rumah tangga, yaitu rata-rata 3,2 juta per tahun, diikuti sektor bisnis dengan rata-rata 140 ribu pelanggan per tahun, sektor publik rata-rata 82 ribu pelanggan per tahun, dan terakhir sektor industri rata-rata 2 ribu pelanggan per tahun. Tabel 3.2 menunjukkan perkembangan jumlah pelanggan PLN menurut sektor pelanggan dalam 5 tahun terakhir.

Tabel 3.2 Perkembangan Jumlah Pelanggan (ribu pelanggan)

Jenis Pelanggan	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
Rumah Tangga	39,111	42,348	45,991	49,887	53,078	56,311
Komersial	1,877	2,019	2,175	2,359	2,549	2,815
Publik	1,146	1,214	1,300	1,402	1,497	1,682
Industri	48	50	52	55	58	61
Total	42,183	45,631	49,519	53,703	57,183	60,869

\*) Realisasi 2015

### 3.1.2 Rasio Rumah Tangga Berlistrik PLN

Rasio rumah tangga berlistrik PLN didefinisikan sebagai jumlah pelanggan rumah tangga PLN dibagi dengan jumlah rumah tangga yang ada. Dengan meningkatkan rasio rumah tangga berlistrik melalui pelaksanaan penyambungan listrik untuk pelanggan rumah tangga baik di daerah perkotaan maupun daerah perdesaan atau daerah terpencil, pada dasarnya PLN mendukung upaya

pemerintah untuk meningkatkan Rasio Elektrifikasi Nasional. Jumlah pelanggan rumah tangga yang telah dilistriki PLN per region diperlihatkan pada Tabel 3.3.

**Tabel 3.3 Jumlah Pelanggan Rumah Tangga yang Dilayani per Region (ribu pelanggan)**

Wilayah	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
Indonesia	39,111	42,348	45,991	49,887	53,078	56,311
Jawa - Bali	26,586	28,066	30,204	32,512	34,468	36,643
Sumatera	7,294	8,211	8,958	9,724	10,361	10,972
Kalimantan	1,862	2,081	2,323	2,581	2,774	2,944
Sulawesi & Nusra	2,873	3,422	3,878	4,337	4,669	4,888
Maluku & Papua	497	568	628	733	806	865

\*) Realisasi 2015

\*\*) Tidak termasuk PLN Batam dan PLN Tarakan

Kendala utama dalam melistriki adalah keterbatasan kemampuan pembangkit PLN dan kondisi geografis sebagian wilayah Indonesia yang tersebar dan atau terpencil di pulau-pulau kecil. Kendala-kendala tersebut menyebabkan penyambungan pelanggan rumah tangga per region tidak merata pada masing-masing daerah sehingga kontribusi tiap-tiap region untuk peningkatan RE nasional juga berbeda. Selain itu, rata-rata peningkatan RE per region juga tidak merata.

### 3.1.3 Rasio Desa Berlistrik

Desa berlistrik adalah desa yang sudah dialiri listrik oleh pelaku usaha dan atau non pelaku usaha atau telah terpasang jaringan tegangan rendah oleh PIUPTL (Pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik). Sedangkan rasio desa berlistrik didefinisikan sebagai perbandingan jumlah desa berlistrik dibagi dengan jumlah desa yang ada. Data nasional mencatat pada tahun 2014, dari 82.190 desa yang ada di Indonesia, 79.671 desa telah terlistriki. Ini berarti Rasio desa berlistrik pada tahun 2014 adalah sebesar 96,94%.

### 3.1.4 Pertumbuhan Beban Puncak

Pertumbuhan beban puncak sistem Jawa Bali dalam 5 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 3.4. Dari Tabel tersebut dapat dilihat bahwa beban puncak tumbuh relatif rendah, yaitu rata-rata 5,8% per tahun, dengan *load factor* cenderung meningkat, hal ini dicerminkan juga oleh pertumbuhan energi yang relatif tinggi, yaitu rata-rata 7,5% (lihat Tabel 3.1). Perbaikan *load factor* terjadi karena adanya



kebijakan pembatasan penggunaan daya pada saat beban puncak pada konsumen besar dan penerapan tarif multiguna untuk mengendalikan pelanggan baru<sup>24</sup>.

**Tabel 3.4 Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa Bali Tahun 2010–2015**

Deskripsi	Satuan	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
Kapasitas Pembangkit	MW	23,206	26,664	30,525	32,394	33,214	33,824
Daya Mampu	MW	21,596	23,865	29,722	30,095	31,377	31,694
Beban Puncak Bruto	MW	18,756	20,439	22,067	23,415	24,598	24,807
Beban Puncak Netto	MW	18,100	19,739	21,237	22,567	23,900	24,258
Pertumbuhan	%	5.6	5.2	9.1	7.5	5.9	1.5
Faktor Beban	%	79.5	77.8	78.2	79.1	78.4	79.3

\*) Estimasi realisasi 2015

Informasi mengenai pertumbuhan beban puncak 5 tahun terakhir untuk sistem kelistrikan di Wilayah Sumatera dan Indonesia Timur tidak dapat disajikan seperti diatas karena sistem kelistrikan di Wilayah tersebut masih terdiri dari beberapa subsistem yang beban puncaknya *non coincident*.

## 3.2 KONDISI SISTEM PEMBANGKITAN

Sampai dengan tahun 2015 kapasitas terpasang pembangkit PLN dan IPP di Indonesia adalah 48.065 MW yang terdiri dari 33.824 MW di sistem Jawa-Bali dan 10.091 MW di sistem-sistem kelistrikan Wilayah Sumatera dan 4.150 MW di Indonesia Timur. Apabila memperhitungkan pembangkit sewa sebesar 3.703 MW, maka kapasitas terpasang pembangkit menjadi 51.348 MW.

### 3.2.1. Wilayah Operasi Sumatera

Daya mampu pembangkit Sistem Sumatera saat ini adalah 7.613 MW, dengan rincian per jenis pembangkit seperti pada tabel 3.5. Total beban puncak Sumatera (interkoneksi dan *isolated*) sampai dengan Desember 2015 adalah sekitar 4.850 MW. *Reserve margin* Sistem Sumatera lebih dari 30%, tetapi berdasarkan laporan evaluasi tahunan terdapat kondisi-kondisi tertentu dimana sistem mengalami defisit. Defisit tersebut sebagian besar terjadi karena adanya permasalahan-permasalahan di sistem transmisi yang menyebabkan *bottleneck*

<sup>24</sup> Kebijakan pembatasan beban puncak ditiadakan dengan berlakunya TDL 2010

evakuasi daya dari pembangkit ke beban. Selain itu juga terjadi kerusakan beberapa pembangkit eksisting serta kondisi musiman yang mempengaruhi energi yang dihasilkan oleh PLTA sehingga menyebabkan turunnya daya mampu pasok. Sedangkan pembangkit-pembangkit baru yang direncanakan beroperasi di tahun 2014/2015 juga mengalami kemunduran operasi dikarenakan berbagai faktor. Guna mengantisipasi krisis listrik tersebut, maka pada tahun 2016 ini dilakukan sewa pembangkit serta *excess power* dengan total kapasitas sekitar 2.000 MW dengan lokasi tesebar di sistem-sistem Sumatera (*isolated* dan interkoneksi). Berikut ini adalah daya mampu di regional sumatera (sistem sumatera dan sistem-sistem *isolated*).

**Tabel 3.5 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Sumatera(MW) s.d Bulan Desember Tahun 2015<sup>25</sup>**

Unit	PLN								IPP								Jumlah PLN+IPP
	PLTGU	PLTU	PLTD	PLTG	PLTP	PLTA	EBT Lain	Jumlah	PLTGU	PLTU	PLTD	PLTG	PLTP	PLTA	EBT Lain	Jumlah	
Aceh	-	-	46.9	-	-	-	2.6	49.6	-	-	-	-	-	-	-	-	49.6
Sumut	-	-	37.3	-	-	-	-	37.3	-	-	-	-	-	-	-	-	37.3
Sumbar	-	-	1.6	-	-	-	85.0	86.6	-	-	-	-	-	-	-	-	86.6
WRKR	-	58.0	255.0	-	-	-	0.2	313.2	-	-	-	-	-	-	-	-	313.2
S2JB	-	-	21.5	-	-	-	1.6	23.1	19.0	20.0	-	44.0	-	-	67.0	150.0	173.1
Lampung	-	-	1.2	-	-	-	-	1.2	-	24.0	-	-	-	-	-	24.0	25.2
BABEL	-	76.5	78.9	-	-	-	0.3	155.8	-	-	-	-	-	-	-	-	155.8
KITSU	817.9	1,150.0	83.0	316.2	-	246.0	7.5	2,620.6	-	-	-	-	-	-	-	-	2,620.6
KITSEL	345.9	974.0	48.2	997.7	110.0	607.1	1.1	3,083.9	-	-	-	-	-	-	-	-	3,083.9
P3BS	-	-	-	-	-	-	-	-	286.0	457.0	-	69.0	10.0	246.0	-	1,068.0	1,068.0
<b>Total</b>	<b>1,163.7</b>	<b>2,258.5</b>	<b>573.6</b>	<b>1,313.9</b>	<b>110.0</b>	<b>853.1</b>	<b>98.4</b>	<b>6,371.1</b>	<b>305.0</b>	<b>501.0</b>	<b>-</b>	<b>113.0</b>	<b>10.0</b>	<b>246.0</b>	<b>67.0</b>	<b>1,242.0</b>	<b>7,613</b>

### 3.2.2. Wilayah Operasi Jawa Bali

Pembangkit baru yang masuk ke sistem Jawa-Bali pada tahun 2015 adalah sebesar 640 MW terdiri dari PLTU Celukan Bawang (380 MW), PLTMG Pesanggaran (200 MW) dan PLTP Kamojang 5 (30 MW). Sedangkan pembangkit yang akan beroperasi tahun 2016 adalah PLTU Adipala (660 MW), PLTU Tanjung Awar-awar (350 MW), PLTU Cilacap Ekspansi (614 MW), dan PLTP Karaha Bodas (30 MW) dengan total penambahan kapasitas pembangkit tahun 2015-2016 sebesar 2.264 MW. Penambahan pasokan daya pembangkit tersebut membantu meningkatkan kemampuan pasokan sistem Jawa Bali menjadi total sebesar 36.064 MW pada tahun 2016. Dengan beban puncak saat ini sekitar 24.000 MW maka dirasakan peluang bagi perusahaan untuk dapat meningkatkan penjualan.

Rincian kapasitas pembangkit sistem Jawa-Bali berdasarkan jenis pembangkit dapat dilihat pada Tabel 3.6.

<sup>25</sup> Sumber: SILM PT. PLN (Persero).

**Tabel 3.6 Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali Tahun 2015<sup>26</sup>**

No	Jenis Pembangkit	PLN	IPP	Jumlah	
				MW	%
1	PLTA	2.386	150	2.536	7,5%
2	PLTU	14.820	4.905	19.725	58,3%
3	PLTG/MG	2.186	-	2.486	7,3%
4	PLTGU	7.827	420	7.947	23,5%
5	PLTP	360	770	1.130	3,3%
5	PLTD	-	-	-	0%
Jumlah		27.579	6.245	33.824	100,0%

### 3.2.3. Wilayah Indonesia Timur

Kapasitas terpasang pembangkit tersebar di Indonesia Timur pada tahun 2015 sekitar 4.150 MW dengan perincian ditunjukkan pada Tabel 3.7. Kapasitas pembangkit tersebut sudah termasuk IPP dengan kapasitas 1.127 MW. Walaupun kapasitas terpasang pembangkit adalah 4.150 MW, namun kemampuan netto dari pembangkit tersebut lebih rendah dari angka tersebut karena banyak PLTD yang telah berusia lebih dari 10 tahun dan mengalami *derating*.

**Tabel 3.7 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) Tahun 2015**

UNIT	PLN							Jumlah	IPP							Jumlah	Jumlah PLN+IPP	
	PLTGU	PLTU	PLTD	PLTG/MG	PLTP	PLTA/M	EBT Lain		PLTGU	PLTU	PLTD	PLTG/MG	PLTP	PLTA/M	EBT Lain			
Kalbar	-	-	192	34	-	2	0	228	-	-	-	-	-	-	-	-	228	
Kalselteng	-	260	212	21	-	30	0	523	-	11	-	-	-	-	-	-	11	534
Kaltimra	60	-	228	200	-	0	0	489	-	95	40	82	-	-	-	-	217	706
Suluttenggo	-	50	264	-	80	67	1	461	-	51	-	-	-	22	-	-	73	534
Sulselrabar	-	130	168	123	-	158	2	581	315	200	62	-	-	236	-	-	813	1.394
Maluku dan Maluku Utara	-	-	197	-	-	-	2	199	-	-	-	-	-	-	-	-	-	199
Papua dan Papua Barat	-	-	140	-	-	30	0	170	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170
NTB	-	30	136	-	-	2	1	169	-	-	-	-	-	13	-	-	13	182
NTT	-	33	146	-	16	5	2	202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	202
<b>JUMLAH</b>	<b>60</b>	<b>503</b>	<b>1.684</b>	<b>378</b>	<b>96</b>	<b>294</b>	<b>9</b>	<b>3.023</b>	<b>315</b>	<b>357</b>	<b>102</b>	<b>82</b>	<b>-</b>	<b>271</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.127</b>	<b>4.150</b>

Beban puncak *non coincident* sistem kelistrikan di Indonesia Timur pada tahun 2015 diperkirakan akan mencapai 4.073 MW. Jika beban puncak dibandingkan dengan daya mampu pembangkit dan apabila menerapkan kriteria cadangan 40%, maka diperkirakan terjadi kekurangan sekitar 1.600 MW.

Untuk menanggulangi kekurangan pembangkit tersebut, hampir seluruh unit usaha PLN di Indonesia Timur telah melakukan sewa pembangkit. Kapasitas

<sup>26</sup> Estimasi Realisasi Tahun 2015

pembangkit sewa yang ada di Indonesia Timur sampai dengan akhir tahun 2015 akan mencapai 1.507 MW sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 3.8.

**Tabel 3.8 Daftar Sewa Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) 2015**

No	PLN Wilayah	PLTU	PLTD	PLTG/MG	Jumlah
1	Kalbar	-	246	-	246
2	Kalselteng	-	180	-	180
3	Kaltimra	21	123	27	171
4	Suluttenggo	-	210	-	210
5	Sulselrabar	-	201	-	201
6	Maluku dan Maluku Utara	-	114	-	114
7	Papua dan Papua Barat	-	122	-	122
8	NTB	-	180	-	180
9	NTT	-	83	-	83
	Jumlah	21	1,459	27	1,507

### **3.3 KONDISI SISTEM TRANSMISI**

#### **3.3.1. Sistem Transmisi Wilayah Sumatera**

Sistem penyaluran di Wilayah Sumatera dalam kurun waktu 5 tahun terakhir menunjukkan perkembangan yang cukup berarti terutama di sistem Sumatera.

Pada Tabel 3.9 diperlihatkan perkembangan kapasitas trafo pada gardu induk di Sumatera selama 5 tahun terakhir. Kapasitas terpasang gardu induk pada tahun 2009 sekitar 6.030 MVA meningkat menjadi 11.243 MVA pada tahun 2015. Pada tahun 2015 sistem 150 kV baru sudah beroperasi di sistem Bintan, dengan kapasitas 70 MVA, menyuplai di GI 150 kV Tanjung Uban dan Pulau Ngenang.

Untuk pengembangan saluran transmisi dapat dilihat pada Tabel 3.10. Menunjukkan bahwa pembangunan sarana transmisi meningkat dari 9.769 kms pada tahun 2009 menjadi 11.244 kms pada tahun 2015. Perlu percepatan perluasan jaringan transmisi agar interkoneksi sistem sumatera menjadi lebih kuat dan bisa mengoptimalkan transfer energi murah yang terutama berada pada Sumatera Bagian Tengah dan Sumatera Bagian Selatan.

**Tabel 3.9 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Sumatera (MVA)<sup>27</sup>**

Tegangan	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Sumatera</b>	<b>6.030</b>	<b>6.765</b>	<b>7.540</b>	<b>8.777</b>	<b>8.976</b>	<b>9.596</b>	<b>11.243</b>
275/150 kV	160	160	410	410	410	410	1.160
150/70 kV	350	350	520	520	520	520	520
150/20 kV	5.170	5.920	6.215	7.452	7.590	8.120	8.953
70/20 kV	350	335	395	395	456	546	610

**Tabel 3.10 Perkembangan Saluran Transmisi Wilayah Sumatera (kms)<sup>28</sup>**

Region	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Sumatera	<b>9566</b>	<b>9566</b>	<b>9799</b>	<b>9956</b>	<b>10775</b>	<b>10,780</b>	<b>11,244</b>
275 kV	1011	1011	1028	1028	1374	1,374	1,683
150 kV	8221	8224	8439	8596	9069	9,085	9,229
70 kV	334	331	332	332	332	332	332

Pada Tabel 3.10 terlihat bahwa tidak banyak penambahan panjang transmisi 275 kV setiap tahunnya yang disebabkan oleh keterlambatan penyelesaian proyek. Selain itu tidak ada penambahan transmisi 70 kV karena sudah tidak dikembangkan lagi di sistem kelistrikan Sumatera.

### 3.3.2. Sistem Transmisi Jawa Bali

Perkembangan kapasitas trafo gardu induk dan sarana penyaluran sistem Jawa Bali untuk 5 tahun terakhir ditunjukkan pada Tabel 3.11 dan Tabel 3.12.

**Tabel 3.11 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Sistem Jawa-Bali<sup>29</sup>**

Level Tegangan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
150/20 kV	MVA	28.440	30.001	32.751	35.856	39.094	40.497
70/20 kV	MVA	2.750	2.727	2.725	2.702	2.711	2.801
Jumlah	MVA	31.190	32.728	35.476	38.558	41.805	43.298
Beban Puncak	MW	18.100	19.739	21.237	22.575	23.900	24.296

\*) Estimasi Realisasi Tahun 2015

<sup>27</sup> Sumber: Data instalasi P3B Sumatera

<sup>28</sup> Sumber: Data instalasi P3B Sumatera

<sup>29</sup> Sumber: Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2015

**Tabel 3.12 Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa Bali<sup>30</sup>**

Level Tegangan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
500 kV	Kms	5.050	5.052	5.052	5.053	5.052	5.052
150 kV	Kms	12.370	12.906	13.100	13.401	13.678	13.989
70 kV	Kms	3.610	3.474	3.239	3.136	3.007	3.007

\*) *Estimasi Realisasi Tahun 2015*

Dari Tabel 3.12 dapat dilihat bahwa panjang saluran transmisi 70 kV tidak bertambah, bahkan sedikit berkurang karena ditingkatkan (*uprated*) menjadi 150 kV guna meningkatkan kapasitas, keandalan dan perbaikan kualitas pelayanan ke konsumen.

Keseimbangan kapasitas pembangkit dengan kapasitas trafo interbus (IBT) dan trafo GI per sistem tegangan 500 kV, 150 kV dan 70 kV dalam kurun waktu 5 tahun terakhir diperlihatkan oleh Tabel 3.13.

**Tabel 3.13 Kapasitas Pembangkit dan *Interbus Transformer* (IBT) Jawa Bali<sup>31</sup>**

Level Tegangan	Satuan	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
Kit. Sistem 500 kV	MW	12.970	14.221	17.094	17.094	17.094	17.094
Trf. 500/150 kV	MVA	18.500	21.500	24.000	24.000	26.500	28.167
Kit. Sistem 150 kV	MW	10.410	11.480	13.489	13.694	14.744	16.460
Trf. 150/70 kV	MVA	3.820	3.820	3.820	3.820	4.009	4.009
Kit. Sistem 70 kV	MW	270	270	270	270	270	270
Trf. 150/20 kV	MVA	28.440	30.001	32.751	35.856	39.094	40.497
Trf. 70/20 kV	MVA	2.750	2.727	2.725	2.702	2.711	2.801

\*) *Estimasi Realisasi Tahun 2015*

### 3.3.3. Sistem Transmisi Wilayah Indonesia Timur

Sistem penyaluran di Wilayah Indonesia Timur dalam kurun waktu 5 tahun terakhir menunjukkan perkembangan yang cukup berarti di sistem Kalimantan, Sulawesi, Lombok, NTT serta Papua dengan selesainya beberapa proyek transmisi. Sedangkan sistem penyaluran di Maluku masih dalam tahap konstruksi serta belum ada yang beroperasi.

<sup>30</sup> Sumber: Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2015

<sup>31</sup> Sumber : Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2014

Selama periode tahun 2011-2015, pembangunan transmisi meningkat rata-rata 12,4% per tahun dengan panjang transmisi pada tahun 2010 sekitar 4.827 kms meningkat menjadi 8.641 kms pada tahun 2015 sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 3.14. Sedangkan pembangunan gardu induk meningkat rata-rata 11,7% per tahun, dimana kapasitas terpasang gardu induk pada tahun 2010 sekitar 3.650 MVA meningkat menjadi 6.359 MVA pada tahun 2015 seperti terlihat pada Tabel 3.15.

**Tabel 3.14 Perkembangan Panjang Transmisi Wilayah Indonesia Timur (kms)**

Regional	2010	2011	2012	2013	2014	2015 *)
<b>Kalimantan</b>						
150 kV	1,567	1,680	2,477	2,666	2,810	3,024
70 kV	123	123	123	123	123	123
<b>Sulawesi</b>						
275 kV			392	392	392	392
150 kV	2,628	2,988	3,450	3,464	3,802	4,155
70 kV	509	528	534	534	534	534
<b>Nusa Tenggara Barat</b>						
150 kV				94	256	295
<b>Nusa Tenggara Timur</b>						
70 kV					118	118
<b>Total Indonesia Timur</b>						
275 kV			392	392	392	392
150 kV	4,195	4,668	5,927	6,224	6,868	7,474
70 kV	632	651	657	657	775	775

**Tabel 3.15 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Indonesia Timur (MVA)**

Regional	2010	2011	2012	2013	2014	2015 *)
<b>Kalimantan</b>						
150/70 kV	93	93	93	93	93	93
150/20 kV	1,453	1,553	1,722	1,847	1,982	2,250
70/20 kV	187	148	187	187	187	187
<b>Sulawesi</b>						
275/150 kV			180	180	360	360
150/70 kV	253	313	313	373	373	404
150/20 kV	1,104	1,267	1,548	1,648	1,868	1,939
70/20 kV	560	514	475	605	686	731
<b>Nusa Tenggara Barat</b>						
150/20 kV				30	270	330
<b>Nusa Tenggara Timur</b>						
70/20 kV					35	65
<b>Total Indonesia Timur</b>						
275/150 kV			180	180	360	360
150/70 kV	346	406	406	466	466	497
150/20 kV	2,557	2,820	3,270	3,525	4,120	4,519
70/20 kV	747	662	662	792	908	983

### 3.4 KONDISI SISTEM DISTRIBUSI

Berikut ini diberikan perbaikan susut jaringan dan keandalan sistem distribusi pada lima tahun terakhir.

#### 3.4.1. Susut Jaringan Distribusi

Realisasi rugi jaringan distribusi PLN mulai tahun 2010-2015 cenderung berfluktuasi seperti terlihat pada Tabel 3.16.

**Tabel 3.16 Rugi Jaringan Distribusi (%)**

Tahun	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
Susut Distribusi	7.09	7.34	6.96	7.77	7.52	7.12

\*) Estimasi Realisasi Tahun 2015

Dari Tabel 3.16 terlihat pada tahun 2012 susut distribusi cenderung naik. Usaha-usaha untuk menurunkan susut distribusi sudah dilakukan dengan fokus penurunan susut non teknis yang meliputi P2TL, manajemen baca meter dan penertiban administrasi pelanggan.



Besarnya realisasi susut dapat merupakan dampak dari kekurangan pasokan tenaga listrik yang menyebabkan dilakukannya *brownout* untuk mengurangi pelanggan padam (mengutamakan pelayanan). Selain itu dampak dari defisit daya menyebabkan banyaknya permohonan pasang baru pelanggan yang tidak dapat terlayani sehingga potensi penggunaan listrik secara ilegal meningkat.

Permasalahan defisit daya diperkirakan masih belum terselesaikan. Program penurunan susut, khususnya pada wilayah Indonesia Timur pada difokuskan pada penurunan susut non teknis meliputi P2TL, manajemen baca meter dan penertiban administrasi pelanggan.

### 3.4.2. Keandalan Pasokan

Realisasi keandalan pasokan listrik kepada konsumen yang diukur dengan indikator SAIDI dan SAIFI<sup>32</sup> jaringan PLN pada 5 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 3.17.

Tabel 3.17 SAIDI dan SAIFI PLN

Tahun	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
SAIDI (jam/pelanggan/tahun)	7.00	4.71	3.85	5.76	5.81	6.94
SAIFI (kali/pelanggan/tahun)	6.85	4.90	4.22	7.26	5.58	5.82

\*) Estimasi realisasi 2015

Gambaran mengenai kondisi kelistrikan saat ini yang lebih detail dapat dilihat pada Lampiran A, B dan C yang menampilkan kondisi kelistrikan per provinsi.

## 3.5 PENANGGULANGAN JANGKA PENDEK

### Wilayah Sumatera

Pada tahun 2013 sampai dengan TW III sistem kelistrikan Sumatera, khususnya Sumatera Utara mengalami kondisi defisit yang sangat besar diakibatkan oleh gangguan dan keluarnya pembangkit besar pada saat yang hampir bersamaan, disamping itu pembangkit FTP1 yang diharapkan dapat beroperasi pada tahun

---

<sup>32</sup> SAIDI adalah *System Average Interruption Duration Index*, SAIFI adalah *System Average Interruption Frequency Index*

2013 masih mengalami keterlambatan, seperti PLTU Pangkalan Susu #1,2 dan PLTU Nagan Raya #1,2, di lain pihak realisasi permintaan tenaga listrik tetap tinggi.

Pada tahun 2014, kondisi kelistrikan Sistem Sumatera masih defisit terutama di Sumatera Utara, walaupun secara umum sedikit lebih membaik dibandingkan tahun-tahun sebelumnya, hal ini terutama disebabkan oleh karena tambahan pembangkit yang masuk pada tahun 2014 tidak sebanding dengan peningkatan kebutuhan (*demand*).

Kondisi Sistem Sumatera hingga akhir tahun 2015 ini, khususnya di sistem Sumbagselteng masih mengalami kekurangan pasokan daya. Kondisi ini terjadi karena kondisi cuaca yang minim curah hujan, sehingga daya mampu pembangkit-pembangkit tenaga air di Sistem Sumbagselteng menjadi sangat kecil, dan menyebabkan defisit daya. Selain itu juga pada tahun 2015 di beberapa daerah di Sumatera mengalami bencana kabut asap, sehingga mempengaruhi kinerja dari pembangkit-pembangkit seperti PLTG, PLTGU, dan PLTD.

Kondisi kekurangan defisit daya penyediaan tenaga listrik di Sumatera selama periode tahun 2013-2015, pada dasarnya disebabkan oleh:

- (1) Keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit dan transmisi tenaga listrik, baik proyek PLN maupun IPP.
- (2) Gangguan pada beberapa pembangkit eksisting sehingga mengalami pemadaman baik pemadaman yang direncanakan (pemeliharaan) maupun pemadaman paksa (*forced outage*).
- (3) Pertumbuhan permintaan tenaga listrik yang tinggi.
- (4) Kondisi bencana ataupun musim kering panjang yang menyebabkan turunnya kemampuan pembangkit.

Upaya jangka pendek yang saat ini dilaksanakan PLN diprioritaskan pada upaya-upaya sebagai berikut :

- (1) Pengadaan PLTD untuk memenuhi kebutuhan listrik daerah perbatasan dan pulau-pulau terluar. Pengadaan PLTD ini diperlukan karena memang tidak ada alternatif lain yang sesuai kecuali PLTD berbahan bakar minyak.
- (2) Pengadaan *mobile power plant (barge mounted atau truck mounted)* dengan bahan bakar *dual fuel* (BBM dan gas). *Mobile power plant* ini sangat diperlukan karena manfaatnya sangat luas, yaitu sebagai berikut :
  - i. Memenuhi pertumbuhan *demand*.
  - ii. Mengurangi sewa pembangkit berbahan bakar minyak.
  - iii. Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit atau transmisi.
  - iv. Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keluarnya unit pembangkit eksisting baik karena gangguan maupun pemeliharaan.
  - v. Memenuhi *demand* sementara akibat adanya peristiwa besar (nasional atau internasional).
  - vi. Melistriki daerah yang belum mendapatkan pasokan listrik (peningkatan rasio elektrifikasi).

### **Wilayah Jawa Bali**

Realisasi operasi sistem kelistrikan Jawa – Bali sepanjang tahun 2014 dan 2015 pada umumnya berjalan normal dan aman. Pada tahun 2014 selama periode beban puncak sistem Jawa Bali mengalami 3 kali periode siaga dan tidak ada kondisi defisit, dimana salah satu penyebabnya adalah karena tingginya angka FO (*Forced Outage*) dan *derating* unit pembangkit yakni mencapai 7% dari total DMN.

Aliran daya melalui SUTET 500 kV mengalir dari Jawa bagian Timur ke Jawa bagian Barat, dimana transfer daya dari tertinggi terjadi pada September 2014 sebesar 3.364 MW dengan rata-rata transfer sebesar 2.941 MW. Transfer listrik dari wilayah Timur/Tengah ke wilayah Barat masih dalam batas termal dan stabilitas, namun pembebanannya dibatasi oleh besarnya eskursi tegangan (tegangan di bawah standar) yang terjadi di beberapa GITET 500 kV di wilayah Barat. Tegangan dibawah standar umumnya terjadi di beberapa GITET 500 kV dan GI 150/70 kV di wilayah DKI Jakarta dan Jawa Barat pada periode beban puncak siang dan umumnya terjadi juga di beberapa GI 150 kV di wilayah Jawa Tengah dan Jawa Timur pada periode beban puncak malam. Terdapat banyak ruas transmisi 150 kV yang pembebanannya telah melampaui kriteria keandalan

N-1. Pembebanan sebagian besar trafo IBT 500/150 kV telah sangat tinggi, diatas 80%, demikian pula halnya dengan pembebanan trafo 150/20 kV. Tidak optimalnya evakuasi daya dari IBT 500/150 kV karena terbatasnya outlet transmisi 150 kV seperti yang terjadi pada IBT Ujungberung dan IBT Tanjungjati. Masuknya kabel laut Jawa-Bali 150 kV sirkit 3 dan 4 pada tahun 2014 menyebabkan meningkatnya pasokan daya dan menurunkan pemakaian BBM di subsistem Bali. Penambahan IBT 500/150 kV dan pembangkit di sistem Jawa Bali menyebabkan kenaikan level arus hubung singkat, di beberapa GI 150 kV arus hubung singkat telah melebihi *breaking capacity* terpasang, sehingga diperlukan upaya-upaya untuk mengatasi hal tersebut.

### **Wilayah Indonesia Timur**

Kondisi kekurangan pasokan tenaga listrik diwilayah Indonesia Timur pada dasarnya disebabkan oleh keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit tenaga listrik, baik proyek PLN maupun proyek yang dibangun oleh IPP.

Kondisi jangka pendek yang perlu diselesaikan adalah memenuhi kekurangan pasokan daya, menggantikan pembangkit BBM existing yang tidak efisien, menaikkan rasio elektrifikasi secara cepat pada daerah yang elektrifikasinya masih tertinggal dan meningkatkan kemampuan pasokan daya untuk daerah perbatasan serta pulau terluar.

Tindakan yang telah dilakukan oleh PLN untuk menanggulangi hal tersebut meliputi sewa pembangkit (pada tabel 3.6), kerjasama operasi pembangkit dengan Pemda setempat, pembelian *excess power*, mempercepat penyelesaian pembangunan PLTU batubara, mempercepat penyelesaian pembangunan saluran transmisi, mengamankan kontinuitas pasokan energi primer dan memasang beberapa PLTS *centralized* dan *solar home system* secara terbatas.

Namun demikian, mulai tahun 2016 secara bertahap PLN akan menghentikan sewa pembangkit PLTD tersebut dan mengganti dengan pembangkit baru bersifat *mobile (mobile power plant)* yang dapat dipindahkan secara cepat ke tempat lain yang lebih membutuhkan serta dapat dioperasikan dengan bahan bakar gas/LNG. *Mobile power plant* (MPP) tersebut diadakan untuk memenuhi kebutuhan sebagai berikut:

- (i) memenuhi kekurangan pasokan listrik dalam waktu cepat dan bersifat sementara sebelum pembangkit utama non-BBM beroperasi.

- (ii) Menggantikan pembangkit BBM sewa dan ekisting yang tidak efisien karena mempunyai *sfc (specific fuel consumption)* lebih baik.
- (iii) Meningkatkan rasio elektrifikasi secara cepat pada daerah yang elektrifikasinya tertinggal dan tidak tersedia sumber daya non-BBM lainnya.

Teknologi *mobile power plant* ini dapat berupa *barge mounted*, *truck mounted* atau *container*, bergantung pada kondisi dan situasi sistem setempat.

### **3.6 PENANGGULANGAN JANGKA MENENGAH TAHUN 2016-2020**

#### **3.6.1. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Sumatera**

Upaya-upaya mendesak yang harus segera dilaksanakan/diselesaikan pada wilayah Sumatera adalah sebagai berikut.

##### Pembangkitan

Menyelesaikan pembangunan pembangkit tenaga listrik dengan total kapasitas 9.800 MW dalam kurun waktu tahun 2016-2020, yang terdiri dari PLTP sebesar 950 MW, PLTU Batubara 5.105 MW, PLTA/M 724 MW, PLTG/MG 1.257 MW, PLTGU 1.280 MW, pembangkit energi terbarukan lainnya sebesar 250 MW.

Secara khusus berikut ini disebutkan proyek-proyek pembangkit *peaker* dan *load follower* untuk memenuhi kebutuhan sistem kelistrikan Sumatera :

- PLTGU/MGU Sumbagut-2 *Peaker* 250 MW yang berlokasi di Provinsi Aceh dan direncanakan beroperasi dengan gas yang akan dipasok dari regasifikasi LNG di Arun.
- PLTG/MG Riau *Peaker* 200 MW yang direncanakan akan dipasok dari gas Jambi Merang sebesar 10 bbtud dan disimpan sebagai CNG, dengan rencana COD tahun 2017.
- PLTG/MG Jambi *Peaker* 100 MW yang akan dilaksanakan dengan skema IPP, dimana pasokan gas bisa dari LNG ataupun CNG, dengan rencana COD tahun 2018.
- PLTG/MG Lampung *Peaker* 200 MW yang diharapkan akan mendapatkan gas dari beberapa alternatif sumber gas, juga perlu disimpan sebagai CNG, dengan rencana COD tahun 2018.

- PLTGU/MGU Sumbagut-1 *Peaker*, Sumbagut-3 dan Sumbagut-4 masing-masing dengan kapasitas 250 MW akan dilaksanakan sebagai proyek IPP, dengan rencana COD tahun 2018 dan 2019.

Untuk mengurangi pembangkit sewa dalam mengatasi kondisi kekurangan pasokan daya, perlu dibangun MPP (*Barge Mounted* atau *Truck Mounted*) dengan total kapasitas 400 MW dengan rincian seperti dalam Tabel 3.18.

**Tabel 3.18 Rencana Pengembangan MPP di Sumatera**

No	Sistem Kelistrikan	Kapasitas (MW)	Rencana COD
1	Mobile PP Sumbagut	100	2016
2	Mobile PP Sumbagselteng	75	2016
3	Mobile PP Sumbagsel	100	2016
4	Mobile PP Nias	25	2016
5	Mobile PP Bangka	50	2016
6	Mobile PP Belitung	25	2016
7	Mobile PP Tanjung Pinang	25	2017
	<b>Jumlah</b>	<b>400</b>	

#### Transmisi dan Gardu Induk

Rencana pembangunan jangka pendek sistem transmisi dan gardu induk di Sistem Sumatera, adalah :

- Segera melaksanakan pembangunan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV Sumatera dari New Aur Duri – Peranap – Perawang sebagai *Backbone* koridor timur Sumatera. Pembangunan T/L 500 kV segmen ini akan dilaksanakan oleh PT. Waskita Karya sebagai pemenang tender proyek 500 kV ini. Proyek ini diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2018.
- Mempercepat pembangunan gardu induk dan IBT 275/150 kV pada sistem transmisi 275 kV di jalur barat Sumatera (Lahat - Lubuk Linggau - Bangko - Muara Bungo - Kiliranjao), untuk meningkatkan kemampuan transfer daya dari Sistem Sumbagsel ke sistem Sumbagteng yang ditargetkan beroperasi tahun 2017.
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV jalur timur Sumatera dari New Aur Duri–Betung yang ditargetkan beroperasi pada akhir 2016, untuk dapat mengevakuasi power dari PLTU IPP Sumsel-5 (2x150 MW), Sumsel-7 (1x300 MW), Sumsel-1 (2x300 MW) dan Sumsel-6 (2x300 MW), sehingga kontigensi

N-1 SUTT 150 kV Aur Duri - M. Bulian - M. Bungo yang saat ini tidak terpenuhi dapat kembali terpenuhi.

- Segera melaksanakan pembangunan transmisi 275 kV dari Betung ke Palembang-1/Palembang Utara dan GITET 275 kV Palembang-1/Palembang Utara untuk memenuhi kebutuhan daya di kota Palembang yang ditargetkan beroperasi pada tahun 2019.
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV Arun – Langsa – Pangkalan Susu untuk dapat mengevakuasi power dari PLTMG Arun (180 MW) dan PLTGU/MG Sumbagut-2 Peaker (250 MW), PLTU MT Nagan Raya #3,4 (2x200 MW), yang diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2018 (sebelum COD PLTGU/MG Sumbagut-2 Peaker).
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV Kiliranjao - Payakumbuh - Padang Sidempuan dan Payakumbuh - Perawang untuk meningkatkan kemampuan transfer daya ke provinsi Sumbar dan Riau, serta transfer dari Sistem Sumbagselteng ke Sumbagut.
- Mempercepat penyelesaian konstruksi transmisi 275 kV Padang Sidempuan – Sarulla - Simangkok - Galang dan IBT 275/150 kV di Galang untuk evakuasi daya pembangkit besar berbahan bakar murah menuju pusat beban di Medan, sehingga BPP sistem Sumatera dapat di optimumkan.
- Sampai saat ini interkoneksi 150 kV Batam–Bintan telah beroperasi sampai ke GI Tj. Uban, agar seluruh operasional beban di sistem Bintan dapat optimal maka akan dilakukan juga percepatan pembangunan SUTT Tj. Uban-Sri Bintan-Air Raja-Kijang dan ditargetkan beroperasi pada Desember 2016.

### **3.6.2. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Sistem Jawa Bali**

Upaya-upaya jangka menengah tahun 2016-2019 yang harus segera dilaksanakan/diselesaikan pada sistem Jawa-Bali meliputi penambahan pembangkit sebesar 19,1 GW, pembangunan GITET 500 kV 27.000 MVA, SUTET 500 kV 1.800 kms, GI 150 kV 30.400 MVA dan transmisi 150 kV 8.800 kms.

#### Pembangkitan

- Untuk menjaga *reserve margin* tahun 2016-2017 dan memenuhi pertumbuhan listrik yang tinggi, sertaantisipasi terjadinya *slippage project* pembangkit, diperlukan percepatan pembangunan pembangkit berikut:
  - Mempercepat penyelesaian pembangunan PLTU Adipala (660 MW), PLTU Cilacap ekspansi (614 MW), PLTU Tanjung Awar-Awar unit-2 (350 MW), PLTP Karaha Bodas (30 MW) yang diharapkan dapat beroperasi tahun 2016.
  - Mempercepat pembangunan PLTGU Muara Tawar *Add-on* (650 MW), PLTGU *Peaker* Grati (300 MW), PLTU Banten (625 MW), PLTA Rajamandala (47 MW), PLTGU *Peaker* Muara Karang (500 MW), PLTMG Senayan (100 MW), PLTM tersebar (37 MW) dan PLT Biomas/Sampah (13 MW) yang diharapkan dapat beroperasi tahun 2017.
- Untuk menjaga *reserve margin* sesuai kriteria pada tahun 2018-2020, diperlukan persiapan pembangunan pembangkit untuk mengantisipasi beban sebagai berikut:

**Tabel 3.20 Rencana Pengembangan Pembangkit di Jawa-Bali Tahun 2018-2020**

Kategori	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Pengembang	Indikasi Lokasi
Beban Dasar	PLTU Lontar Exp	1 x 315	2018	PLN	Banten
	PLTU Jawa Tengah	2 x 950	2019	IPP	Jawa Tengah
	PLTU Indramayu-4	1 x 1.000	2019	PLN	Jawa Barat
	PLTU Jawa-1	1 x 1.000	2019	IPP	Jawa Barat
	PLTU Jawa-3	2 x 660	2019	IPP	Jawa Barat
	PLTU Jawa-4	2 x 1.000	2019	IPP	Jawa Tengah
	PLTU Jawa-5	2 x 1.000	2019	IPP	Banten/Jawa Barat
	PLTU Jawa-7	2 x 1.000	2019	IPP	Banten
	PLTU Jawa-8	1 x 1.000	2018	IPP	Jawa Tengah
	PLTU Jawa-9	1 x 600	2020	IPP	Banten
	PLTU Sumsel-8	2 x 600	2019	IPP	Sumsel
	PLTU Sumsel-9	1 x 600	2020	IPP	Sumsel
	PLTU Sumsel-10	1 x 600	2020	IPP	Sumsel
	PLTP Tersebar	545	2018-2020	IPP	Jawa
Beban Menengah	PLTGU Jawa-1	2 x 800	2018-2019	IPP	Jawa Barat
	PLTGU Jawa-2	1 x 800	2018	PLN	DKI Jakarta
	PLTGU Jawa-3	1 x 800	2018/19	IPP	Jawa Timur
	PLTGU Grati	150	2018	PLN	Jawa Timur



Kategori	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Pengembang	Indikasi Lokasi
Beban Puncak	PLTGU Grati Add-on Blok 2	150	2018	PLN	Jawa Timur
	PLTGU Muara Karang	500	2018	PLN	DKI Jakarta
	PLTGU Jawa-Bali 1	700	2018	IPP	Jawa Tengah
	PLTGU Jawa-Bali 2	500	2018	IPP	Jawa Timur
	PLTGU Jawa-Bali 3	500	2018	IPP	Banten
	PLTGU Jawa-Bali 4	450	2018	IPP	Jawa Barat
	PLTA Jatigede	2 x 55	2019	PLN	Jawa Barat
	PLTA Upper Cisokan PS	4 x 260	2019	PLN	Jawa Barat
<b>Jumlah</b>		<b>23.380</b>			

### Transmisi dan Gardu Induk

Diperlukan perkuatan SUTET dan GITET 500 kV untuk evakuasi daya dari pembangkit – pembangkit skala besar yang terhubung ke sistem 500 kV sebagai berikut:

- Mempercepat penyelesaian pembangunan SUTET 500 kV dari PLTU Cilacap – PLTU Adipala – Rawalo/Kesugihan, untuk evakuasi daya dari PLTU Cilacap ekspansi dan PLTU Adipala, diharapkan dapat beroperasi tahun 2016.
- Mempercepat pembangunan looping SUTET 500 kV Kembangan – Duri Kosambi – Muara Karang – Priok – Muara Tawar dan GITET 500 kV terkaitnya. SUTET ini diperlukan untuk evakuasi daya dari PLTGU Jawa-1 dan PLTGU Jawa-2, diharapkan dapat beroperasi tahun 2018
- Mempercepat pelaksanaan rekonduktoring SUTET 500 kV Suralaya Baru – Bojanegara - Balaraja, rekonduktoring SUTET 500 kV Suralaya Lama - Balaraja dan pembangunan SUTET 500 kV Balaraja–Kembangan untuk evakuasi daya PLTU Jawa-5, PLTU Jawa-7 dan PLTU Jawa-9, diharapkan dapat beroperasi tahun 2019
- Mempercepat pembangunan SUTET 500 KV Tanjung Jati B – Tx Ungaran, sirkit ke-2 Tx Ungaran – Pedan, sirkit 2-3 (rekonfigurasi sirkit 1 menjadi 2 sirkit) ruas Mandirancan – Bandung Selatan dan Bandung Selatan – *incomer* (Tasik – Depok) untuk evakuasi daya PLTU Jawa-1, PLTU Jawa Tengah dan PLTU Jawa-4, diharapkan dapat beroperasi tahun 2019.

- Mempercepat pembangunan SUTET 500 kV PLTU Indramayu – Delta Mas dan GITET baru Delta Mas, untuk evakuasi daya dari PLTU Indramayu-4, diharapkan dapat beroperasi tahun 2019.
- Mempercepat pembangunan GITET/IBT baru yaitu: GITET Lengkong, GITET Cawang Baru, GITET Cibatu Baru, GITET Tambun, GITET Delta Mas, GITET Cikalong, GITET Ampel, GITET Surabaya Selatan termasuk SUTET Grati – Surabaya Selatan, GITET Pematang dan beberapa tambahan IBT di GITET eksisting.
- Rekonfigurasi SUTET Muara Tawar – Cibinong – Bekasi – Cawang.
- Penguatan pasokan lainnya terdiri dari beberapa program, yaitu:
  - Pembangunan transmisi interkoneksi HVDC 500 kV Sumatera-Jawa untuk menyalurkan daya dari PLTU mulut tambang di Sumsel sebesar 3.000 MW mulai tahun 2019.
  - Pembangunan *Jawa Bali Crossing* 500 kV dari PLTU Paiton ke New Antosari (tahun 2018) dan GITET Antosari, untuk memperkuat pasokan ke sistem Bali.
  - Mempercepat pembangunan sirkuit 3-4 SUTET 500 kV Tx Ungaran – Pematang – Mandirancan – Indramayu – Delta Mas.

### **3.6.3. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Indonesia Timur**

Upaya-upaya mendesak yang harus segera dilaksanakan/diselesaikan pada wilayah Indonesia Timur adalah sebagai berikut.

#### **Wilayah Operasi Kalimantan**

##### Pembangkitan

- Mempercepat penyelesaian proyek-proyek PLTU batubara dalam program FTP1 seperti PLTU Pulang Pisau (2x60 MW), PLTU Teluk Balikpapan (2x110 MW) dan PLTG/MG Bangkanai yang diharapkan dapat COD pada tahun 2016.
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek PLTU lainnya (proyek reguler PLN dan IPP), antara lain: Kalselteng 1 (2x100 MW), Kalselteng 2 (2x100 MW), Kaltim FTP-2 (2x100 MW), PLTU Sampit (2x25 MW) dan Kaltim MT (2x27,5 MW).

- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit *peaker* (PLTG/GU/MG) yaitu: Kalsel *Peaker* 1 (200 MW), Kaltim *Peaker* 2 (100 MW).

#### Transmisi dan Gardu Induk

- Mempercepat penyelesaian proyek: Transmisi 275 kV interkoneksi Kalbar – Serawak agar dapat beroperasi pada tahun 2016 untuk memenuhi kebutuhan sistem Kalbar, mengurangi ketidakpastian kecukupan daya, menurunkan biaya pokok produksi dan meningkatkan keandalan.
- Mempercepat penyelesaian proyek: Transmisi 150 kV interkoneksi Kalselteng – Kaltim, transmisi 150 kV Bangkanai – Muara Teweh – Buntok – Tanjung dan Muara Teweh – Kuala Kurun – Puruk Cahu untuk evakuasi daya PLTMG Bangkanai, transmisi 150 kV Sampit – Pangkalan Bun, dan transmisi 150 kV Embalut – New Samarinda – Sambera.
- Mempercepat rekonduktoring transmisi 150 kV Palangkaraya – Selat – Seberang Barito – Trisakti untuk meningkatkan pasokan ke kota Palangkaraya.
- Kondisi sistem interkoneksi 150 kV di Kalimantan belum didukung dengan keberadaan jaringan transmisi EHV sebagai *backbone* sehingga kemampuan penyaluran masih terbatas. Untuk mengatasi kondisi tersebut, beberapa proyek PLTU Batubara di Kalimantan dimungkinkan dibangun satu unit pada satu lokasi agar tidak ada kendala *bottleneck* pada penyaluran

#### **Wilayah Operasi Sulawesi**

##### Pembangkitan

- Mempercepat pembangunan proyek-proyek PLTU lainnya (proyek reguler PLN dan IPP), antara lain: Sulbagut 1 (2x50 MW), Sulbagut 3 (2x50 MW), Sulut 1 (2x50 MW), Sulut 3 (2x50 MW), Sulsel Barru 2 (1x100 MW), Jeneponto 2 (2x125 MW), Palu 3 (2x50 MW), Kendari 3 (2x50 MW), Mamuju (2x25 MW) dan PLTU Punagaya (2x100 MW).
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit *peaker* (PLTG/GU/MG) yaitu: Makassar *Peaker* 450 MW, Sulsel *Peaker* 450 MW Minahasa *Peaker* 150 MW, MPP Kendari 50 MW.

### Transmisi dan Gardu Induk

- Mempercepat penyelesaian proyek transmisi 150 kV Palu Baru – Silae – Pasangkayu – Mamuju untuk memaksimalkan suplai energi murah dari pembangkit – pembangkit di Sistem Sulselbar.
- Mempercepat penyelesaian proyek transmisi 150 kV Wotu - Malili – Lasusua – Kolaka – Kendari, untuk mendukung interkoneksi Sulsel – Sultra sehingga dapat menurunkan BPP di Sultra.

### **Wilayah Indonesia Timur (Nusa Tenggara, Maluku, Papua)**

#### Pembangkitan

- Mempercepat penyelesaian proyek-proyek PLTU batubara dalam program FTP1.
- Mempercepat penyelesaian pembangunan proyek-proyek PLTU lainnya (proyek reguler PLN dan IPP), antara lain: Lombok Timur (2x25 MW), Lombok 2 (2x50 MW), serta beberapa proyek PLTU skala kecil yang sudah dalam tahap konstruksi.
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit *peaker* (PLTG/GU/MG) yaitu: Lombok *Peaker* 150 MW, Kupang *Peaker* 40 MW, Ambon *Peaker* 30 MW, dan Jayapura *Peaker* 40 MW serta PLTMG tersebar lainnya.
- Selain itu, di wilayah Papua dan Maluku juga akan dibangun pembangkit berbahan bakar gas dengan memanfaatkan alokasi gas dari BP Tangguh, untuk menyelesaikan kekurangan pasokan daya serta memenuhi kebutuhan beban puncak.

### Transmisi dan Gardu Induk

- Mempercepat penyelesaian konstruksi transmisi 150 kV Ampenan – Tanjung, Pringgabaya – PLTU Lombok Timur di sistem Lombok serta transmisi 70 kV sistem Sumbawa, Ambon, Flores, Kupang dan sistem Jayapura.

- Mempercepat pekerjaan uprating transmisi 70 kV menjadi 150 kV di sistem Jayapura dan Ambon terkait lokasi evakuasi daya dari pembangkit gas.

## BAB IV

# PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN (EBT)

### 4.1. PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN

Besarnya potensi energi terbarukan selain *hydro* (skala besar/PLTA) dan panas bumi dapat dilihat pada Tabel 4.1

**Tabel 4.1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan**

No	Energi Baru dan Terbarukan	Sumber Daya
1	Panas Bumi	29.164 Mwe
2	Hydro	75.000 Mwe
3	Biomassa	49.810 Mwe
4	Tenaga Surya	4,80 kWh/m <sup>2</sup> /hari
5	Tenaga Angin	3-6 m/s
6	Kelautan	49 Gwe

Sumber: Indonesia Energy Outlook 2013 (PUSDATIN KESDM)

Roadmap pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT) seperti terlihat pada Tabel 4.2.

**Tabel 4.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW)**

No	Pembangkit - EBT	Kapasitas	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
1	PLTP	MW	85	350	320	590	580	450	340	935	1,250	1,250	6,150
2	PLTA	MW	45	57	175	1,405	147	330	639	2,322	2,031	5,950	13,100
3	PLTMH	MW	32	78	115	292	81	86	196	26	257	201	1,365
4	PLT Surya	MWp	26	122	70	50	118	11	10	17	10	10	444
5	PLT Bayu	MW	-	70	190	165	195	10	-	5	-	5	640
6	PLT Biomass/Sampah	MW	125	142	135	11	21	11	-	21	15	6	488
7	PLT Kelautan	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	PLT Bio-Fuel	Ribu Kilo Liter	812	594	365	261	230	170	173	179	189	191	3,165
	<b>Jumlah</b>	<b>MW</b>	<b>312</b>	<b>819</b>	<b>1,005</b>	<b>2,513</b>	<b>1,142</b>	<b>898</b>	<b>1,185</b>	<b>3,326</b>	<b>3,563</b>	<b>7,422</b>	<b>22,186</b>

\*) Asumsi pemakaian biofuel hanya untuk PLTD

### 4.2. PANAS BUMI

Terdapat beberapa laporan studi mengenai resource dan reserve tenaga panas bumi di Indonesia yang menyajikan angka-angka yang berbeda. Salah satunya adalah laporan studi oleh WestJEC pada tahun 2007 *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia*. Menurut laporan tersebut, potensi panas bumi Indonesia yang dapat dieksploitasi adalah 9.000 MW, tersebar di 50 lapangan, dengan potensi minimal 12.000 MW. Sebuah

studi yang lebih baru, *Geothermal Pricing & Incentive Policy Study* oleh *Castlerock* pada Desember 2010 melihat ada “*inconsistencies*” antara studi-studi terdahulu (oleh Pertamina 1999, *Volcanological Survey of Indonesia 2007*, WestJEC 2007 dan WGC 2010), dan “*approaches lead to over-estimates*”. *Castlerock* juga memberi *update* mengenai sumber daya panas bumi berdasar data eksplorasi 40 tahun dan data pengembangan (dari Pertamina, Badan Geologi, kerja lapangan oleh *geoscientist*) dan pendekatan baru berdasar *probabilistic “volume”*. Potensi Panas bumi yang dapat dieksplotasi mungkin lebih kecil daripada yang selama ini diklaim.

Dalam RUPTL ini terdapat rencana untuk mengembangkan banyak proyek PLTP, terutama di Sumatera, Jawa dan beberapa di Sulawesi, Nusa Tenggara dan Maluku. Dalam penugasan Pemerintah kepada PLN untuk mengembangkan pembangkit listrik yang menggunakan energi terbarukan, batubara dan gas sesuai Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dua kali dengan Perpres Nomor 194 Tahun 2014 dan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 02 Tahun 2010 yang selanjutnya telah dicabut dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 15 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 01 Tahun 2012, Peraturan Menteri ESDM Nomor 21 Tahun 2013 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2014<sup>33</sup> terdapat hampir 4000 MW proyek PLTP. Pada kenyataannya proyek PLTP tersebut tidak berjalan lancar seperti yang diharapkan, dan PLN berharap masalah-masalah yang menghambat pengembangan panas bumi dapat segera diatasi.

Harga patokan tertinggi pembelian tenaga listrik dari PLTP sesuai Peraturan Menteri ESDM No. 17 Tahun 2014 tentang Pembelian tenaga listrik dari PLTP dan uap panas bumi untuk PLTP oleh PT PLN.

#### 4.3. TENAGA AIR

Potensi tenaga air di Indonesia menurut Hydro Power Potential Study (HPPS) pada tahun 1983 adalah 75.000 MW, dan angka ini diulang kembali pada Hydro power inventory study pada tahun 1993. Namun pada laporan *Master Plan Study*

---

<sup>33</sup> Dikenal sebagai program percepatan pembangunan pembangkit tahap 2, atau fast track program phase 2 (FTP2).

for Hydro Power Development in Indonesia oleh Nippon Koei pada tahun 2011, potensi tenaga air setelah menjalani screening lebih lanjut<sup>34</sup> adalah 26.321 MW, yang terdiri dari proyek yang sudah beroperasi (4.338 MW), proyek yang sudah direncanakan dan sedang konstruksi (5.956 MW) dan potensi baru (16.027 MW). Dalam laporan studi tahun 2011 tersebut, potensi tenaga air diklasifikasikan dalam 4 kelompok sesuai tingkat kesulitannya dalam hal status hutan, pemukiman luas genangan, mulai dari tidak begitu sulit hingga sangat sulit. Pada skenario realistic, hanya ada sekitar 8 GW PLTA yang dapat dibangun. Berdasarkan hal tersebut studi ini merekomendasikan daftar kandidat proyek PLTA seperti pada Tabel 4.3.

**Tabel 4.3 Potensi Proyek PLTA Berdasarkan Masterplan Of Hydro Power Development**

NO	NAMA	TIPE	PROVINSI	KAP. (MW)	NO	NAMA	TIPE	PROVINSI	KAP. (MW)	NO	NAMA	TIPE	PROVINSI	KAP. (MW)
1	Peusangan 1-2	ROR	Aceh	86	28	Pinoh	RES	Kalbar	198	54	Kuantan-2	RES	Sumbar	272
2	Jambo Papeun-3	ROR	Aceh	25	29	Kelai-2	RES	Kaltim	168	55	Endikat-2	ROR	Sumsel	22
3	Kluet-1	ROR	Aceh	41	30	Besai-2	ROR	Lampung	44	56	Asahan 3	ROR	Sumut	174
4	Meulaboh-5	ROR	Aceh	43	31	Semung-3	ROR	Lampung	21	57	Asahan 4-5	RES	Sumut	60
5	Peusangan-4	ROR	Aceh	31	32	Isal-2	RES	Maluku	60	58	Simanggo-2	ROR	Sumut	59
6	Kluet-3	ROR	Aceh	24	33	Tina	ROR	Maluku	12	59	Kumbih-3	ROR	Sumut	42
7	Sibubung-1	ROR	Aceh	32	34	Tala	RES	Maluku	54	60	Sibudong-4	ROR	Sumut	32
8	Seunangan-3	ROR	Aceh	31	35	Wai Rantjang	ROR	NTT	11	61	Bila-2	ROR	Sumut	42
9	Teunom-1	RES	Aceh	24	36	Bakaru (2nd)	ROR	Sulsel	126	62	Raisan-1	ROR	Sumut	26
10	Woyla-2	RES	Aceh	242	37	Poko	RES	Sulsel	233	63	Toru-2	ROR	Sumut	34
11	Ramasan-1	RES	Aceh	119	38	Masuni	RES	Sulsel	400	64	Ordi-5	ROR	Sumut	27
12	Teripa-4	RES	Aceh	185	39	Mong	RES	Sulsel	256	65	Ordi-3	ROR	Sumut	18
13	Teunom-3	RES	Aceh	102	40	Batu	RES	Sulsel	271	66	Siria	ROR	Sumut	17
14	Tampur-1	RES	Aceh	330	41	Poso-2	ROR	Sulteng	133	67	Lake Toba	PST	Sumut	400
15	Teunom-2	RES	Aceh	230	42	Lariang-6	RES	Sulteng	209	68	Toru-3	RES	Sumut	228
16	Padang Guçi-2	ROR	Bengkulu	21	43	Konaweha-3	RES	Sulteng	24	69	Lawe Mamas	ROR	Aceh	50
17	Warsamson	RES	Irian Jaya	49	44	Lasolo-4	RES	Sulteng	100	70	Simpang Aur	ROR	Bengkulu	29
18	Jatigede	RES	Jabar	175	45	Watunohu-1	ROR	Sultra	57	71	Rajamandala	ROR	Jabar	58
19	Upper Cisokan-PS	PST	Jabar	1000	46	Tamboli	ROR	Sultra	26	72	Cibareno-1	ROR	Jabar	18
20	Matenggeng	PST	Jabar	887	47	Sawangan	ROR	Sulut	16	73	Mala-2	ROR	Maluku	30
21	Merangin-2	ROR	Jambi	350	48	Poigar-3	ROR	Sulut	14	74	Malea	ROR	Sulsel	182
22	Merangin-5	RES	Jambi	24	49	Masang-2	ROR	Sumbar	40	75	Bonto Batu	ROR	Sulsel	100
23	Maung	RES	Jateng	360	50	Sinamar-2	ROR	Sumbar	26	76	Karama-1	RES	Sulsel	800
24	Kalikonto-2	ROR	Jatim	62	51	Sinamar-1	ROR	Sumbar	37	77	Poso-1	ROR	Sulteng	204
25	Karangates Ext.	RES	Jatim	100	52	Anai-1	ROR	Sumbar	19	78	Gumanti-1	ROR	Sumbar	16
26	Grindulu-PS-3	PST	Jatim	1000	53	Batang Hari-4	RES	Sumbar	216	79	Wampu	ROR	Sumut	84
27	K. Konto-PS	PST	Jatim	1000										

PLN bermaksud akan mengembangkan sebagian besar dari potensi tenaga air tersebut sebagai proyek PLN.

Selain daftar tersebut di atas terdapat juga beberapa potensi tenaga air yang perlu kajian lebih lanjut seperti diberikan pada Tabel 4.4.

<sup>34</sup>Screening terhadap aspek ekonomi, sosial dan lingkungan termasuk status kehutanan, serta aspek *demand*.



**Tabel 4.4 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut**

No	Nama	Provinsi	Tipe	KAP. (MW)	No	Nama	Provinsi	Tipe	KAP. (MW)
1	Kluet	Aceh	ROR	87	25	Riam Kiwa	NTT	RES	42
2	Woyla-5	Aceh	ROR	56	26	Sentani	Papua	ROR	20
3	Meurebo-3	Aceh	ROR	100	27	Tumbuan	Sulbar	ROR	450
4	Tripa 1	Aceh	ROR	100	28	Seko 2	Sulsel	ROR	90
5	Tampur	Aceh	RES	428	29	Batu	Sulsel	RES	200
6	Lawe alas	Aceh	RES	150	30	Buttu Batu	Sulsel	RES	200
7	Jambu Aye	Aceh	RES	160	31	Makale	Sulsel	ROR	45
8	Ranau	Bengkulu	ROR	3x21	32	Poso 2 Peaking	Sulteng	ROR	180
9	Cimandiri 3	Jabar	RES	110	33	Poso 3	Sulteng	RES	300
10	Cipasang	Jabar	RES	400	34	Palu 3	Sulteng	RES	75
11	Cikaso-3	Jabar	RES	53	35	La'a	Sulteng	ROR	160
12	Cibuni-4	Jabar	RES	105	36	Tinauka	Sulteng	RES	300
13	Cibuni-3	Jabar	RES	172	37	Lariang	Sulteng	ROR	127
14	Merangin-5	Jambi	RES	21	38	Kotaagung	Sumsel	ROR	2x13,7
15	Rawalo-1	Jateng	RES	10	39	Lematang	Sumsel	RES	2x25
16	Grindulu	Jatim	PS	1000	40	Pahae Julu	Sumut	ROR	2x9
17	Pade	Kalbar	ROR	3x10	41	Mandoge	Sumut	ROR	3x10
18	Kembayung	Kalsel	RES	284	42	Lau Gunung	Sumut	ROR/RES	16
19	Muara Juloi	Kaltara	RES	1200	43	Mandoge	Sumut	RES	27
20	Kayan 3	Kaltara	RES	500	44	Siborpa	Sumut	ROR/RES	120
21	Kayan-2	Kaltara	RES	660	45	Cinendang	Sumut	ROR/RES	80
22	Kayan 1	Kaltara	RES	660	46	Garoga	Sumut	ROR/RES	40
23	Tabang	Kaltim	RES	354	47	Ordi-5	Sumut	ROR	27
24	Boh	Kaltim	RES	9x100	48	Aek Kuala	Sumut	ROR	27
25	Watupanggantu	NTT	ROR	15					

#### 4.4. PLTM/MH

Pengembangan pembangkit mini dan mikro hidro diharapkan dapat tumbuh dengan cepat mengingat regulasi mengenai pengembangan PLTMH ini sudah sangat mendukung. Dengan keluarnya Peraturan Menteri ESDM Nomor 19 Tahun 2015 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Air dengan Kapasitas sampai dengan 10 MW (Sepuluh Megawatt) oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) diharapkan dapat mempercepat pengembangan PLTM/MH dengan melibatkan pengembang swasta.

Hal-hal yang masih memerlukan perbaikan antara lain adanya tumpang-tindih perizinan dalam satu daerah aliran sungai serta adanya pengembangan PLTM/MH yang menghambat pengembangan PLTA yang lebih besar.

#### 4.5. PLTS

Program PLTS 1000 pulau/lokasi adalah program pengembangan energi surya dengan teknologi fotovoltaik oleh PLN disiapkan melalui program pembangunan PLTS di lokasi/pulau yang memiliki kendala ekspansi/akses jaringan dan kesulitan transportasi. Lokasi ini pada umumnya berada di wilayah/pulau kecil yang terluar maupun yang terisolasi.

PLTS yang merupakan pembangkit dengan sumber energi *intermittent*, menghasilkan energi listrik dalam jumlah yang fluktuatif. Dalam pengoperasiannya, dibutuhkan pembangkit cadangan sebagai pembangkit pendukung untuk mengantisipasi ketika intensitas cahaya matahari mengalami penurunan akibat awan atau kondisi malam hari. Sehingga, untuk setiap daerah dengan karakter sistem berbeda, dibutuhkan kajian yang berbeda juga untuk menilai kelayakan proyek PLTS, terutama untuk yang skala besar.

Hingga tahun 2025 direncanakan pengembangan potensi PLTS sebesar 5.000 MW. Skema pengembangan PLTS tersebut dapat melalui program Pemerintah melalui skema *feed in tariff* atau negosiasi dengan PLN, yang regulasinya saat ini masih dalam tahap finalisasi.

PLTS yang akan dikembangkan oleh PLN berupa PLTS terpusat/terkonsentrasi (skala utilitas) dengan mode *hybrid* dengan kapasitas diberikan pada Tabel 4.2. Komponen pembangkit PLTS *hybrid* disesuaikan dengan potensi energi primer dimasing-masing lokasi dan mempertimbangkan sebaran penduduk pada geografi yang sangat luas dan sulitnya menjangkau daerah terpencil. Dengan mode *hybrid* diharapkan sistem dapat beroperasi secara optimum. Konfigurasi *hybrid* tidak saja direncanakan pada lokasi-lokasi yang baru akan berlistrik, tetapi juga menempatkan dan mengoperasikan PLTS bersama-sama dengan PLTD dan atau jenis pembangkit lain pada lokasi yang sudah memiliki listrik (PLTD) dalam suatu mode *hybrid*.

Pengembangan PLTS tersebut dimaksudkan untuk melistriki (meningkatkan rasio elektrifikasi) daerah terpencil secepatnya, mencegah penambahan penggunaan BBM secara proporsional akibat penambahan beban kalau

seandainya dilayani dengan diesel, dan menurunkan BPP pada daerah tertentu yang ongkos angkut BBM sangat mahal, seperti daerah sekitar puncak pegunungan Jayawijaya Papua.

Disamping itu dengan keluarnya Peraturan Menteri ESDM Nomor 17 Tahun 2013 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik akan mempercepat pengembangan PLTS dengan melibatkan pengembang swasta.

#### **4.6. BIOMASSA**

Pemerintah mendorong pengembangan biomassa dan biogas dengan terbitnya Peraturan Menteri ESDM Nomor 27 Tahun 2014 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa dan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). Dalam rangka pengembangan ini, diperlukan kerjasama dengan Pemerintah daerah untuk menyediakan lahan serta regulasi mengenai harga bahan bakar biomassa jangka panjang. Sedangkan untuk pengembangan PLT Sampah didukung melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 44 Tahun 2015 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Berbasis Sampah Kota.

Pengembangan pembangkit biomassa/sampah memerlukan kepastian dalam pasokan bahan bakar biomassa/sampah. Oleh karena itu sebelum dilakukan pembangunan pembangkit biomassa/sampah, pasokan bahan bakar biomassa/sampah harus sudah dipastikan mengenai sumbernya maupun harga jangka panjang.

Dalam tahap awal pertumbuhan PLTBiomassa/sampah ini, PLN lebih memberi kesempatan kepada swasta untuk menjalin kerjasama dengan pemilik perkebunan. Hal penting lainnya dalam pengolahan energi biomassa/sampah menjadi listrik adalah pemahaman tentang teknologi konversi, yang disesuaikan jenis biomassa yang akan digunakan. Meskipun tersedia berbagai jenis teknologi, namun untuk mencapai output energi yang maksimal dari suatu bahan

bakar nabati, diperlukan pemahaman yang baik tentang kesesuaian jenis biomassa dan jenis teknologi. PLTBiomassa/sampah mempunyai peluang yang menarik untuk dibangun didaerah *isolated* atau pulau-pulau kecil yang masih tergantung dengan PLTD. Meskipun jauh dari perkebunan besar, sumber bahan bakar biomassa dapat ditanam di lokasi terpencil tersebut. Penanaman pohon sebagai sumber biomassa, selain bermanfaat sebagai sumber energi, juga berguna untuk memperbaiki kualitas lahan.

#### **4.7. PLT BAYU**

Potensi energi angin di Indonesia telah teridentifikasi di beberapa lokasi terutama di wilayah Jawa, Sulsel, Nusa Tenggara dan Maluku. Beberapa pengembang telah mengusulkan pembangunan PLTB di beberapa lokasi seperti: Sukabumi, Sidrap, Bantul dan Jeneponto. Salah satu hal yang perlu dicermati dalam masuknya PLTB ke sistem adalah stabilitas sistem menerima masuknya unit PLTB.

PLTB yang merupakan pembangkit dengan sumber energi *intermittent*, menghasilkan energi listrik dalam jumlah yang fluktuatif. Dalam pengoperasiannya, dibutuhkan pembangkit cadangan sebagai pembangkit pendukung untuk mengantisipasi ketika terjadi penurunan kecepatan angin dibawah batasan desain turbin. Sehingga, untuk setiap daerah dengan karakter sistem berbeda, dibutuhkan kajian yang berbeda juga untuk menilai kelayakan proyek PLTB, terutama skala besar.

Hingga tahun 2025 direncanakan pengembangan potensi PLTB sebesar 2.500 MW. Skema pengembangan PLTB tersebut dapat melalui program Pemerintah melalui skema *feed in tariff* atau negosiasi dengan PLN, yang regulasinya saat ini masih dalam tahap finalisasi.

#### **4.8. ENERGI KELAUTAN**

Perkembangan pembangkit listrik menggunakan energi kelautan masih dalam tahap penelitian. Sampai saat ini belum ada pabrikan teknologi konversi energi laut menjadi listrik yang sudah terbukti kehandalannya untuk beroperasi komersial selama 5 tahun. PLN akan mempertimbangkan pengembangan energi kelautan apabila teknologinya telah matang dan tersedia secara komersial.

Energi kelautan yang menarik adalah energi pasang surut, yang mana lebih akurat untuk dapat diprediksi potensi energi yang tersedia.

#### **4.9. COAL BED METHANE (CBM)**

*Reserve gas* CBM diperkirakan lebih besar daripada *reserve gas* konvensional, terutama di *South Sumatera Basin* (183 TCF) dan *Kutai Basin*. PLN berkeinginan untuk memanfaatkan gas non-konvensional ini apabila telah tersedia dalam jumlah yang cukup. Studi yang telah dilakukan oleh PLN bersama Exxon-Mobil mengenai pengembangan CBM di Kalimantan Selatan untuk kelistrikan di Indonesia telah memberikan pemahaman mengenai keekonomian gas CBM ini.

#### **4.10. COAL SLURRY (BATUBARA TERCAIRKAN)**

*Coal slurry* merupakan batubara yang dicairkan melalui proses *upgrading* sehingga lebih ramah lingkungan serta lebih mudah ditransportasikan dan disimpan dalam tangki. *Coal slurry* digunakan untuk pembangkit termal melalui proses pembakaran dengan mekanisme penyemprotan. *Coal slurry* digunakan sebagai pembangkit skala kecil pengganti PLTD untuk beban dasar. Saat ini telah dikembangkan sebuah pembangkit *pilot project* dengan kapasitas 750 kW di Karawang, Jawa Barat yang disimulasikan seperti pembangkit dan kelistrikan kepulauan.

Pada tahun 2016 akan dilakukan proses pengadaan pembangkit dengan bahan bakar *coal slurry* di sistem kecil tersebar terutama di wilayah Papua sebesar 20 MW dan Maluku sebesar 30 MW yang direncanakan beroperasi pada tahun 2020.

#### **4.11. NUKLIR**

Sejalan dengan Kebijakan Energi Nasional (KEN), pemanfaatan energi nuklir akan dipertimbangkan setelah pemanfaatan sumber energi baru dan energi terbarukan dimaksimalkan. Memperhatikan potensi energi terbarukan yang cukup besar, maka pemanfaatan energi nuklir merupakan pilihan terakhir. Dalam KEN dan draft RUKN 2015-2034, dinyatakan bahwa energi nuklir dimanfaatkan dengan mempertimbangkan keamanan pasokan energi nasional dalam skala

besar, mengurangi emisi karbon dan tetap mendahulukan potensi energi baru dan energi terbarukan sesuai nilai keekonomiannya, serta mempertimbangkannya sebagai pilihan terakhir dengan memperhatikan faktor keselamatan secara ketat. Setiap perusahaan instalasi nuklir wajib memperhatikan keselamatan dan risiko kecelakaan serta menanggung seluruh ganti rugi kepada pihak ketiga yang mengalami kerugian akibat kecelakaan nuklir. Faktor lain yang perlu dipertimbangkan adalah kemandirian industri penunjang dan jasa penunjang nasional dalam pemanfaatan energi nuklir.

Namun demikian, dalam Draft RUKN 2015-2034 disebutkan bahwa apabila target porsi energi baru dan energi terbarukan menjadi paling sedikit sebesar 23% pada tahun 2025 tetap harus tercapai walaupun realisasi pembangunan pembangkit yang memanfaatkan sumber energi terbarukan seperti panas bumi, tenaga air, tenaga surya, dan lain-lain maupun jenis energi baru lainnya seperti hidrogen, gas metana batubara (*coal bed methane*), batu bara tercairkan (*liquified coal*), dan batubara tergasakan (*gasified coal*) belum dapat memenuhi target tersebut, maka energi nuklir sebagai salah satu pilihan pemanfaatan sumber energi baru dapat dijadikan alternatif pemenuhan target tersebut.

Dalam upaya mendorong pemanfaatan sumber energi baru dan terbarukan yang lebih besar untuk penyediaan tenaga listrik, penelitian dan kajian kelayakan merupakan salah satu faktor penting yang harus diperhatikan untuk dilaksanakan agar pengembangannya dapat dilakukan secara maksimal. Dengan demikian tidak tertutup kemungkinan untuk dilakukannya kajian ataupun studi pemanfaatan energi nuklir dalam penyediaan tenaga listrik.

Kesulitan terbesar dalam merencanakan PLTN adalah tidak jelasnya biaya kapital, biaya *radioactive waste management & decommissioning* serta biaya terkait *nuclear liability*<sup>35</sup>. Untuk biaya kapital misalnya, sebuah studi bersama antara PLN dan sebuah perusahaan listrik dari luar negeri pada tahun 2006 mengindikasikan biaya investasi PLTN sebesar \$ 1.700/kW (EPC saja) atau \$ 2.300/kW (setelah memperhitungkan biaya bunga pinjaman selama konstruksi). Angka tersebut kini dipandang terlalu rendah, karena menurut berbagai laporan yang lebih baru, biaya pembangunan PLTN pada beberapa negara telah mencapai angka yang jauh lebih tinggi. Dalam *Feasibility Study*

---

<sup>35</sup> Kecelakaan PLTN Fukushima Daichi pada bulan Maret 2011 telah menunjukkan biaya *nuclear liability* penting untuk diperhitungkan.

PLTN yang dilaksanakan oleh PLN dengan dibantu konsultan luar negeri pada tahun 2014, diperoleh biaya investasi PLTN adalah sekitar \$ 6.000/kW.

Berdasarkan data-data asumsi biaya EPC dan biaya lainnya yang ada di PLN menunjukkan keekonomian PLTN belum dapat bersaing dengan jenis pembangkit pemikul beban dasar lainnya, yaitu PLTU batubara kelas 1.000 MW *ultrasuper-critical*<sup>36</sup>.

Teknologi PLTN semakin berkembang terutama dalam hal *safety* yang mengakibatkan semakin tingginya biaya investasi PLTN. Salah satu teknologi PLTN yang dapat dipertimbangkan di Indonesia sebagai negara kepulauan adalah PLTN SMR (*Small Modular Reactor*), namun masih perlu dikaji lebih lanjut terkait keekonomiannya karena PLTN SMR ini masih belum tersedia secara komersial.

Dengan pertimbangan beberapa hal: (i) semakin langka dan mahalnya harga energi fosil, (ii) ancaman perubahan iklim global sebagai akibat dari emisi karbon dioksida dari pembakaran batubara atau energi fosil lainnya, sebetulnya telah membuat PLTN menjadi sebuah opsi sumber energi yang sangat menarik untuk ikut berperan dalam memenuhi kebutuhan listrik di masa depan. Apalagi apabila biaya proyek, biaya pengelolaan *waste* dan biaya *decommissioning* telah menjadi semakin jelas.

Disadari bahwa pengambilan keputusan untuk membangun PLTN tidak semata-mata didasarkan pada pertimbangan keekonomian dan *profitability*, namun juga pertimbangan lain seperti aspek politik, Kebijakan Energi Nasional (KEN) menargetkan penggunaan EBT paling sedikit 23% pada tahun 2025 (sepanjang keekonomiannya terpenuhi), penerimaan sosial, budaya, perubahan iklim dan perlindungan lingkungan. Dengan adanya berbagai aspek yang multi dimensional tersebut, program pembangunan PLTN hanya dapat diputuskan oleh Pemerintah.

Tingginya investasi awal dan panjangnya waktu implementasi dari pembangunan PLTN memerlukan dukungan Pemerintah dalam jangka panjang agar pembangunan PLTN dapat diselesaikan dengan sempurna dan tepat pada waktunya. Oleh karena itu dalam RUPTL 2016-2025 ini PLTN masih merupakan opsi yang dimunculkan untuk mencapai target bauran energi dari EBT sekitar 25% yang implementasinya memerlukan program pembangunan PLTN yang

---

<sup>36</sup> Proses optimisasi keekonomian tidak memperhitungkan *externality* dari pembangkit batubara.

diputuskan oleh Pemerintah. Untuk itu perlu dilakukan langkah nyata persiapan proyek pembangunan PLTN mengingat sumber energi fosil yang semakin langka dan mempertimbangkan masa pembangunan PLTN yang sangat lama.



### 5.1. BATUBARA

Menurut *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2014* yang diterbitkan oleh Pusdatin Kementerian ESDM pada tahun 2015, sumber daya batubara Indonesia adalah 120,5 miliar ton yang tersebar terutama di Kalimantan (64,2 miliar ton), Sumatera (55,9 miliar ton) dan daerah lainnya (0,4 miliar ton), namun cadangan batubara dilaporkan hanya 31,4 miliar ton (Kalimantan 18,1 miliar ton, Sumatera 13,3 miliar ton). Karena ketersediaannya yang sangat banyak, maka dalam RUPTL ini diasumsikan bahwa batubara selalu tersedia untuk pembangkit listrik.

Sekitar 22% dari batubara Indonesia berkualitas rendah (*low rank*) dengan kandungan panas kurang dari 5100 kkal/kg, sebagian besar (66%) berkualitas medium (antara 5100 dan 6100 kkal/kg) dan hanya sedikit (12%) yang berkualitas tinggi (6100–7100 kkal/kg). Angka ini dalam *adb* (*ash dried basis*)<sup>37</sup>. Walaupun cadangan batubara Indonesia tidak terlalu besar, namun tingkat produksi batubara sangat tinggi, yaitu mencapai 449 juta ton pada tahun 2013<sup>38</sup>. Sebagian besar dari produksi batubara tersebut diekspor ke China, India, Jepang, Korea Selatan dan Taiwan dan negara lain<sup>39</sup>. Produksi pada tahun-tahun mendatang diperkirakan akan meningkat sejalan dengan meningkatnya kebutuhan domestik dan semakin menariknya pasar batubara internasional. Jika tingkat produksi tahunan adalah 449 juta ton, maka seluruh cadangan batubara Indonesia yang 31 miliar ton diatas akan habis dalam waktu sekitar 70 tahun apabila tidak dilakukan eksplorasi baru. Untuk menjamin pasokan kebutuhan domestik yang terus meningkat, Pemerintah telah menerapkan kebijakan

---

<sup>37</sup>Angka *calorific value* yang sering dipakai oleh PLN dalam rangka desain PLTU adalah menggunakan standar GAR (*gross as received*). Perbedaan antara *adb* dan GAR dapat dihitung sesuai dengan nilai TM (*total moisture*), namun secara rata-rata dapat dikatakan nilai GAR sekitar 1000 s.d 1300 lebih kecil dari *adb*.

<sup>38</sup>Direktorat Jenderal Minerba, Kementerian ESDM

<sup>39</sup> Website Indoanalisis pada tanggal 9 Juni 2012, <http://www.indoanalisis.com/2012/06/tren-ekspor-batubara-semakin-tinggi-dan-sulit-di-stop/>

*Domestic Market Obligation* (DMO) yang mewajibkan produsen batubara untuk menjual sebagian produksinya ke pemakai dalam negeri.

PLN pada saat ini telah dapat mengelola pasokan batubara dengan lebih baik dari aspek kecukupan dan kualitas. Harga batubara di pasar internasional yang cenderung turun sepanjang tahun 2014-2015 akibat melemahnya *demand* batubara global telah membuat ketersediaan batubara untuk pasar domestik meningkat.

Dalam RUPTL 2016-2025 ini terdapat rencana pengembangan beberapa PLTU mulut tambang di Sumatera. Definisi PLTU mulut tambang di sini adalah PLTU batubara yang berlokasi di dekat tambang batubara *low rank* yang tidak mempunyai infrastruktur transportasi yang memungkinkan batubara diangkut ke pasar secara besar-besaran, sehingga batubara *low rank* di tambang tersebut pada dasarnya menjadi tidak *tradable*. Dengan definisi seperti itu, harga batubara untuk PLTU mulut tambang diharapkan ditetapkan dengan formula *cost plus*.

PLTU batubara dirancang untuk memikul beban dasar sejalan dengan harga batubara yang relatif rendah dibandingkan harga bahan bakar fosil lainnya. Namun pembakaran batubara menghasilkan emisi karbon dioksida yang menimbulkan efek pemanasan global, disamping menghasilkan polusi partikel dan limbah kimia yang dapat menyebabkan dampak negatif terhadap lingkungan lokal. Dengan demikian pengembangan pembangkit listrik berbahan bakar batubara memperhatikan dampak lingkungan yang ditimbulkannya. Penggunaan teknologi *ultra-supercritical* pada PLTU menjadi perhatian PLN dalam merencanakan PLTU skala besar di pulau Jawa. Teknologi batubara bersih (*clean coal technology*) lainnya, yaitu IGCC (*integrated gassification combined cycle*) dan CCS (*carbon capture & storage*) belum direncanakan dalam RUPTL ini karena teknologi ini belum matang secara teknis dan komersial. PLN saat ini melaksanakan studi bersama Bank Dunia mengenai pembangunan PLTU dengan *CCS ready*.

Untuk menjamin keandalan pasokan batubara, dibuat penugasan penguasaan tambang batubara kepada PT PLN Batubara dan penugasan jasa angkutan batubara ke seluruh PLTU kepada PT Pelayaran Bahtera Adhiguna sebagai Anak Perusahaan PT PLN Persero. Untuk PLTU skala kecil yang lokasinya jauh dari sumber batubara, dibuatkan pola logistik tersendiri yang bertujuan memastikan ketersediaan batubara ke lokasi PLTU tersebut.

## 5.2. GAS ALAM

Walaupun Indonesia bukan merupakan pemilik cadangan gas alam yang terbesar dalam skala dunia, namun cadangan gas alam di Indonesia cukup besar, yaitu diperkirakan 150,4 TCF<sup>40</sup> yang tersebar terutama di kepulauan Natuna, Sumatera Selatan, dan Kalimantan Timur serta Tangguh di Irian Jaya. Tahun 2013, produksi gas alam sebesar 3 TCF. Jika tingkat produksi tahunan adalah 3 TCF, maka seluruh cadangan gas alam Indonesia yang 150,4 TCF diatas akan habis dalam waktu sekitar 50 tahun apabila tidak ditemukan cadangan baru. Dari produksi gas alam tersebut, peruntukan untuk sektor kelistrikan dalam negeri adalah sebesar 0,55 TCF. Porsi terbesar produksi gas alam adalah untuk ekspor dalam bentuk LNG sebesar 19,3 juta ton.

Saat ini belum seluruh kebutuhan gas alam untuk pembangkitan tenaga listrik di Indonesia dapat tercukupi. PLN menghadapi persoalan kecukupan pasokan gas di beberapa pembangkit skala kecil maupun skala besar terlebih untuk masa ke depan. Pasokan gas ke pusat pembangkit PLN ke depan akan mengalami penurunan mengikuti penurunan cadangan gas, juga ketidakpastian kecukupan pasokan sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 5.1 dan Tabel 5.2.

Sebagai salah satu konsumen gas terbesar di Indonesia, PLN mengharapkan adanya fleksibilitas dalam mengatur pasokan gas sehingga dapat sejauh mungkin menghindari pinalti *take or pay* dan juga kemudahan dalam mendapatkan pasokan gas dari pasar sehingga dapat mencukupi kebutuhan gas/LNG untuk pembangkit PLN dengan harga yang lebih kompetitif.

Pada Tabel 5.1, Tabel 5.2 dan Tabel 5.3 diberikan perkiraan potensi pasokan gas yang dapat dimanfaatkan untuk keperluan pembangkit PLN di regional Jawa Bali, Sumatera dan Indonesia Timur.

Disamping cadangan gas lapangan yang terus mengalami *depletion*, PLN juga tidak selalu berhasil mendapatkan alokasi dari sumber-sumber gas alam yang besar, karena sumber-sumber gas yang besar tersebut pada umumnya telah terikat dengan kontrak jangka panjang dengan pembeli luar negeri. Namun demikian PLN terus berupaya untuk memperoleh pasokan gas dari sumber-sumber tersebut dan mulai menunjukkan hasil. Sebagai contoh, PLN telah memperoleh pasokan LNG dari lapangan Bontang untuk FSRU Jawa Barat yang

---

<sup>40</sup>Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2014

memasok ke pembangkit Gas Muara Karang dan Priok sejak tahun 2012, dan PLN juga telah memperoleh kepastian alokasi pasokan LNG dari lapangan Tangguh melalui kontrak jangka panjang selama 20 tahun sejak tahun 2014 yang dikirim ke Fasilitas Regasifikasi di Arun untuk kebutuhan gas di pembangkit-pembangkit PLN di wilayah Sumatera Utara dan Aceh serta dikirim ke FSRU Jawa Barat untuk kebutuhan pasokan gas ke Pembangkit Gas di Muara Karang dan Priok.

**Tabel 5.1 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Jawa Bali**

No	Pembangkit	Eksisting/ Rencana	Capacity (MW)	COD	Pemasok	BBTUD											
						2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1	Muara Karang dan Priok	Eksisting	1627		PHE ONWJ (GSA)	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	
					PHE ONWJ (potensi tambahan)												
					PGN - Priok (GSA-IP)												
					PGN - Priok (potensi tambahan)												
					FSRU PT NR												
2	PLTGU Muara Karang Peaker	Rencana	500	2018	FSRU PT NR			21	21	21	21	21	21	21	21	21	
3	PLTGU Jawa 2	Rencana	800	2018	FSRU PT NR				15	90	90	90	90	90	90	90	
4	PLTMG Senayan	Rencana	100	2017	CNG				12	12	12	12	12	12	12	12	
5	PLTGU Muara Tawar, PLTGU Muara Tawar Add on Blok 2,3,4	Eksisting Rencana	2662 650	2017	PERTAMINA - P Tengah (GSA)	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	
					PGN (GSA)												
					SWAP JOB Jambi Merang												
					Tambahan dari PHE (Potensi)												
					Swap Premier FSRU PT NR												
6	PLTGU Jawa 1	Rencana	1600	2018	Gas dari IPP				96	192	192	192	192	192	192	192	
7	PLTGU Jawa 7	Rencana	1600	2024/25	Unallocated										180	180	
8	PLTGU Jawa Bali 4	Rencana	450	2018	Gas dari IPP				5	19	19	19	19	19	19	19	
9	Cilegon	Eksisting	740		CNOOC (GSA)	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	
					PGN (GSA)												
10	PLTGU Jawa Bali 3	Rencana	500	2018	Gas dari IPP				21	21	21	21	21	21	21	21	
11	PLTGU Jawa 4	Rencana	1600	2024/25	Unallocated										180	180	
12	Tambaklorok	Eksisting	1034		PCML	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	
					SPP (GSA-IP)												
13	PLTGU Jawa Bali 1	Rencana	700	2018	Gas dari IPP				29	29	29	29	29	29	29	29	
14	PLTGU Jawa 6	Rencana	1600	2024/25	Unallocated										180	180	
15	Gresik	Eksisting	1979		PHE WMO eks Kodeco	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	
					PHE WMO eks Kodeco (optional)												
					Hess (GSA)												
					Kangean Energy Indonesia												
					Media Karya Sentosa												
					PT Petrogas Jatim Utama (kontrak PJB)												
					Santos Lapangan Peluang												
					SCI (Isar Gas-Ex KEI)												
					Husky Lap MDA-MBH (Potensi*)												
					Husky Lap MDK (Potensi*)												
16	PLTGU Jawa 3	Rencana	800	2018/19	Gas dari IPP (Potensi)				15	96	96	96	96	96	96	96	
17	PLTGU Jawa 5	Rencana	1600	2024/25	Unallocated										180	180	
18	PLTGU Jawa Bali 2	Rencana	500	2018	Cepu (Pipa Gresem), Husky (Potensi)					60	60	60	60	60	60	60	
19	PLTGU Madura	Rencana	400	2022	Kei (Potensi)							54	54	54	54	54	
20	PLTGU Grati, PLTGU Grati Peaker, PLTGU Grati Add-On Blok 2	Eksisting Rencana	764 450 150	2017/2018 2018	Santos Oyong (GSA-IP)	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	
					Santos Wortel (GSA-IP)												
					Sampang Mandiri Perkasa (GSA-IP)												
					Pasuruan Migas (GSA-IP)												
					Pamaraya - Husky (GSA-IP)												
Santos Lapangan peluang SCI (Isar Gas-Ex KEI)																	
21	Pesanggaran	Eksisting	250		Wasambo, Bontang			30	30	30	30	30	30	30	30	30	
<b>Jumlah</b>						<b>1,163</b>	<b>1,163</b>	<b>1,226</b>	<b>1,407</b>	<b>1,734</b>	<b>1,734</b>	<b>1,734</b>	<b>1,788</b>	<b>1,788</b>	<b>2,508</b>	<b>2,508</b>	

Berikut ini situasi pasokan gas untuk pembangkit utama PLN di sistem Jawa Bali.

### Muara Karang dan Priok

Mengingat peran Muara Karang dan Priok sangat strategis dalam memasok kota Jakarta dan peran tersebut tidak dapat digantikan oleh pembangkit lain di luar area Jakarta, maka hingga tahun 2022 kedua pembangkit tersebut harus senantiasa dioperasikan dengan output yang tinggi (bersifat *must run*). Untuk mengoperasikan kedua pusat pembangkit tersebut dibutuhkan gas dalam jumlah banyak yang sebagian besar dipasok dari LNG FSRU Jawa Barat dan dari Lapangan Gas milik Pertamina di Jawa Barat yang dioperasikan oleh PHE

ONWJ. Pengembangan Pembangkit Gas di Muara Karang dan Priok membutuhkan lebih banyak pasokan gas. Keterbatasan cadangan gas dari lapangan yang dioperasikan oleh PHE ONWJ akan menyebabkan kebutuhan alokasi LNG yang lebih besar bagi kedua Pusat Listrik ini.

#### Muara Tawar

Pembangkit Muara Tawar juga bersifat *must run* dengan tingkat produksi yang tinggi, sehingga dengan semakin menurunnya ketersediaan pasokan gas pipa maka ke depan perlu diantisipasi alokasi LNG untuk Pusat Listrik Muara Tawar. Pusat listrik Muara Tawar dilengkapi dengan fasilitas CNG Storage sehingga mampu mengakomodir fluktuasi kebutuhan pasokan gas menyesuaikan dengan beban listrik.

#### Tambak Lorok

Pasokan gas untuk memenuhi kebutuhan pembangkit di Tambak Lorok telah terpenuhi sebesar 166 BBTUD, yaitu berasal dari lapangan gas Gundih sebesar 50 BBTUD dan dari lapangan gas Kepodang sebesar 116 BBTUD. Pusat Listrik Tambak Lorok juga sudah dilengkapi dengan fasilitas CNG Storage sehingga mampu mengakomodir fluktuasi kebutuhan pasokan gas menyesuaikan dengan beban listrik.

**Tabel 5.2 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Sumatera**

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	MPP Bangka	Bontang, Tangguh, FSRU Lampung (Potensi)	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
2	MPP Belitung	Bontang, Tangguh, FSRU Lampung (Potensi)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
3	MPP Lampung	Bontang, Tangguh, FSRU Lampung (Potensi)	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
4	PLTGU/MG Lampung Peaker	Bontang, Tangguh, FSRU Lampung (Potensi)	-	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
5	PLTMG Belitung (IPP PLTMG Tersebar)	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)			4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
6	PLTGU/MG Bangka Peaker (IPP)	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)			6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
7	PLTG Payo Selincah	Energasindo	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
8	PLTG Batanghari	Energasindo (tambahan)	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
9	PLTMG Sungai Gelam	PEP - TAC (Own Operation)	1.5	1.5								
10	PLTGU/MGU Sumbagut 3, dan 4 Peaker (IPP)	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)		60.1	60.1	60.1	60.1	60.1	60.1	60.1	60.1	60.1
11	PLTG/MG Jambi Peaker (IPP)	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)				9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
12	PLTG Teluk Lembu	EMP Bentu	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
13	PLTG/MG Riau Peaker	COPI	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
14	PLTG Balai Pungut	JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang (Duri)										
15	PLTMG Balai Pungut	JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang (Duri)	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0
16	PLTMG Tersebar Kepri (IPP PLTMG Tersebar)	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)			16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8
17	MPP Sumut Paya Pasir	LNG Tangguh	9.0	9.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
18	MPP Nias	LNG Tangguh		2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
20	PLTGU/MGU Sumbagut-2 Peaker	LNG Tangguh		9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
21	PLTMG Sabang	LNG Tangguh			0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
22	PLTGU/MGU Sumbagut 1 Peaker (IPP)	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)			30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
23	PLTMG Arun Peaker	LNG Tangguh	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
24	PLTG Belawan	LNG Tangguh		85.1	85.1	85.1	85.1	85.1	85.1	85.1	85.1	85.1
25	PLTG Belawan (TTF)	LNG Tangguh	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
26	PLTG Paya Pasir (TTF)	LNG Tangguh		2.0								
27	PLTGU Indralaya	Medco (Lematang)	14.0	14.0	-	-	-	-	-	-	-	-
28	PLTG Keramasan	Medco (Lematang)	12.0	6.0	-	-	-	-	-	-	-	-
29	PLTGU Keramasan	Medco (Lematang)	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
30	PLTG Borang	Medco (Lematang)	12.0	12.0	-	-	-	-	-	-	-	-
31	PLTGU Gunung Megang (IPP)	Medco E & P Indonesia	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	-	-	-	-	-
32	PLTG Jakabaring (CNG)	PDPDE Sumsel	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	-	-	-	-	-
33	PLTGU AGP Borang (IPP)	Pertamina EP (Asri Gita)	31.0	31.0	31.0	31.0	-	-	-	-	-	-
34	MPP Sumbagselteng	PetroChina (Potensi)	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
35	PLTG Talang Duku	PGN	8.0	8.0	8.0	8.0	-	-	-	-	-	-
36	PLTMG New Tarahan (Sewa Lampung)	PGN	5.2	5.2								
37	PLTMG Sutami (Sewa Lampung)	PGN	4.8	4.8								
38	PLTGU/MG Riau	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)			30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
39	PLTLGU/MGU Dumai	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)							30.0	30.0	30.0	30.0
40	PLTMG Sewa tersebar		3.50	3.50	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
41	PLTGU/MGU Sumatera-1										48.00	48.00
42	PLTGU/MGU Sumatera-1											48.00
<b>Jumlah</b>			<b>292.5</b>	<b>458.0</b>	<b>505.6</b>	<b>514.6</b>	<b>475.6</b>	<b>457.6</b>	<b>487.6</b>	<b>487.6</b>	<b>535.6</b>	<b>583.6</b>

Tabel 5.3 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Indonesia Timur

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	PLTG/MG Kalbar Peaker	LNG Tangguh, LNG Bontang				5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
2	PLTGU Kalbar Peaker 2	LNG Tangguh, LNG Bontang									12.5	12.5
3	Mobile PP Kalbar	LNG Bontang	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
4	PLTG/MG Bangkanai (Peaker)	Ophir	10.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
5	PLTGU/MGU Kalsel Peaker 1	Lelang LNG Indonesia Tengah				20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
6	PLTGU/MGU Kalsel Peaker 2	JOB Simenggaris (Potensi)						5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
7	PLTGU Kalsel 1 (Load Follower)	JOB Simenggaris (Potensi)									20.5	20.5
8	Nunukan	Pertamina EP TAC Sembakung	2.0	2.0	2.0	2.0						
9	PLTMG Nunukan 2	Lelang LNG Indonesia Tengah				2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
10	PLTMG Nunukan 3	Bontang, JOB Simenggaris (potensi)					2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
11	Mobile PP Kaltim	Bontang, JOB Simenggaris (potensi)		3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
12	PLTG/MG Kaltim Peaker 2	Vico, Total, Mubadala		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
13	PLTGU Kaltim 1 (Load Follower)	Vico, Total, Mubadala								20.5	20.5	20.5
14	Bontang	Total, LNG Bontang	2.3	2.3								
15	Bunyu	Pertamina EP (Bunyu)	1.0									
16	Petung	Perusda Benuo Taka	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
17	Tanjung Batu	Vico, Total, Mubadala	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
18	Kaltim APBN	Vico, Total, Mubadala	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
19	Sambera	Vico, Total, Mubadala	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
20	Batakan	JOB Simenggaris (Potensi)			10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
21	PLTMG Malinau	Lelang LNG Indonesia Tengah				1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
22	PLTGU Senipah	Total Senipah		20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
23	PLTG/MG Minahasa Peaker	Lelang LNG Indonesia Tengah				22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
24	PLTMG Luwuk	Perusda Banggai		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
25	PLTG Gorontalo Peaker	LNG Sengkang (Wasambo), Bontang		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
26	PLTGU Sulbagut 1 (Load Follower)	LNG Bontang, DS								20.5	20.5	20.5
27	PLTMG Tahuna	Lelang LNG Indonesia Tengah				1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
28	PLTMG Tahuna 2	LNG Bontang, Wasambo potensi					0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
29	Mobile PP Kendari	Lelang LNG Indonesia Tengah				7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
30	PLTMG Bau Bau	Lelang LNG Indonesia Tengah				3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
31	PLTMG Bau Bau 2	LNG Bontang, Wasambo potensi										1.5
32	Mobile PP Wangi-Wangi	Lelang LNG Indonesia Tengah				0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
33	Mobile PP Bombana	Lelang LNG Indonesia Tengah				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
34	Mobile PP Kolaka Utara	Lelang LNG Indonesia Tengah				0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
35	PLTMG Selayar	Lelang LNG Indonesia Tengah				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
36	PLTMG Selayar 2	LNG Bontang, Wasambo potensi						1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
37	PLTGU Sulsel Peaker	Lelang LNG Indonesia Tengah				20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
38	PLTGU Makassar Peaker	Lelang LNG Indonesia Tengah			20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
39	PLTGU Sulbagesel 1 (Load Follower)	Lelang LNG Indonesia Tengah									45.4	45.4
40	PLTMG Wajo	Wajo		4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
41	Sengkang	Energy Equity Epic (Sengkang)	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
42	Mobile PP Lombok	PLN Batam	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
43	PLTGU/MGU Lombok Peaker	CNG GRESIK			5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
44	PLTGU Lombok 1 (Load Follower)	CNG GRESIK, Wasambo potensi									10.2	10.2
45	PLTMG Bima	Lelang LNG Indonesia Tengah	-			5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
46	PLTMG Bima 2	LNG Bontang, Wasambo potensi					2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
47	PLTMG Sumbawa	Lelang LNG Indonesia Tengah	-			5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
48	Mobile PP Flores	Lelang LNG Indonesia Tengah				2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
49	PLTMG Flores	LNG Bontang, Wasambo potensi		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
50	PLTMG Kupang Peaker	Lelang LNG Indonesia Tengah				4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
51	PLTMG Kupang Peaker 2	LNG Bontang, Wasambo potensi						2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
52	PLTMG Timor 1 (Load Follower)	LNG Bontang, Wasambo potensi									4.1	4.1
53	PLTMG Maumere	Lelang LNG Indonesia Tengah				4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
54	PLTMG Waingapu	Lelang LNG Indonesia Tengah				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
55	PLTMG Waingapu 2	LNG Bontang, Wasambo potensi				3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
56	PLTMG Alor	Lelang LNG Indonesia Tengah	-			1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
57	PLTMG Alor 2	LNG Bontang, Wasambo potensi				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
58	PLTMG Rote	Lelang LNG Indonesia Tengah	-			0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
59	PLTMG Rote 2	LNG Bontang, Wasambo potensi				0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
60	PLTMG Ambon	LNG Bontang, Tangguh, DS				5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
61	PLTMG Ambon Peaker	LNG Bontang, Tangguh, DS			2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
62	PLTMG Saumlaki	LNG Bontang, Tangguh, DS	-	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
63	PLTMG Saumlaki 2	LNG Bontang, Tangguh, DS					1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
64	PLTMG Namlea	LNG Bontang, Tangguh, DS	-	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
65	PLTMG Namlea 2	LNG Bontang, Tangguh, DS					1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
66	PLTMG Namrole	LNG Bontang, Tangguh, DS				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
67	PLTMG Langgur	LNG Bontang, Tangguh, DS	-	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
68	PLTMG Langgur 2	LNG Bontang, Tangguh, DS					2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
69	PLTMG Seram	LNG Bontang, Tangguh, DS	-	-	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
70	PLTMG Seram 2	LNG Bontang, Tangguh, DS					2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
71	PLTMG Saparua	LNG Bontang, Tangguh, DS							1.2	1.2	1.2	1.2
72	PLTMG Moa	LNG Bontang, Tangguh, DS							1.2	1.2	1.2	1.2
73	PLTMG Dobo	LNG Bontang, Tangguh, DS	-	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
74	PLTMG Dobo 2	LNG Bontang, Tangguh, DS					1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
75	PLTMG Bula	LNG Bontang, Tangguh, DS					1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD										
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
76	PLTMG Wetar	LNG Bontang, Tangguh, DS				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
77	Mobile PP Ternate	LNG Bontang, Tangguh, DS		3.6		3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
78	PLTMG Ternate	LNG Bontang, Tangguh, DS			4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
79	PLTMG Tidore	LNG Bontang, Tangguh, DS					2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
80	Mobile PP Sofifi	LNG Bontang, Tangguh, DS		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
81	PLTMG Bacan	LNG Bontang, Tangguh, DS			2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
82	Mobile PP Tobelo	LNG Bontang, Tangguh, DS		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
83	PLTMG Tobelo	LNG Bontang, Tangguh, DS					2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
84	Mobile PP Malifut	LNG Bontang, Tangguh, DS		0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
85	PLTMG Maba	LNG Bontang, Tangguh, DS									1.2	1.2	1.2
86	PLTMG Morotai	LNG Bontang, Tangguh, DS				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
87	PLTMG Halmahera (Load Follower)	LNG Bontang, Tangguh, DS						4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
88	PLTMG Sorong	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
89	PLTMG Sorong 2 (Load Follower)	LNG Bontang, Tangguh, Salawati							6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
90	PLTMG Raja Ampat	LNG Bontang, Tangguh, Salawati			1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
91	Mobile PP Jayapura	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
92	Mobile PP Manokwari	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
93	PLTMG Manokwari 2	LNG Bontang, Tangguh, Salawati				2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
94	PLTMG Manokwari 3	LNG Bontang, Tangguh, Salawati									2.4	2.4	2.4
95	PLTMG Jayapura Peaker	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
96	PLTMG Jayapura 1 (Load Follower)	LNG Bontang, Tangguh, Salawati											4.8
97	Mobile PP Fak Fak	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
98	PLTMG Fak Fak	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
99	PLTMG Serui	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
100	PLTMG Serui 2	LNG Bontang, Tangguh, Salawati				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
101	Mobile PP Timika	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
102	PLTMG Timika	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		-	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
103	Mobile PP Nabire	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
104	PLTMG Nabire 2	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
105	PLTMG Nabire 3	LNG Bontang, Tangguh, Salawati										1.2	1.2
106	PLTMG Merauke	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
107	PLTMG Merauke 2	LNG Bontang, Tangguh, Salawati			2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
108	PLTMG Bintuni	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		-	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
109	PLTMG Kaimana	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
110	PLTMG Sanana	LNG Bontang, Tangguh, Salawati			1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
111	PLTMG Sarmi	LNG Bontang, Tangguh, Salawati				0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
112	PLTMG Biak	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
113	PLTMG Biak 2	LNG Bontang, Tangguh, Salawati				2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Jumlah			119.3	216.8	271.2	403.3	421.1	433.5	483.0	513.5	580.5	586.8	

Upaya pengurangan konsumsi bahan bakar minyak yang relatif lebih mahal dan lebih kotor dilakukan dengan *fuel switching* ke bahan bakar gas memanfaatkan infrastruktur CNG atau LNG/mini-LNG. Hal ini akan dijelaskan lebih lanjut di bawah ini.

### 5.2.1. LNG dan Mini-LNG

Karena LNG membutuhkan infrastruktur yang merubah gas bumi menjadi LNG berikut fasilitas penyimpanan dan regasifikasi untuk merubah kembali ke bentuk gas sebelum dapat dimanfaatkan oleh pembangkit listrik, maka umumnya harga gas dari LNG lebih tinggi dari harga gas pipa, karena itu maka gas ini hanya ekonomis untuk dipakai di pembangkit peaking, bukan pembangkit beban dasar. PLN merencanakan pemanfaatan LNG untuk pembangkit beban puncak dan pembangkit yang bersifat *must-run* di sistem kelistrikan Jawa-Bali dan Sumatera dan juga di Indonesia Timur apabila jumlah pembangkit jenis *base loader* sudah mencukupi.



Pada tahun 2012 telah mulai beroperasi FSRU Jawa Barat untuk memasok pembangkit Muara Karang dan Priok. Rencana FSRU Belawan telah dibatalkan oleh Pemerintah dan sebagai gantinya Pemerintah menugaskan Pertamina untuk merevitalisasi fasilitas LNG Arun sebagai *storage* dan regasifikasi LNG yang mulai beroperasi pada 2015. Sumber LNG untuk FSRU Jawa Barat pada saat ini berasal dari lapangan Bontang dan Tangguh, dan sumber LNG untuk Arun dipasok dari lapangan Tangguh. FSRU Lampung yang dioperasikan oleh PGN juga sudah mulai beroperasi sejak 2014 dan dapat dimanfaatkan pembangkit PLN disekitarnya untuk mendukung pemenuhan kebutuhan pasokan gas para periode beban puncak. Selanjutnya pada 2016, fasilitas mini LNG di Tanjung Benoa mulai beroperasi untuk memasok gas ke Pembangkit Listrik Pesanggaran.

Sedangkan di Indonesia Timur, PLN merencanakan pemanfaatan mini-LNG untuk pembangkit beban puncak pada sistem-sistem besar di Kalimantan dan Sulawesi. Namun demikian, tidak menutup kemungkinan mini-LNG juga akan dimanfaatkan untuk pembangkit beban dasar sekaligus beban puncak pada sistem-sistem kecil tersebar. Hal ini dimaksudkan untuk meningkatkan keandalan operasional unit-unit pembangkit.

Beberapa proyek pembangkit di Sumatera yang akan menggunakan LNG adalah sebagai berikut:

- Fasilitas regasifikasi Arun sudah beroperasi untuk memasok gas ke beberapa pembangkit Gas baru dan eksisting di Aceh dan Sumatera Utara. Pembangkit eksisting di Arun yang sudah dipasok adalah PLTMG Arun sebesar 184 MW. Pembangkit baru yang direncanakan akan menggunakan gas dari fasilitas Regasifikasi Arun adalah PLTMG Sumbagut-2 sebesar 250 MW. Selain itu gas dari fasilitas Arun ini juga sudah disalurkan ke Belawan melalui pipa sepanjang sekitar 400 km untuk memasok gas ke PLTGU Belawan, dan selanjutnya untuk beberapa pembangkit gas baru tipe mobile di lokasi Paya Pasir. Kebutuhan gas untuk pembangkit-pembangkit tersebut adalah sebanyak 30 BBTUD untuk PLTMG Arun, 40 BBTUD untuk Sumbagut-2, 110 BBTUD untuk Belawan dan 15 BBTUD untuk Paya Pasir, sehingga total gas yang dibutuhkan adalah 195 BBTUD.
- Beberapa pembangkit IPP yaitu Sumbagut-1, Sumbagut-3 dan Sumbagut-4 yang masing-masing berkapasitas 250 MW dengan kebutuhan pasokan

gas sekitar 40 BBTUD untuk masing-masing IPP direncanakan untuk mendapatkan pasokan gas dari LNG.

- Begitupun untuk beberapa pembangkit IPP di beberapa lokasi, yaitu di Selat Panjang 15 MW, Tanjung Balai Karimun 40 MW, Tanjung Batu 15 MW, Dabo Singkep 15 MW, Natuna 20 MW, Belitung 30 MW dan Bintan 30 MW direncanakan akan menggunakan LNG/mini-LNG dengan kebutuhan gas rata-rata untuk tiap-tiap lokasi sekitar 3 BBTUD sampai dengan 5 BBTUD.

Adapun rencana pemanfaatan LNG/mini-LNG di Indonesia Tengah - Timur adalah sebagai berikut :

- Pada tahun 2015 PLN memulai proses lelang pengadaan LNG untuk 21 lokasi pembangkit dengan total kapasitas terpasang sebesar 1.571 MW tersebar di kawasan Indonesia Tengah yaitu di Kalimantan, Sulawesi dan Nusa Tenggara. Pekerjaan pelelangan tersebut meliputi pengadaan LNG, transportasi LNG, pembangunan jetty, fasilitas penyimpanan dan regasifikasi LNG serta jaringan pipanisasi dari fasilitas regasifikasi ke pembangkit listrik milik PLN. Direncanakan pelelangan tersebut selesai pada tahun 2016 agar pekerjaan dapat diselesaikan pada tahun 2018. Berikut 21 lokasi pembangkit listrik yang sudah dilakukan lelang pengadaan LNG:

**Tabel 5.4 Lokasi Lelang LNG untuk Pembangkit di Indonesia Timur**

No	Regional	Nama Pembangkit	Kapasitas Pembangkit
1	Kalimantan	PLTGU/MGU Kasei Peaker	200 MW
2	Kalimantan	PLTMG Nunukan 2	10 MW
3	Kalimantan	PLTMG Malinau	6 MW
4	Sulawesi	PLTG/MG Minahasa Peaker I	100 MW
5	Sulawesi	PLTMG Tahuna	10 MW
6	Sulawesi	MPP Sultra Kendari	50 MW
7	Sulawesi	MPP Wangi-Wangi	5 MW
8	Sulawesi	MPP Kolaka Utara	5 MW
9	Sulawesi	MPP Bombana	10 MW
10	Sulawesi	PLTMG Selayar	10 MW
11	Sulawesi	PLTGU Sulsel Peaker	450 MW
12	Sulawesi	PLTGU Makassar Peaker	450 MW
13	Sulawesi	PLTMG Bau-Bau	30 MW
14	Nusa Tenggara	PLTMG Sumbawa	50 MW
15	Nusa Tenggara	PLTMG Waingapu	10 MW
16	Nusa Tenggara	PLTMG Bima	50 MW
17	Nusa Tenggara	MPP Flores	20 MW
18	Nusa Tenggara	PLTMG Maumere	40 MW
19	Nusa Tenggara	PLTMG Kupang Peaker	40 MW
20	Nusa Tenggara	PLTMG Alor	10 MW
21	Nusa Tenggara	PLTMG Rote	5 MW

- Sedangkan untuk kawasan Indonesia Timur yaitu Maluku (Ambon, Maluku Tersebar, dan Halmahera) dan Papua (Jayapura, Manokwari, Papua & Pabar Tersebar) dengan perkiraan kebutuhan gas sekitar 105 BBTUD direncanakan dipasok dari Lapangan Matindok, Lapangan Tangguh dan Lapangan Salawati.

### 5.2.2. CNG (Compressed Natural Gas)

CNG pada mulanya dimaksudkan untuk memanfaatkan potensi sumur-sumur gas dengan kapasitas relatif kecil maupun sumur gas marginal yaitu dengan mengumpulkan terlebih dahulu gas dengan volume kecil tersebut ke dalam suatu penyimpanan, lalu digunakan hanya pada periode singkat. Namun kemudian PLN juga memutuskan untuk menggunakan CNG skala besar untuk pembangkit di Jawa untuk mengatasi ketidakmampuan pemasok gas mengikuti pola pembebanan yang lebih fluktuatif akibat perubahan peran pembangkit gas dari *baselader* menjadi *load follower* atau *peaker*. PLN telah memetakan potensi pemanfaatan CNG untuk pembangkit peaking di Sumatera, Indonesia Timur dan Jawa.

Saat ini telah dioperasikan CNG *storage* oleh pemasok gas di Sumatera Selatan yang gasnya dimanfaatkan untuk PLTG peaking Jaka Baring (50 MW), PLTMG Seigelam 100 MW, dan PLTG Duri/Bali Pungut (100 MW), yang sudah beroperasi sejak tahun 2013. Untuk Kepulauan Riau, sejak 2013 sudah dioperasikan CNG Marine yang membawa pasokan gas dalam bentuk CNG dari Pulau Batam ke Pulau Bintan untuk mengoperasikan pembangkit gas 2x6 MW memikul beban dasar.

Rencana pemanfaatan CNG lainnya di Sumatera dan masih perlu dikaji keekonomiannya adalah:

- (i) CNG untuk pembangkit *peaker* di Duri dengan kapasitas sekitar 200 MW yang akan memanfaatkan pasokan gas dari lapangan Jambi Merang sebesar 10 BBTUD.
- (ii) CNG untuk pembangkit *peaker* di Jambi dengan kapasitas sebesar 100 MW yang akan memanfaatkan pasokan gas dari lapangan Jabung sebesar 5 BBTUD.

Rencana pemanfaatan CNG di Indonesia Timur adalah untuk pembangkit *peaking* Bangkanai di Kalimantan Tengah dan di Lombok. Berbeda dengan di tempat lain yang memanfaatkan pasokan gas pipa, untuk Lombok pasokan CNG direncanakan akan diperoleh dari CNG yang diperoleh dari pemasok gas pipa di

Gresik Jawa Timur yang akan di kompresikan terlebih dahulu lalu ditransportasikan ke Lombok menggunakan CNG Vessel.

Untuk pulau Jawa, Fasilitas CNG storage yang sudah beroperasi adalah sebagai berikut:

- (i) Grati 30 BBTUD sudah beroperasi pada tahun 2013 untuk mengoperasikan PLTG *peaking* eksisting dan rencana PLTGU *peaking* Grati.
- (ii) Tambak Lorok sebanyak 16 BBTUD untuk mengoperasikan sebagian dari PLTGU sebagai pembangkit *peaking*.
- (iii) Gresik sebanyak 20 BBTUD untuk mengoperasikan pembangkit *peaking* dan sebagian CNG untuk dikirim ke Lombok.
- (iv) Muara Tawar sebanyak 20 BBTUD untuk memenuhi kebutuhan operasi *peaking*.
- (i) Pulau Bawean sebanyak 2 BBTUD untuk pasokan gas ke pembangkit beban dasar di pulau Bawean yang dibawa dengan transportasi laut dalam bentuk CNG dari Gresik Jawa Timur.

## 6.1. KRITERIA PERENCANAAN

### 6.1.1. Perencanaan Pembangkit

#### Sistem Interkoneksi

Perencanaan sistem pembangkit bertujuan untuk mendapatkan konfigurasi pengembangan pembangkit yang memberikan nilai NPV total biaya penyediaan listrik termurah (*least cost*) dalam suatu kurun waktu periode perencanaan, dan memenuhi kriteria keandalan tertentu. Konfigurasi termurah diperoleh melalui proses optimasi suatu *objective function* yang mencakup NPV dari biaya kapital, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan dan biaya *energy not served*. Selain itu diperhitungkan juga nilai sisa (*salvage value*) dari pembangkit yang terpilih pada tahun akhir periode studi. Simulasi dan optimisasi dilakukan dengan menggunakan model yang disebut WASP (*Wien Automatic System Planning*).

Kriteria keandalan yang dipergunakan adalah *Loss of Load Probability* (LOLP) lebih kecil dari 0.274%<sup>41</sup> atau setara dengan *probability* padam 1 hari dalam setahun. Pada negara-negara maju mensyaratkan keandalan yang tinggi, banyak sistem kelistrikan didesain dengan kriteria LOLP 0,15 hari atau sekitar 4 jam dalam satu tahun.

Perhitungan kapasitas pembangkit dengan kriteria LOLP menghasilkan *reserve margin* tertentu yang nilainya tergantung pada ukuran unit pembangkit (*unit size*), tingkat ketersediaan (*availability*) setiap unit pembangkit, jumlah unit, dan jenis unit<sup>42</sup>.

Pada sistem Jawa Bali, kriteria LOLP <0.274% adalah setara dengan *reserve*

---

<sup>41</sup> LOLP 0,274% adalah ekivalen dengan probabilitas 1 hari dalam setahun beban puncak tidak dapat dipenuhi oleh kapasitas sistem pembangkit yang ada.

<sup>42</sup> Unit tenaga air yang outputnya sangat dipengaruhi oleh variasi musim akan mempunyai nilai EAF (*equivalent availability factor*) yang berdampak besar pada LOLP dan ketercukupan energi.

*margin* >25-30% dengan basis daya mampu netto<sup>43</sup>. Apabila dinyatakan dengan daya terpasang, maka *reserve margin* yang dibutuhkan adalah sekitar 30-35%<sup>44</sup>. Sedangkan untuk sistem-sistem di Wilayah Sumatera dan Indonesia Timur, *reserve margin* ditetapkan sekitar 35-40% dengan mengingat jumlah unit pembangkit yang lebih sedikit, *unit size* yang relatif besar dibandingkan beban puncak, *derating* yang persentasenya lebih besar, dan pertumbuhan listrik yang lebih tinggi dibanding Jawa Bali. Selain itu *reserve margin* yang cukup tinggi juga untuk mengantisipasi keterlambatan proyek serta mengantisipasi apabila terjadi pertumbuhan ekonomi yang lebih tinggi.

Pembangkit energi terbarukan, khususnya panasbumi dan tenaga air, dalam proses optimisasi diperlakukan sebagai *fixed system* (ditetapkan masuk sistem) pada tahun-tahun yang sesuai dengan kesiapan proyek tersebut.

Rencana pengembangan kapasitas pembangkitan dibuat dengan memperhitungkan proyek-proyek yang sedang berjalan dan yang telah *committed*<sup>45</sup>, baik proyek PLN maupun IPP, dan tidak memperhitungkan semua pembangkit sewa serta *excess power*. Selain itu beberapa pembangkit berbahan bakar minyak yang sudah tua, tidak efisien dan dapat digantikan perannya dengan PLTU batubara, diasumsikan akan dihapuskan (*retired*) atau dijadikan sebagai pembangkit *stand-by* yang tidak dioperasikan tetapi tetap dipelihara (*mothballed*).

Selanjutnya penambahan kapasitas pembangkit pemikul beban dasardiutamakan berupa pembangkit berbahan bakar batubara, dan pembangkit sumber energi terbarukan (panas bumi dan tenaga air tertentu).

Untuk kepentingan perhitungan proyeksi bauran energi jangka panjang, simulasi produksi dilakukan dengan mempertimbangkan kesiapan dan kepastian masuknya proyek-proyek pembangkit.

---

<sup>43</sup>*Reserve margin* (RM) didefinisikan sebagai kapasitas pembangkit (G) dibagi beban puncak (D) sesuai persamaan  $RM = (G/D - 1) \times 100\%$ .

<sup>44</sup> Dengan asumsi derating pembangkit sekitar 5%.

<sup>45</sup> Yang dimaksud dengan proyek *committed* adalah proyek PLN yang telah jelas alokasi pendanaannya, dan proyek IPP yang telah mempunyai *Power Purchase Agreement* (PPA) atau paling tidak telah ada *Head of Agreement* (HOA).

### Sistem Kecil Tidak Interkoneksi /Isolated

Perencanaan pembangkitan pada sistem-sistem yang masih kecil dan belum interkoneksi (*isolated*) tidak menggunakan metoda probabilistik maupun optimisasi keekonomian, namun menggunakan metoda deterministik. Pada metoda ini, perencanaan dibuat dengan kriteria N-2, yaitu cadangan minimum harus lebih besar dari 1 unit terbesar pertama dan 1 unit terbesar kedua. Definisi cadangan disini adalah selisih antara daya mampu total pembangkit yang ada dan beban puncak.

### Life Extension dan Rehabilitasi Pembangkit Eksisting

Suatu pembangkit tenaga listrik didesain untuk beroperasi secara ekonomis selama umur tekno-ekonomisnya (*economic life*). Sebuah unit pembangkit dapat menjalani *mid-life refurbishment* untuk mempertahankan kapasitas, efisiensi, menjaga kesiapan dan keandalan mesin yang sesuai sifatnya harus dipelihara dan dilakukan penggantian *parts* yang aus. Kemudian, pada akhir umurnya sebuah pembangkit masih dapat diperpanjang umurnya (*life extension*) dengan melakukan rehabilitasi/*refurbishment* pada komponen-komponen tertentu.

Keputusan melakukan *life-extension* atau menutup/menghentikan suatu pembangkit memerlukan kajian untuk mencari solusi optimal antara opsi *life-extension* dan membangun pembangkit baru.

### **6.1.2. Perencanaan Transmisi**

Perencanaan transmisi dibuat dengan menggunakan kriteria keandalan N-1, baik statis maupun dinamis. Kriteria N-1 statis mensyaratkan apabila suatu sirkit transmisi padam, baik karena mengalami gangguan maupun dalam pemeliharaan, maka sirkit-sirkit transmisi yang tersisa harus mampu menyalurkan keseluruhan arus beban, sehingga kontinuitas penyaluran tenaga listrik terjaga. Kriteria N-1 dinamis mensyaratkan apabila terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa yang diikuti oleh hilangnya satu sirkit transmisi, maka tidak boleh menyebabkan kehilangan ikatan sinkron antara suatu kelompok generator dan kelompok generator lainnya.

Penambahan kapasitas transmisi direncanakan untuk memperoleh keseimbangan antara kapasitas pembangkitan dan kebutuhan beban, disamping untuk mengatasi *bottleneck*, meningkatkan keandalan sistem, dan memenuhi

kriteria mutu tegangan tertentu. Selain penambahan kapasitas transmisi, penguatan transmisi dilakukan di Jawa/Sumatera/Kalimantan untuk evakuasi pembangkit.

Kriteria yang pada umumnya diterapkan dalam RUPTL ini adalah kebutuhan penambahan kapasitas trafo/IBT di suatu GI ditentukan pada saat pembebanan trafo mencapai 70%-80%. Namun untuk sistem di kota-kota besar menggunakan kriteria yang lebih ketat sebesar 60% untuk menjamin keandalan dan kualitas penyediaan tenaga listrik.

Jumlah unit trafo yang dapat dipasang pada suatu GI dibatasi oleh ketersediaan lahan, kapasitas transmisi dan jumlah penyulang keluar yang dapat ditampung oleh GI tersebut. Dengan kriteria tersebut suatu GI dapat mempunyai 3 atau lebih unit trafo. Sebuah GI baru diperlukan jika GI-GI terdekat yang ada tidak dapat menampung pertumbuhan beban lagi karena keterbatasan tersebut.

Pengembangan GI baru juga dimaksudkan untuk mendapatkan tegangan yang baik di ujung jaringan tegangan menengah.

Pada RUPTL 2016-2025 ini juga direncanakan pembangunan GI minimalis, yaitu sebuah GI dengan spesifikasi yang paling minimal (single busbar atau bahkan tanpa busbar; peralatan proteksi & kontrol, *supply AC/DC & battery* dikemas dalam kontainer; tanpa operator) dan konfigurasi GI tapping (single pi atau T) namun dapat terus dikembangkan hingga menjadi sebuah GI yang lengkap/sepurna. Penerapan GI minimalis hanya dilakukan pada daerah yang sudah dilalui transmisi 150 kV eksisting. Tujuan pembangunan GI minimalis ini adalah untuk dapat mengambil alih beban sistem isolated secara lebih cepat dari timing normal kebutuhan GI, pada sistem yang selama ini masih dioperasikan dengan PLTD. GI minimalis juga dapat diterapkan untuk memasok lokasi yang sebelumnya dipasok dari jaringan 20 kV yang sangat panjang dan mengalami drop tegangan yang besar.

### **6.1.3. Perencanaan Distribusi**

Perencanaan sistem distribusi dibuat dengan memperhatikan kriteria sebagai berikut:

- Membatasi panjang maksimum saluran distribusi (JTM dan JTR) untuk menjaga agar tegangan pelayanan sesuai ketentuan SPLN 72:1987.



- Konfigurasi JTM untuk kota-kota besar dapat berupa topologi jaringan yang lebih andal seperti *spindle*, sementara konfigurasi untuk kawasan luar kota minimal berupa saluran radial yang dapat dipasok dari 2 sumber.
- Mengendalikan susut teknis jaringan distribusi pada tingkat yang optimal.
- Program listrik desa dilaksanakan dalam kerangka perencanaan sistem kelistrikan secara menyeluruh dan tidak memperburuk kinerja jaringan dan biaya pokok penyediaan.
- Pembangunan pusat pengatur distribusi (DCC) pada sistem-sistem distribusi yang menyuplai kota-kota besar.

Selain itu perencanaan sistem distribusi juga diarahkan untuk meningkatkan kontinuitas pasokan kepada pelanggan (menekan SAIDI dan SAIFI) dengan upaya:

- Membangun SCADA Distribusi untuk ibukota propinsi dan kota-kota lain yang minimal dipasok oleh 2 Gardu Induk dan 15 *feeder*,
- Mengoptimalkan pemanfaatan *recloser* atau AVS yang terpasang di SUTM, dikoordinasikan dengan *reclosing relay* penyulang di GI. Memonitor pengoperasian *recloser* atau AVS, dan menyempurnakan metode pemeliharaan-periodiknya.
- Dimungkinkan menggunakan DAS (*Distribution Automation System*) pada daerah yang sangat padat beban dan potensi pendapatan tinggi.
- Rencana implementasi *smart grid*.

Sasaran perencanaan sistem distribusi adalah menyediakan sarana pendistribusian tenaga listrik yang cukup, andal, berkualitas, efisien, dan susut teknis wajar.

Perencanaan kebutuhan fisik jaringan distribusi dikelompokkan dalam dua kegiatan, yaitu penyambungan pelanggan dan perkuatan distribusi dengan perincian sebagai berikut:

- Perluasan sistem distribusi untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik
- Mempertahankan/meningkatkan keandalan (*reliability*) dan kualitas pelayanan tenaga listrik pada pelanggan (*power quality*).
- Menurunkan susut teknis jaringan
- Rehabilitasi jaringan tua.

- Pengembangan dan perbaikan sarana pelayanan

Kebutuhan fisik yang diperlukan untuk perluasan sistem distribusi dalam rangka mengantisipasi pertumbuhan beban puncak sebagai akibat pertumbuhan penjualan energi merupakan fungsi dari beberapa variabel yaitu antara lain:

- Beban puncak di sisi tegangan menengah (TM) dan tegangan rendah (TR),
- Luas area yang dilayani,
- Distribusi beban (tersebar merata, terkonsentrasi, dsb),
- Jatuh tegangan maksimum yang diperbolehkan pada jaringan,
- Ukuran penampang konduktor yang dipergunakan,
- Fasilitas sistem distribusi terpasang (jaringan tegangan menengah/JTM, gardu distribusi/GD, jaringan tegangan rendah/JTR, *automatic voltage regulator*/AVR, dsb).

Dengan didorongnya pengembangan energi terbarukan oleh Pemerintah seperti dimaksud dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 31 tahun 2009, maka pembangkit energi terbarukan sampai dengan 10 MW dapat tersambung langsung ke jaringan distribusi. Penyambungan pembangkit tersebut harus memenuhi ketentuan Aturan Distribusi (*Distribution Code*).

Perencanaan sistem distribusi juga memasukkan rencana penerapan *smart grid*. Pengertian dari *smart grid* adalah sistem jaringan tenaga listrik yang dilengkapi dengan teknologi informasi dan teknologi komunikasi canggih yang dapat memungkinkan sistem pengaturan tenaga listrik secara efisien, menyediakan kehandalan pasokan tenaga listrik yang tinggi, pemanfaatan sumber energi terbarukan dan memungkinkan partisipasi pelanggan dalam penyediaan tenaga listrik. Dalam perencanaan dan implementasinya, *smart grid* sangat responsif terhadap kebutuhan pengembangan ketenagalistrikan di suatu daerah atau sistem kelistrikan.

Adaptasi dari Visi implementasi *Smart Grid* kepada kondisi ketenagalistrikan Indonesia atau PLN saat ini dapat memberikan kesempatan pengembangan potensi untuk merevolusi pasokan tenaga listrik dan meningkatkan kemungkinan mencapai target pemerintah di sektor kelistrikan Indonesia atau PLN, secara lebih cepat dan lebih efektif. Kebutuhan untuk penurunan susut jaringan, peningkatan kehandalan pasokan tenaga listrik, kesempatan pemanfaatan energi terbarukan dan pembukaan akses kepada partisipasi pelanggan dalam penyediaan tenaga listrik menjadi peluang desain baru dalam pengembangan ketenagalistrikan kedepan. Desain model *smart grid* yang *sustainable* juga akan

memberikan cetak biru untuk Indonesia. Dan pengurangan emisi karbon bersama dengan potensi inovasi teknologi akan menguntungkan kepentingan nasional, maju dan berkembang bersama.

## 6.2. PERUBAHAN-PERUBAHAN TERHADAP RUPTL 2015-2024

Bab ini menjelaskan perubahan-perubahan yang terjadi dalam RUPTL 2016-2025 dibandingkan dengan RUPTL 2015-2024. Ringkasan perubahan tersebut ditampilkan dalam Tabel 6.1.

**Tabel 6.1 Ringkasan Perubahan RUPTL 2016-2025 terhadap RUPTL 2015-2024**

Deskripsi	Satuan	Indonesia		Sumatera		Jawa-Bali		Indonesia Timur	
		RUPTL 2015-2024	RUPTL 2016-2025	RUPTL 2015-2024	RUPTL 2016-2025	RUPTL 2015-2024	RUPTL 2016-2025	RUPTL 2015-2024	RUPTL 2016-2025
Pertumbuhan Ekonomi	%	6.7	6.7	6.9	6.4	7.2	7.5	7.6	7.2
Pertumbuhan Listrik	%	8.7	8.6	11.5	11.0	7.8	7.8	11.1	10.6
Rasio Elektrifikasi	%	99.4 (2024)	99.7 (2025)	99.9	99.9	99.9	100.0	97.5	98.7
Pembangkit	MW	70,433	80,538	17,726	19,349	38,525	43,452	14,182	17,737
Transmisi	kms	59,272	67,901	23,613	25,435	13,166	18,471	22,493	23,995
Gardu Induk	MVA	145,399	172,136	49,016	45,060	81,853	106,096	14,530	20,980
Tambahan Pelanggan	juta	21.0	21.6	4.8	4.7	11.2	11.3	5.0	5.6
Kebutuhan Investasi	USD miliar	132.2	153.7	36.5	40.1	68.8	78.8	26.8	34.9

Secara detail, perubahan-perubahan tersebut dijelaskan dalam penjelasan per regional sebagai berikut.

### 6.2.1 Perubahan untuk Regional Sumatera

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.2.

**Tabel 6.2 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera**

No	RUPTL		Diubah menjadi		COD	Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	Nama Proyek	Kap (MW)		
1	PLTA Ketahun	84	PLTA Ketahun	25	2023	Sesuai hasil review FS.
2	PLTG/MG MPP Tj.Jabung Timur	100	PLTG/MG MPP Sumbagselteng	75	2016	Pembangkit ini didesain untuk dapat dipindahkan ke sistem lain yang lebih membutuhkan seperti Sistem Belitung.

No	RUPTL		Diubah menjadi		COD	Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	Nama Proyek	Kap (MW)		
3	PLTMG Tanjung Balai Karimun Peaker	40	PLTMG Tanjung Balai Karimun Peaker	20	2018	Pengurangan kapasitas karena sebagian wilayah usaha sudah dikelola pihak swasta.
4	PLTMG Tanjung Pinang-2	30	PLTMG Tanjung Pinang-2	50	2018	Untuk mengantisipasi tingginya pertumbuhan <i>demand</i> di Tanjung Pinang.
5	PLTMG Belitung Peaker	30	PLTMG Tanjung Pinang-2	40	2018	
6	PLTMG Tanjung Batu 1	15	PLTMG Tanjung Batu 1	10	2018	
7	PLTMG Selat Panjang	15	PLTMG Selat Panjang	20	2018	Untuk mempercepat proses pengadaan, kapasitas disesuaikan dengan PLTMG yang ada di pasar.
8	PLTMG Nautana	25	PLTMG Nautana	10	2018	
9	PLTMG Dabo Singkep	15	PLTMG Dabo Singkep	10	2018	
10	PLTU Muko-Muko	14	PLTMG Muko-Muko	25	2018	
11	PLTU Riau Kemitraan	2x600	PLTU Riau-1	2x300	2019	Karena adanya perubahan skema bisnis interkoneksi Sumatera-Malaysia, maka kapasitas yang dimasukan hanya yang untuk Sumatera saja
12	PLTU Sinabang	2x7	PLTMG	6	2018	Diubah menjadi EPC PLN karena tidak ada progress dari PLTU

Tambahan proyek baru di Sumatera yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya dapat dilihat pada Tabel 6.3.

**Tabel 6.3 Tambahan Proyek Baru di Sumatera**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Baru (MW)	COD Baru	Keterangan
1	PLTA Krueng Isep	20	2016/17	Perubahan dari PLTMH ke PLTA
2	PLTGU Dumai	250	2021/22	Untuk memenuhi kebutuhan beban di kota Dumai dan Kawasan Industri Dumai.
3	PLTGU Sumatera-1	400	2024	Sesuai kebijakan pemerintah untuk mengurangi porsi batubara dan meningkatkan pemanfaatan gas, serta sebagai kontingensi apabila target EBT 25% tidak tercapai.
4	PLTGU Sumatera-2	400	2025	
5	Pembangkit Mini hidro tersebar	710	2016-2025	Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025
6	Pembangkit Biofuel Tersebar	118	2016-2025	

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Baru (MW)	COD Baru	Keterangan
7	Pembangkit Geothermal Tersebar	600	2016-2025	
8	Pembangkit Sampah Tersebar	88	2016-2025	
9	Pembangkit Hydro Tersebar	983	2016-2025	

## 6.2.2 Perubahan untuk Regional Jawa-Bali

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Jawa-Bali diperlihatkan pada Tabel 6.4.

**Tabel 6.4 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa-Bali**

No	RUPTL		Diubah menjadi		COD	Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	Nama Proyek	Kap (MW)		
1	PLTGU Jawa-Bali 1	400	PLTGU Jawa-Bali 1	700	2019	Kapasitas diperbesar dan lokasi dipindahkan dari Sunyaragi ke Tambak Lorok karena ketersediaan pasokan gas

Proyek yang dimundurkan keluar dari periode RUPTL 2016-2025 diperlihatkan pada Tabel 6.5.

**Tabel 6.5 Proyek yang Dimundurkan Keluar dari Periode RUPTL 2016-2025**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTU Jawa-11	1x600	0	2021	>2025	Karena proyeksi demand lebih rendah dan untuk memenuhi target EBT 25%, maka beberapa proyek PLTU dimundurkan ke setelah 2025, di luar lingkup RUPTL 2016-2025, digantikan dengan PLTGU 8x800 MW untuk memenuhi target bauran gas sekitar 24% pada 2025.
2	PLTU Jawa-12	2x1000	0	2022/23	>2025	
3	PLTU Jawa-13	2x1000	0	2024	>2025	

Tambahan proyek baru di Jawa-Bali yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 6.6.

**Tabel 6.6 Tambahan Proyek Baru di Jawa-Bali**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTA Tersebar	0	2.328	-	2024-25	Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025.
2	PLTM Tersebar	0	54	-	2016-25	
3	PLTP Tersebar	0	660	-	2024-25	
4	PLT Bayu Tersebar	0	330	-	2018-20	
5	PLT Surya Tersebar	0	100	-	2020	
6	PLT Sampah Tersebar	0	75	-	2016-19	
7	PLT Biomass Tersebar	0	12	-	2016	
9	PLTMG Senayan	0	100	-	2017	Sangat strategis karena berlokasi di pusat beban di Jakarta, meningkatkan keandalan sistem MRT dan sebagai <i>blackstart unit</i>
10	PLTU/GU Madura	0	400	-	2022	Meningkatkan keandalan dan mutu penyediaan listrik di Madura
11	PLTGU Jawa-4 ( <i>Load Follower</i> )	0	2x800	-	2024/25	Menggantikan PLTU batubara, untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025, serta kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai
12	PLTGU Jawa-5 ( <i>Load Follower</i> )	0	2x800	-	2024/25	
13	PLTGU Jawa-6 ( <i>Load Follower</i> )	0	2x800	-	2024/25	
14	PLTGU Jawa-7 ( <i>Load Follower</i> )	0	2x800	-	2024/25	

### 6.2.3 Perubahan untuk Regional Kalimantan

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Kalimantan diperlihatkan pada Tabel 6.7.

**Tabel 6.7 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTU Kaltim-3	2x200	1x200	2022	2020	Untuk meningkatkan keandalan pasokan listrik ke pusat beban serta fleksibilitas operasi sistem maka pemecahan lokasi pembangkit menjadi 2 diperlukan disamping untuk mengatasi keterbatasan kemampuan transfer daya transmisi 150 kV di Kaltim.
2	PLTU Kaltim-6	-	1x200	-	2020	Pemecahan dari PLTU Kaltim-3.
3	PLTU Kaltim-5	2x200	1x200	2024	2023	Untuk meningkatkan keandalan pasokan listrik ke pusat-pusat

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
						beban di Kaltim serta fleksibilitas operasi sistem dan keterbatasan transfer transmisi 150 kV di Kaltim serta menunggu jalur transmisi baru dengan tegangan lebih tinggi ( 275 kV) selesai dibangun maka diperlukan pemecahan lokasi pembangkit.
4	PLTU Kalbar-2	2x200	1x200	2021	2021	Untuk meningkatkan keandalan pasokan ke pusat beban di Pontianak serta fleksibilitas operasi maka dilakukan pemecahan lokasi pembangkit PLTU Kalbar-2 menjadi 2 lokasi.
5	PLTU Kalbar-3	-	1x200	-	2022	Pemecahan dari pembangkit PLTU Kalbar-2
6	PLTU Kalbar-4	2x200	1x200	2023/24	2025	Turunnya prakiraan beban di 2023 dibanding dengan RUPTL sebelumnya sehingga kebutuhan pembangkit beban dasar mundur menjadi tahun 2026
7	PLTGU Kaltim 1 ( <i>Load Follower</i> )	100	200	2022	2022	Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025. Sebelumnya proyek ini adalah PLTG/MG/GU Kaltim Peaker 3 100 MW
8	MPP Kalselteng	200	0	2016	0	Proyek ini dibatalkan dan PLTGU/MGU Kalsel Peaker diharapkan beroperasi lebih cepat

Tambahan proyek baru di Kalimantan yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya ditunjukkan pada Tabel 6.8.

**Tabel 6.8 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTGU Kalbar Peaker-2	0	250	-	2023/24	Untuk memenuhi kebutuhan beban puncak Sistem Kalbar.
2	PLTGU Kalsel 1 ( <i>Load Follower</i> )	0	200	-	2024	Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025, serta kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai
2	PLTA Tersebar Kalimantan	0	550	-	2024/25	Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
3	PLTBM Tersebar Kalimantan	0	77	-	2016-2018	di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025.
4	PLTSa Tersebar Kalimantan	0	37	-	2017-2025	

#### 6.2.4 Perubahan untuk Regional Sulawesi

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Sulawesi diperlihatkan pada Tabel 6.9.

**Tabel 6.9 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTU Sulut-1	2x25	2x50	2018	2019/2020	Pada sistem interkoneksi Sulbagut sudah tidak ekonomis dibangun dengan skala 25 MW. Pertimbangan pembangunan unit 50 MW karena lebih murah (USD/kW) dan lebih efisien (kcal/kWh) dibanding skala kecil.
2	PLTA Poso-1	2x60	2x35	2021/22	2020	Perubahan kapasitas sesuai dengan update FS dari pengembang.
3	PLTU Bau-Bau	2x25	2x25	2019	2019	Perubahan kepemilikan dari PLN ke IPP.
4	PLTA Poko	2x117	130	2021/22	2022/23	Dalam studi terbaru, kapasitas turun dikarenakan terjadi penurunan debit air serta untuk menghindari dampak lingkungan yang lebih besar maka kapasitas PLTA Poko turun menjadi 130 MW
5	PLTA Bakaru 2	126	140	2020	2021	Hasil studi optimasi pola operasi cascading PLTA Poko dan PLTA Bakaru 2 menunjukkan kenaikan debit untuk PLTA Bakaru 2 sehingga kapasitas naik menjadi 2x70MW.
6	PLTMG Luwuk	40	40	2017	2018	Perubahan kepemilikan dari IPP ke PLN.
7	PLTGU Sulbagut 1 ( <i>Load Follower</i> )	100	200	2024	2022	Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025.



No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
						Sebelumnya proyek ini adalah PLTG/MG/GU Sulbagut Peaker 100 MW
8	PLTU Gorontalo Energy	14	0	2016	0	Proses untuk diterminasi
9	MPP Sulut (Amurang)	100	0	2016	0	Skema berubah menjadi sewa pembangkit sehingga dikeluarkan dari RUPTL
10	MPP Sulsel (Tallo Lama dan Tello)	150	0	2016	0	Proyek ini dibatalkan dan PLTGU Makassar Peaker diharapkan beroperasi lebih cepat

Tambahan proyek baru di Sulawesi yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 6.10.

**Tabel 6.10 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTGU Sulbagsel 1 ( <i>Load Follower</i> )	0	450	-	2024	Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025, serta kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai
2	PLTA Bakaru 3	0	146	-	2023	Lokasi berada di downstream PLTA Bakaru 1 dan 2. Menggunakan pola operasi dan debit yang sama dengan PLTA Bakaru 1 dan 2 serta pemanfaatan head yang masih ada maka didapat potensi kapasitas sebesar 146 MW.
3	PLTA Tumbuan 1	0	4x75	-	2023/25	Untuk meningkatkan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025. FS sudah tersedia dengan kapasitas total 4x75 MW.
4	PLTB Sidrap	0	70	-	2017	Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025.
5	PLTA Tersebar Sulawesi	0	580	-	2024/25	
6	PLTB Tersebar Sulawesi	0	150	-	2018-2020	
7	PLTBM Tersebar Sulawesi	0	22	-	2017-2018	
8	PLTP Tersebar Sulawesi	0	45	-	2024-2025	
9	PLTS Tersebar Sulawesi	0	70	-	2016-2021	

### 6.2.5 Perubahan untuk Regional Nusa Tenggara

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Nusa Tenggara diperlihatkan pada Tabel 6.11.

**Tabel 6.11 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Nusa Tenggara**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTU Timor 1	2x25	2x50	2018	2019	Pada sistem interkoneksi ibukota provinsi yang memiliki pertumbuhan listrik tinggi lebih ekonomis dibangun dengan unit 50 MW, dengan pertimbangan pembangunan unit 50 MW lebih murah (USD/kWh) dan lebih efisien (kcal/kWh) dibanding skala kecil.
2	PLTU Timor 2	2x25	2x50	2022/23	2023/24	
3	PLTU Sumbawa 2	2x25	2x50	2023/24	2021/22	
4	PLTGU Lombok 1 ( <i>Load Follower</i> )	60	100	2023	2023	Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025 serta meningkatkan kehandalan sistem Lombok. Sebelumnya proyek ini adalah PLTG/MG/GU Lombok Peaker 2 kapasitas 60 MW
5	MPP Kupang	30	0	2016	0	Skema berubah menjadi sewa pembangkit sehingga dikeluarkan dari RUPTL

Tambahan proyek baru di Nusa Tenggara yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 6.12.

**Tabel 6.12 Tambahan Proyek Baru di Nusa Tenggara**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTMG Alor 2	0	10	-	2019	Untuk memenuhi pertumbuhan beban dan mengantisipasi ketidakpastian operasi proyek PLTU skala kecil.
2	PLTMG Rote	0	5+5	-	2017/19	
3	PLTMG Flores	0	10	-	2017	Untuk memenuhi pertumbuhan beban di daerah Labuan Bajo dan kedepan akan menjadi pembangkit peaker.
4	PLTMG Waingapu 2	0	30	-	2019	Untuk memenuhi pertumbuhan beban di pulau Sumba
5	PLTMG Bima 2	0	20	-	2020	Untuk memenuhi pertumbuhan beban dan mengantisipasi ketidakpastian proyek PLTU.
6	PLTMG Timor 1 ( <i>Load Follower</i> )	0	40	-	2022	Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24%

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
						pada 2025. Antisipasi keterlambatan COD PLTU Atambua 24 MW
6	PLTB Tersebar	0	20	-	2019-2021	Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025.
7	PLTBM Tersebar	0	1	-	2017	
8	PLTP Tersebar	0	5	-	2024	
9	PLTS Tersebar	0	70	-	2016-2025	

### 6.2.6 Perubahan untuk Regional Maluku

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Maluku diperlihatkan pada Tabel 6.13.

**Tabel 6.13 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTU Ambon 2	2x25	2x50	2023/24	2021/22	Pada sistem interkoneksi ibukota provinsi yang memiliki pertumbuhan listrik tinggi lebih ekonomis dibangun dengan unit 50 MW, dengan pertimbangan pembangunan unit 50 MW lebih murah (USD/kW) dan lebih efisien (kcal/kWh) dibanding skala kecil.
2	PLTMG Ternate	30	40	2020	2018	Mengantisipasi pertumbuhan beban di Sistem Ternate
3	PLTM Sapalewa	8	8	2019	2019	Perubahan skema kepemilikan dari IPP ke PLN

Tambahan proyek baru di Maluku yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada tabel 6.14.

**Tabel 6.14 Tambahan Proyek Baru di Maluku**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTMG Seram	0	30	-	2020	Memenuhi pertumbuhan beban dan mengantisipasi ketidakpastian proyek PLTA
2	PLTMG Namrole	0	10	-	2019	Memenuhi pertumbuhan beban di ibukota Kabupaten Buru Selatan (kabupaten baru) dan mengantisipasi ketidakpastian proyek PLTA

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan	
3	PLTMG Langgur 2	0	20	-	2020	Memenuhi pertumbuhan beban dan menggantikan proyek PLTU skala kecil	
4	PLTMG Saumlaki 2	0	10	-	2020		
5	PLTMG Dobo 2	0	10	-	2020		
6	PLTMG Bula	0	10	-	2018		
7	PLTMG Saparua	0	10	-	2022		
8	PLTMG Moa	0	10	-	2022		
9	PLTMG Ternate 2	0	40	-	2018		
10	PLTMG Tidore	0	20	-	2020		
10	PLTU Tidore	0	2x25	-	2022/23		
11	PLTMG Tobelo	0	20	-	2020		
12	PLTMG Bacan	0	20	-	2018		
13	PLTMG Wetar	0	5	-	2018		
13	PLTMG Sanana	0	15	-	2018		
14	PLTMG Morotai	0	10	-	2019		
15	PLTMG Maba	0	10	-	2023		
16	PLTMG Halmahera ( <i>Load Follower</i> )	0	40	-	2021		
16	PLTB Tersebar	0	20	-	2019-2025		Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025.
17	PLTBM Tersebar	0	6	-	2017		
18	PLTP Tersebar	0	50	-	2025		
19	PLTS Tersebar	0	25	-	2017-2024		

### 6.2.7 Perubahan untuk Regional Papua

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Papua diperlihatkan pada Tabel 6.15.

**Tabel 6.15 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Papua**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTU Jayapura 2	2x25	2x50	2022/23	2020/21	Pada sistem interkoneksi ibukota provinsi yang memiliki pertumbuhan listrik tinggi lebih ekonomis dibangun dengan unit 50 MW, dengan pertimbangan

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
						pembangunan unit 50 MW lebih murah (USD/kW) dan lebih efisien (kcal/kWh) dibanding skala kecil.
2	PLTM Walesi Blok 2	6	6	2019	2019	Perubahan skema kepemilikan dari IPP ke PLN.

Proyek yang diterminasi di Papua diperlihatkan pada Tabel 6.16.

**Tabel 6.16 Proyek yang Diterminasi di Papua**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas RUPTL (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD RUPTL	COD Baru	Keterangan
1	PLTU IPP Jayapura	2x15		2019	-	Kontrak diterminasi karena kegagalan Financial Close
2	PLTU IPP Sorong	2x15		2019	-	Kontrak diterminasi karena gagal memenuhi persyaratan dalam kontrak.
3	PLTU IPP Biak	2x7		2019		

Tambahan proyek baru di Papua yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 6.17.

**Tabel 6.17 Tambahan Proyek Baru di Papua**

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas RUPTL (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD RUPTL	COD Baru	Keterangan
1	PLTMG Jayapura 1 ( <i>Load Follower</i> )	-	50	-	2025	Memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem serta untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada tahun 2025 serta kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai.
2	PLTMG Sarmi	0	5	-	2019	
3	PLTMG Biak 2	0	20	-	2019	
4	PLTMG Merauke 2	0	20	-	2019	
5	PLTMG Nabire 2	0	20	-	2019	
6	PLTMG Timika	0	40	-	2018	
7	PLTMG Sorong	0	50	-	2017	
8	PLTU Sorong	0	2x50	-	2019	
9	PLTMG Kaimana	0	10	-	2017	
10	PLTMG Raja Ampat	0	10	-	2017	
10	PLTMG Sorong ( <i>Load Follower</i> )	0	50	-	2022	Memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada tahun 2025 serta

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas RUPTL (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD RUPTL	COD Baru	Keterangan
						kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai.
10	PLTA Tersebar	0	20	-	2025	Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025.
11	PLTS Tersebar	0	40	-	2017-2020	
12	PLTM Digoel	0	3	-	2019	

### 6.3. ASUMSI DALAM PRAKIRAAN KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Merujuk pada Pasal 28 dan Pasal 29 Undang-Undang Nomor 30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan, PLN selaku Pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk kepentingan umum wajib menyediakan tenaga listrik secara terus-menerus, dalam jumlah yang cukup dan dengan mutu dan keandalan yang baik. Dengan demikian PLN harus mampu melayani kebutuhan tenaga listrik saat ini maupun di masa yang akan datang agar PLN dapat memenuhi kewajiban yang diminta oleh Undang-Undang tersebut. Sebagai langkah awal PLN harus dapat memperkirakan kebutuhan tenaga listrik paling tidak hingga 10 tahun ke depan.

Kebutuhan tenaga listrik padasatu daerah didorong oleh tiga faktor utama, yaitu pertumbuhan ekonomi, program elektrifikasi dan program pemerintah untuk membangun Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) serta kawasan-kawasan industri lainnya.

Pertumbuhan ekonomi dalam pengertian yang sederhana adalah proses meningkatkan *output* barang dan jasa. Proses tersebut memerlukan tenaga listrik sebagai salah satu input untuk menunjangnya, disamping input-input barang dan jasa lainnya. Disamping itu hasil dari pertumbuhan ekonomi adalah peningkatan pendapatan masyarakat yang mendorong peningkatan permintaan barang-barang/peralatan listrik seperti televisi, pendingin ruangan, lemari es dan lainnya. Akibatnya permintaan tenaga listrik akan meningkat.

Faktor kedua adalah program elektrifikasi. Sebagai upaya PLN untuk mendukung program Pemerintah dalam meningkatkan rasio elektrifikasi maka PLN perlu melistriki semua masyarakat yang ada dalam wilayah usahanya. Hal ini secara langsung akan menjaga eksistensi wilayah usaha PLN dan sekaligus

meningkatkan rasio elektrifikasi di Indonesia, khususnya pada daerah-daerah yang telah menjadi wilayah usaha PLN.

PLN dalam RUPTL ini berencana untuk menambah pelanggan baru yang besar, yaitu rata-rata 2,2 juta per tahun, sehingga rasio elektrifikasi akan mencapai 99,7% pada tahun 2025. Penambahan pelanggan baru tersebut tidak hanya mencakup mereka yang berada di wilayah usaha PLN saat ini tetapi juga mencakup mereka yang berada di luar wilayah usaha.

Faktor utama ketiga yang menjadi pendorong pertumbuhan permintaan tenaga listrik PLN adalah pembangunan KEK dan kawasan-kawasan industri lainnya. Jika pada suatu daerah atau area PLN tidak mampu untuk memenuhi permintaan pelanggan, maka *Captive Power* dapat dilaksanakan. *Captive power* ini umumnya timbul sebagai akibat dari ketidakmampuan PLN memenuhi permintaan pelanggan di suatu daerah, terutama pelanggan industri dan bisnis. Bilamana kemampuan PLN untuk melayani di daerah tersebut telah meningkat, maka *captive power* ini dengan berbagai pertimbangannya akan beralih menjadi pelanggan PLN. Seiring dengan program pemerintah untuk membangun KEK, PLN diharapkan dapat memenuhi kebutuhan listrik kawasan-kawasan yang telah dicanangkan pemerintah sebagai KEK. PLN dianggap mampu melistriki baik dengan melistriki langsung (pembangunan pembangkit atau jaringan ke kawasan) maupun dengan pengalihan *captive power*. Beberapa KEK yang telah ditetapkan oleh peraturan pemerintah dan ditelaah dipertimbangkan dalam perhitungan *demand forecast* adalah sebagai berikut :

1. KEK Sei Mangkei di Kabupaten Provinsi Sumatera Utara
2. KEK Tanjung Api-api di Kabupaten Banyuasin Provinsi Sumatera Selatan
3. KEK Tanjung Lesung di Kabupaten Pandeglang Provinsi Banten
4. KEK Maloy Batuta Trans Kalimantan di Kabupaten Kutai Timur Provinsi Kalimantan Timur
5. KEK Palu di Kota Palu Provinsi Sulawesi Tengah
6. KEK Morotai di Kabupaten Pulau Morotai Provinsi Maluku Utara
7. KEK Bitung di Kota Bitung Provinsi Sulawesi Utara
8. KEK Mandalika di Kabupaten Lombok Tengah Provinsi Nusa Tenggara Barat

Adapun rencana KEK lainnya yang belum mendapatkan penetapan peraturan pemerintah, upaya pemenuhan kebutuhan tenaga listriknya akan diakomodir setelah mendapatkan kepastian penetapan lokasinya.

Penyusunan prakiraan kebutuhan listrik dibuat dengan menggunakan sebuah aplikasi prakiraan beban yang disebut "*Simple-E*". Aplikasi ini menggunakan model regresi yang didapat dari data historis beberapa indikator seperti penjualan energi listrik, daya tersambung, jumlah pelanggan, pertumbuhan ekonomi, populasi dan tarif listrik untuk membentuk persamaan yang fit. Kebutuhan listrik ke depan diproyeksikan dengan menggunakan variabel bebas (indikator) yang mempunyai pengaruh besar (korelasi yang kuat) terhadap permintaan listrik. Variable bebas yang umumnya mempunyai korelasi yang kuat dengan peningkatan/penurunan konsumsi listrik adalah pertumbuhan ekonomi dan populasi serta tarif listrik. Dalam hal terdapat daftar tunggu yang cukup besar, maka digunakan juga daya tersambung sebagai variabel bebas. Aplikasi ini dilengkapi juga dengan fasilitas melihat tingkat ketelitian dari model yang dibentuk seperti parameter tingkat korelasi, dan uji statistik.

### 6.3.1. Pertumbuhan Ekonomi

Pertumbuhan perekonomian Indonesia selama 10 tahun terakhir yang dinyatakan dalam produk domestik bruto (PDB) dengan harga konstan tahun 2000 mengalami kenaikan rata-rata 5,8% per tahun. Pertumbuhan 5 tahun terakhir mencapai nilai tertinggi 6,5% seperti diperlihatkan pada Tabel 6.18.

**Tabel 6.18 Pertumbuhan Ekonomi Indonesia**

PDB	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PDB (10 <sup>3</sup> Triliun Rp) Harga konstan	1.66	1.75	1.85	1.96	2.08	2.17	2.22	2.46	2.62	2.77	2.91	3.04
Growth PDB (%)	5.05	5.67	5.50	6.32	6.06	4.63	6.22	6.49	6.26	5.70	5.02	4.70

Sumber: Statistik Indonesia, BPS

Pertumbuhan ekonomi tahun 2009 yang relatif rendah (4,6%) sebagaimana terlihat pada Tabel 6.1 disebabkan oleh imbas krisis finansial global yang terjadi pada tahun 2008 dan berlanjut ke 2009. Perekonomian Indonesia kembali pulih pada tahun 2010 dengan pertumbuhan 6,2% dan menguat pada tahun 2011 sebesar 6,5% yang kemudian menurun kembali di tahun 2012 dan 2013 dengan pertumbuhan ekonomi berturut-turut 6,3% dan 5,8%. Pertumbuhan ekonomi tahun 2014 semakin menurun diperkirakan hanya sebesar 5,5% yang dituangkan pada RAPBN-P tahun 2014, hal tersebut diakibatkan masih belum membaiknya perekonomian global sehingga mempengaruhi permintaan akan produk ekspor indonesia.



Proyeksi pertumbuhan ekonomi pada tahun 2015 dan 2016 diambil dari proyeksi pertumbuhan ekonomi Bank Indonesia dan beberapa bank pada situs Bloomberg. Sebagian entitas perbankan memproyeksikan pertumbuhan ekonomi sebesar 4,7% pada tahun 2015 dan rata-rata 5,5% pada tahun 2016. Untuk periode tahun 2017-2019, RUPTL ini mengadopsi angka pertumbuhan ekonomi pada draft RPJMN tahun 2015-2019 yang dikeluarkan oleh Bappenas yaitu sebesar 7,1%-8,0%. Untuk periode tahun 2020-2025, proyeksi ekonomi menggunakan angka dari Proyeksi BPPT, yaitu rata-rata 6,4% per tahun. Proyeksi kebutuhan listrik dalam RUPTL sedikit lebih rendah dari pada proyeksi kebutuhan listrik dalam draft RUKN 2015-2034. Hal ini dikarenakan penyediaan tenaga listrik di Indonesia selain dipenuhi oleh PLN juga akan dipenuhi oleh entitas lain<sup>46</sup> dalam rangka mendorong pertumbuhan ekonomi.

Dengan demikian asumsi pertumbuhan ekonomi yang digunakan dalam RUPTL ini diperlihatkan pada Tabel 6.19.

**Tabel 6.19 Asumsi Pertumbuhan Ekonomi Indonesia**

Wilayah	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Indonesia	4.7	5.5	7.1	7.5	8.0	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
Jawa Bali	4.9	5.8	7.2	7.4	7.5	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3
Sumatera	5.9	6.2	6.6	6.8	6.9	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
Kalimantan	3.6	4.2	5.2	5.4	5.5	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
Sulawesi	6.5	7.6	9.4	9.7	9.8	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6
Nusa Tenggara	4.5	5.3	6.5	6.7	6.8	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
Maluku & Maluku Utara	4.4	5.2	6.4	6.6	6.7	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5
Papua & Papua Barat	5.0	5.9	7.4	7.7	7.8	7.7	7.8	7.9	7.9	8.0	8.1

### 6.3.2. Pertumbuhan Penduduk

Jumlah penduduk Indonesia pada tahun 2010 adalah 238,6 juta orang dan jumlah rumah tangga 61,2 juta KK berdasar sensus penduduk tahun 2010. Sedangkan untuk memperkirakan jumlah penduduk hingga tahun 2024 PLN menggunakan laju pertumbuhan penduduk dari Buku Proyeksi Penduduk Bappenas-BPS-UNFPA bulan Desember 2013.

Pada Tabel 6.20 dapat dilihat perkiraan pertumbuhan penduduk untuk Jawa-Bali, Sumatera dan Indonesia Timur untuk sepuluh tahun mendatang.

---

<sup>46</sup> Entitas lain tersebut misalnya sektor industri yang mempunyai pembangkit sendiri, atau sebuah pembangkit swasta yang memasok suatu kawasan industri eksklusif.

**Tabel 6.20 Pertumbuhan Penduduk (%)**

Tahun	Indonesia	Jawa - Bali	Sumatera	Indonesia Timur
2015	1.36	1.11	1.60	1.83
2016	1.25	1.06	1.55	1.47
2017	1.23	1.04	1.47	1.53
2018	1.20	1.01	1.42	1.50
2019	1.15	0.99	1.27	1.47
2020	1.16	0.96	1.41	1.44
2021	1.08	0.92	1.27	1.36
2022	1.05	0.89	1.21	1.33
2023	1.02	0.86	1.16	1.30
2024	0.98	0.84	1.11	1.26
2025	0.95	0.81	1.06	1.23

Sumber: Proyeksi Penduduk 2010-2035 Bappenas-BPS-UNFPA, Bulan Desember 2013

### **6.3.3. Tarif Listrik**

Indikator tarif listrik memberikan efek yang berbeda terhadap permintaan listrik dibandingkan dengan indikator pertumbuhan ekonomi dan pertumbuhan penduduk. Kecenderungannya, peningkatan tarif listrik akan menekan konsumsi listrik hingga suatu titik tertentu. Observasi dari data historis penjualan PLN, memperlihatkan kecenderungan masyarakat (konsumen rumah tangga), industri dan bisnis untuk menekan atau mengurangi konsumsi listrik ketika harga listrik meningkat. Dengan memasukkan tarif listrik, sebagian efek penurunan pemakaian listrik dari program efisiensi energi ataupun program *demand side management* (DSM) dapat digambarkan.

Kebijakan Pemerintah mengenai tarif tenaga listrik adalah bahwa tarif tenaga listrik secara bertahap dan terencana diarahkan untuk mencapai nilai keekonomiannya. Proyeksi tarif listrik tahun-tahun kedepan pada RUPTL ini disesuaikan dengan proyeksi inflasi. Pada dasarnya dalam penentuan tarif listrik untuk jangka pendek (bulanan), PLN juga mempertimbangkan Harga Minyak Mentah Indonesia (Indonesia *Crude Price/ICP*). Namun mengingat kondisi saat ini dimana harga minyak mentah dipasar dunia terus mengalami fluktuasi, maka ICP tidak dipertimbangkan dalam memproyeksi tarif listrik di RUPTL ini.

#### 6.4. PRAKIRAAN KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK 2016-2025

Berdasarkan asumsi-asumsi pada butir 6.20, selanjutnya kebutuhan tenaga listrik diproyeksikan dan hasilnya diberikan pada Tabel 6.21. Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa kebutuhan energi listrik pada tahun 2025 akan menjadi 457 TWh, atau tumbuh rata-rata sebesar 8,6% per tahun untuk periode tahun 2016-2025. Sedangkan beban puncak *non coincident* pada tahun 2025 akan menjadi 74.383 MW atau tumbuh rata-rata 8,4% per tahun.

Estimasi pencapaian penjualan pada tahun 2015 hanya sebesar 2,0% dan pada 2016 diproyeksinya penjualan dapat meningkat menjadi 8,2% dan 12,5% pada tahun 2017. Pertumbuhan penjualan yang cukup signifikan pada tahun 2016 dapat dipicu oleh beberapa hal. *Rebound effect* dapat menjadi salah satu pemicunya. Efek ini juga pernah terjadi pada tahun 2009-2010, yaitu ketika krisis ekonomi global melanda dunia. Penjualan pada tahun 2010 meningkat sebesar 9.4% setelah sebelumnya anjlok pada angka 4,3%. Pada tahun 2010, elastisitas pertumbuhan ekonomi terhadap pertumbuhan penjualan cukup tinggi yaitu 1,5. Ini berarti kenaikan 1% pertumbuhan ekonomi setara dengan kenaikan 1,5% penjualan. Diproyeksikan pada tahun 2016 elastisitas ini juga akan mencapai 1.5. Jika diperhatikan, angka ini lebih tinggi dari rata-rata realisasi elastisitas antara tahun 2004-2014 yaitu 1,3. Namun hal ini dapat terjadi mengingat beberapa hal sebagai berikut :

- Program-program serta peraturan-peraturan yang dicanangkan pemerintah. Salah satu contoh program yang dapat menaikkan penjualan tenaga listrik adalah pendirian Kawasan Ekonomi Khusus (KEK). KEK ini dapat meningkatkan permintaan listrik yang cukup besar. KEK yang tersebar di Indonesia baik yang eksisting maupun rencana yang akan membutuhkan listrik dalam jumlah yang besar. Selain itu, peraturan pemerintah yang berkaitan dengan larangan ekspor bahan mineral mentah juga akan meningkatkan jumlah industri *smelter* khususnya di daerah-daerah pertambangan. Industri-industri *smelter* yang tersebar di beberapa daerah seperti Sulawesi dan Kalimantan ini akan membutuhkan daya listrik yang besar. Diproyeksikan untuk beberapa *smelter* di Sulawesi akan masuk pada tahun 2016.
- Daftar tunggu pelanggan besar baik pelanggan pada sektor industri maupun pelanggan pada sektor bisnis yang belum dapat disambung pada tahun 2015, akan menjadi pelanggan potensial ditahun 2016. Program penjualan di 2015 yang terhambat karena keterlambatan beberapa proyek

transmisi dan GI khususnya di Jawa-Bali, diproyeksikan akan selesai pada tahun 2016 sehingga daftar tunggu pelanggan pada 2015 dapat terlayani.

- Kekurangan daya pada tahun 2015 yang menyebabkan pemadaman pada beberapa daerah di Indonesia. Kekurangan daya ini diproyeksikan dapat diatasi pada 2016.

**Tabel 6.21 Pertumbuhan Ekonomi, Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik dan Beban Puncak Periode Tahun 2016–2025**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (TWh)	Beban Puncak (non-coincident) (MW)
2015	4.7	200	33,112
2016	5.5	217	35,828
2017	7.1	244	40,218
2018	7.5	268	44,130
2019	8.0	292	47,711
2020	6.4	315	51,270
2021	6.4	340	55,299
2022	6.4	366	59,523
2023	6.4	394	64,127
2024	6.4	425	69,058
2025	6.4	457	74,383

Jumlah pelanggan pada akhir tahun 2015 diproyeksikan sebesar 60,9 juta dan akan bertambah menjadi 82,57 juta pada tahun 2025 atau bertambah rata-rata sebanyak 2,2 juta pelanggan per tahun. Proyeksi jumlah penduduk dan pertumbuhan pelanggan pada tahun 2016-2025 diperlihatkan pada Tabel 6.5.

**Tabel 6.22 Proyeksi Jumlah Penduduk dan Pertumbuhan Pelanggan Periode Tahun 2016–2025**

Tahun	Penduduk (Juta)	Pelanggan (Juta)	Pertambahan Pelanggan per Tahun (Juta)
2016	256.4	64.07	3.14
2017	259.6	66.95	2.88
2018	262.7	69.87	2.91
2019	265.7	72.33	2.46
2020	268.8	74.75	2.42
2021	271.7	76.50	1.75
2022	274.5	78.04	1.54
2023	277.3	79.57	1.54
2024	280.1	81.07	1.49
2025	282.7	82.57	1.50

Proyeksi prakiraan kebutuhan listrik periode tahun 2016–2025 ditunjukkan pada Tabel 6.23 dan Gambar 6.1.

**Tabel 6.23 Prakiraan Kebutuhan Listrik, Pertumbuhan Listrik, Jumlah Pelanggan dan Konsumsi per Kapita**

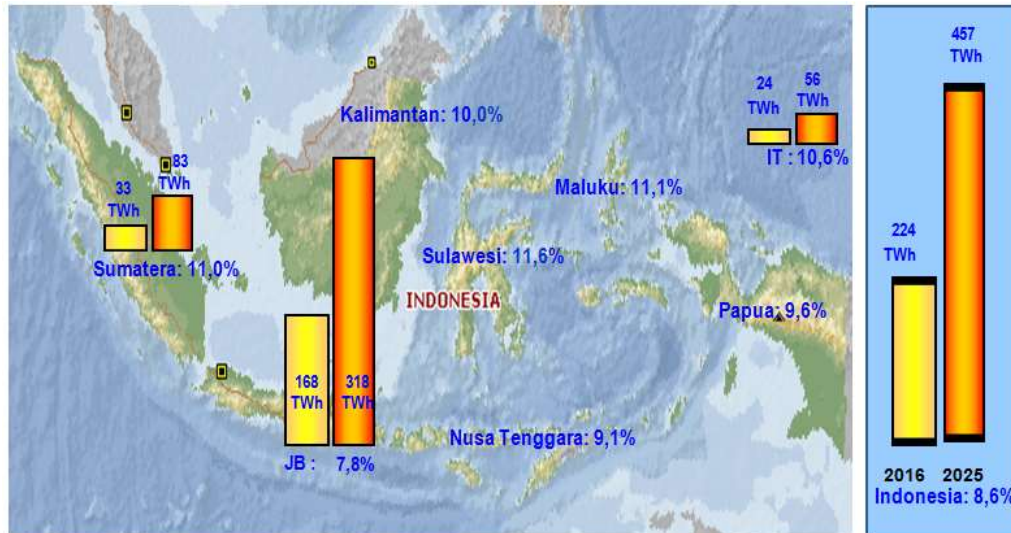
URAIAN	Satuan	2015*	2016	2018	2020	2022	2024	2025
1. Energi Demand	TWh							
- Indonesia		200.4	216.8	267.9	315.3	366.0	424.9	457.0
- Jawa Bali		150.5	162.1	197.1	228.2	260.8	297.5	317.7
- Indonesia Timur		20.6	22.7	29.8	36.4	43.6	52.2	56.4
- Sumatera		29.3	32.1	41.0	50.7	61.7	75.2	82.9
2. Pertumbuhan	%							
- Indonesia		2.0	8.2	9.9	8.1	7.7	7.7	7.6
- Jawa Bali		0.8	7.7	8.9	7.2	6.8	6.8	6.8
- Indonesia Timur		6.2	10.3	13.9	10.3	9.3	9.2	8.2
- Sumatera		6.2	9.4	11.8	10.4	10.3	10.5	10.2
3. Pelanggan	Juta							
- Indonesia		60.9	64.1	69.9	74.7	78.0	81.1	82.6
- Jawa Bali		39.3	41.1	44.3	46.7	48.3	49.8	50.6
- Indonesia Timur		9.7	10.4	11.7	13.0	14.0	14.9	15.3
- Sumatera		11.9	12.6	13.9	15.0	15.7	16.4	16.7
4. Konsumsi per Kapita	kWh / kapita							
- Indonesia		791.4	845.6	1,020.0	1,173.0	1,333.3	1,517.1	1,616.5
- Jawa Bali		1,017.3	1,083.7	1,291.6	1,466.3	1,646.2	1,846.6	1,956.0
- Indonesia Timur		404.6	439.7	559.8	663.7	774.2	903.3	965.8
- Sumatera		539.0	580.5	721.9	868.9	1,030.9	1,228.5	1,339.8

\* Estimasi realisasi energi jual

Pada periode tahun 2016-2025 kebutuhan listrik diperkirakan akan meningkat dari 216,8 TWh pada tahun 2016 menjadi 457,0 TWh pada tahun 2025, atau tumbuh rata-rata 8,6% per tahun. Untuk wilayah Sumatera pada periode yang sama, kebutuhan listrik akan meningkat dari 32,1 TWh pada tahun 2016 menjadi 82,9 TWh pada tahun 2025 atau tumbuh rata-rata 11,0% per tahun. Wilayah Jawa-Bali tumbuh dari 162,1 TWh pada tahun 2016 menjadi 317,7 TWh pada tahun 2025 atau tumbuh rata-rata 7,8% per tahun. Sedangkan Wilayah Indonesia Timur tumbuh dari 22,7 TWh pada 2016 menjadi 56,4 TWh di 2025 atau tumbuh rata-rata 10,6% per tahun.

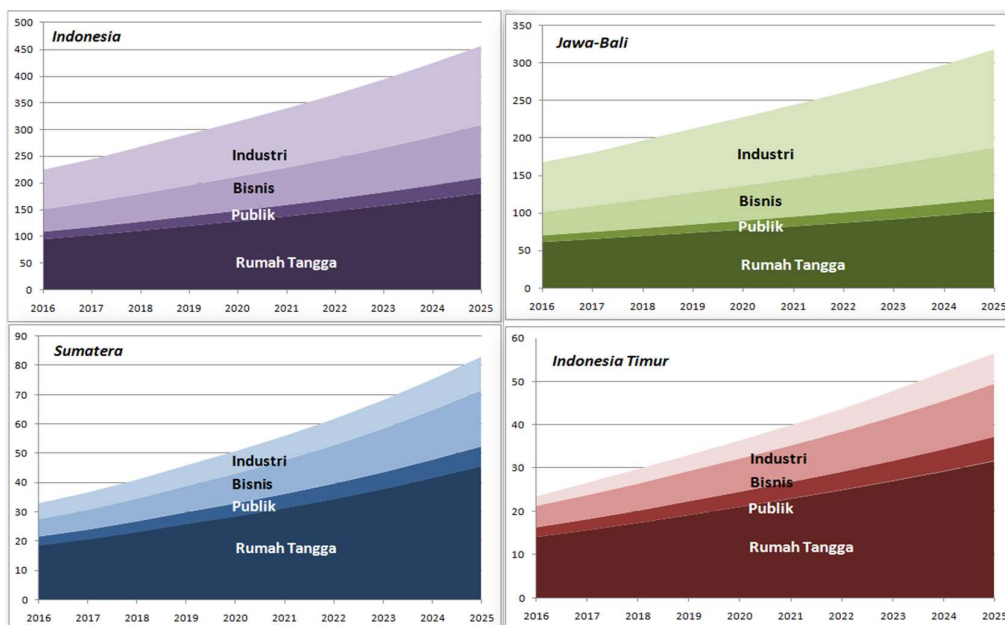
Konsumsi perkapita rata-rata pada tahun 2015 adalah sebesar 791,4 kWh dan meningkat menjadi 1616,5 kWh pada tahun 2025. Konsumsi perkapita terbesar terdapat pada region Jawa Bali yaitu sebesar 1.017,3 kWh per kapita pada tahun 2015 dan meningkat menjadi 1.956,0 kWh per kapita. Sedangkan konsumsi terendah perkapita adalah region Indoensia timur, dengan rata-rata pemakaian

tenaga listrik sebesar 404,6 per kapita pada tahun 2015 dan meningkat menjadi 965,8 di tahun 2025.



Gambar 6.1 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016 dan 2025

Proyeksi penjualan tenaga listrik per kelompok pelanggan dapat dilihat pada Gambar 6.2 dan Tabel 6.24. Gambar tersebut memperlihatkan bahwa pada Sistem Jawa Bali, kelompok pelanggan industri mempunyai porsi yang cukup besar pada tahun 2025, yaitu rata-rata 41,0% dari total penjualan. Sedangkan di Indonesia Timur dan Sumatera rata-rata porsi pelanggan industri adalah relatif kecil, yaitu masing-masing hanya 12,5% dan 13,6%. Pelanggan residensial masih mendominasi penjualan hingga tahun 2025, yaitu 56,0% untuk Indonesia Timur dan 55,1% untuk Sumatera.

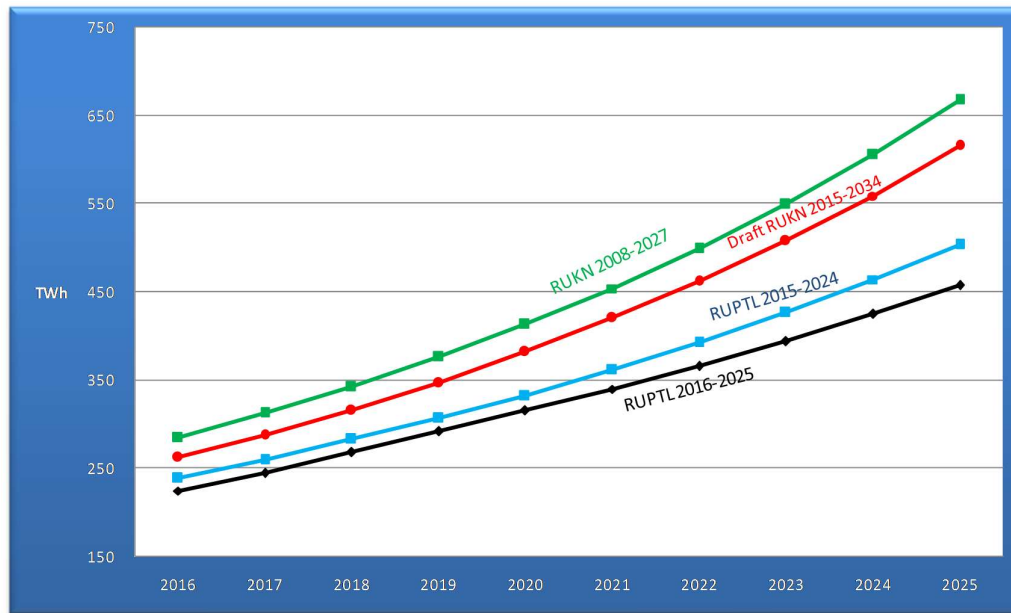


**Gambar 6.2 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016-2025**

**Tabel 6.24 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016-2025 per Kelompok Pelanggan (TWh)**

Wilayah	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Jawa-Bali</b>										
Rumah Tangga	59.6	65.6	69.8	74.1	78.4	82.8	87.4	92.3	97.5	102.9
Bisnis	8.5	9.5	10.2	11.0	11.8	12.7	13.6	14.6	15.7	16.9
Publik	29.9	34.8	38.7	42.5	46.7	50.4	54.5	58.8	63.3	68.1
Industri	64.0	71.1	78.4	85.2	91.3	98.2	105.2	112.9	121.1	129.8
<b>Jumlah</b>	<b>162.1</b>	<b>181.0</b>	<b>197.1</b>	<b>212.8</b>	<b>228.2</b>	<b>244.1</b>	<b>260.8</b>	<b>278.6</b>	<b>297.5</b>	<b>317.7</b>
<b>Sumatera</b>										
Rumah Tangga	18.1	20.7	23.2	25.9	28.5	31.4	34.4	37.9	41.7	45.7
Bisnis	3.0	3.4	3.7	4.1	4.5	4.9	5.3	5.8	6.2	6.7
Publik	5.7	6.6	7.6	8.8	10.1	11.5	13.0	14.8	16.9	19.2
Industri	5.3	6.0	6.5	7.0	7.6	8.2	8.9	9.6	10.4	11.2
<b>Jumlah</b>	<b>32.1</b>	<b>36.7</b>	<b>41.0</b>	<b>45.9</b>	<b>50.7</b>	<b>55.9</b>	<b>61.7</b>	<b>68.1</b>	<b>75.2</b>	<b>82.9</b>
<b>Indonesia Timur</b>										
Rumah Tangga	13.7	15.5	17.3	19.2	21.0	22.9	24.9	27.0	29.2	31.6
Bisnis	2.2	2.5	2.8	3.1	3.5	3.8	4.2	4.6	5.0	5.5
Publik	4.8	5.5	6.2	7.0	7.7	8.4	9.3	10.2	11.2	12.2
Industri	2.1	2.7	3.4	3.7	4.2	4.7	5.2	6.0	6.7	7.0
<b>Jumlah</b>	<b>22.7</b>	<b>26.2</b>	<b>29.8</b>	<b>33.0</b>	<b>36.4</b>	<b>39.9</b>	<b>43.6</b>	<b>47.7</b>	<b>52.2</b>	<b>56.4</b>
<b>Indonesia</b>										
Rumah Tangga	91.4	101.8	110.3	119.2	128.0	137.1	146.8	157.2	168.4	180.2
Bisnis	13.7	15.4	16.8	18.3	19.8	21.4	23.1	25.0	27.0	29.1
Publik	40.4	46.9	52.5	58.3	64.4	70.3	76.8	83.8	91.3	99.6
Industri	71.4	79.8	88.3	95.9	103.1	111.1	119.3	128.4	138.2	148.1
<b>Jumlah</b>	<b>216.8</b>	<b>243.9</b>	<b>267.9</b>	<b>291.8</b>	<b>315.3</b>	<b>339.9</b>	<b>366.0</b>	<b>394.4</b>	<b>424.9</b>	<b>457.0</b>

Gambar 6.3 memperlihatkan perbandingan proyeksi penjualan tahun 2016-2025 antara RUPTL 2016-2025, RUPTL 2015-2024, Draft RUKN 2015-2034 dan RUKN 2008-2027. Proyeksi penjualan pada RUPTL 2016-2025 relatif lebih rendah dibanding ketiga proyeksi lainnya. Hal ini disebabkan oleh angka estimasi realisasi penjualan di 2015 yang digunakan pada RUPTL 2016-2025 jauh lebih rendah. Turunnya angka pertumbuhan ekonomi nasional pada tahun 2015 disinyalir menjadi salah satu penyebab kecilnya penjualan listrik.



Gambar 6.3 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik RUPTL dan RUKN

## 6.5. RENCANA PENGEMBANGAN PEMBANGKIT

### 6.5.1. Kategorisasi Kandidat Pembangkit

#### Wilayah Sumatera

Kandidat pembangkit yang digunakan pada simulasi penambahan pembangkit di sistem Sumatera cukup bervariasi, yaitu kandidat PLTU batubara dengan kapasitas 300 MW dan 600 MW (mulut tambang maupun bukan mulut tambang). PLTG/MG/U pemikul beban puncak dan beban menegah (*loadfollower*) dengan kapasitas 100 MW dan 250 MW, serta PLTA-Pump Storage dengan kelas kapasitas 250 MW. Selain itu juga ada pembangkit panas bumi (PLTP) yang diperlakukan sebagai *fixed projects*. Sedangkan untuk sistem lainnya menggunakan kandidat pembangkit yang lebih kecil.



### Wilayah Jawa-Bali

Pada sistem Jawa-Bali, kandidat pembangkit yang dipertimbangkan untuk rencana pengembangan adalah PLTU batubara *ultra supercritical* kelas 1.000 MW dan *supercritical* 600 MW, PLTGU LNG/gas alam 800 MW, PLTG/GU LNG pemikul beban puncak 400-500 MW dan PLTA *Pumped Storage* 250 MW<sup>47</sup>. Selain itu terdapat beberapa PLTP kelas 55 MW dan 110 MW, serta PLTA. PLTN jenis *Pressurised Water Reactor* (PWR) kelas 1.000 MW juga disertakan sebagai kandidat dalam model optimisasi perencanaan pembangkitan.

Pemilihan ukuran unit PLTU batubara untuk sistem Jawa-Bali sebesar 1.000 MW per unit didasarkan pada pertimbangan efisiensi<sup>48</sup> dan kesesuaian dengan ukuran sistem tenaga listrik Jawa-Bali yang beban puncaknya sudah akan melampaui 25.000 MW dan akan menjadi 50.000 MW pada tahun 2025.

Asumsi harga bahan bakar dapat dilihat pada Tabel 6.25.

**Tabel 6.25 Asumsi Harga Bahan Bakar**

Jenis Energi Primer	Harga	Nilai Kalor
Batubara – Sub Bituminous	USD 70/Ton	5.100 kcal/kg
Batubara – Lignite	USD 50/Ton	4.200 kcal/kg
Batubara – Lignite di Mulut Tambang	USD 30/Ton	<4.000 kcal/kg
Gas alam	USD 7/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
LNG *)	USD 13/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
HSD *)	USD 0,6/Liter	9.070 kcal/l
MFO *)	USD 0,5/Liter	9.370 kcal/l
Uap Panas Bumi dan proyek energi terbarukan	(tidak mempengaruhi hasil simulasi perencanaan karena diperlakukan sebagai <i>fixed plant</i> )	
Bahanbakar nuklir	USD 1.400 /kg	

\*) Harga tersebut adalah untuk harga *crude oil* US\$70/barrel

### Wilayah Indonesia Timur

Kandidat pembangkit yang digunakan pada simulasi penambahan pembangkit di wilayah Indonesia Timur cukup bervariasi tergantung kepada kapasitas sistem yaitu kandidat PLTU batubara adalah 25 MW, 50 MW, 100 MW, 150 MW, 200 MW dan 300 MW serta kandidat PLTG/GU pemikul beban puncak kelas 50-450MW. Sistem lainnya menggunakan kandidat pembangkit yang lebih kecil.

<sup>47</sup>Mengacu pada desain PLTA *Pumped Storage Upper Cisokan*

<sup>48</sup>Mengambil *benefit* dari *economies of scale* dan menggunakan teknologi *boilersupercritical* yang mempunyai efisiensi jauh lebih tinggi daripada teknologi *subcritical*.

**6.5.2. Program Percepatan Pembangkit Berbahan bakar Batubara (Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006, Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 tahun 2011, Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014)**

Dengan Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Batubara sebagaimana telah 3 kali diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 Tahun 2011 dan Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014, Pemerintah telah menugaskan PT PLN (Persero) untuk membangun pembangkit listrik berbahan bakar batubara sebanyak kurang lebih 10.000 MW untuk memperbaiki *fuel mix* dan sekaligus juga memenuhi kebutuhan demand listrik di seluruh Indonesia. Program ini dikenal sebagai “Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW”. Berdasar penugasan tersebut PLN pada saat ini tengah membangun sejumlah proyek pembangkit dengan kapasitas dan perkiraan tahun operasi diperlihatkan pada Tabel 6.26.

Sampai dengan bulan Juli 2015 pembangunan Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW yang telah selesai dan beroperasi komersial adalah sebesar 7.645 MW, dalam tahap komisioning 1.541 MW dan tahap konstruksi 585 MW. Selain itu juga terdapat proyek yang diterminasi sebesar 34 MW, yaitu PLTU Selat Panjang (2x10 MW), PLTU Bengkalis (2x7 MW) dan PLTU Kalteng (2x7 MW), serta ada 1 proyek gagal tender yaitu PLTU Timika (2x7 MW) yang diganti dengan PLTU Merah Putih Timika (4x7 MW).

**Tabel 6.26 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW  
(Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006, Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009,  
Peraturan Presiden Nomor 47 Tahun 2011, Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014)  
Status Bulan November 2014**

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU 2 di Banten (Labuan)	2x300	2009-2010			
PLTU 1 di Jabar (Indramayu)	3x330	2011	PLTU di Lampung (Tarahan Baru)	2x100	2014
PLTU 1 di Banten (Suralaya Unit 8)	1x625	2011	PLTU 1 di Kalbar (Parit Baru)	2x50	2017-2018
PLTU 3 di Banten (Lontar)	3x315	2011-2012	PLTU di Kaltim (Teluk Balikpapan)	2x110	2015-2016
PLTU 2 di Jabar (Pelabuhan Ratu)	3x350	2013-2014	PLTU 1 di Kalteng (Pulang Pisau)	2x60	2016

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU 1 di Jateng (Rembang)	2x315	2011	PLTU di Kalsel (Asam-Asam)	2x65	2013
PLTU 2 di Jateng (PLTU Adipala)	1x660	2016	PLTU 2 di Sulut (Amurang)	2x25	2012
PLTU 1 di Jatim (Pacitan)	2x315	2013	PLTU di Gorontalo (Anggrek)	2x25	2016-2017
PLTU 2 di Jatim (Paiton Unit 9)	1x660	2012	PLTU di Maluku Utara (Tidore)	2x7	2015
PLTU 3 di Jatim (Tanjung Awar-awar)	2x350	2014-2016	PLTU 2 di Papua (Jayapura)	2x10	2015-2016
PLTU di Aceh (Meulaboh/Nagan Raya)	2x110	2014	PLTU 1 di Papua (Timika)	2x7	<i>Batal</i>
PLTU 2 di Sumut (Pangkalan Susu)	2x220	2015	PLTU di Maluku (Ambon)	2x15	2018
PLTU 1 di Riau (Bengkalis)	2x10	<i>Batal</i>	PLTU di Sultra (Kendari)	2x10	2012-2014
PLTU Tenayan di Riau	2x110	2016	PLTU di Sulsel (Barru)	2x50	2012-2013
PLTU di Kepri (Tanjung Balai)	2x7	2013	PLTU 2 di NTB (Lombok)	2x25	2015-2016
PLTU 4 di Babel (Belitung)	2x16,5	2015-2016	PLTU 1 di NTT (Ende)	2x7	2015
PLTU 3 di Babel (Air Anyer)	2x30	2014-2016	PLTU 2 di NTT (Kupang)	2x16,5	2014
PLTU 2 di Riau (Selat Panjang)	2x7	<i>Batal</i>	PLTU 1 di NTB (Bima)	2x10	2017
PLTU 2 di Kalbar (Pantai Kura-Kura)	2x27,5	2017-2018	PLTU 1 Sulut	2x25	2019
PLTU di Sumbar (Teluk Sirih)	2x112	2013-2014	PLTU 2 di Kalteng	2x7	<i>Batal</i>

### 6.5.3. Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2

Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 (FTP2) yang ditetapkan dengan Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dua kali dengan Perpres Nomor 194 Tahun 2014 dan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 02 Tahun 2010 yang selanjutnya telah dicabut dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 15 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 01 Tahun 2012, Peraturan Menteri ESDM Nomor 21 Tahun 2013 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2014 dan mempunyai kapasitas total 17.458 MW yang terdiri dari PLTU batubara 10.520 MW, PLTP 4.855 MW, PLTG 280 MW dan PLTA 1.803 MW, dengan rincian pada Tabel 6.27.

**Tabel 6.27 Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2**

Provinsi	Pemilik	Jenis	Proyek Pembangkit	MW	Provinsi	Pemilik	Jenis	Proyek Pembangkit	MW		
Aceh	Swasta	PLTA	Peusangan-4	83	Lampung	Swasta	PLTA	Semangka	2 x 28		
		PLTP	Jaboi	2 x 5			PLTP	Danau Ranau	2 x 55		
		PLTP	Seulawah Agam	110			PLTP	Rajabasa	2 x 110		
Banten	Swasta	PLTP	Gunung Endut	40			PLTP	Suoh Sekincau	4 x 55		
		PLTP	Rawa Dano	110			PLTP	Ulubelu 3 dan 4	2 x 55		
Bengkulu	PLN	PLTP	Hululais	2 x 55			PLTP	Wai Ratai	55		
Jambi	PLN	PLTP	Sungai Penuh	2 x 55	Maluku	PLN	PLTP	Tulehu	2 x 10		
Jawa Barat	PLN	PLTA	Upper Cisokan PS	4 x 260	Maluku Utara	Swasta	PLTP	Jailolo	4 x 10		
		PLTA	Jatigede	2 x 55	PLTP		Songa Wayaua	5			
		PLTU	Indramayu	1,000	NTB	PLN	PLTP	Sembalun	2 x 10		
		PLTU	Jawa-6	2 x 1,000			PLTU	Lombok	2 x 50		
		Swasta	PLTP	Cibuni	10	Swasta	PLTP	PLTP	Hu'u	2 x 10	
	PLTP		Cisolok-Cisukarame	50	PLTP			Atadei	2 x 2.5		
	PLTP		Gunung Ciremai	2 x 55	NTT	Swasta	PLTP	Mataloko	20		
	PLTP		Kamojang 5	30			PLTP	Sokoria	30		
	PLTP		Karaha Bodas	30			PLTP	Oka Ile Ange	10		
	PLTP		Karaha Bodas	2 x 55			Sulsel	PLN	PLTU	Punagaya	2 x 100
	PLTP		Patuha	3 x 55					Swasta	PLTA	Bonto Batu
	PLTP		Tampomas	45	Swasta	PLTA	PLTA	Malea	2 x 45		
	PLTP		Tangkuban Perahu 1	2 x 55			Sulteng	Swasta	PLTP	Bora Pulu	40
	PLTP		Tangkuban Perahu 2	2 x 30	PLTP	PLTP	Marana/Masaingi		2 x 10		
	PLTP		Wayang Windu 3-4	2 x 110		Sulut	PLN	PLTP	Kotamobagu	80	
	PLTU		Jawa-1	1,000	Swasta			PLTP	Lahendong V dan VI	2 x 20	
	Jawa Tengah		Swasta	PLTU	Jawa-3	2 x 660	Sumbar	PLN	PLTA	Masang 2	55
					Jawa-5	2 x 1,000			Swasta	PLTP	Bonjol
					PLTP	Baturaden	2 x 110	PLTP	PLTP	Muaralaboh	2 x 110
		Dieng				55	Sumsel		Swasta	PLTP	Lumut Balai
Dieng		60				PLTP		Rantau Dadap		2 x 110	
Guci		55				Sumut	PLN	PLTA	Asahan 3	2 x 87	
Umbul Telumoyo		55						PLTU	Pangkalan Susu 3 dan 4	2 x 200	
Ungaran		55					Swasta	PLTA	Hasang	40	
Jawa-4		2 x 1,000						PLTA	Wampu	3 x 15	
Jawa Timur		Swasta				PLTP	Ijen	2 x 55	PLTP	Sarulla 1	3 x 110
	Iyang Argopuro		55	PLTP	Sarulla 2		2 x 55				
	Wilis/Ngebel		3 x 55	PLTP	Simbolon Samosir		2 x 55				
Kalbar	PLN	PLTU	Parit Baru	2 x 50	PLTP	Sipoholon Ria-ria	20				
Kalsel	Swasta	PLTU	Kalsel	2 x 100	PLTP	Sorik Marapi	240				
Kalteng	PLN	PLTG	Bangkanai	280	<b>Jumlah</b>			<b>17,458</b>			
Kaltim	Swasta	PLTU	Kaltim	2 x 100							

Porsi pembangkit EBT (PLTP dan PLTA) dalam FTP2 sebesar 38%. Pengembangan ini merupakan bagian dari rencana yang lebih besar lagi dalam RUPTL yang mencapai 14.000 MW hingga tahun 2025. Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 sebesar 17.458 MW tersebut terdiri atas 5.799 MW sebagai proyek PLN dan 11.659 MW sebagai proyek IPP. Terdapat perubahan kapasitas dalam proyek pembangkit FTP2 antara lain PLTG/MG Bangkanai dan PLTA Bonto Batu. Kapasitas PLTG/MG Bangkanai dari total 280 MW menjadi total 295 MW karena kapasitas tersebut menyesuaikan dengan kapasitas yang sudah terkontrak. Sedangkan PLTA Bonto Batu dari total 110 MW menjadi 46 MW sesuai dengan hasil studi terakhir dari pengembang.

#### 6.5.4. Program Pembangunan Ketenagalistrikan 35.000 MW

Program pembangunan ketenagalistrikan 35.000 MW meliputi pengembangan pembangkit, jaringan transmisi dan GI dan jaringan distribusi. Pengembangan tersebut untuk memenuhi pertumbuhan ekonomi rata-rata 6,6% per tahun, pertumbuhan kebutuhan listrik rata-rata 8,3% per tahun dan rasio elektrifikasi 97% pada tahun 2019. Program ini merupakan bagian dari rencana pengembangan ketenagalistrikan 10 tahun ke depan yang diharapkan dapat COD pada tahun 2019.

Sesuai kebijakan pemerintah untuk mewujudkan program 35.000 MW, diharapkan peran swasta dalam pembangunan pembangkit lebih besar dibandingkan dengan yang akan dibangun oleh PLN. Porsi pengembangan pembangkit 35.000 MW seperti terlihat dalam Tabel 6.28. Dalam tabel tersebut IPP akan melakukan pembangunan pembangkit sebesar 25.068 MW atau sekitar 70%, sedangkan PLN akan membangun pembangkit sebesar 10.559 MW atau 30%.

**Tabel 6.28 Kebutuhan Tambahan Pembangkit 35.000 MW**

Pembangkit	IPP	PLN	Jumlah
PLTU	17,598	2,215	19,813
PLTA/PLTM	582	1,389	1,971
PLTG/MG/GU	6,123	6,785	12,908
PLTP	555	170	725
PLT Bayu	180	-	180
PLT Biomass	30	-	30
<b>Jumlah</b>	<b>25,068</b>	<b>10,559</b>	<b>35,627</b>

Sesuai arahan Wapres RI dan dalam Draft RUKN 2015-2034 dinyatakan bahwa porsi IPP adalah sebesar 30 GW sedangkan PLN hanya 5 GW, namun PLN berpendapat bahwa hal tersebut akan sulit dilakukan karena 6 GW proyek pembangkit PLN telah diproses pengadaannya dengan rincian sebagai berikut:

- Sudah kontrak sebesar 2,9 GW.
- Telah ada komitmen pendanaan sebesar 1,3 GW.
- Dalam proses pengadaan sebesar 0,8 GW.
- Sudah ada dokumen FS dan dokumen lelang di lokasi eksisting PLN sebesar 1,5 GW.

Sedangkan sisanya sekitar 4 GW masih dalam persiapan proses, yang sebagian besar merupakan pembangkit *peaker/mobile power plant* di Sumatera dan Indonesia Timur.

Pembangkit pemikul beban puncak (*peaker*) yang berfungsi mengontrol keandalan operasi, serta pengembangan sistem *isolated* untuk meningkatkan rasio elektrifikasi sebaiknya dibangun oleh PLN. Namun demikian dibuka kemungkinan pihak swasta yang benar-benar berminat untuk dapat ikut berpartisipasi sebagai pembangkit peaker dan mengembangkan sistem *isolated*.

Apabila proyek pembangkit PLN tersebut dialihkan menjadi IPP, maka akan memperpanjang waktu sehingga target COD tahun 2019 tidak dapat tercapai, selain itu juga akan timbul masalah hukum. *Security of supply* juga menjadi pertimbangan agar dalam suatu sistem tidak didominasi oleh swasta.

Selain itu dengan telah dilakukannya revaluasi aset, kemampuan keuangan PLN telah meningkat sekitar 65% dari sebelum dilakukannya revaluasi aset. Kemampuan keuangan tersebut telah memberikan keyakinan bagi PLN untuk dapat membangun pembangkit tenaga listrik sebesar 29% dari total kapasitas 35.000 MW, dengan tetap melaksanakan kebijakan prioritas yang telah diamanatkan kepada PLN:

1. Pelaksanaan program listrik perdesaan;
2. Pembangunan dan perkuatan jaringan transmisi dan distribusi tenaga listrik;
3. Pembangunan dan perkuatan gardu induk;
4. Pembangunan pembangkit peaker;
5. Pembangunan pembangkit tenaga listrik di daerah remote.

Untuk dapat menyalurkan daya dari pembangkit-pembangkit tersebut ke pelanggan, dibutuhkan Tambahan jaringan transmisi sebesar 48 ribu kms dan tambahan GI sebesar 114 ribu MVA.

Pemerintah mengharapkan agar program 35.000 MW ini dapat diselesaikan pada tahun 2019. Hal ini tidak akan dapat tercapai apabila tidak didukung oleh faktor-faktor antara lain dukungan pemerintah, kesiapan internal PLN dan kesiapan pelaku usaha untuk menghadapi kendala-kendala dalam pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan, seperti perizinan dan pembebasan lahan. Tanpa dukungan tersebut maka COD pembangkit diperkirakan akan mengalami keterlambatan.

Tantangan dalam implementasi program 35.000 MW antara lain:

1. PLN perlu segera memperkuat struktur permodalan untuk menjaga rasio keuangan yang sehat (antara lain saat ini DSCR sebesar 1,35, lebih rendah dari syarat 1,5).
2. Perlu percepatan dan kejelasan skema penjaminan Pemerintah untuk pendanaan terutama untuk proyek-proyek skala besar dan/atau menjadi perhatian khusus.
3. Interdependensi antar-aktivitas dan antar-proyek pembangkit, transmisi, dan gardu induk pada Program 35.000 MW tinggi sehingga memerlukan integrasi antar-proyek, fungsi dan proses yang kuat.
4. Koneksi kesisteman dan keselarasan antara kapasitas dengan *demand* perlu diutamakan sejak perencanaan dan perlu dievaluasi terus menerus.
5. Pengadaan tanah membutuhkan waktu 488-742 hari (UU 2/2012) dan harus selesai sebelum penunjukan pengembang ( $\pm$  21.130 MW belum bebas) dan penyelesaian benturan antar regulasi.
6. Perizinan membutuhkan penyelarasan dan akselerasi oleh Pemerintah Pusat dan Daerah serta perlu waktu yang lama (rencana PTSP masih membutuhkan 240 hari sampai dengan siap konstruksi).
7. Pengadaan pengembang harus selesai paling lambat kuartal IV 2016 untuk pembangkit PLN dan kuartal IV 2015 untuk pembangkit IPP dan penentuan pemenang tidak hanya berbasis harga terendah, namun berbasis kualitas dan nilai (*value*) yang diperoleh.
8. Perlu langkah khusus pengamanan pasokan energi primer, terutama gas.

#### Kunci sukses dan dukungan yang diharapkan Program 35.000 MW

Untuk mencapai target Program 35.000 MW, diperlukan dukungan Pemerintah baik di tingkat pusat maupun daerah, kesiapan internal PLN, dan kesiapan pelaku usaha.

1. Dukungan Pemerintah
  - Jaminan pemerintah agar PLN dapat memperoleh pendanaan dengan biaya yang lebih efisien.
  - Penguatan neraca PLN melalui penyertaan modal dan profitabilitas melalui restrukturisasi tariff.

- Dukungan pemerintah pusat dan daerah untuk pengadaan tanah, perizinan, dan energi primer.

## 2. Kesiapan Internal PLN

- Penguatan SDM dan organisasi PLN untuk mengelola dan melaksanakan program, termasuk percepatan penetapannya.
- Penerapan manajemen program yang baik.
- Pemenuhan milestone program sesuai rencana.

## 3. Kesiapan Pelaku Usaha

Kesiapan pelaku usaha, antara lain kontraktor, IPP, supplier, konsultan, lender, dan masyarakat.

### Dukungan Pemerintah untuk Program Percepatan Pembangunan Pembangkit 35.000 MW

Keberhasilan program 35.000MW untuk 5 tahun ke depan membutuhkan dukungan Pemerintah dalam hal sebagai berikut:

1. Mempermudah dan mempercepat persetujuan SLA dan PKLN.
2. Menyetujui *direct loan* dari bank pembangunan internasional ke PLN dengan jaminan pemerintah.
3. Melanjutkan proyek kelistrikan pendanaan APBN dengan menggunakan APLN atau PMN.
4. Merencanakan tambahan modal ke PLN untuk menambah kapasitas investasi.
5. Menyetujui tambahan alokasi gas dan LNG untuk PLN.
6. Memberi dispensasi izin kehutanan (memberikan izin bekerja di hutan sambil menyelesaikan Izin Pinjam Pakai Kawasan Hutan).
7. Menetapkan Perhutani sebagai penerima kuasa dari pengguna hutan untuk membeli lahan pengganti hutan dan menghutankannya.
8. Menerbitkan izin jetty secara otomatis apabila Pemda sudah menerbitkan izin lokasi/izin penetapan lokasi.
9. Menyederhanakan perizinan terkait dengan kelistrikan (ada 52 izin/rekomendasi/pertimbangan teknis).



10. Percepatan pengadaan tanah dengan penerapan UU 2 Tahun 2012 yang dilengkapi aturan pelaksana yang jelas serta membentuk Tim Pengadaan Tanah khusus program 35.000 MW.

### 6.5.5. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia

Rencana penambahan kapasitas pembangkit gabungan seluruh Indonesia ditunjukkan pada Tabel 6.29. Kapasitas tersebut hanya meliputi pembangkit – pembangkit yang direncanakan untuk sistem-sistem besar (interkoneksi), dan sudah mencakup Program Percepatan Pembangkit Tahap 1 (FTP1) dan Program Percepatan Pembangkit Tahap 2 (FTP2).

**Tabel 6.29 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW)**

Tahun	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
<b>PLN</b>											
PLTU	1,822	251	1,294	1,945	500	150	-	-	-	2,000	7,962
PLTP	-	-	65	105	55	-	55	-	40	80	400
PLTGU	-	1,280	2,650	150	-	-	-	-	-	-	4,080
PLTG	409	1,301	759	150	177	160	20	10	-	30	3,016
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	6	2	63	5	-	-	-	-	-	77
PLTA	-	-	88	284	22	77	187	446	251	277	1,632
PS	-	-	-	1,040	-	-	-	-	-	-	1,040
PLT Lain	13	-	-	-	1	1	-	-	-	-	15
<b>Jumlah</b>	<b>2,244</b>	<b>2,838</b>	<b>4,858</b>	<b>3,737</b>	<b>760</b>	<b>388</b>	<b>262</b>	<b>456</b>	<b>291</b>	<b>2,387</b>	<b>18,221</b>
<b>IPP</b>											
PLTU	1,205	773	2,103	15,223	4,001	921	300	300	300	-	25,125
PLTP	85	350	255	485	525	450	285	935	750	940	5,060
PLTGU	-	35	4,200	1,350	-	-	250	-	-	-	5,835
PLTG	350	83	476	20	10	6	-	-	-	-	945
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	32	72	112	229	76	86	196	26	257	201	1,288
PLTA	45	57	87	73	118	254	230	1,351	980	2,305	5,499
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	179	279	346	266	308	63	46	129	30	276	1,922
<b>Jumlah</b>	<b>1,896</b>	<b>1,649</b>	<b>7,579</b>	<b>17,646</b>	<b>5,038</b>	<b>1,779</b>	<b>1,307</b>	<b>2,741</b>	<b>2,317</b>	<b>3,722</b>	<b>45,674</b>
<b>Unallocated</b>											
PLTU	-	-	-	7	47	710	100	400	200	250	1,714
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	460	230	690
PLTGU	-	-	-	-	-	-	800	260	4,340	3,600	9,000
PLTG	-	-	-	-	21	88	125	16	10	50	310
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	8	8	-	222	75	350	1,368	2,029
PS	-	-	-	-	-	-	-	450	450	2,000	2,900
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Jumlah</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>15</b>	<b>76</b>	<b>798</b>	<b>1,247</b>	<b>1,201</b>	<b>5,810</b>	<b>7,498</b>	<b>16,643</b>
<b>Total</b>											
PLTU	3,027	1,024	3,397	17,175	4,548	1,781	400	700	500	2,250	34,801
PLTP	85	350	320	590	580	450	340	935	1,250	1,250	6,150
PLTGU	-	1,315	6,850	1,500	-	-	1,050	260	4,340	3,600	18,915
PLTG	759	1,384	1,235	170	208	254	145	26	10	80	4,271
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	32	78	115	292	81	86	196	26	257	201	1,365
PLTA	45	57	175	365	147	330	639	1,872	1,581	3,950	9,160
PS	-	-	-	1,040	-	-	-	450	450	2,000	3,940
PLT Lain	192	279	346	266	309	64	46	129	30	276	1,937
<b>Jumlah</b>	<b>4,139</b>	<b>4,487</b>	<b>12,437</b>	<b>21,398</b>	<b>5,873</b>	<b>2,965</b>	<b>2,816</b>	<b>4,398</b>	<b>8,418</b>	<b>13,607</b>	<b>80,538</b>

Tabel 6.29 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit selama 10 tahun mendatang (periode tahun 2016–2025) untuk seluruh Indonesia adalah 80,5 GW atau pertambahan kapasitas rata-rata mencapai 8,1 GW per tahun.
- Penambahan kapasitas pembangkit tersebut lebih tinggi dari RUPTL 2015-2024 karena untuk memenuhi target bauran energi dari EBT sekitar 25% dan gas sekitar 24% pada tahun 2025. Selain itu juga telah memperhitungkan penambahan pembangkit gas sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak terpenuhi.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 34,8 GW atau 43,2%, sementara PLTGU gas dengan kapasitas 18,9 GW atau 23,5% dan PLTG/MG sebesar 4,3 GW atau 5,3%. Untuk energi baru dan terbarukan (EBT), yang terbesar adalah PLTA sebesar 14,5 GW atau 18,0% dari kapasitas total, disusul oleh panas bumi sebesar 6,2 GW atau 7,6%. Sedangkan pembangkit lain sebesar 1,9 GW atau 2,4 % berupa pembangkit termal modular, PLTS, PLTB, PLTD, PLT sampah dan biomass.
- Untuk memenuhi target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, maka diperlukan tambahan pembangkit EBT sebesar 14,4 GW di luar yang sudah disebutkan dalam tabel 6.29 di atas. Namun sebagai kontingensi apabila target EBT tersebut tidak terpenuhi, maka direncanakan tambahan pembangkit gas/LNG sekitar 5 GW.
- Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2019 sangat tinggi, mencapai 21,4 GW, hal ini sesuai dengan penugasan Pemerintah agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019.

#### **6.5.6. Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Wilayah Sumatera**

Sistem kelistrikan di wilayah Sumatera terdiri dari 1 sistem interkoneksi, yaitu: Sistem Sumatera, dan 2 sistem *isolated* yang cukup besar dengan beban puncak di atas 50 MW, yaitu Bangka dan Tanjung Pinang, serta beberapa sistem *isolated* dengan beban puncak di atas 10 MW.

##### Penambahan Pembangkit Wilayah Sumatera

Pada Tabel 6.30 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2016-2025 untuk wilayah Sumatera.

**Tabel 6.30 Kebutuhan Pembangkit Wilayah Sumatera (MW)**

Tahun	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
<b>PLN</b>											
PLTU	344	-	200	200	-	-	-	-	-	-	744
PLTP	-	-	55	55	55	-	55	-	-	-	220
PLTGU	-	30	250	-	-	-	-	-	-	-	280
PLTG/MG	-	250	204	-	-	-	-	-	-	-	454
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	88	174	-	-	52	163	89	47	613
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Jumlah</b>	<b>344</b>	<b>280</b>	<b>797</b>	<b>429</b>	<b>55</b>	<b>-</b>	<b>107</b>	<b>163</b>	<b>89</b>	<b>47</b>	<b>2,311</b>
<b>IPP</b>											
PLTU	525	-	750	2,750	1,451	21	-	300	300	-	6,097
PLTP	55	330	235	265	195	160	110	495	420	700	2,965
PLTGU	-	-	750	250	-	-	250	-	-	-	1,250
PLTG/MG	350	63	376	20	10	6	-	-	-	-	825
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	18	26	46	99	30	35	155	6	104	143	661
PLTA	45	10	87	73	-	59	175	768	-	1,219	2,436
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	111	72	67	-	10	11	-	10	10	-	291
<b>Jumlah</b>	<b>1,104</b>	<b>501</b>	<b>2,311</b>	<b>3,457</b>	<b>1,696</b>	<b>292</b>	<b>690</b>	<b>1,579</b>	<b>834</b>	<b>2,062</b>	<b>14,525</b>
<b>Unallocated</b>											
PLTU	-	-	-	7	47	-	-	-	-	-	54
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	400	400	800
PLTG/MG	-	-	-	-	20	45	15	15	-	-	95
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	8	8	-	85	75	-	390	564
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,000	1,000
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Jumlah</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>15</b>	<b>75</b>	<b>45</b>	<b>100</b>	<b>90</b>	<b>400</b>	<b>1,790</b>	<b>2,513</b>
<b>Total</b>											
PLTU	869	-	950	2,957	1,498	21	-	300	300	-	6,895
PLTP	55	330	290	320	250	160	165	495	420	700	3,185
PLTGU	-	30	1,000	250	-	-	250	-	400	400	2,330
PLTG/MG	350	313	580	20	30	51	15	15	-	-	1,374
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	18	26	46	99	30	35	155	6	104	143	661
PLTA	45	10	175	255	8	59	312	1,006	89	1,656	3,613
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,000	1,000
PLT Lain	111	72	67	-	10	11	-	10	10	-	291
<b>Jumlah</b>	<b>1,447</b>	<b>781</b>	<b>3,108</b>	<b>3,901</b>	<b>1,826</b>	<b>337</b>	<b>896</b>	<b>1,832</b>	<b>1,323</b>	<b>3,899</b>	<b>19,349</b>

Tabel 6.30 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2016-2025 adalah 19,3 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 1,9 GW per tahun yang terdiri dari sistem interkoneksi Sumatera 18,2 GW dan luar sistem interkoneksi Sumatera 1,1 GW.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit *thermal* yang akan dibangun, yaitu sebesar 6,9 GW (35,6%). Sedangkan untuk pembangkit gas yang direncanakan yaitu, PLTGU sebesar 2,3 GW (12,0%), PLTG/MG 1,4 GW (7,1%). Sementara untuk energi terbarukan khususnya PLTA/PLTM/*pumped storage* sebesar 5,3 GW atau 27,3%, panas bumi sebesar 3,2 GW atau 16,5%, dan pembangkit lainnya 0,3 GW atau 1,5%.
- Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2019 sangat tinggi, mencapai 3,9 GW, hal ini sesuai dengan penugasan Pemerintah agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019.

Neraca Daya

Neraca daya sistem Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.31.

**Tabel 6.31 Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2016-2025**

No	Pasokan dan kebutuhan	Satuan	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	<b>Kebutuhan</b>											
	Produksi	GWh	34.737	39.713	44.334	49.557	54.630	60.114	66.158	72.889	80.356	88.761
	Faktor Beban	%	72	72	72	72	72	72	72	73	73	73
	Beban Puncak	MW	5.519	6.301	7.025	7.841	8.632	9.485	10.425	11.469	12.627	13.928
	Beban Puncak (Bruto)											
2	<b>Pasokan</b>											
	Kapasitas Terpasang	MW	7.747	7.747	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
	Daya Mampu	MW	7.355	7.270	6.704	6.154	5.706	5.466	5.376	5.376	5.376	5.376
	PLN	MW	4.691	4.691	4.691	4.665	4.277	4.277	4.277	4.277	4.277	4.277
	Sewa	MW	1.455	1.370	824	300	240	-	-	-	-	-
	IPP	MW	1.209	1.209	1.189	1.189	1.189	1.189	1.099	1.099	1.099	1.099
	Retired & mothballed (PLN)	MW	-	-	247	-	-	-	-	-	-	-
3	<b>Tambahan Kapasitas</b>											
	<b>PLN ON-GOING &amp; COMMITTED</b>											
	Riau Amandemen FTP1 (Tenayan)	PLTU	220									
	Tarahan #4 FTP1 (Sebalang)	PLTU	100									
	Pangkalan Susu #3,4 (FTP2)	PLTU			200	200						
	Batanghari Ekspansi (ST)	PLTGU		30								
	Hululais (FTP2)	PLTP			55	55						
	Sungai Penuh (FTP2)	PLTP					55		55			
	Peusangan 1-2	PLTA			88							
	Asahan III (FTP2)	PLTA				174						
	Masang-2 (FTP2)	PLTA							55			
	MPP Sumbagselteng	PLTG/IMG	75									
	MPP Sumbagsel	PLTG/IMG	100									
	MPP Sumbagut	PLTG/IMG	100									
	<b>SWASTA ON-GOING &amp; COMMITTED</b>											
	Keban Agung	PLTU	225									
	Sumsel-5 (Bayung Lencir)	PLTU	300									
	Lumut Balai (FTP2)	PLTP		55	55						110	
	Uluvalu #3,4 (FTP2)	PLTP	55	55								
	Sanula I (FTP2)	PLTP		220	110							
	Muara Laboh (FTP2)	PLTP			70	150						
	Rantau Dadap (FTP2)	PLTP				110	110					
	Sorik Marapi (FTP2)	PLTP					80	160				
	Seulawah Agam (FTP2)	PLTP								110		
	Rajabasa (FTP2)	PLTP								110	110	
	Sueh Sekinjau (FTP2)	PLTP										220
	Sipoholon Ria-Ria (FTP2)	PLTP									20	
	Wai Ratai (FTP2)	PLTP								55		
	Sanula II (FTP2)	PLTP							110			
	Simbolon Samosir (FTP2)	PLTP									110	
	Danao Ranau (FTP2)	PLTP								110		
	Bonjol (FTP2)	PLTP									60	
	Wampu (FTP2)	PLTA	45									
	Semangka (FTP2)	PLTA			56							
	Hasang (FTP2)	PLTA				40						
	Merangin-2	PLTA							175	175		
	Peusangan-4 (FTP2)	PLTA								83		
	Batang Toru (Tapsel)	PLTA								510		
	Sumut-1	PLTU			300							
	Sumsel-1	PLTU				300	300					
	pembangkit Minihidro Tersebar	PLTMH	8	26	46							46
	<b>RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS PLN/SEWA</b>											
	Lampung Peaker	PLTG/IMG			200							
	Riau Peaker	PLTG/IMG		200								
	Sumbagut-2 Peaker (Arun Ekspansi)	PLTG/IMGU			250							
	Simonggo-2	PLTA								90		
	Ketahun-1	PLTA								25		
	Masang-3	PLTA									89	
	Kumbih	PLTA								48		
	<b>RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS SWASTA</b>											
	Krueng Isep	PLTA		10	10							
	Dumai	PLTGU							250			
	Riau	PLTGU			250							
	MT Meulaboh (Nagan Raya) #3,4	PLTU				200	200					
	Sumut-2	PLTU								300	300	
	Sumsel-6	PLTU				300	300					
	Sumsel-7	PLTU			300							
	Sumbagsel-1	PLTU			150							
	Bengkulu	PLTU			200							
	Banyuasin	PLTU					240					
	Jambi Peaker	PLTG/IMG			100							
	Sumbagut-1 Peaker	PLTG/IMGU			250							
	Sumbagut-3,4	PLTG/IMGU			250	250						

No	Pasokan dan kebutuhan	Satuan	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	Sidikalang-1	PLTA				15						
	Air Putih	PLTA			21							
	Redelong	PLTA				18						
	Meureubo-2	PLTA						59				
	Jambi	PLTU				1.200						
	pembangkit Minihidro Tersebar	PLTMH				97	30	30				
	Tampur-1	PLTA										428
	Riau-1	PLTU				600						
<b>RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS (UNNALLOCATED)</b>												
	Sumatera-1	PLTGU									400	
	Sumatera-2	PLTGU										400
	Sibundong-4	PLTA								75		
	Lawe Alas	PLTA										150
	Jambu Aye	PLTA										160
	Sumatera Pump Storage-1	PLTA										1.000
	Pembangkit Hydro Tersebar	PLTA				8	8		85			834
	Pembangkit Biofuel Tersebar	PLTB	91	22	6							
	pembangkit Minihidro Tersebar	PLTMH						5	155	6	104	168
	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP								110	10	480
	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	16	10	21		10	11		10	10	
	<b>Total Tambahan</b>	<b>MW</b>	<b>1.334</b>	<b>628</b>	<b>2.788</b>	<b>4.066</b>	<b>1.333</b>	<b>265</b>	<b>884</b>	<b>1.817</b>	<b>1.323</b>	<b>3.886</b>
	<b>Total Kapasitas Sistem</b>	<b>MW</b>	<b>9.081</b>	<b>9.709</b>	<b>12.250</b>	<b>16.317</b>	<b>17.649</b>	<b>17.914</b>	<b>18.798</b>	<b>20.615</b>	<b>21.938</b>	<b>25.824</b>
	<b>Jumlah Daya Mampu Netto</b>	<b>MW</b>	<b>8.689</b>	<b>9.232</b>	<b>11.454</b>	<b>14.971</b>	<b>15.855</b>	<b>15.880</b>	<b>16.674</b>	<b>18.491</b>	<b>19.814</b>	<b>23.700</b>

Neraca Daya sistem interkoneksi Sumatera pada RUPTL 2016-2025 direncanakan dengan *reserve margin* yang masih cukup tinggi, yaitu tertinggi mencapai 87% pada tahun 2019. Tingginya *reserve margin* tersebut disebabkan tingginya porsi pembangkit EBT, dimana sifat pembangkit EBT tersebut adalah *intermittent* (*ketersediaannya* terputus-putus). Tingginya porsi pembangkit EBT di Sistem Sumatera adalah untuk menyesuaikan dengan kebijakan Pemerintah agar bauran energi dari EBT bisa mencapai 25% pada tahun 2025, selain itu juga adanya penugasan pemerintah dimana program 35 GW diharapkan selesai pada tahun 2019. Jenis pembangkit EBT yang direncanakan beroperasi antara lain adalah PLTB, PLTS, PLT sampah, dan biomas/biogas.

Tambahan proyek baru di sistem Sumatera pada RUPTL 2016-2025 adalah sebagai berikut :

1. PLTGU IPP Dumai 250 MW dengan rencana COD tahun 2022/2023, diperlukan untuk memenuhi kebutuhan beban di sekitar Dumai dan subsistem Riau.
2. Pembangkit mini hidro (PLTMH) dengan total kapasitas 710 MW dengan COD 2016 sampai 2024 MW, tersebar di provinsi Aceh, Sumut, Sumbar, Bengkulu, Sumsel, dan Lampung.
3. Selain pembangkit mini hidro, terdapat pula potensi PLTA tersebar di Sumatera dengan total kapasitas 1.056 MW dan direncanakan beroperasi pada tahun 2019 – 2025.
4. Pembangkit energi terbarukan lainnya yang direncanakan beroperasi di sistem Sumatera antara lain:

- Pembangkit Biomas dan Biogas dengan total kapasitas 163 MW yang direncanakan beroperasi pada tahun 2016-2018 dengan lokasi tersebar di Sistem Sumatera.
- Pembangkit tenaga sampah dengan total kapasitas 88 MW yang direncanakan beroperasi pada tahun 2016-2024 dengan lokasi tersebar di Sistem Sumatera.
- Pembangkit tenaga surya dengan total kapasitas 40 MW yang direncanakan beroperasi pada tahun 2017 dengan lokasi tersebar di Sistem Sumatera.

#### Proyek-proyek strategis

1. Proyek PLTU Percepatan Tahap I (PLTU Tarahan dan PLTU Tenayan), PLTA Peusangan 1-2 serta PLTA Asahan III, merupakan pembangkit-pembangkit yang sangat strategis karena selain proyek-proyek ini akan dapat memasok kebutuhan beban dasar, sekaligus juga akan memperbaiki BPP LWBP di sistem Sumatera.
2. Pembangkit-pembangkit *Peaker* yaitu: Sumbagut-2 (250 MW), Riau (200 MW), Jambi (100 MW) dan Lampung (200 MW) merupakan proyek pembangkit strategis yang harus segera diselesaikan karena untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sistem Sumatera pada saat beban puncak yang saat ini masih dioperasikan dengan BBM.
3. Pembangkit MPP merupakan proyek yang strategis, karena pembangkit ini bersifat *moveable* sehingga dapat dipindahkan ketempat-tempat yang sedang mengalami kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit.
4. Pembangkit skala besar (PLTU MT Sumsel 8 2x600 MW, Sumsel 9 2x600 MW, dan Sumsel 10 1x600 MW) yang energinya akan disalurkan juga ke Sistem Jawa melalui saluran transmisi 500 kV HVDC. Pembangkit tersebut harus dapat diselesaikan selaras dengan penyelesaian proyek interkoneksi Jawa-Sumatera 500 kV HVDC.
5. PLTU Jambi (2x600 MW), PLTU MT Riau-1 (600 MW), PLTA Merangin 350 MW di Provinsi Jambi, serta PLTA Batang Toru 510 MW di provinsi Sumatera Utara merupakan proyek IPP strategis karena akan memenuhi kebutuhan sistem Sumatera dan sekaligus menurunkan BPP.

## 6.5.7. Penambahan Kapasitas Pada Sistem Jawa Bali

### Penambahan Pembangkit Sistem Jawa Bali

Pada Tabel 6.32 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2016-2025 untuk wilayah Jawa-Bali.

**Tabel 6.32 Rencana Penambahan Pembangkit Sistem Jawa-Bali (MW)**

Tahun	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
<b>PLN</b>											
PLTU	1,010		315	1,000						2,000	4,325
PLTP											-
PLTGU		950	1,600								2,550
PLTG/MG	4	105			2						111
PLTM											-
PLTA				110							110
PS				1,040							1,040
PLT Lain					1	1					2
<b>Jumlah</b>	<b>1,014</b>	<b>1,055</b>	<b>1,915</b>	<b>2,150</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2,000</b>	<b>8,138</b>
<b>IPP</b>											
PLTU	614	625	1,000	11,420	1,800	600					16,059
PLTP	30			220	325	275	155	390	230	210	1,835
PLTGU			3,450	1,100							4,550
PLTG/MG											-
PLTM	13	37	44	31	36	49	38	20	112	59	438
PLTA		47									47
PS											-
PLT Lain	54	13	140	130	230	17	36	16		250	885
<b>Jumlah</b>	<b>710</b>	<b>722</b>	<b>4,634</b>	<b>12,901</b>	<b>2,391</b>	<b>940</b>	<b>229</b>	<b>426</b>	<b>342</b>	<b>519</b>	<b>23,814</b>
<b>Unallocated</b>											
PLTU						660					660
PLTP									460	210	670
PLTGU							400		3,200	3,200	6,800
PLTG/MG					1	3		1			5
PLTM											-
PLTA							137		350	978	1,465
PS								450	450	1,000	1,900
PLT Lain											-
<b>Jumlah</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>663</b>	<b>537</b>	<b>451</b>	<b>4,460</b>	<b>5,388</b>	<b>11,500</b>
<b>Total</b>											
PLTU	1,624	625	1,315	12,420	1,800	1,260	-	-	-	2,000	21,044
PLTP	30	-	-	220	325	275	155	390	690	420	2,505
PLTGU	-	950	5,050	1,100	-	-	400	-	3,200	3,200	13,900
PLTG/MG	4	105	-	-	3	3	-	1	-	-	116
PLTM	13	37	44	31	36	49	38	20	112	59	438
PLTA	-	47	-	110	-	-	137	-	350	978	1,622
PS	-	-	-	1,040	-	-	-	450	450	1,000	2,940
PLT Lain	54	13	140	130	231	18	36	16	-	250	887
<b>Jumlah</b>	<b>1,724</b>	<b>1,777</b>	<b>6,549</b>	<b>15,051</b>	<b>2,395</b>	<b>1,604</b>	<b>766</b>	<b>877</b>	<b>4,802</b>	<b>7,907</b>	<b>43,452</b>

Tabel 6.32 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2016-2025 adalah 43,4 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 4,3 GW per tahun.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 21,0 GW atau 48,4%, disusul oleh PLTGU/PLTMG gas dengan kapasitas 14,0 GW atau 32,3%. Sementara untuk energi terbarukan khususnya panas bumi sebesar 2,5 GW atau 5,8%, PLTA/PLTM/pumped storage sebesar 5,0 GW atau 11,5%. Sedangkan pembangkit lain sebesar 0,9 GW atau 2,0% berupa PLTS, PLTB, PLT sampah dan biomas.

- Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2019 sangat tinggi, mencapai 15 GW, hal ini sesuai dengan penugasan dari Pemerintah agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019.

### Neraca Daya Sistem Jawa Bali

Neraca daya sistem Jawa-Bali dapat dilihat pada Tabel 6.33.

**Tabel 6.33 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025**

PROYEK		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kebutuhan Energi	GWh	162.055	180.998	197.111	212.842	228.162	244.107	260.790	278.566	297.540	317.719
Pertumbuhan	%	7,7	11,7	8,9	8,0	7,2	7,0	6,8	6,8	6,8	6,8
Produksi Energi	GWh	185.260	206.776	225.226	245.864	268.561	288.145	308.533	328.904	350.766	372.901
Faktor Beban	%	79,3	79,4	79,5	80,2	80,7	80,6	80,7	80,7	80,7	80,7
Beban Puncak Bruto	MW	26.681	29.742	32.355	34.999	37.972	40.786	43.669	46.541	49.611	52.773
Beban Puncak Netto	MW	25.460	28.372	30.832	33.219	35.534	37.938	40.448	43.127	45.981	49.033
<b>KAPASITAS</b>											
Daya Mampu Netto	MW	31.694	31.694	31.694	30.663	30.663	30.663	30.663	30.663	30.663	30.663
Kapasitas Terpasang	MW	33.825	33.825	33.825	32.793	32.793	32.793	32.793	32.793	32.793	32.793
PLN	MW	27.700	27.700	27.700	26.668	26.668	26.668	26.668	26.668	26.668	26.668
Retired/Mothballed		-	-	-	(1.031)	-	-	-	-	-	-
IPP	MW	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125
<b>Pembangkit PLN On Going &amp; Committed</b>											
Tj. Awar-awar	PLTU	350									
Adipala	PLTU	660									
Indramayu #4 (FTP2)	PLTU				1.000						
Lontar Exp #4	PLTU			315							
Jawa-6 (FTP2)	PLTU										2.000
Jatigede (FTP2)	PLTA				110						
Upper Cisokan PS (FTP2)	PLTA				1.040						
Peaker Grati	PLTGU		300	150							
<b>Sub Total PLN On Going &amp; Committed</b>		<b>1.010</b>	<b>300</b>	<b>465</b>	<b>2.150</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.000</b>
<b>Pembangkit IPP On Going &amp; Committed</b>											
Banten	PLTU		625								
Sumsel-8 MT	PLTU				1.200						
Sumsel-9 MT (PPP)	PLTU					600	600				
Sumsel-10 MT (PPP)	PLTU					600					
Cilacap exp	PLTU	614									
Jawa Tengah (PPP)	PLTU				1.900						
Jawa-1 (FTP2)	PLTU				1.000						
Jawa-3 (FTP2)	PLTU				1.320						
Jawa-4 (FTP2)	PLTU				2.000						
Jawa-5 (FTP2)	PLTU				2.000						
Jawa-7	PLTU				2.000						
Jawa-8	PLTU			1.000							
Rajamandala	PLTA		47								
Patuha (FTP2)	PLTP				110						
Kamojang-5 (FTP2)	PLTP										
Karaha Bodas (FTP2)	PLTP	30				55	55				
Tangkuban Perahu 1 (FTP2)	PLTP				55	55					
Ijen (FTP2)	PLTP					55	55				
Iyang Argopuro (FTP2)	PLTP								55		
Wilis/Ngebel (FTP2)	PLTP						55			110	
Cibuni (FTP2)	PLTP									10	
Tangkuban Perahu 2 (FTP2)	PLTP										60
Cisolok - Cisukarame (FTP2)	PLTP					50					
Ungaran (FTP2)	PLTP								55		
Wayang Windu (FTP2)	PLTP					110	110				
Dieng (FTP2)	PLTP				55				60		
Tampomas (FTP2)	PLTP							45			
Baturaden (FTP2)	PLTP								110	110	
Guci (FTP2)	PLTP								55		
Rawa Dano (FTP2)	PLTP							110			
Umbul Telomoyo (FTP2)	PLTP								55		



**Tabel 6.33 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025 (Lanjutan)**

PROYEK		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gunung Ciremai (FTP2)	PLTP										110
Gunung Endut (FTP2)	PLTP										40
<b>Sub Total IPP On Going &amp; Committed</b>		<b>644</b>	<b>672</b>	<b>1.000</b>	<b>11.640</b>	<b>1.525</b>	<b>875</b>	<b>155</b>	<b>390</b>	<b>230</b>	<b>210</b>
<b>RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS</b>											
Jawa-1 (Load Follower)	PLTGU			800	800						
Jawa-2 (Load Follower)	PLTGU			800							
Jawa-3 (Load Follower)	PLTGU			500	300						
Jawa-4 (Load Follower)	PLTGU									800	800
Jawa-5 (Load Follower)	PLTGU									800	800
Jawa-6 (Load Follower)	PLTGU									800	800
Jawa-7 (Load Follower)	PLTGU									800	800
Muara Tawar Add-on Blok 2,3,4	PLTGU		650								
Grati Add-on Blok 2	PLTGU			150							
Peaker Muara Karang	PLTGU			500							
Peaker Jawa-Bali 1	PLTGU/MG			700							
Peaker Jawa-Bali 2	PLTGU/MG			500							
Peaker Jawa-Bali 3	PLTGU/MG			500							
Peaker Jawa-Bali 4	PLTGU/MG			450							
Senayan	PLTMG		100								
Karangates #4-5 (Jatim)	PLTA							100			
Matenggeng PS	PLTA								450	450	
Maung	PLTA									350	
Cimandiri-3	PLTA										238
Cikaso-3	PLTA										53
Cipasang	PLTA										400
Rawalo-1	PLTA										10
Cibuni-3	PLTA										172
Cibuni-4	PLTA										105
Grindulu PS	PLTA										1.000
PLTM Tersebar	PLTM	13	37	44	31	36	49	38	20	112	59
Jawa-9	PLTU					600					
Jawa-10	PLTU						660				
Madura	PLTU/GU							400			
PLTBm/PLTsa Tersebar	PLTBm/Sa	54	13	10	10		17	36	16		
Bedugul	PLTP										10
Gunung Galunggung	PLTP									110	
Gunung Lawu	PLTP									165	
Arjuno Welirang	PLTP									185	
Gede Pangrango	PLTP										85
Songgoriti	PLTP										35
Gunung Wilis	PLTP										20
Gunung Pandan	PLTP										60
<b>Total Rencana Tambahan Kapasitas</b>	<b>MW</b>	<b>67</b>	<b>800</b>	<b>4.954</b>	<b>1.141</b>	<b>636</b>	<b>725</b>	<b>611</b>	<b>486</b>	<b>4.572</b>	<b>5.447</b>
<b>Total Tambahan Kapasitas</b>	<b>MW</b>	<b>1.721</b>	<b>1.772</b>	<b>6.419</b>	<b>14.931</b>	<b>2.161</b>	<b>1.600</b>	<b>766</b>	<b>876</b>	<b>4.802</b>	<b>7.657</b>
<b>TOTAL KAPASITAS SISTEM</b>	<b>MW</b>	<b>35.545</b>	<b>37.317</b>	<b>43.737</b>	<b>57.636</b>	<b>59.797</b>	<b>61.397</b>	<b>62.163</b>	<b>63.039</b>	<b>67.841</b>	<b>75.498</b>
<b>TOTAL DAYA MAMPU NETTO</b>	<b>MW</b>	<b>33.306</b>	<b>34.967</b>	<b>40.982</b>	<b>54.006</b>	<b>56.030</b>	<b>57.530</b>	<b>58.248</b>	<b>59.069</b>	<b>63.568</b>	<b>70.742</b>

Proyek pembangkit yang telah beroperasi pada tahun 2015 sebesar 610 MW terdiri atas PLTMG Pesanggaran (4x50 MW), PLTU Celukan Bawang (1x130 + 2x125 MW) dan PLTP Kamojang Unit 5 (1x30 MW). Dapat dilihat pada Tabel 6.33 bahwa PLTU Adipala (1x660 MW) dan PLTU Tanjung Awar-Awar unit-2 (1x350 MW) akan beroperasi tahun 2016, sehingga total kapasitas pembangkit FTP1 Jawa Bali sebesar 7.490 MW akan selesai dan beroperasi seluruhnya pada tahun 2016. Selain itu pada tahun 2016 juga direncanakan beroperasi PLTU Cilacap Exp (1x614 MW) dan PLTP Karaha Bodas (1x30 MW). Proyek pembangkit FTP2 yang telah beroperasi hanya PLTP Patuha (1x55 MW) dan PLTP Kamojang Unit 5 (1x30 MW), sedangkan yang lainnya mengalami keterlambatan dalam implementasinya.

Dari neraca daya sistem Jawa Bali diperoleh *reserve margin* (RM) daya mampu neto bervariasi antara 23-63%, dengan cadangan paling rendah terjadi pada tahun 2017 yang hanya sebesar 23% karena keterlambatan beberapa pembangkit seperti: PLTGU Jawa-3 (800 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 1 (700 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 2 (500 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 3 (500 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 4 (450 MW), PLTGU Peaker Grati (450 MW), PLTGU Peaker Muara Karang (500 MW) dan PLTU Jawa-8 (1.000 MW). Diperlukan antisipasi langkah-langkah operasi untuk mengatasi RM yang rendah tersebut.

Untuk menjaga *reserve margin* tahun 2018 tetap aman, maka harus dilakukan percepatan implementasi beberapa pembangkit gas supaya dapat beroperasi pada tahun 2018, antara lain PLTGU Jawa-1 (2x800 MW), PLTGU Jawa-2 (800 MW), PLTGU Jawa-3 (800 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 1 (700 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 2 (500 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 3 (500 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 4 (450 MW), PLTGU Peaker Grati (450 MW), PLTGU Peaker Muara Karang (500 MW), PLTGU Grati Add-on Blok 2 (150 MW) dan PLTMG Senayan (100 MW).

Kondisi *reserve margin* tahun 2019 sebesar 63% dikarenakan adanya penugasan dari Pemerintah untuk program pembangunan pembangkit 35 GW yang harus diselesaikan pada tahun 2019. Namun program tersebut berpotensi mundur apabila tidak didukung penuh oleh Pemerintah dan para *stakeholder* (pelaku usaha) lainnya.

Dalam neraca daya sistem Jawa-Bali terdapat beberapa pembangkit yang mengalami perubahan lingkup proyek dan penambahan pembangkit baru, dengan penjelasan sebagai berikut:

- Sesuai penugasan pemerintah bahwa PLN hanya mengembangkan pembangkit sebesar 10 GW dari 35 GW, maka ada beberapa pembangkit PLN yang dialihkan ke IPP, yaitu:
  - PLTGU *Peaker* Jawa-Bali 1 (700 MW)
  - PLTGU *Peaker* Jawa-Bali 2 (500 MW)
  - PLTGU Jawa-3 (800 MW)
- Proyek pembangkit yang mengalami perubahan lingkup dan lokasi yaitu PLTGU *Peaker* Jawa-Bali 1 semula 400 MW diperbesar menjadi 700 MW dan

lokasi dipindahkan dari Sunyaragi ke Tambak Lorok terkait ketersediaan pasokan gas.

- Karena proyeksi kebutuhan listrik yang lebih rendah, serta untuk memenuhi target bauran energi dari batubara sekitar 50% sesuai Draft RUKN 2015-2034, maka ada beberapa proyek PLTU yang dimundurkan menjadi setelah tahun 2025, keluar dari periode RUPTL 2016-2025, yaitu, PLTU Jawa-11 (1x600 MW), PLTU Jawa-12 (2x1.000 MW) dan PLTU Jawa-13 (2x1.000 MW).
- Penambahan pembangkit baru untuk meningkatkan porsi pembangkit EBT, berupa PLTA, PLTM, PLTP, PLTB, PLTS, PLT sampah dan PLT biomas.
- Untuk meningkatkan porsi bauran energi dari gas sekitar 24% dan sebagai kontingensi apabila target bauran energi EBT tidak tercapai, maka direncanakan tambahan pembangkit gas sebesar 8x800 MW.
- Terdapat beberapa proyek pembangkit strategis yang direncanakan sebagai berikut:
  - PLTU Jawa Tengah (2x950 MW): Proyek ini sangat strategis, merupakan proyek kelistrikan pertama yang menggunakan skema Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) dengan Peraturan Presiden Nomor 67 Tahun 2005 jo Peraturan Presiden Nomor 13 Tahun 2010, saat ini dalam proses pembebasan lahan.
  - PLTU Indramayu (1x1.000 MW): Proyek ini sangat strategis, relatif dekat dengan pusat beban di Jabodetabek, saat ini dalam tahap persiapan pembebasan lahan.
  - PLTU Jawa-1 (1.000 MW): dikembangkan sebagai ekspansi dari IPP yang telah beroperasi dengan titik koneksi ke GITET Mandirancan.
  - PLTU Jawa-3 (2x660 MW): dapat dialokasikan untuk PLTU IPP Tanjung Jati A yang akan dikembangkan oleh PT TJPC, atau pembangunan PLTU baru oleh IPP, dengan titik koneksi ke *switching station* 500 kV antara Pemalang dan Indramayu.
  - PLTU Jawa-4 (2x1.000 MW): dapat dikembangkan sebagai ekspansi dari IPP yang telah beroperasi, atau pembangunan PLTU baru oleh IPP, dengan titik koneksi ke GITET Tanjung Jati atau di tempat lain sesuai kebutuhan sistem.

- PLTU Jawa-5 (2x1.000 MW) akan dilaksanakan oleh IPP eksisting dengan alternatif lokasi di Provinsi Jawa Barat/Banten dengan titik koneksi GITET Balaraja atau *Incomer* SUTET 500 kV Tasik - Depok.
- PLTU Jawa-6 (2x1.000 MW) dengan alternatif lokasi di Provinsi Jawa Barat/Banten.
- PLTU Jawa-7 (2x1.000 MW) lokasi di Bojonegara diatas lahan PLN seluas 170 ha, saat ini dalam tahap *financial closing*, dikembangkan sebagai proyek IPP dengan titik koneksi *Incomer - double pi* SUTET Suralaya Baru – Bojanegara – Balaraja Baru.
- PLTU Jawa-8 (1.000 MW) akan dilaksanakan oleh pengembang eksisting yang berlokasi di provinsi Jawa Tengah.
- PLTU Jawa-9 (600 MW) dapat dikembangkan sebagai ekspansi dari IPP yang telah beroperasi, atau pembangunan PLTU baru oleh IPP di provinsi Banten.
- PLTU Jawa-10 (660 MW) akan dilaksanakan oleh PLN atau IPP yang berlokasi di provinsi Jawa Tengah atau Jawa Barat.
- PLTGU Jawa-1 (2x800 MW) akan dikembangkan oleh IPP dengan lokasi di provinsi Jawa Barat dekat pusat beban Jakarta.
- PLTGU Jawa-2 (1x800 MW) akan dikembangkan oleh PLN di lokasi Priok dekat pusat beban Jakarta.
- PLTGU Jawa-3 (1x800 MW), tambahan pembangkit *load follower* yang berlokasi di Jawa Timur, diharapkan ketersediaan gas dari blok Cepu atau sumber lain di Jawa Timur.
- PLTGU Jawa-4 (2x800 MW), PLTGU Jawa-5 (2x800 MW), PLTGU Jawa-6 (2x800 MW) dan PLTGU Jawa-7 (2x800 MW) merupakan pembangkit baru untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025 serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak terpenuhi. Indikasi lokasi di Banten, Jawa Timur, Jawa Tengah dan Jawa Barat yang mempunyai infrastruktur gas dan potensi pasokan gas yang cukup besar.
- PLTMG Senayan 100 MW sangat strategis karena berlokasi di pusat beban Jakarta dan berfungsi untuk meningkatkan keandalan pasokan sistem MRT (sebagai *back up* pasokan dari GI CSW dan GI Pondok

Indah) serta memenuhi kebutuhan pembangkit *blackstart* unit pembangkit Muara Karang dan Priok.

- PLTU/GU Madura (400 MW) berfungsi untuk meningkatkan keandalan dan kualitas pasokan listrik di Pulau Madura, serta mengurangi ketergantungan dari *grid* Surabaya yang sudah sulit mendapatkan tambahan pasokan dari pembangkit baru maupun dari GITET baru.

#### Regional Balance Sistem Jawa Bali

Apabila dilihat *reserve margin* per wilayah yang sangat berbeda antara Jawa Bagian Barat, Jawa Tengah dan Jawa Timur & Bali pada saat ini sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 6.34, maka dapat dimengerti apabila PLN merencanakan lokasi pembangkit baru di Jawa bagian barat agar dapat diperoleh *regional balance*.

**Tabel 6.34 Regional Balance Sistem Jawa Bali Tahun 2015**

<b>Regional Balance</b>	<b>Jawa Bagian Barat</b>	<b>Jawa Tengah</b>	<b>Jawa Timur dan Bali</b>	<b>Jawa-Bali</b>
Daya Mampu Neto (MW)	16.901	5.142	9.652	31.695
Beban Puncak Neto (MW)	14.677	3.811	5.770	24.258
<i>Reserve margin</i> (%)	15	35	67	31

### **6.5.8. Penambahan Kapasitas Pembangkit Wilayah Indonesia Timur**

#### **Penambahan Pembangkit Wilayah Indonesia Timur**

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban periode tahun 2016-2025 ditunjukkan pada Tabel 6.35 dibawah.

Tabel 6.35 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2016-2025 adalah 17,7 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 1,8 GW per tahun.
- Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTU Batubara yang mencapai 6,9 GW (38,7%), disusul PLTG/GU/MG 5,5 GW (30,8%), kemudian PLTA/PLTM 4,2 GW (23,6%), PLTP 0,5 GW (2,6%) serta pembangkit EBT lainnya 0,7 GW (4,3%) berupa PLTS, PLTB, PLT sampah, dan PLT biomas.

- Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2018-2019 sangat tinggi, mencapai 2,8 GW, hal ini sesuai dengan penugasan dari Pemerintah agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019 serta adanya percepatan pembangunan pembangkit gas untuk mengatasi kekurangan pasokan listrik nasional.

**Tabel 6.35 Rencana Penambahan Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW)**

Tahun	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
<b>PLN</b>											
PLTU	468	251	779	745	500	150	-	-	-	-	2,893
PLTP	-	-	10	50	-	-	-	-	40	80	180
PLTGU	-	300	800	150	-	-	-	-	-	-	1,250
PLTG/MG	405	946	555	150	175	160	20	10	-	30	2,451
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	6	2	63	5	-	-	-	-	-	77
PLTA	-	-	-	-	22	77	135	283	162	230	909
PLT Lain	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13
<b>Jumlah</b>	<b>886</b>	<b>1,503</b>	<b>2,146</b>	<b>1,158</b>	<b>702</b>	<b>387</b>	<b>155</b>	<b>293</b>	<b>202</b>	<b>340</b>	<b>7,772</b>
<b>IPP</b>											
PLTU	66	148	353	1,053	750	300	300	-	-	-	2,969
PLTP	-	20	20	-	5	15	20	50	100	30	260
PLTGU	-	35	-	-	-	-	-	-	-	-	35
PLTG/MG	-	20	100	-	-	-	-	-	-	-	120
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	1	10	22	99	10	3	3	-	41	-	189
PLTA	-	-	-	-	118	195	55	583	980	1,086	3,016
PLT Lain	14	194	140	136	68	35	10	103	20	26	746
<b>Jumlah</b>	<b>81</b>	<b>426</b>	<b>634</b>	<b>1,288</b>	<b>951</b>	<b>548</b>	<b>388</b>	<b>736</b>	<b>1,141</b>	<b>1,142</b>	<b>7,335</b>
<b>Unallocated</b>											
PLTU	-	-	-	-	-	50	100	400	200	250	1,000
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20
PLTGU	-	-	-	-	-	-	400	260	740	-	1,400
PLTG/MG	-	-	-	-	-	40	110	-	10	50	210
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Jumlah</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>90</b>	<b>610</b>	<b>660</b>	<b>950</b>	<b>320</b>	<b>2,630</b>
<b>Total</b>											
PLTU	534	399	1,132	1,798	1,250	500	400	400	200	250	6,862
PLTP	-	20	30	50	5	15	20	50	140	130	460
PLTGU	-	335	800	150	-	-	400	260	740	-	2,685
PLTG/MG	405	966	655	150	175	200	130	10	10	80	2,781
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	1	16	24	162	15	3	3	-	41	-	265
PLTA	-	-	-	-	140	271	190	866	1,142	1,316	3,925
PLT Lain	27	194	140	136	68	35	10	103	20	26	759
<b>Jumlah</b>	<b>967</b>	<b>1,929</b>	<b>2,780</b>	<b>2,446</b>	<b>1,653</b>	<b>1,024</b>	<b>1,153</b>	<b>1,689</b>	<b>2,293</b>	<b>1,802</b>	<b>17,737</b>

**Neraca Daya Sistem Kalbar:**

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Kalbar periode tahun 2016-2025 sebagaimana terdapat pada Tabel 6.36 berikut:

Selama periode tahun 2016-2025 di sistem Kalbar direncanakan akan ada tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 1.536 MW dengan *reserve margin* 32% sampai 88%. Kondisi *reserve margin* 88% terjadi pada tahun tahun 2019 dikarenakan adanya penugasan dari Pemerintah untuk program pembangunan pembangkit 35 GW yang harus diselesaikan pada tahun 2019.

Namun program tersebut berpotensi mundur apabila tidak didukung penuh oleh Pemerintah dan para *stakeholder* (pelaku usaha) lainnya.

**Tabel 6.36 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2016-2025**

Kebutuhan dan Pasokan	Satuan	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Kebutuhan</b>											
Produksi	GWh	1,808	2,200	2,878	3,244	3,661	4,072	4,472	4,956	5,493	6,094
Faktor Beban	%	62	61	65	65	66	65	65	65	65	66
Beban Puncak	MW	333	412	505	569	638	714	783	866	959	1,062
<b>Pasokan</b>											
<b>Kapasitas Mampu</b>											
PLN	MW	89	89	56	-	-	-	-	-	-	-
PLTG		30	30	30	-	-	-	-	-	-	-
PLTD		59	59	26	-	-	-	-	-	-	-
Interkoneksi dengan Sub Sistem		11	30	138	157	177	177	177	177	177	177
Pembangkit Sewa	MW	100	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Retired & Mothballed (PLN)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TAMBAHAN KAPASITAS</b>											
<b>PLN ON GOING &amp; COMMITTED</b>											
Power Purchase dengan SESCo (Peaking)	275 KV	180				-180					
Power Purchase dengan SESCo (Baseload)	275 KV	50				-50					
Pantai Kura-Kura (FTP1)	PLTU			55							
Parit Baru (FTP1)	PLTU		50	50							
Parit Baru - Loan China (FTP2)	PLTU			100							
MPP Kalbar	PLTG/MG	100									
<b>IPP ON GOING &amp; COMMITTED</b>											
Kalbar Peaker	PLTG/MG			100							
Kalbar - 1	PLTU				200						
<b>RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS</b>											
Kalbar - 2	PLTU						200				
Kalbar - 3	PLTU							200			
Kalbar - 4	PLTU										200
Kalbar Peaker - 2	PLTGU								160	90	
PLTSa Tersebar	PLTSa	0	5	2	0	0	0	0	2	2	0
PLTBM Tersebar	PLTBM	0	20	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TAMBAHAN KAPASITAS</b>	MW	330	75	307	200	-230	200	200	162	92	200
<b>TOTAL KAPASITAS SISTEM</b>	MW	529	543	906	1069	859	1059	1259	1421	1513	1713
<b>TOTAL DAYA MAMPU NETTO</b>	MW	503	516	860	1016	816	1006	1196	1350	1437	1627

Rencana impor listrik pada waktu beban beban puncak dari Serawak hingga tahun 2019 adalah untuk mengurangi penggunaan BBM di Kalbar, mengoptimalkan operasi kedua sistem dengan memanfaatkan perbedaan waktu terjadinya beban puncak pada kedua sistem tersebut. Selain itu terbuka kemungkinan bagi PLN untuk membeli listrik di luar waktu beban puncak jika penyelesaian PLTU batubara di Kalimantan Barat terlambat. Setelah tahun 2019 diperkirakan PLN hanya akan membeli tenaga listrik selama waktu beban puncak karena semua pembangunan pembangkit beban dasar (PLTU) akan selesai.

Beberapa proyek strategis di Sistem Kalbar antara lain:

- Pembangunan transmisi 275 kV interkoneksi Kalbar–Serawak yang membentang dari Bengkayang sampai perbatasan Serawak yang

direncanakan selesai tahun 2015, serta proyek transmisi 150 kV yang terkait dengan interkoneksi ini.

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu Parit Baru dan Pantai Kura-Kura serta proyek pembangkit Parit Baru FTP2 dan pembangkit Kalbar *peaker*.

#### Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra:

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Kalseltengtimra (Kalimantan Selatan, Tengah, Timur dan Utara) periode tahun 2016-2025 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.37. Rencana penempatan pembangkit disesuaikan beban regional sistem secara seimbang dengan menganut kriteria *regional balance*.

Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Kalseltengtimra akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar untuk memberikan kepastian kepada masyarakat setempat bahwa kedepan di Kalsel, Kalteng, Kaltim dan Kaltara akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup dan bahkan berlebih.

Selama periode tahun 2016-2025, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 4.372 MW dengan *reserve margin* (RM) berkisar antara 27% sampai 74%. Kondisi *reserve margin* 74% terjadi pada tahun 2025 dikarenakan untuk memenuhi target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, maka dibutuhkan tambahan pembangkit EBT yang sangat besar, termasuk PLTA sebesar 770 MW pada tahun 2025 di Sistem Kalseltengtimra.

Sistem interkoneksi Kalselteng-Kaltim direncanakan akan terbentuk pada tahun 2016 setelah transmisi 150 kV Tanjung – Kuaro – Petung – Karangjoang yang saat ini dalam tahap konstruksi akan selesai pembangunannya. Sedangkan interkoneksi dengan Kalimantan Utara direncanakan akan tersambung pada tahun 2018/2019.



Tabel 6.37 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2016-2025

PROYEK		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		Interkoneksi Kalselteng - Kaltim (2016)					Interkoneksi Kalseltengtim-Kaltara (2019)				
<b>Kebutuhan</b>											
Produksi	GWh	6,842	8,801	9,885	11,300	12,319	13,379	14,440	15,591	16,818	18,107
Faktor Beban	%	64.8	65.1	65.5	65.9	66.3	66.6	67.0	67.3	67.6	67.8
Beban Puncak Bruto	MW	1,205	1,544	1,723	1,959	2,122	2,292	2,462	2,646	2,842	3,047
<b>KAPASITAS</b>											
Kapasitas Terpasang	MW	1,227	1,237	811	872	872	872	872	832	832	832
Daya Mampu Netto	MW	1,033	1,043	734	789	789	789	789	749	749	749
PLN	MW	626	640	501	535	535	535	535	535	535	535
IPP	MW	233	233	233	254	254	254	254	214	214	214
EXCESS POWER	MW	160	160	-	-	-	-	-	-	-	-
SEWA	MW	15	11	-	-	-	-	-	-	-	-
Retired & Mothballed		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Tambahan Kapasitas</b>											
<b>PLN ON GOING &amp; COMMITTED</b>											
Pulang Pisau (FTP1)	PLTU	120	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Teluk Balikpapan (FTP1)	PLTU	220	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bangkanai (FTP2)	PLTG/MG	155	140	-	-	-	-	-	-	-	-
Sampit	PLTU	-	-	25	25	-	-	-	-	-	-
<b>IPP ON GOING &amp; COMMITTED</b>											
Kaltim (MT)	PLTU	-	27.5	27.5	-	-	-	-	-	-	-
Kalsel (FTP2)	PLTU	-	-	100	100	-	-	-	-	-	-
Kaltim (FTP2)	PLTU	-	-	100	100	-	-	-	-	-	-
Kalselteng 1	PLTU	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Tanah Grogot	PLTU	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-
Senipah (ST)	PLTGU	-	35	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS</b>											
MPP Kaltim	PLTG/MG	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Kalsel Peaker 1	PLTGU/MGU	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
Kalsel Peaker 2	PLTGU/MGU	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-
Kaltim Peaker 2	PLTG/MG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
Kalsel 1 (Load Follower)	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-
Kaltim 1 (Load Follower)	PLTGU	-	-	-	-	-	-	200	-	-	-
Kelai	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55
Kusan	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65
Kalselteng 2	PLTU	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Kalselteng 3	PLTU	-	-	-	-	-	100	100	-	-	-
Kaltim 3	PLTU	-	-	-	-	200	-	-	-	-	-
Kaltim 4	PLTU	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Kaltim 5	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-
Kaltim 6	PLTU	-	-	-	-	200	-	-	-	-	-
PLTA Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	385	385
PLTSa Tersebar	PLTSa	2	-	8	-	-	-	-	8	2	6
PLTBM Tersebar	PLTBM	1	16	20	-	-	-	-	-	-	-
<b>TAMBAHAN KAPASITAS</b>	MW	498	363	480	525	700	200	300	208	587	511
<b>TOTAL KAPASITAS SISTEM</b>	MW	1,725	2,098	2,152	2,738	3,438	3,638	3,938	4,106	4,693	5,204
<b>TOTAL DAYA MAMPU NETTO</b>	MW	1,531	1,904	2,075	2,655	3,355	3,555	3,855	4,023	4,610	5,121

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Kalseltengtimra antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Kalteng 2x60 MW di Pulang Pisau dan PLTU Kaltim 2x110 MW di Teluk Balikpapan.
- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTU IPP Kalsel 2x100 MW, PLTU IPP Kaltim 2x100 MW, PLTG/MG Bangkanai total kapasitas 295 MW.
- Proyek pembangkit reguler yaitu PLTU Kalselteng 1 (2x100 MW), Kalselteng 2 (2x100 MW), Kalselteng 3 (2x100 MW), Kaltim 3 (1x200 MW), Kaltim 4 (2x100 MW), Kaltim 5 (1x200 MW) dan Kaltim 6 (1x200 MW).

- Proyek pembangkit *peaker* yaitu: Kalsel *Peaker 1* (200 MW), Kalsel *Peaker 2* (100 MW), Kaltim *Peaker 2* (100 MW) dengan bahan bakar LNG.
- Proyek pembangkit *load follower* yaitu: Kalsel 1 (*Load Follower*) 200 MW, Kaltim 1 (*Load Follower*) 200 MW dengan bahan bakar LNG.
- *Mobile power plant* (MPP) 30 MW di Kaltim dengan bahan bakar *dual fuel* untuk memenuhi kebutuhan beban dan bersifat jangka pendek.
- Pembangunan PLTMG berbahan bakar *dual fuel* di beberapa sistem *isolated* di Kalimantan Utara yaitu di Malinau dan di Tanjung Selor untuk memenuhi kebutuhan beban didaerah tersebut yang tumbuh pesat setelah terbentuk Provinsi Kalimantan Utara.
- Penyiapan kecukupan pasokan LNG untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar pembangkit *peaker* tersebut termasuk pembangkit eksisting dan MPP.

#### Neraca Daya Sistem Sulbagut:

Sistem Sulawesi Bagian Utara (Sulbagut) merupakan pengembangan dari sistem interkoneksi 150 kV Minahasa – Gorontalo kearah Sulawesi Tengah bagian utara yaitu arah Moutong, Tolitoli, hingga Buol dan diharapkan akan terbentuk pada tahun 2017/2018 setelah transmisi Marisa – Moutong – Tolitoli – Buol selesai dibangun.

Tabel 6.38 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2016-2025

PROYEK		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
				Interkoneksi Sulut-Gorontalo-Tolitoli (2018)									
Produksi Energi	GWh	2,231	2,576	3,055	3,373	3,661	3,961	4,283	4,638	5,026	5,438		
Load Factor	%	66	67	66	67	67	68	68	69	69	70		
Beban Puncak Bruto	MW	384	440	525	575	620	666	715	768	827	888		
<b>KAPASITAS</b>													
Kapasitas Terpasang	MW	456	439	332	332	332	212	212	212	212	212		
Daya Mampu Netto		370	355	306	306	299	179	178	168	168	168		
IPP	MW	26	26	25	25	25	25	25	25	25	25		
SEWA	MW	137	120	120	120	120	-	-	-	-	-		
<b>Tambahan Kapasitas</b>													
<b>SEWA</b>													
PLTU Sewa Amurang (2x25)	PLTU		25	25									
<b>PLN ON GOING &amp; COMMITTED</b>													
Gorontalo (FTP1)	PLTU		50										
Gorontalo Peaker	PLTG	100											
<b>IPP ON GOING &amp; COMMITTED</b>													
<b>RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS</b>													
Sulut 1	PLTU				50	50							
Tolitoli	PLTU						50						
Sulut 3	PLTU				50	50							
Sulbagut 1	PLTU				50	50							
Sulbagut 2	PLTU								100	100			
Sulbagut 3	PLTU				50	50							
Poigar 2	PLTA						30						
Sawangan	PLTA					12							
Minahasa Peaker	PLTG/MG			150									
Sulbagut 1 (Load Follower)	PLTGU							200					
Kotamobagu (FTP2)	PLTP										80		
Lahendong 5 (FTP2)	PLTP		20										
Lahendong 6 (FTP2)	PLTP			20									
PLTBM Tersebar	PLTBM	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-		
PLTP Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	20	5		
TOTAL TAMBAHAN KAPASITAS	MW	100	95	201	200	212	80	200	100	120	85		
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	556	634	728	928	1140	1100	1300	1400	1520	1605		
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	470	550	696	896	1107	1067	1266	1356	1476	1561		

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di sistem Sulbagut periode tahun 2016-2025 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.38. Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 1.393 MW dan *reserve margin* (RM) yang cukup berkisar antara 27% sampai 82%. Kondisi *reserve margin* 82% terjadi pada tahun 2020 dikarenakan adanya penugasan dari Pemerintah untuk program pembangunan pembangkit 35 GW yang harus diselesaikan pada tahun 2019.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagut antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Gorontalo (2x25 MW) dan PLTU Sulut 1 (2x50 MW).
- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTP IPP Lahendong 5 dan 6 (2x20 MW),
- Proyek pembangkit reguler PLTU yaitu Sulut 3 (2x50 MW), Sulbagut 1 (2x50 MW), Sulbagut 3 (2x50 MW) dan Sulbagut 2 (2x100 MW).

- Proyek pembangkit *peaker* yaitu Minahasa *Peaker* 150 MW, Gorontalo *Peaker* 100 MW.

Neraca Daya Sistem Sulbagsel:

Sistem Sulbagsel merupakan penggabungan sistem Sulsel-Sulbar, Sulteng dan sistem Sultra. Sistem ini direncanakan akan terbentuk pada tahun 2017 setelah proyek transmisi 150 kV interkoneksi sistem Sulsel dengan sistem Sultra selesai dibangun termasuk IBT 275/150 kV Wotu. Rencana penempatan pembangkit di sistem Sulsel-Sulbar, Sultra, Sulteng diupayakan seimbang dengan menganut kriteria *regional balance*.

Dalam rangka mengoptimalkan potensi tenaga hidro yang sangat besar dan tersebar di Provinsi Sulsel, Sulbar, Sulteng dan Sultra, akan dibangun beberapa proyek PLTA oleh pengembang swasta dengan kapasitas total sekitar 1.816 MW dan oleh PLN sekitar 452 MW selama tahun 2016-2025. Selain itu, masih ada beberapa potensi tenaga hidro lainnya yang akan dikembangkan menjadi PLTA oleh pihak swasta dengan kapasitas total sekitar 905 MW dan saat ini dalam tahap studi kelayakan. Jika hasil studi menunjukkan layak secara teknis dan keekonomian, maka rencana proyek-proyek PLTA ini nantinya dapat dipertimbangkan masuk dalam neraca daya sistem Sulbagsel. Jika semua potensi tenaga hidro tersebut dikembangkan, maka akan ada tambahan kapasitas PLTA total sekitar 3.173 MW.

Selain potensi tenaga hidro, di Sulsel juga terdapat potensi tenaga angin/bayu yang cukup besar yaitu di Sidrap dan di Jeneponto. Potensi tersebut juga akan dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik (biasa disebut PLTB) yang tersambung ke *grid* Sulsel, namun tidak diperhitungkan di dalam neraca daya karena bersifat *intermitten*/tidak kontinyu.

Daya mampu PLTA dan PLTB sangat dipengaruhi oleh musim sehingga perlu diantisipasi dengan membangun pembangkit thermal (PLTG/GU/MG) yang setiap saat dapat dioperasikan jika diperlukan untuk mengisi kekurangan daya pada saat musim kemarau dan saat tidak ada angin untuk PLTB.

Tabel 6.39 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2016-2025

PROYEK		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
				<i>Sistem Suisel Interkoneksi dengan Kendari (2017)</i>							
Produksi	GWh	6,532	8,640	10,472	11,458	12,803	14,082	15,687	17,332	19,079	20,565
Faktor Beban	%	65	65	65	65	65	66	66	66	66	66
Beban Puncak Bruto	MW	1,151	1,521	1,839	2,007	2,236	2,451	2,726	3,000	3,289	3,538
Beban Puncak Netto	MW	1,133	1,492	1,804	1,978	2,207	2,423	2,694	2,968	3,257	3,505
<b>KAPASITAS</b>											
Kapasitas Terpasang	MW	1,387	1,366	1,296	1,118	1,118	1,118	1,158	1,158	1,158	1,158
Daya Mampu Netto	MW	1,307	1,265	1,234	1,104	1,104	1,104	1,144	1,144	1,144	1,144
PLN	MW	394	432	389	259	259	259	299	299	299	299
IPP	MW	833	833	844	844	844	844	844	844	844	844
SEWA	MW	80	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retired & Mothballed		-	-	87	130	-	-	-	-	-	-
<b>TAMBAHAN KAPASITAS</b>											
<b>PLN ON GOING &amp; COMMITTED</b>											
Nii Tanasa/Kendari (Ekspansi)	PLTU	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Punagaya (FTP2)	PLTU	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
<b>IPP ON GOING &amp; COMMITTED</b>											
Mamuju	PLTU	-	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Tawaeli Ekspansi	PLTU	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jeneponto 2	PLTU	-	-	125	125	-	-	-	-	-	-
Kendari 3	PLTU	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-
Malea (FTP2)	PLTA	-	-	-	-	-	90	-	-	-	-
<b>RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS</b>											
MPP Kendari	PLTG/MG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
Makassar Peaker	PLTGU	-	300	150	-	-	-	-	-	-	-
Suisel Peaker	PLTGU	-	-	300	150	-	-	-	-	-	-
Suisel 1 (Load Follower)	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	450	-
Suisel Barru 2	PLTU	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Suisel 2	PLTU	-	-	-	200	200	-	-	-	-	-
Suisel 3	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palu 3	PLTU	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Wajo	PLTMG	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Poso 1	PLTA	-	-	-	-	70	-	-	-	-	-
Poko	PLTA	-	-	-	-	-	-	65	65	-	-
Konawe	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-
Watunohu	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-
Lasolo	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	145	-
Bakaru 2	PLTA	-	-	-	-	-	70	70	-	-	-
Bakaru 3	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	146	-	-
Karama (Unsolicited)	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190
Bonto Batu	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46
Tumbuan-1	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	150	-	150
Salu Uro	PLTA	-	-	-	-	47.5	47.5	-	-	-	-
Kalaena 1	PLTA	-	-	-	-	-	27	27	-	-	-
Seko 1	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	160	320	-
Tabulahan	PLTA	-	-	-	-	-	-	10	10	-	-
Masupu	PLTA	-	-	-	-	-	-	18	18	-	-
Buttu Batu	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-
Bora Pulu (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-
Marana (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-
PLTP Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20
PLTBM Tersebar	PLTBM	-	10	-	-	5	-	-	-	-	-
PLTSa Tersebar	PLTSa	-	1	-	-	-	-	-	1	-	-
PLTM Tersebar	PLTM	-	14	20	65	20	-	3	-	27	-
PLTA Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	275	395
TOTAL TAMBAHAN KAPASITAS	MW	30	405	1,045	640	343	235	193	714	1,348	801
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	1,417	1,801	2,777	3,238	3,581	3,815	4,048	4,762	6,110	6,911
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	1,337	1,700	2,714	3,224	3,567	3,801	4,034	4,748	6,096	6,897

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Sulbagsel periode tahun 2016-2025 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.39. Selama periode tersebut, direncanakan akan akan dibangun pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 5.303 MW dengan *reserve margin* (RM) berkisar antara 34% sampai 97% kecuali tahun 2016 dan 2017 dibawah 20%. Hal ini disebabkan karena pada tahun tersebut beban smelter di Bantaeng telah diperhitungkan. Selain itu, PLTbayu Sidrap 70 MW tidak

diperhitungkan untuk reserve margin karena karakteristik pembangkit yang *intermittent*.

Sedangkan kondisi *reserve margin* 97% terjadi pada tahun 2025 dikarenakan untuk memenuhi target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, maka dibutuhkan tambahan pembangkit EBT yang sangat besar, termasuk PLTA sebesar 781 MW pada tahun 2025 serta tambahan pembangkit thermal yang beroperasi sebagai *load follower* untukantisipasi kondisi musim di Sistem Sulbagsel. Penambahan pembangkit baru untuk meningkatkan porsi pembangkit EBT, berupa PLTA, PLTM, PLTP, PLTB, PLTS, PLT sampah, dan biomass.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagsel antara lain:

- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTU Punagaya 2x100 MW, PLTA Malea 90 MW, PLTA Buttu Batu 2x100 MW, PLTP Bora Pulu 40 MW serta PLTP Marana 20 MW.
- Proyek pembangkit reguler PLTU yaitu Sulsel Barru 2 (1x100 MW), Jeneponto 2 (2x125 MW), Sulsel 2 (2x200 MW), Palu 3 (2x50 MW), Kendari 3 (2x50 MW).
- Proyek pembangkit *peaker* yaitu Makassar *Peaker* 450 MW, Sulsel *Peaker* 450 MW dengan indikasi lokasi di Maros.
- Proyek pembangkit *hydro* yang dikembangkan oleh pihak swasta sebagai proyek IPP dan proyek yang dikembangkan oleh pihak PLN sebagai proyek EPC PLN.

Selama periode tahun 2016-2017 diperkirakan hampir tidak ada proyek pembangkit beban dasar baru non-BBM yang akan masuk sistem karena mundur dari jadwal semula, namun disisi lain terdapat calon pelanggan industri besar *smelter* yang diperkirakan akan mulai beroperasi sehingga daya yang tersedia diperkirakan akan terserap habis.

#### Neraca Daya Sistem Lombok:

Sistem Lombok 150 kV mulai beroperasi sejak tahun 2013 yaitu setelah PLTU Jeranjang unit 3 kapasitas 1x25 MW beroperasi memasok kebutuhan beban kota Mataram. Saat ini sistem Lombok telah berkembang sampai ke Lombok Timur yaitu GI Pringgabaya setelah transmisi 150 kV selesai dibangun.

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di sistem Lombok periode tahun 2016-2025 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.40.

Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 730 MW dan *reserve margin* (RM) cukup tinggi berkisar antara 38% sampai 97%. Kondisi *reserve margin* 97% terjadi pada tahun 2019 dikarenakan adanya penugasan dari Pemerintah untuk program pembangunan pembangkit 35 GW yang harus diselesaikan pada tahun 2019.

**Tabel 6.40 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2016-2025**

PROYEK		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Kebutuhan</b>											
Produksi Energi	GWh	1,290	1,459	1,623	1,779	1,918	2,067	2,226	2,393	2,562	2,743
Load Factor	%	65	66	67	68	68	69	70	71	71	72
Beban Puncak	MW	225	252	277	300	320	341	364	387	410	434
<b>Pasokan</b>											
Kapasitas Terpasang	MW	274	222	130	130	100	40	40	40	40	40
Daya Mampu Netto		238	186	125	125	95	35	35	35	35	35
Kapasitas Terpasang PLN		119	119	27	27	27	27	27	27	27	27
IPP		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
SEWA		142	90	90	90	60	0	0	0	0	0
Retired & Mothballed		0	62	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Tambahan Kapasitas</b>											
SEWA											
PLTU Sewa Lombok					50*)						
<b>PLN ON GOING &amp; COMMITTED</b>											
Lombok (FTP1)	PLTU	50									
Lombok Peaker	PLTGU/MGU			150							
MPP Lombok	PLTG/MG	50									
<b>IPP ON GOING &amp; COMMITTED</b>											
Lombok Timur	PLTU		50								
PLTM Tersebar	PLTM	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-
<b>RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS</b>											
Lombok (FTP2)	PLTU			50	50						
Lombok 2	PLTU				50	50					
Lombok 3	PLTU									50	50
Lombok (Load Follower)	PLTGU								100		
Sembalun (FTP2)	PLTP									20	
PLTSa Tersebar	PLTSa	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBM Tersebar	PLTBM	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-
<b>TOTAL TAMBAHAN KAPASITAS</b>	MW	100	51	201	102	50	5	0	100	70	50
<b>TOTAL KAPASITAS SISTEM</b>	MW	374	373	482	584	604	549	549	649	719	769
<b>TOTAL DAYA MAMPU NETTO</b>	MW	338	336	476	578	598	538	538	638	708	758

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Lombok antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU 2 di NTB Lombok/Jeranjang 2x25 MW, Proyek pembangkit FTP2 PLTU Lombok 2x50 MW untuk memenuhi kebutuhan beban yang terus meningkat.
- Proyek pembangkit IPP PLTU Lombok Timur 2x25 MW dalam tahap konstruksi, diharapkan tahun 2017 sudah beroperasi.

- Proyek pembangkit Lombok *Peaker* 150 MW dengan bahan bakar gas yang disimpan dalam bentuk CNG untuk memenuhi kebutuhan beban puncak.

#### Proyek – Proyek Strategis di Wilayah Indonesia Timur

Beberapa proyek kelistrikan strategis di Indonesia Timur lainnya antara lain:

- Proyek PLTU skala kecil tersebar di Indonesia Timur untuk memenuhi kebutuhan beban dasar dan mengurangi penggunaan BBM pada sistem yang masih relatif kecil dan *isolated* di Sulawesi Tenggara, NTB, NTT, Maluku dan Papua. Proyek-proyek PLTU tersebut dalam tahap konstruksi, sebagian masuk didalam proyek pembangkit FTP1 dan sebagian lagi masuk proyek reguler.
- Proyek-proyek pembangkit *dual fuel* (berbahan bakar gas dan BBM) skala kecil (PLTMG) tersebar di Indonesia Timur untuk memenuhi kebutuhan beban sebelum pembangkit non-BBM beroperasi, antara lain di sistem Bau-Bau, Wangi-Wangi, Sumbawa, Flores, Kupang, Ambon, Ternate, Manokwari, Jayapura dan Timika.

#### **6.5.9. Partisipasi Listrik Swasta**

Partisipasi listrik swasta dalam bidang ketenagalistrikan masih sangat diperlukan dalam RUPTL selama 10 tahun mendatang.

Permasalahan dalam pengembangan listrik swasta adalah mundurnya *financial close*, *government guarantee*, pembebasan lahan dan lain sebagainya. Oleh karena itu dalam pengembangan listrik swasta dibutuhkan proses pengadaan yang dapat mendapatkan pengembang yang betul-betul mampu melaksanakan proyek dengan baik. Secara umum porsi pengembangan listrik swasta terbuka lebar bersama-sama dengan PLN dalam pengembangan ketenagalistrikan di Indonesia. Hal ini tercermin dalam tabel-tabel neraca daya maupun uraian per provinsi pada lampiran.



#### **6.5.10. Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015.**

Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur sebelumnya disebut Program Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 67 Tahun 2005, Peraturan Presiden Nomor 13 Tahun 2010 dan Peraturan Presiden Nomor 56 Tahun 2011

Pada saat ini terdapat 4 proyek kelistrikan yang termasuk proyek Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) antara lain PLTU Jawa Tengah (2x1.000 MW), PLTU Sumsel-9 (2x600 MW), PLTU Sumsel-10 (1x600 MW) dan PLTA Karama (450 MW).

#### **6.5.11. Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang**

Dalam RUPTL ini terdapat rencana pembangunan 4.500 MW PLTU batubara yang berlokasi di dekat tambang batubara di wilayah Sumatera. Wilayah Indonesia Timur terdapat pengembangan PLTU Mulut Tambang dengan total kapasitas 55 MW. Keekonomian PLTU batubara mulut tambang diharapkan dapat diperoleh dari adanya perbedaan yang signifikan antara harga batubara kalori rendah yang dipakai PLTU mulut tambang dan harga batubara yang digunakan 'PLTU pantai'. Perbedaan harga batubara tersebut sangat diperlukan mengingat biaya proyek PLTU mulut tambang lebih tinggi daripada biaya proyek PLTU pantai<sup>49</sup> dan diperlukan investasi transmisi untuk menyalurkan listrik dari PLTU mulut tambang ke pusat beban.

Untuk menjamin *economic sustainability* suatu PLTU mulut tambang, ada kebijakan Pemerintah yang menetapkan harga batubara untuk PLTU mulut tambang tidak mengikuti harga pasar internasional, namun ditetapkan berdasarkan '*cost plus*', dan harus ada transparansi biaya kepada PLN karena tidak ada mekanisme pasar yang mengontrol.

## 6.6. PROYEKSI NERACA ENERGI DAN KEBUTUHAN BAHAN BAKAR

Dalam menyusun proyeksi neraca energi dan kebutuhan bahan bakar, diasumsikan bahwa pasokan batubara selalu tersedia dan pasokan gas/LNG tersedia sesuai dengan kebutuhan. Disamping itu diasumsikan pula jadwal penyelesaian proyek-proyek pembangkit, transmisi dan gardu induk selesai tepat waktu.

### 6.6.1. Sasaran Fuel Mix Indonesia

#### Fuel Mix Tahun 2016-2025

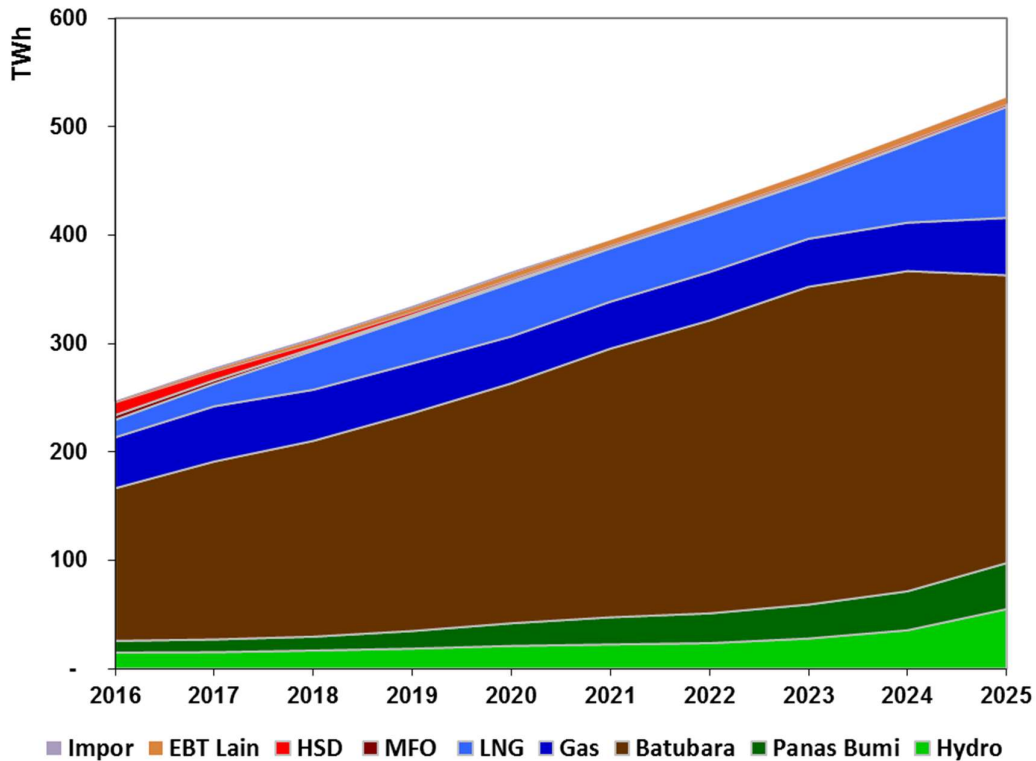
Setelah mengidentifikasi dan mengoptimalkan potensi-potensi energi baru dan terbarukan (EBT) yang dapat dikembangkan hingga tahun 2025, bauran energi dari EBT akan meningkat dari 11% pada 2016 menjadi maksimal sebesar 19,6% pada tahun 2025.

Target EBT sekitar 25% sesuai Draft RUKN 2015-2034 hanya dapat dicapai dengan tambahan Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN) sebesar 3,6 GW pada tahun 2025 atau pembangkit EBT lain sebesar 14,4 GW yang dapat menghasilkan energi sekitar 27 TWh. Opsi yang diambil dalam RUPTL ini adalah dengan memanfaatkan pembangkit gas sebesar 5,1 GW sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sekitar 25% pada tahun 2025 tidak tercapai.

Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia diproyeksikan pada tahun 2025 akan menjadi 50,3% batubara, 29,4% gas alam (termasuk LNG), 8,0% panas bumi, 10,4% tenaga air, 0,7% BBM dan 1,2% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.41 dan Gambar 6.4.

**Tabel 6.41 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)**

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD	11,784	8,130	4,793	2,996	2,340	2,345	2,365	2,489	2,599	2,648
2	MFO	4,365	3,303	2,100	1,878	1,797	505	564	588	715	664
3	Gas	46,988	50,975	47,174	45,847	43,328	43,287	44,638	44,297	44,663	52,933
4	LNG	16,114	20,733	36,141	42,721	49,337	49,197	52,207	52,721	71,886	102,419
5	Batubara	140,806	164,164	180,645	200,993	221,374	247,916	270,224	293,293	295,451	265,599
6	Hydro	14,867	15,260	16,786	18,550	21,066	22,420	23,626	27,890	35,525	54,993
7	Panas Bumi	10,853	11,750	12,818	16,286	20,901	25,036	27,450	31,273	35,954	42,484
8	EBT Lain	596	1,801	2,987	3,721	4,403	4,777	5,015	5,374	5,501	5,981
9	Impor	1,007	1,827	1,834	1,820	1,924	111	137	175	214	258
	<b>T O T A L</b>	<b>247,381</b>	<b>277,942</b>	<b>305,278</b>	<b>334,811</b>	<b>366,469</b>	<b>395,594</b>	<b>426,227</b>	<b>458,100</b>	<b>492,510</b>	<b>527,978</b>



**Gambar 6.4 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)**

Untuk mencapai target bauran energi sesuai Draft RUKN 2015-2034, perlu dukungan Pemerintah untuk:

- Menyelesaikan hambatan-hambatan yang dihadapi dalam pengembangan EBT, misalnya perizinan, pembebasan lahan, penggunaan kawasan hutan lindung dan konservasi, risiko eksplorasi panas bumi dan lain sebagainya.
- Adanya insentif dari Pemerintah untuk mendorong pengembangan EBT.
- Perlu ada kejelasan skema subsidi dengan meningkatnya BPP karena EBT.
- Memprioritaskan pemanfaatan gas untuk pembangkit listrik supaya dapat mencapai target bauran energi dari gas sekitar 24%, serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak tercapai.
- Perlu juklak teknis/regulasi dari Pemerintah terkait kapasitas maksimum dari EBT *intermittent* yang dapat diserap oleh suatu sistem ketenagalistrikan tertentu, mengingat ada batasan kestabilan sistem dalam pengoperasian EBT *intermittent*.

### Kebutuhan Bahan Bakar Tahun 2016-2025

Kebutuhan bahan bakar Indonesia dari tahun 2016 sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel 6.42.

**Tabel 6.42 Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia**

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD (10 <sup>3</sup> kl)	3.256	2.263	1.358	870	687	687	693	727	757	770
2	MFO (10 <sup>3</sup> kl)	1.148	883	527	472	452	132	139	137	162	157
3	Gas (bcf)	429	474	434	403	377	379	396	390	394	473
4	LNG (bcf)	147	191	310	358	419	416	438	442	589	838
5	Batubara (10 <sup>6</sup> ton)	77	92	101	111	122	138	150	163	165	148
6	Biomass/Sampah (10 <sup>3</sup> ton)	5	115	331	409	469	637	852	947	946	946

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

Dari Tabel 6.42 terlihat bahwa konsumsi BBM akan jauh menurun, sedangkan batubara akan terus meningkat hingga tahun 2024. Namun pada tahun 2025 terjadi penurunan konsumsi batubara karena sesuai target Pemerintah untuk mengurangi bauran energi dari batubara menjadi sekitar 50%. Kebutuhan gas/LNG akan meningkat secara signifikan sesuai target Pemerintah untuk meningkatkan pemanfaatan gas menggantikan batubara, serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak tercapai.

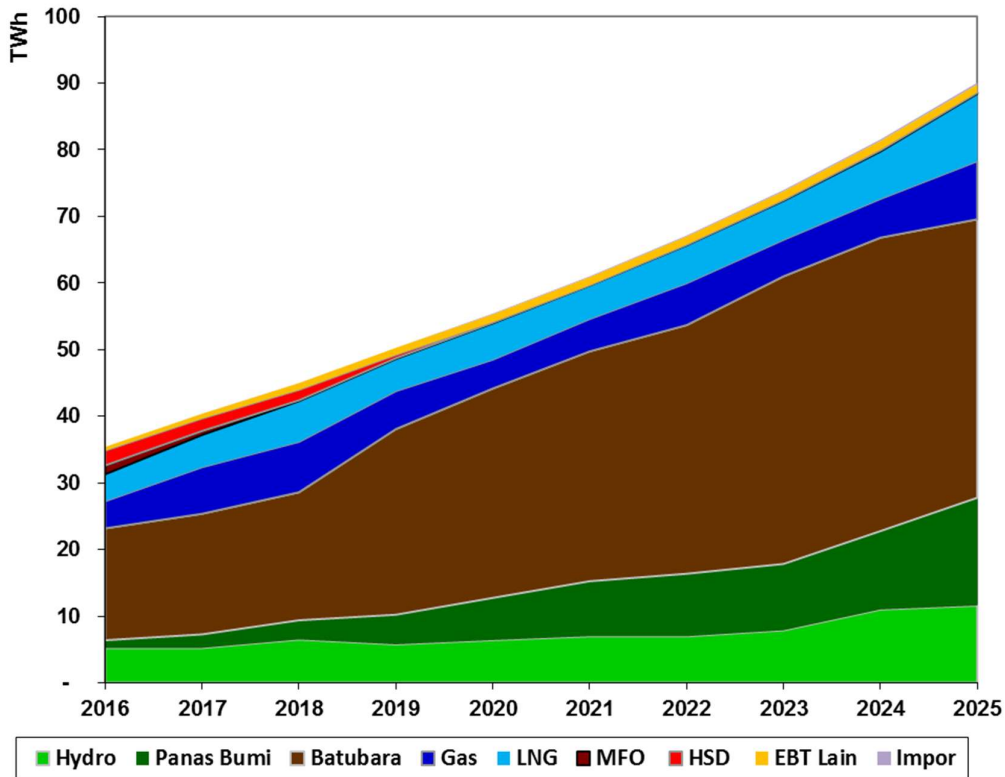
Sebagai dampak dari produksi energi dari gas yang tinggi tersebut, akan diperlukan pasokan gas yang cukup besar yang pada saat ini masih belum terpenuhi, sehingga diperkirakan akan terjadi defisit pasokan gas. Apabila kebutuhan gas tersebut tidak dapat dipenuhi secukupnya, maka kebutuhan ini harus disubstitusi dengan bahan bakar lain, yaitu BBM atau batubara.

#### **6.6.2. Sasaran Fuel Mix Sumatera**

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Sumatera diproyeksikan pada tahun 2025 akan menjadi 46,4% batubara, 20,9% gas alam (termasuk LNG), 12,9% tenaga air, 18,0% panas bumi, 0,2% BBM dan 1,3% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.43 dan Gambar 6.5. Porsi pembangkit EBT di Sumatera akan meningkat dari 19,6% pada 2016 menjadi 32,1% pada 2025.

**Tabel 6.43 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh)**

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD	2,241	1,878	1,569	509	99	33	62	82	118	96
2	MFO	1,320	591	121	104	93	22	61	95	174	123
3	Gas	4,070	6,991	7,566	5,700	4,325	4,859	6,286	5,486	5,818	8,723
4	LNG	4,041	4,838	6,111	4,822	5,448	5,015	5,683	5,848	7,109	10,136
5	Batubara	16,797	18,103	19,213	27,866	31,428	34,506	37,315	43,172	44,039	41,793
6	Hydro	5,197	5,225	6,497	5,772	6,404	6,994	6,983	7,872	11,001	11,590
7	Panas Bumi	1,189	2,041	2,887	4,446	6,339	8,250	9,389	9,966	11,776	16,189
8	EBT Lain	558	715	1,015	1,058	1,177	1,229	1,221	1,260	1,305	1,182
9	Impor	-	13	21	7	110	111	137	175	214	258
<b>T O T A L</b>		<b>35,414</b>	<b>40,395</b>	<b>45,000</b>	<b>50,283</b>	<b>55,425</b>	<b>61,017</b>	<b>67,137</b>	<b>73,955</b>	<b>81,554</b>	<b>90,089</b>



**Gambar 6.5 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh)**

Kebutuhan bahan bakar di wilayah Sumatera dari tahun 2016 sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel 6.44.

**Tabel 6.44 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Sumatera**

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD (10 <sup>3</sup> kl)	639	535	447	145	28	9	18	23	34	27
2	MFO (10 <sup>3</sup> kl)	330	148	30	26	23	5	6	6	16	11
3	Gas (bcf)	49	85	92	69	52	59	76	67	71	106
4	LNG (bcf)	40	48	61	48	54	50	57	58	71	101
5	Batubara (10 <sup>6</sup> ton)	10	11	11	16	18	20	21	25	27	25
6	Biomass/Sampah (10 <sup>3</sup> ton)	5	6	8	7	7	6	4	3	2	2

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

### 6.6.3. Sasaran Fuel Mix Jawa-Bali

Rencana penyediaan energi dan kebutuhan bahan bakar untuk periode tahun 2016-2025 berdasarkan jenis bahan bakarnya diberikan pada Tabel 6.45 dan Gambar 6.6.

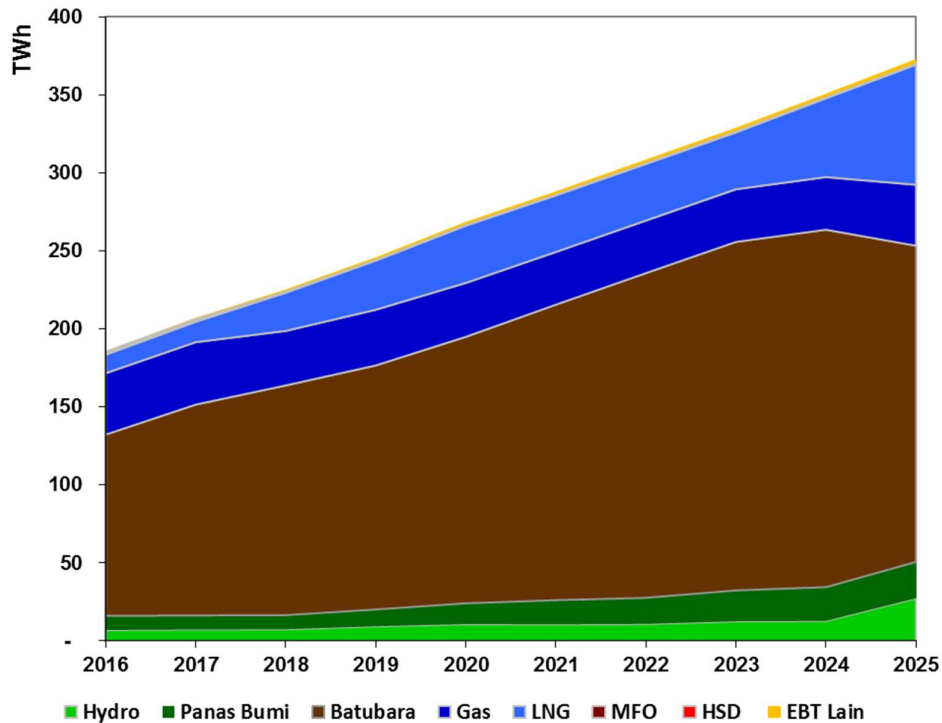
Dalam kurun waktu tahun 2016-2025, produksi energi dari batubara meningkat sebesar 1,7 kali dan kebutuhan gas alam meningkat 2,3 kali lipat, sedangkan kebutuhan BBM menurun drastis karena digantikan oleh LNG/CNG.

Hal ini mencerminkan bahwa perencanaan dalam RUPTL ini telah sejalan dengan kebijakan Pemerintah mengenai diversifikasi energi, yaitu mengurangi pemakaian BBM dan mengoptimalkan pemakaian batubara dan gas.

**Tabel 6.45 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)**

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD	1,132	1,129	1,130	856	856	856	856	856	856	856
2	MFO	819	819	127	135	134	143	167	186	234	234
3	Gas	39,343	40,019	34,957	35,708	34,542	33,783	33,705	33,739	33,739	39,086
4	LNG	11,833	13,077	24,515	31,530	36,737	36,300	36,300	36,497	50,513	77,030
5	Batubara	116,137	135,092	147,219	156,373	170,746	189,338	208,054	223,352	229,073	202,621
6	Hydro	6,988	7,296	7,451	9,383	10,754	10,614	10,899	12,588	12,828	27,353
7	Panas Bumi	9,087	9,058	9,062	10,791	13,382	15,528	16,750	19,786	21,622	23,278
8	EBT Lain	-	286	766	1,087	1,411	1,582	1,803	1,901	1,901	2,445
9	Impor										
	<b>T O T A L</b>	<b>185,339</b>	<b>206,776</b>	<b>225,227</b>	<b>245,864</b>	<b>268,561</b>	<b>288,145</b>	<b>308,533</b>	<b>328,904</b>	<b>350,766</b>	<b>372,901</b>

Pada Tabel 6.45 terlihat bahwa batubara mendominasi energi primer lainnya, yaitu 203 TWh dari total produksi 373 TWh (54%) pada tahun 2025. Panas bumi mengalami peningkatan secara signifikan dari 9,1 TWh pada tahun 2016 menjadi 23,3 TWh pada tahun 2025, atau meningkat hingga 2,6 kali lipat. Tenaga air juga mengalami peningkatan secara signifikan dari 7,0 TWh pada tahun 2016 menjadi 27,3 TWh pada tahun 2025, atau meningkat hampir 4 kali lipat. Produksi listrik dari gas alam (termasuk LNG) mengalami peningkatan sejak tahun 2016 sebesar 2,3 kali lipat pada tahun 2025. produksi Porsi pembangkit EBT di Jawa-Bali akan meningkat dari 8,4% pada 2016 menjadi 14,2% pada 2025.



**Gambar 6.6 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)**

Neraca energi pada Gambar 6.6 merefleksikan produksi energi setiap pembangkit, termasuk pembangkit Muara Karang, Priok dan Muara Tawar yang menggunakan gas. Situasi pada Gambar 6.6 tersebut adalah untuk memenuhi tuntutan kebutuhan operasi sistem tenaga listrik dimana ketiga pembangkit berbahan bakar gas tersebut harus beroperasi dengan output yang tinggi (*must run*). Selain itu produksi energi dari gas/LNG yang sangat besar sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak terpenuhi.

Sebagai dampak dari produksi yang tinggi pada ketiga pembangkit tersebut, akan diperlukan pasokan gas yang cukup besar yang pada saat ini masih belum terpenuhi, sehingga diperkirakan akan terjadi defisit pasokan gas. Apabila kebutuhan gas tersebut tidak dapat dipenuhi secukupnya, maka kebutuhan ini harus disubstitusi dengan bahan bakar lain, yaitu BBM atau batubara.

Proyeksi kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit milik PLN dan IPP dapat dilihat pada Tabel 6.46. Volume kebutuhan batubara terus meningkat sampai tahun 2024. Hal ini merupakan konsekuensi dari rencana pengembangan pembangkit yang mengandalkan PLTU batubara sebagai pemikul beban dasar. Namun pada tahun 2025 terjadi penurunan konsumsi batubara karena sesuai

target Pemerintah untuk mengurangi bauran energi dari batubara menjadi sekitar 50%. Kebutuhan gas/LNG akan meningkat secara signifikan sesuai target Pemerintah untuk meningkatkan pemanfaatan gas menggantikan batubara, serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak tercapai.

**Tabel 6.46 Kebutuhan Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali**

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD (10 <sup>^3</sup> kl)	346	345	345	285	285	285	285	285	285	285
2	MFO (10 <sup>^3</sup> kl)	266	266	38	40	40	42	49	55	69	69
3	Gas (bcf)	345	350	297	291	281	275	274	274	274	318
4	LNG (bcf)	105	122	208	263	312	309	309	310	420	631
5	Batubara (10 <sup>^6</sup> ton)	61	73	78	82	89	99	109	117	121	106
6	Biomass/Sampah (10 <sup>^3</sup> ton)	-	109	323	401	462	630	847	944	944	944

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

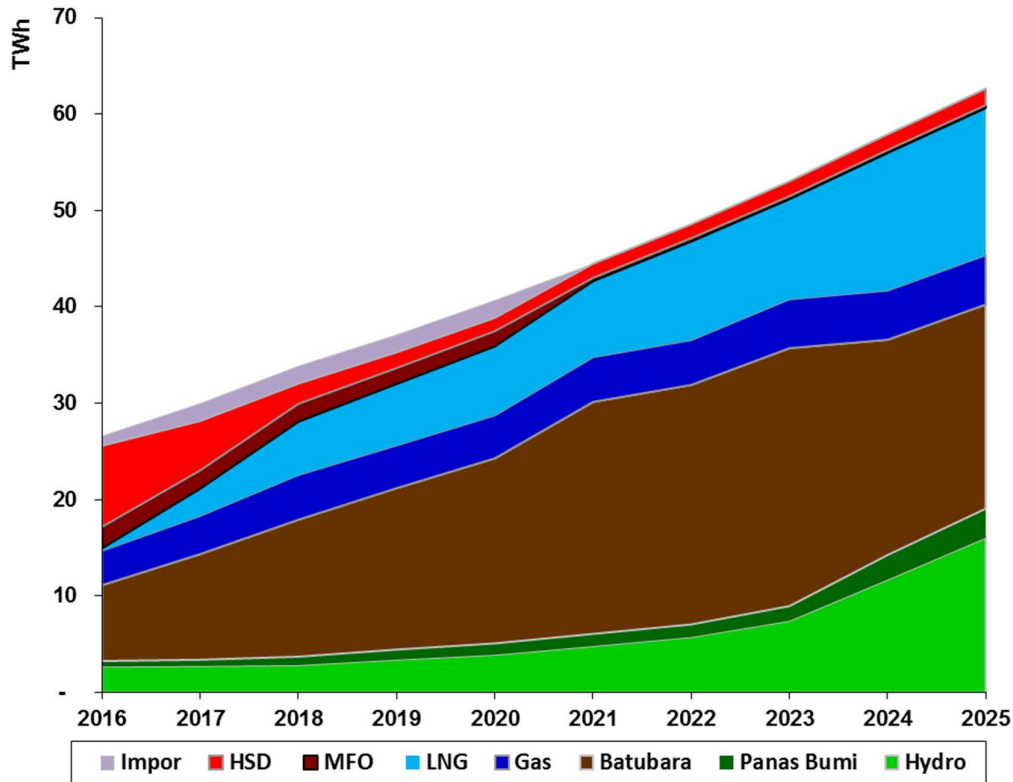
#### 6.6.4. Sasaran Fuel Mix Indonesia Timur

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Indonesia Timur diproyeksikan pada tahun 2025 akan menjadi 32,6% batubara, 24,7% tenaga air, 31,4% gas alam (termasuk LNG), 4,6% panas bumi dan 3,1% BBM dan 3,6% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.47 dan Gambar 6.7. Porsi pembangkit EBT di Indonesia Timur akan meningkat dari 12,4% pada 2016 menjadi 33,0% pada 2025.

**Tabel 6.47 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh)**

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD	8,410	5,123	2,095	1,631	1,384	1,456	1,447	1,551	1,625	1,696
2	MFO	2,226	1,893	1,852	1,640	1,570	340	337	307	307	307
3	Gas	3,574	3,964	4,651	4,439	4,461	4,646	4,648	5,072	5,106	5,125
4	LNG	241	2,818	5,515	6,369	7,151	7,882	10,224	10,376	14,265	15,253
5	Batubara	7,872	10,969	14,213	16,754	19,201	24,072	24,854	26,770	22,339	21,185
6	Hydro	2,682	2,739	2,837	3,395	3,907	4,812	5,744	7,430	11,697	16,050
7	Panas Bumi	576	651	869	1,049	1,180	1,258	1,311	1,521	2,555	3,017
8	EBT Lain	39	800	1,205	1,575	1,816	1,966	1,991	2,214	2,296	2,354
9	Impor	1,007	1,813	1,813	1,813	1,813	-	-	-	-	-
	<b>T O T A L</b>	<b>26,628</b>	<b>30,770</b>	<b>35,051</b>	<b>38,664</b>	<b>42,483</b>	<b>46,432</b>	<b>50,557</b>	<b>55,242</b>	<b>60,190</b>	<b>64,988</b>





Gambar 6.7 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di Indonesia Timur dari tahun 2016 sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel 6.48.

Tabel 6.48 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD (10 <sup>3</sup> kl)	2.271	1.383	566	440	374	393	391	419	439	458
2	MFO (10 <sup>3</sup> kl)	552	469	459	407	389	84	84	76	76	76
3	Gas (bcf)	35	39	45	43	44	46	46	49	49	49
4	LNG (bcf)	2	21	40	47	52	57	72	73	98	105
5	Batubara (10 <sup>6</sup> ton)	6	8	11	13	15	18	19	21	17	17
6	Biomass/Sampah (10 <sup>3</sup> ton)	-	0	0	1	1	1	1	1	1	1

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

## 6.7. PROYEKSI EMISI CO<sub>2</sub>

Proses perencanaan sistem pada RUPTL 2016-2025 belum memperhitungkan biaya emisi CO<sub>2</sub> sebagai salah satu variabel biaya. Namun demikian RUPTL ini tidak mengabaikan upaya pengurangan emisi CO<sub>2</sub>. Hal ini dapat dilihat dari banyaknya kandidat PLTP, PLTA dan EBT lainnya yang ditetapkan masuk dalam sistem kelistrikan walaupun mereka bukan merupakan solusi biaya terendah.

Selain itu juga banyak direncanakan pengembangan energi baru dan terbarukan lainnya seperti PLTB, PLTS, PLT sampah, biomass dan PLTN. Penggunaan teknologi *boilers upercritical* dan *ultra-supercritical* untuk PLTU batubara di pulau Jawa dan Sumatera juga membuktikan bahwa PLN peduli dengan upaya pengurangan emisi CO<sub>2</sub> dari pembangkitan tenaga listrik.

Banyaknya emisi dihitung dari jumlah bahan bakar yang digunakan dan dikonversi menjadi emisi CO<sub>2</sub> (dalam ton CO<sub>2</sub>) dengan menggunakan faktor pengali (*emission factor*) yang diterbitkan oleh IPCC<sup>50</sup> serta Puslitbang Lemigas dan Puslitbang Tekmira yang lebih sesuai dengan kondisi di Indonesia.

Pemerintah telah menetapkan Peraturan Presiden Nomor 4 tahun 2010 sebagaimana telah diubah dua kali dengan Perpres Nomor 194 Tahun 2014 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 15 tahun 2010 jo Peraturan Menteri ESDM Nomor 1 tahun 2012 jo Peraturan Menteri ESDM Nomor 21 tahun 2013 jo Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 tahun 2014 mengenai Program Percepatan Pembangkit Tahap 2. Program tersebut didominasi oleh pembangkit dengan menggunakan energi terbarukan, khususnya panas bumi. Dengan adanya intervensi kebijakan Pemerintah mengenai pengembangan PLTP dan energi terbarukan lainnya akan menghasilkan rencana pengembangan pembangkit yang sedikit berbeda dibandingkan dengan baseline serta dapat menurunkan emisi CO<sub>2</sub>.

#### Emisi CO<sub>2</sub> Indonesia

Gambar 6.8 memperlihatkan emisi CO<sub>2</sub> yang akan dihasilkan apabila produksi listrik Indonesia dilakukan dengan fuel mix seperti pada Gambar 6.4. Dari Gambar 6.8 dapat dilihat bahwa emisi CO<sub>2</sub> se-Indonesia akan meningkat hampir 2 kali lipat dari 211 juta ton pada tahun 2016 menjadi 395 juta ton pada tahun 2025. Dari 395 juta ton emisi tersebut, 317 juta ton (80%) berasal dari pembakaran batubara.

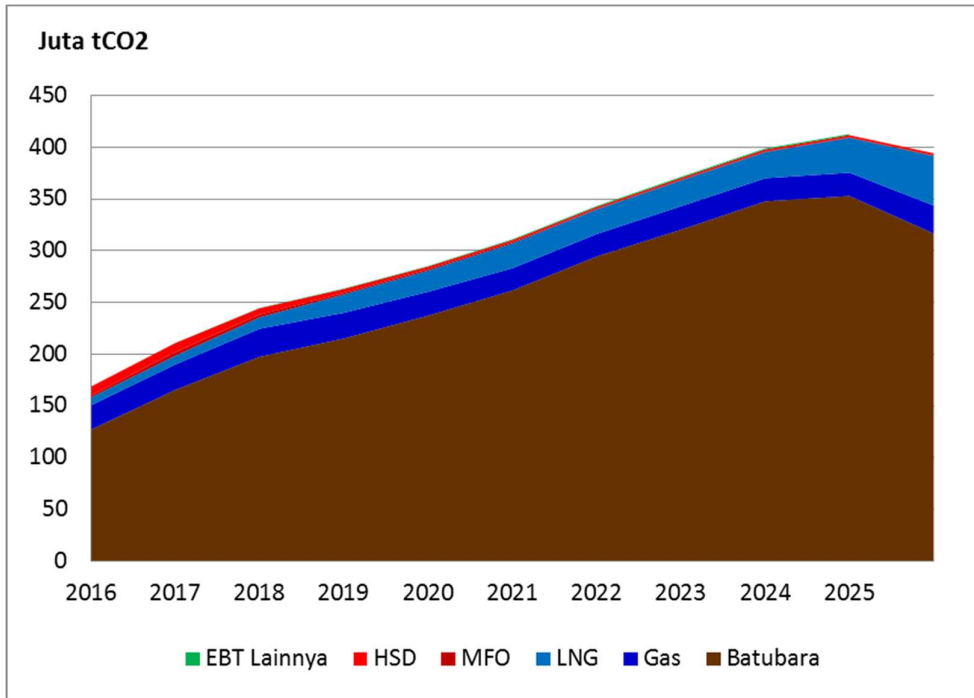
*Average grid emission factor*<sup>51</sup> untuk Indonesia pada tahun 2016 adalah 0,851 kgCO<sub>2</sub>/kWh, akan meningkat hingga 0,871 kgCO<sub>2</sub>/kWh pada tahun 2022 karena banyak beroperasinya PLTU batubara. Masih tingginya *grid emission factor* pada tahun 2022 juga disebabkan mundurnya proyek-proyek PLTP dan

---

<sup>50</sup> IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

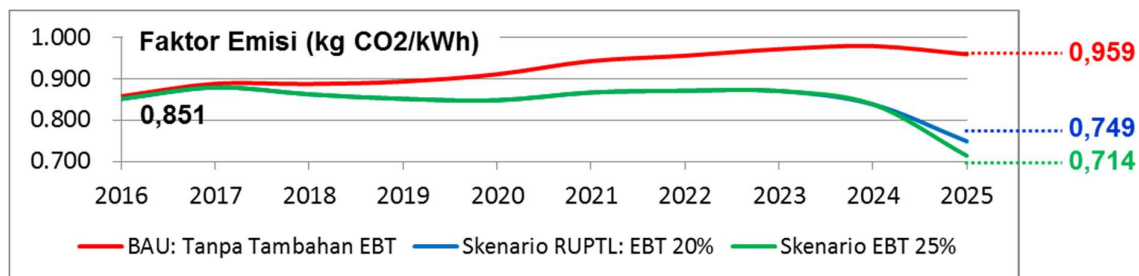
<sup>51</sup> *Grid emission factor* didefinisikan sebagai jumlah CO<sub>2</sub> [kg] per produksi listrik [kWh]

PLTA, serta berkurangnya pasokan gas untuk pembangkit. Namun selanjutnya akan menurun hingga 0,749 kgCO<sub>2</sub>/kWh pada tahun 2025 karena kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya serta penggunaan teknologi batubara bersih (seperti PLTU *ultra super critical*/USC).



Gambar 6.8 Emisi CO<sub>2</sub> per Jenis Bahan Bakar (Indonesia)

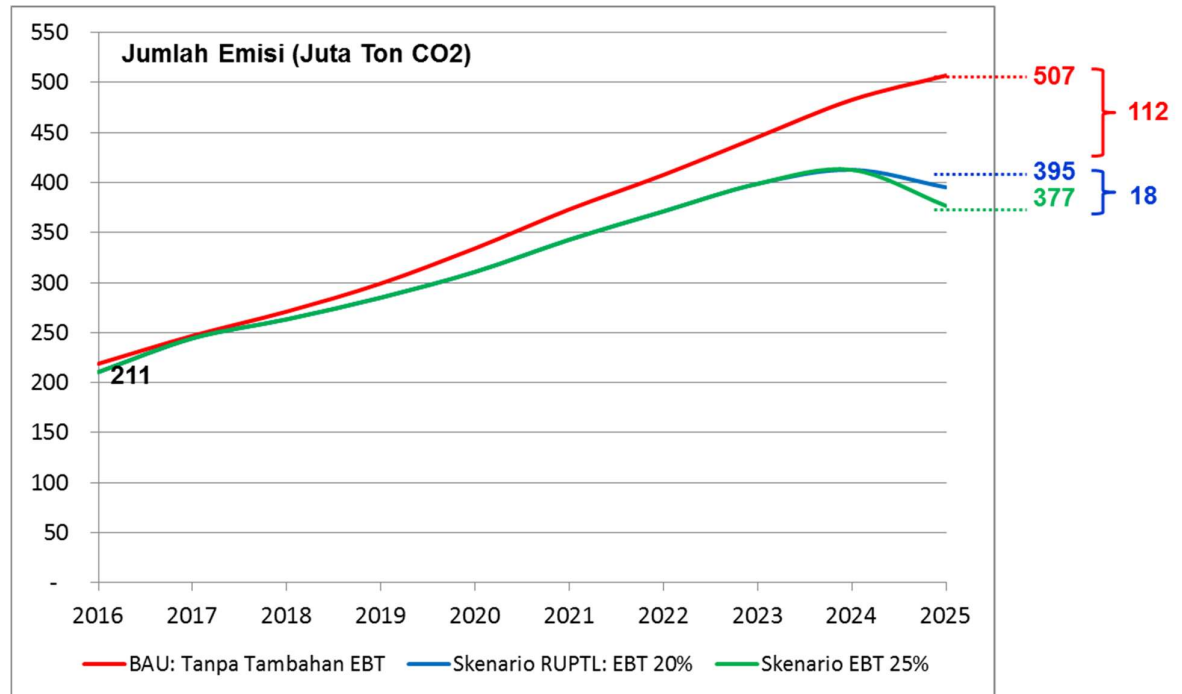
Gambar 6.9 menunjukkan proyeksi *grid emission factor* untuk berbagai skenario EBT, sedangkan Gambar 6.10 menunjukkan proyeksi jumlah emisi CO<sub>2</sub> yang dihasilkan oleh pembangkit listrik selama periode tahun 2016-2025.



Gambar 6.9 Proyeksi Grid Emission Factor CO<sub>2</sub> untuk Berbagai Skenario EBT

Dari Gambar 6.9 tersebut terlihat bahwa apabila tidak ada penambahan EBT yang agresif, maka faktor emisi akan meningkat dari 0,851 kgCO<sub>2</sub>/kWh pada 2016 menjadi 0,960 kgCO<sub>2</sub>/kWh pada 2025. Namun dengan pengembangan EBT yang agresif, maka faktor emisi CO<sub>2</sub> akan menurun menjadi 0,749

kgCO<sub>2</sub>/kWh pada 2025 dalam RUPTL (EBT 20%), dan 0,714 kgCO<sub>2</sub>/kWh apabila target EBT 25% terpenuhi.



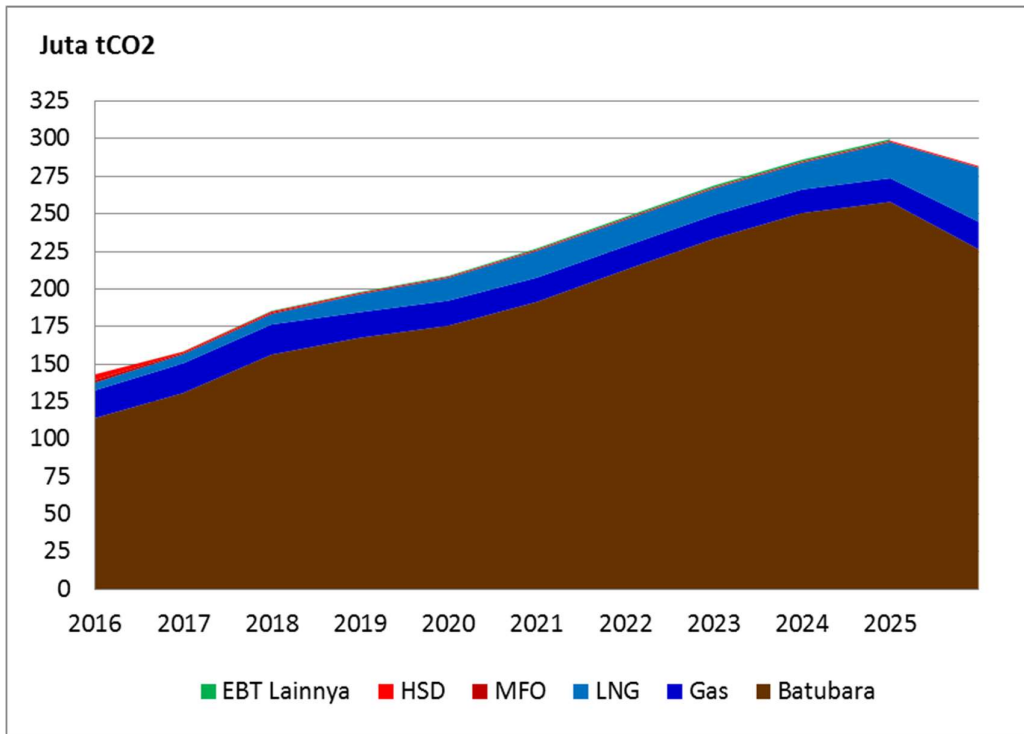
**Gambar 6.10 Proyeksi Emisi CO<sub>2</sub> untuk Berbagai Skenario Pengembangan EBT**

Penurunan emisi CO<sub>2</sub> dengan membatasi bauran energi dari batubara sekitar 50% melalui penambahan pembangkit EBT dan pembangkit gas adalah sebesar 112 juta ton CO<sub>2</sub>, sedangkan apabila hanya melalui penambahan pembangkit EBT maka penurunannya 130 juta ton CO<sub>2</sub>. Dengan asumsi harga CO<sub>2</sub> sebesar USD 1/ton CO<sub>2</sub>, maka terdapat benefit sebesar USD 130 juta. Namun investasi yang dibutuhkan untuk mengembangkan EBT jauh lebih besar, yaitu USD 24 miliar (apabila dipenuhi dengan EBT dan gas) atau USD 50 miliar (apabila dipenuhi dengan EBT saja).

### Emisi CO<sub>2</sub> Sistem Jawa-Bali

Proyeksi emisi CO<sub>2</sub> dari sistem Jawa Bali diperlihatkan pada Gambar 6.11. Emisi akan meningkat 1,8 kali lipat dari 158 juta ton pada tahun 2016 menjadi 283 juta ton pada tahun 2025. *Grid emission factor* akan meningkat dari 0,854kgCO<sub>2</sub>/kWh pada tahun 2016 menjadi 0,871kgCO<sub>2</sub>/kWh pada tahun 2022 karena banyak beroperasinya PLTU dan terlambatnya pengembangan PLTP dan PLTA, serta berkurangnya pasokan gas untuk pembangkit. Namun selanjutnya akan menurun hingga 0,759 kgCO<sub>2</sub>/kWh pada tahun 2025 karena kontribusi

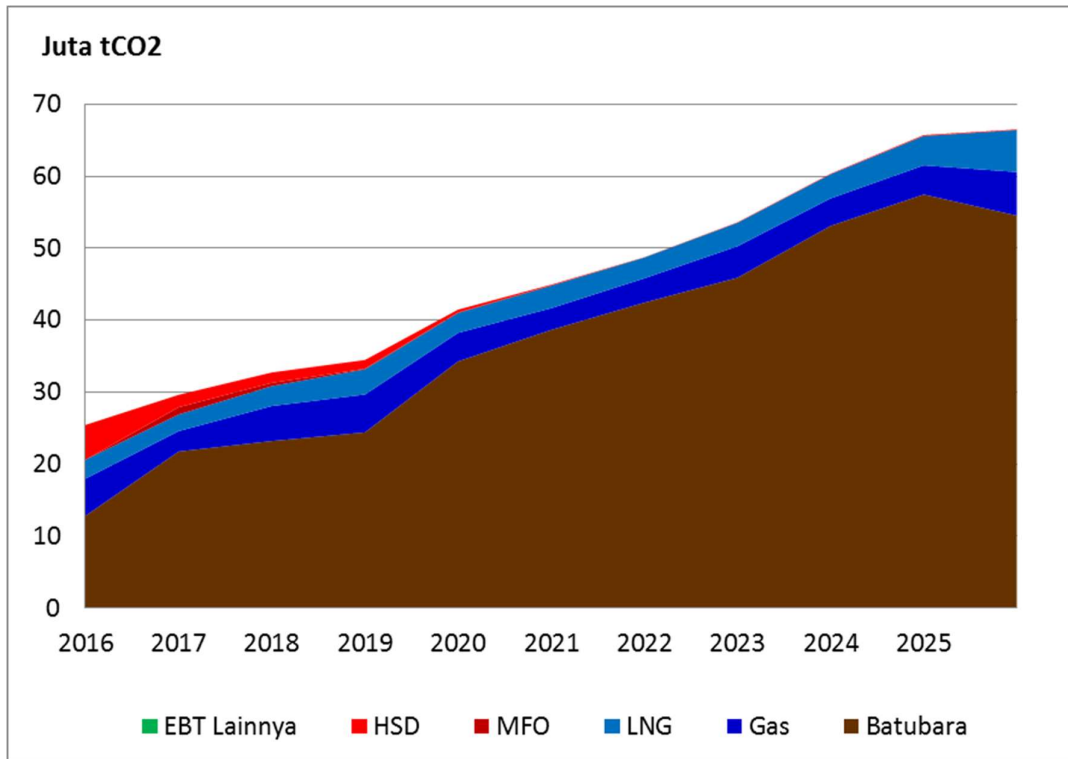
positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya serta penggunaan teknologi batubara bersih (misalnya PLTU *ultra super critical/USC*).



Gambar 6.11 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar pada Sistem Jawa Bali

### Emisi CO2 Wilayah Sumatera

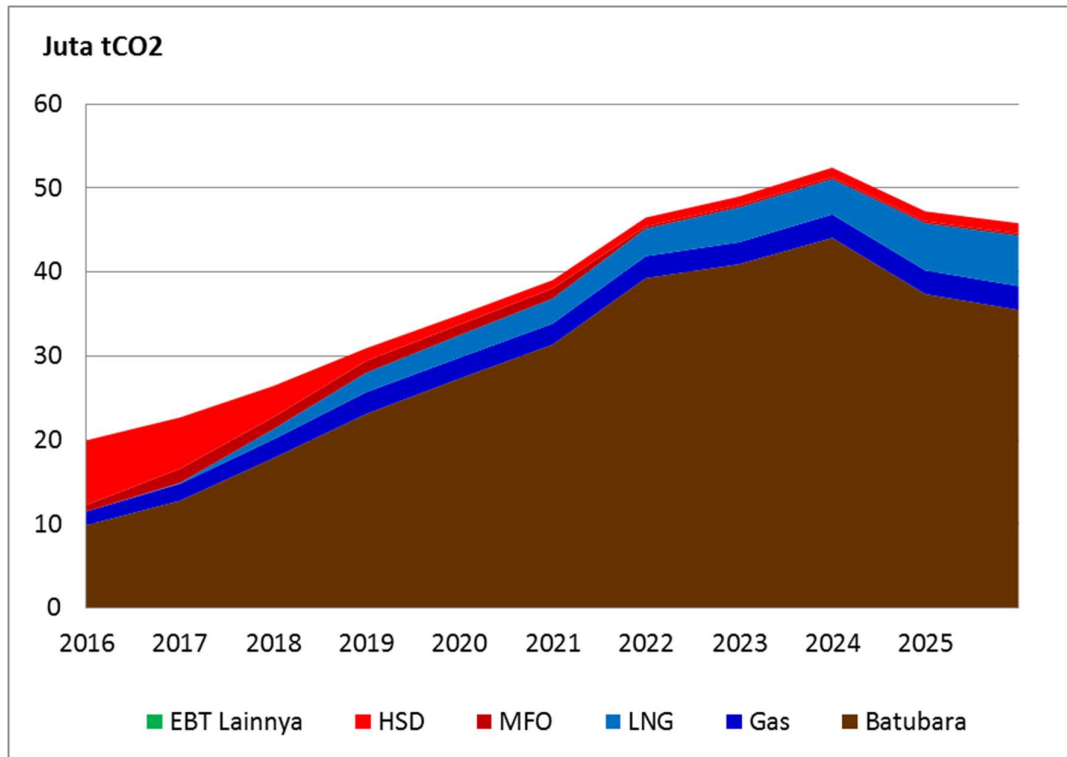
Proyeksi emisi CO2 dari pembangkitan listrik di Sumatera diperlihatkan pada gambar 6.12. Emisi diproyeksikan akan naik 2,2 kali lipat dari 29 juta ton pada tahun 2016 menjadi 66 juta ton pada tahun 2025. *Grid emission factor* akan meningkat dari 0,837kgCO2/kWh pada tahun 2016 dan akan meningkat menjadi 0,825 kgCO2/kWh pada tahun 2019 karena banyak PLTU batubara yang beroperasi dan terlambatnya pengembangan PLTP dan PLTA, namun selanjutnya akan membaik menjadi 0,738 kgCO2/kWh pada tahun 2025 karena kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya.



Gambar 6.12 Emisi CO<sub>2</sub> per Jenis Bahan Bakar pada Wilayah Sumatera

#### Emisi CO<sub>2</sub> Wilayah Indonesia Timur

Proyeksi emisi CO<sub>2</sub> dari pembangkitan listrik di Indonesia Timur diperlihatkan pada Gambar 6.13. Emisi diproyeksikan meningkat sebesar 2 kali lipat dari 23 juta ton pada tahun 2016 menjadi 46 juta ton pada tahun 2025. *Grid emission factor* akan meningkat dari 0,853kgCO<sub>2</sub>/kWh pada tahun 2016 menjadi 1,002 kgCO<sub>2</sub>/kWh pada tahun 2021 dengan masuknya PLTU batubara dan terlambatnya pengembangan PLTP dan PLTA, dan selanjutnya akan menurun menjadi 0,705 kgCO<sub>2</sub>/kWh pada tahun 2025. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, tenaga air dan EBT lainnya.



Gambar 6.13 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur

## 6.8. PROYEK PENDANAAN KARBON

PLN akan memanfaatkan peluang pendanaan karbon baik melalui kerangka UNFCCC maupun diluar kerangka UNFCCC. Implementasi proyek pendanaan karbon akan diterapkan untuk semua kegiatan di lingkungan PLN yang berpotensi untuk memperoleh pendanaan karbon.

Sejak tahun 2002 PLN sudah menyadari akan peluang pendanaan karbon melalui *Clean Development Mechanism (CDM)* dan melakukan pengkajian beberapa potensi proyek CDM, dan hasilnya hingga saat ini PLN telah menandatangani beberapa ERPA (*Emission Reduction Purchase Agreements*). Selain itu PLN juga mengembangkan proyek melalui mekanisme VCM (*Voluntary Carbon Mechanism*).

Berkenaan dengan berakhirnya komitmen pertama Protokol Kyoto pada akhir tahun 2012, maka pemanfaatan pendanaan karbon akan disesuaikan dengan mekanisme baru pendanaan karbon, baik dalam kerangka UNFCCC maupun di luar kerangka UNFCCC.

## 6.9. PENGEMBANGAN SISTEM PENYALURAN DAN GARDU INDUK

Pada periode tahun 2016-2025 pengembangan sistem penyaluran berupa pengembangan sistem transmisi dengan tegangan 500 kV dan 150 kV di sistem Jawa-Bali serta tegangan 500 kV, 275 kV, 150 kV dan 70 kV di sistem Indonesia Timur dan Sumatera. Pembangunan sistem transmisi secara umum diarahkan kepada tercapainya kesesuaian antara kapasitas pembangkitan di sisi hulu dan permintaan daya di sisi hilir secara efisien. Disamping itu juga sebagai usaha untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran dan perbaikan tegangan pelayanan.

Rencana pengembangan sistem penyaluran di Indonesia hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar 172.136 MVA untuk pengembangan gardu induk serta 67.901 kms pengembangan jaringan transmisi dengan perincian pada Tabel 6.49 dan Tabel 6.50. Dari tabel tersebut terlihat bahwa ada penambahan fasilitas yang sangat besar pada tahun 2016-2019, hal ini karena adanya keterlambatan penyelesaian proyek yang seharusnya beroperasi sebelum tahun 2016. Untuk ke depannya, diharapkan permasalahan pembangunan fasilitas tersebut dapat diatasi dengan pemberlakuan UU No. 2 Tahun 2012 dan Peraturan Presiden No. 4 Tahun 2016 secara menyeluruh.

**Tabel 6.49 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Indonesia**

TRANSMISI	Satuan kms										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
500 kV AC	473	83	1,329	2,451	491	976	1,000	120	-	1,090	8,013
500 kV DC	-	-	-	1,100	443	-	-	-	-	-	1,543
275 kV	1,330	2,141	572	2,182	850	410	890	50	795	90	9,310
150 kV	8,354	13,775	8,583	3,642	4,162	1,216	1,753	2,088	1,111	1,514	46,197
70 kV	1,828	82	481	261	97	-	-	90	-	-	2,838
<b>TOTAL</b>	<b>11,985</b>	<b>16,080</b>	<b>10,964</b>	<b>9,636</b>	<b>6,043</b>	<b>2,602</b>	<b>3,643</b>	<b>2,348</b>	<b>1,906</b>	<b>2,694</b>	<b>67,901</b>

**Tabel 6.50 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Indonesia**

TRAFO	Satuan MVA										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
500/275 kV	-	-	1,500	1,000	500	-	750	-	-	-	3,750
500/150 kV	4,838	8,668	9,500	5,000	4,000	-	-	1,000	-	5,500	38,506
500 kV DC	-	-	-	6,000	600	-	-	-	-	-	6,600
275/150 kV	5,750	3,680	2,000	4,500	-	700	1,000	250	520	1,250	19,650
150/70 kV	90	1,290	100	60	60	-	-	-	-	-	1,600
150/20 kV	12,870	21,280	11,260	12,160	6,520	6,320	6,370	8,560	6,560	7,390	99,290
70/20 kV	730	770	440	180	170	60	120	150	30	90	2,740
<b>TOTAL</b>	<b>24,278</b>	<b>35,688</b>	<b>24,800</b>	<b>28,900</b>	<b>11,850</b>	<b>7,080</b>	<b>8,240</b>	<b>9,960</b>	<b>7,110</b>	<b>14,230</b>	<b>172,136</b>



### 6.9.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Sumatera

Pengembangan transmisi di Sumatera akan membentuk transmisi *back-bone* 500 kV yang menyatukan sistem interkoneksi Sumatera pada koridor timur. Pusat-pusat pembangkit skala besar dan pusat-pusat beban yang besar di Sumatera akan tersambung ke sistem transmisi 500 kV ini. Transmisi ini juga akan mentransfer tenaga listrik dari pembangkit listrik di daerah yang kaya sumber energi primer murah (Sumbagsel dan Riau) ke daerah pusat beban yang kurang memiliki sumber energi primer murah (Sumbagut). Selain itu transmisi 500 kV juga dikembangkan di Sumatera Selatan sebagai *feeder* pemasok listrik dari PLTU mulut tambang ke stasiun konverter transmisi HVDC yang akan menghubungkan pulau Sumatera dan pulau Jawa. Pengembangan transmisi sistem Sumatera sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.14.



**Gambar 6 14 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2016-2025**

Rencana pengembangan sistem transmisi dalam RUPTL 2016-2025 akan banyak mengubah topologi jaringan dengan terwujudnya sistem interkoneksi 275 kV di koridor barat dan 500 kV di koridor timur Sumatera. Pengembangan juga banyak dilakukan untuk memenuhi pertumbuhan beban dalam bentuk

penambahan kapasitas trafo di Gardu Induk 150 kV dan 70 kV. Pengembangan untuk meningkatkan keandalan dan *debottlenecking* yang juga terdapat di beberapa sistem, antara lain rencana pembangunan *ring* 275 kV Medan yaitu T/L 275 kV GITET Medan Timur – Galang dan T/L 275 kV GITET Medan Timur – GITET Medan Barat – Pangkalan Susu, serta rekonduktoring beberapa ruas transmisi di sistem Sumbagut dan Sumbagsel.

Rencana interkoneksi dengan tegangan 275 kV di Sumatera yang saat ini sudah dalam tahap pembangunan diprogramkan untuk terlaksana seluruhnya pada tahun 2018. Selain itu terdapat pembangunan beberapa gardu induk dan transmisi 150 kV untuk mengambil alih beban dari pembangkit *diesel* ke sistem interkoneksi (*dedieselisasi*).

Rencana pengembangan transmisi *backbone* di subsistem Aceh saat ini menggunakan sistem 275 kV. Ruas transmisi 275 kV yang akan dibangun adalah Pangkalan Susu – Arun – Sigli – Ulee Kareng menggunakan jenis penghantar ACSR 4x430 mm<sup>2</sup>. Penggunaan penghantar ACSR 4x430 mm<sup>2</sup> karena mempertimbangkan adanya potensi pembangkit-pembangkit energi murah yang kapasitasnya cukup besar di Aceh (air, batubara, dan panas bumi), serta tingginya pertumbuhan beban di Subsistem Aceh.

Rencana pengembangan sistem penyaluran Wilayah Sumatera hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar 45.060 MVA untuk pengembangan gardu induk (500 kV, 275 kV, 150 kV dan 70 kV) serta 25.473 kms pengembangan transmisi dengan perincian pada Tabel 6.34 dan Tabel 6.35.

Beberapa proyek transmisi strategis di Sumatera antara lain:

- Pembangunan transmisi baru 150 kV dan 275 kV terkait dengan proyek pembangkit PLTU percepatan, PLTA, PLTU IPP dan PLTP IPP.
- Pengembangan transmisi 150 kV yang ada di lokasi tersebar di sistem Sumatera dalam rangka memenuhi kriteria keandalan (N-1) dan untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran, perbaikan tegangan pelayanan, *dedieselisasi* dan fleksibilitas operasi.
- Perubahan lokasi Proyek SUTET 275 kV Payakumbuh-New Garuda Sakti (Simpang Bingung) menjadi Payakumbuh-Perawang karena sulitnya pembebasan satu lahan yang sangat besar di Simpang Bingung. Di lokasi Perawang direncanakan akan dibangun GITET 275kV, GITET 500 kV, dan *Station Converter* HVDC.

- Pembangunan transmisi *backbone* 275 kV tahap I mulai dari Lahat - Lubuk Linggau – Bangko – Muara Bungo – Kiliranjao – Payakumbuh – Padangsidempuan – Sarulla – Simangkok – Galang – Binjai – Pangkalan Susu sebagai tulang punggung interkoneksi Sumatera koridor barat yang akan mengevakuasi daya dari Sumatera bagian selatan yang kaya akan sumber energi primer ke pusat beban terbesar di Sumatera bagian utara. Saat ini pekerjaan jalur *backbone* ini sudah dalam tahap konstruksi, dan akan beroperasi secara keseluruhan di tahun 2018.
- Proyek transmisi 500 kV mulai dari Muara Enim – New Aur Duri – Peranap – Perawang – Rantau Parapat – Kuala Tanjung – Galang, sebagai tulang punggung interkoneksi Sumatera koridor timur yang akan mengevakuasi daya dari Sumatera bagian selatan yang kaya akan sumber energi primer ke pusat beban terbesar di Sumatera bagian utara. Interkoneksi 500 kV ini akan dapat beroperasi secara bertahap mulai tahun 2018 sampai dengan tahun 2022. Untuk mengantisipasi pertumbuhan beban sampai tiga puluh tahun ke depan, maka pada pembangunannya SUTET 500 kV Sumatera sudah disiapkan pengembangan untuk 4 sirkit.
- Pembangunan transmisi 275 kV ring Medan, yaitu T/L 275 kV Galang – GITET Medan Timur – Medan Barat – Pangkalan Susu, dengan rencana COD tahun 2019/2020, dimaksudkan untuk perkuatan pasokan dan keandalan sistem kelistrikan Medan, serta mengatasi potensi *bottleneck* SUTT 275 kV Pangkalan Susu-Binjai.
- Pembangunan transmisi 275 kV Betung – Palembang-1/Palembang Utara yang direncanakan beroperasi pada tahun 2019, serta T/L 275 kV Sumsel-1 – Palembang Tenggara yang direncanakan beroperasi tahun 2020. Kedua proyek ini dimaksudkan untuk perkuatan pasokan dan keandalan sistem kelistrikan Palembang.
- Pembangunan *underground cable* 150 kV di beberapa ibu kota provinsi, yang tujuannya untuk perkuatan pasokan dan keandalan ibu kota provinsi tersebut, antara lain:
  1. Kenten – GIS kota Timur – GIS kota Barat – Gandus, serta koneksi GIS kota Timur ke GI Boom Baru melalui IBT 150/70 kV 2x100 MVA, dengan rencana COD tahun 2018 dan 2019, dimaksudkan untuk perkuatan kota Palembang.

2. Untuk perkuatan kota Medan yaitu pembangunan *underground cable* GI/GIS Helvetia - Kota Medan -GIS Batu Gingging – GIS Listrik dan GIS Mabar – GIS Listrik, dengan COD tahun 2018.
  3. Untuk perkuatan kota Pekanbaru yaitu pembangunan *underground cable* GIS Kota Pekanbaru (Arenka)-Inc 2 Pi, Garuda Sakti Teluk Lembu.
- Pembangunan transmisi dan kabel laut  $\pm 500$  kV HVDC Sumatera – Peninsular Malaysia yang bertujuan untuk mengoptimalkan operasi kedua sistem dengan memanfaatkan perbedaan waktu terjadinya beban puncak pada kedua sistem tersebut, perlu dilakukan studi kelayakan yang lebih mendalam.
  - Interkoneksi Batam – Bintan dengan kabel laut 150 kV dimaksudkan untuk memenuhi sebagian kebutuhan tenaga listrik pulau Bintan dengan pasokan tenaga listrik dari Batam<sup>52</sup> dengan mempertimbangkan rencana pengembangan pembangkit di Batam yang akan mencukupi kebutuhan Batam dan sebagian Bintan<sup>53</sup>.
  - Mempercepat interkoneksi 150 kV Sumatera–Bangkamelalui kabel laut. Tujuan interkoneksi adalah untuk memenuhi kebutuhan listrik di pulau Bangka karena ketidakpastian penyelesaian proyek PLTU disana, menurunkan biaya produksi dan meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di pulau Bangka. Interkoneksi dengan kabel laut ini diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2020.

**Tabel 6.51 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Wilayah Sumatera**

TRANSMISI	Satuan kms										Total
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
500 kV AC	-	-	780	104	436	580	1,000	-	-	100	3,000
500 kV DC	-	-	-	-	443	-	-	-	-	-	443
275 kV	1,150	2,138	572	2,182	800	130	-	50	-	90	7,112
150 kV	3,258	4,297	2,291	1,268	1,415	178	240	578	90	665	14,280
70 kV	140	-	391	70	-	-	-	-	-	-	601
<b>TOTAL</b>	<b>4,548</b>	<b>6,435</b>	<b>4,033</b>	<b>3,624</b>	<b>3,094</b>	<b>888</b>	<b>1,240</b>	<b>628</b>	<b>90</b>	<b>855</b>	<b>25,435</b>

<sup>52</sup> Biaya produksi listrik di Batam lebih rendah dari pada biaya produksi di Bintan yang masih banyak menggunakan pembangkit BBM.

<sup>53</sup> Kecukupan pembangkit di Batam sampai dengan tahun 2020 telah dikonfirmasi ke PLN Batam.

**Tabel 6.52 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Wilayah Sumatera**

TRAFO	Satuan MVA										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
500/275 kV	-	-	1,500	1,000	500	-	750	-	-	-	3,750
500 kV DC	-	-	-	-	600	-	-	-	-	-	600
275/150 kV	5,250	3,500	2,000	4,500	-	500	-	250	250	1,250	17,500
150/70 kV	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
150/20 kV	3,600	4,300	3,100	1,320	1,320	1,620	1,130	2,180	1,590	2,470	22,630
70/20 kV	120	90	240	-	-	30	-	-	-	-	480
<b>TOTAL</b>	<b>8,970</b>	<b>7,890</b>	<b>6,940</b>	<b>6,820</b>	<b>2,420</b>	<b>2,150</b>	<b>1,880</b>	<b>2,430</b>	<b>1,840</b>	<b>3,720</b>	<b>45,060</b>

### 6.9.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Sistem Jawa-Bali

Pengembangan transmisi 500 kV di Jawa pada umumnya dimaksudkan untuk mengevakuasi daya dari pembangkit-pembangkit baru maupun ekspansi skala besar dan untuk menjaga kriteria *security* N-1, baik statik maupun dinamik. Sedangkan pengembangan transmisi 150 kV dimaksudkan untuk menjaga kriteria *security* N-1 dan sebagai transmisi yang terkait dengan gardu induk 150 kV baru. Pengembangan transmisi Sistem Jawa-Bali sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.15.

Memperhatikan pembangunan SUTET dan SUTT yang sering terlambat karena masalah perizinan, ROW dan sosial, serta kebutuhan tambahan daya yang mendesak, maka PLN perlu melakukan usaha meningkatkan kapasitas transmisi dalam waktu dekat. Pembangunan SUTET dengan menggunakan rute baru akan memerlukan waktu yang lama sehingga upaya yang dapat dilakukan adalah rekonduktoring beberapa ruas transmisi 500 kV/150 kV dan mulai akan memanfaatkan ruas transmisi 150 kV eksisting untuk dibangun menjadi transmisi 500 kV disekitar Jakarta.



**Gambar 6.15 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025**

Pada Tabel 6.53 dan Tabel 6.54 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di sistem Jawa-Bali.

**Tabel 6.53 Kebutuhan Saluran Transmisi Sistem Jawa-Bali**

TRANSMISI	Satuan kms										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
500 kV AC	473	83	549	2,347	55	396		120		990	5,013
500 kV DC				1,100							1,100
150 kV	2,105	4,582	1,329	1,144	777	636	449	468	307	519	12,314
70 kV	2	42									44
<b>TOTAL</b>	<b>2,579</b>	<b>4,706</b>	<b>1,877</b>	<b>4,591</b>	<b>832</b>	<b>1,032</b>	<b>449</b>	<b>588</b>	<b>307</b>	<b>1,509</b>	<b>18,471</b>

**Tabel 6.54 Kebutuhan Trafo Sistem Jawa-Bali**

TRAFO	Satuan MVA										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
500/150 kV	4,838	8,668	9,500	5,000	4,000			1,000		5,500	38,506
500/150 kV DC				6000							6,000
150/70 kV		600									600
150/20 kV	6,600	13,700	5,940	9,340	4,080	3,540	3,890	5,130	3,800	4,240	60,260
70/20 kV	50	500	30	60	60			30			730
<b>TOTAL</b>	<b>11,488</b>	<b>23,468</b>	<b>15,470</b>	<b>20,400</b>	<b>8,140</b>	<b>3,540</b>	<b>3,890</b>	<b>6,160</b>	<b>3,800</b>	<b>9,740</b>	<b>106,096</b>

Dari Tabel 6.36 terlihat bahwa sampai dengan tahun 2025 akan dibangun transmisi 500 kV sepanjang 5.013 kms. Transmisi tersebut dimaksudkan untuk mengevakuasi daya terkait dengan program percepatan pembangkit PLTU Suralaya Baru, PLTU Adipala, PLTU IPP Tanjung Jati Unit 3 dan 4, PLTU IPP Jawa Tengah, PLTU Indramayu Unit 4, *Jawa-Bali Crossing* dari Paiton hingga ke pusat beban di Bali, PLTA *pumped storage Upper Cisokan* dan Matenggeng, dan beberapa PLTU skala besar baru lainnya.

Ruas SUTET 500 kV yang harus segera dilakukan rekonduktoring terkait dengan evakuasi daya PLTU Jawa-7 adalah SUTET Suralaya Baru-Bojanegara-Balaraja (tahun 2019), SUTET Suralaya Lama-Balaraja-Gandul (tahun 2019) dimana salah satu opsi untuk mengubah tower 1 sirkit eksisting menjadi tower 2 sirkit. Selain itu ruas SUTET 500 kV yang harus segera dilaksanakan adalah sirkit 2 dari Ungaran-Pedan, sirkit ke 2-3 Mandirancan-Bandung Selatan (modifikasi tower 1 sirkit menjadi 2 sirkit) dan Bandung Selatan – Incomer (Tasik – Depok) untuk evakuasi daya dari PLTU Jawa-1, PLTU Jawa-4 dan PLTU Jawa Tengah.

Rencana pembangunan SUTET 500 kV baru adalah ruas SUTET dari Tanjung Jati B - Pemalang - Indramayu – Tx. Mandirancan (dengan opsi koneksi ke GITET Mandirancan) - Cibatubaru/Delta Mas, atau yang dikenal dengan *Central West*

*Java Transmission Line*. Ruas SUTET Balaraja-Kembangan-Durikosambi dan Durikosambi-Muara Karang-Priok-Muaratawar membentuk looping SUTET jalur utara Jakarta, untuk perkuatan dan peningkatan keandalan serta fleksibilitas operasi sistem Jakarta.

Beserta rencana untuk evakuasi dan *looping* di Jawa Tengah dan Jawa Timur adalah SUTET (Inc. Mandirancan – Ungaran) - Tambaklorok – Tanjung Jati – Tanjung Awar-Awar – Gresik yang diharapkan beroperasi pada tahun 2025.

Opsi pemanfaatan *Underground Cable* 500 kV akan dimanfaatkan khususnya untuk kondisi daerah yang tidak mengijinkan adanya tower transmisi seperti sebagian ruas yang akan melalui Bandara Juanda, Surabaya.

Rencana kebutuhan GITET 500 kV dan tambahan trafo interbus 500/150 kV yang direncanakan pada Tabel 6.54 merupakan perkuatan *grid* yang tersebar di Jawa.

Untuk mendukung penjualan maka beberapa GITET yang diharapkan dapat beroperasi tepat waktu adalah GITET Cikupa untukantisipasi pertumbuhan beban di Tangerang, GITET Deltamas dan GITET Sukatani untukantisipasi pertumbuhan beban di Cibatu, Cikarang, dan Karawang serta GITET Ampel untukantisipasi pertumbuhan beban di Salatiga.

Dalam rangka meningkatkan keandalan pasokan, terdapat rencana pembangunan GITET di dekat pembangkit eksisting yang terkoneksi di 150 kV, sehingga saat terjadi gangguan di pembangkit terkait akan mengurangi risiko pemadaman karena akan mendapatkan pasokan langsung dari GITET-GITET tersebut. Beberapa GITET yang terkait kebijakan pengembangan ini adalah: GITET Lontar, GITET Ubrug (Pelabuhan Ratu), GITET Tanjung Awar-Awar dan GITET Tambaklorok).

Transmisi 500 kV DC pada Tabel 6.53 adalah transmisi HVDC interkoneksi Sumatera–Jawa, di sini hanya diperhitungkan bagian kabel laut dan *overhead line* yang berada di pulau Jawa, selebihnya diperhitungkan sebagai pengembangan sistem transmisi Sumatera.

Sistem transmisi 70 kV pada dasarnya sudah tidak dikembangkan lagi, bahkan di sistem 70 kV di Jawa Barat banyak yang ditingkatkan menjadi 150 kV. Rencana pada Tabel 6.53 hanya menunjukkan proyek *reconductoring* SUTT 70 kV yang memasok konsumen besar dan saluran distribusi khusus. Program pemasangan trafo-trafo 150/70 kV dan 70/20 kV pada tabel tersebut juga hanya merupakan relokasi trafo-trafo dari Jawa Barat ke Jawa Timur.

Kriteria untuk penambahan trafo 150/20 kV baru adalah saat pembebanan trafo eksisting di GI-GI tersebut (dan GI-GI sekitarnya) telah mencapai 80%, sedangkan saat GI-GI eksisting tidak dapat ditambahkan trafo baru (4 trafo untuk GI Konvensional dan 3 trafo untuk GIS) maka dibutuhkan pengembangan Gardu Induk 150/20 kV baru. Berdasarkan kondisi tersebut untuk Jabodetabek khususnya area-area yang dilayani Distribusi Jakarta kriterianya adalah 60%.

Beberapa proyek transmisi strategis di Jawa-Bali antara lain:

- Proyek transmisi SUTET 500 kV Tx. Ungaran - Pemalang - Tx. Mandirancan-Indramayu - Deltamas tahun 2020<sup>54</sup> (*Central-West Java Transmission Line*).
- Pembangunan transmisi 500 kV HVDC *bipole* 3,000 MW Sumatera - Jawa berikut GITET XBogor - *Incomer* (Tasik - Depok dan Cilegon – Cibinong) untuk menyalurkan listrik dari PLTU mulut tambang di Sumatera Selatan ke sistem Jawa Bali tahun 2019.
- Pembangunan SUTET 500 kV Paiton– New Kapal termasuk *overhead line* 500 kV menyeberangi selat Bali (*Jawa Bali Crossing*) tahun 2019 sebagai solusi jangka panjang pasokan listrik ke pulau Bali.
- SUTET 500 kV Balaraja-Kembangan-Durikosambi-Muara Karang (tahun 2018) dan Muara Karang-Priok-Muara Tawar tahun 2018 (*North Looping Jakarta*).
- SUTET 500 kV Bandung Selatan – *Incomer* (Tasik-Depok) tahun 2017.

### **6.9.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Indonesia Timur**

Di Wilayah Indonesia Timur terdapat beberapa sistem interkoneksi yang cukup besar yaitu sistem Kalimantan Barat, sistem Kalselteng-Kaltim, sistem Sulbagut, sistem Sulbagsel dan sistem Lombok, dengan menggunakan level tegangan 275 kV, 150 kV dan 70 kV.

Selain itu, masih ada beberapa sistem kecil yang melayani ibukota Provinsi, Kabupaten dan Kota, dengan menggunakan transmisi tegangan 70 kV dan saat

---

<sup>54</sup> Transmisi 500 kV ini tidak terkoneksi ke GITET Mandirancan, hanya melintas di dekatnya, namun untuk mitigasi risiko, opsi untuk koneksi sementara ke GITET Mandirancan akan menjadi pertimbangan.



ini dalam tahap konstruksi yaitu sistem Sumbawa, Flores, Timor, Ambon, dan Jayapura.

Pengembangan transmisi dan gardu induk di Indonesia Timur pada umumnya dibangun untuk menghubungkan sistem-sistem yang selama ini masih *isolated*, membentuk *backbone* transmisi untuk menyalurkan energi dalam jumlah besar ke pusat beban yang lokasinya sangat berjauhan, dan untuk menghubungkan antar sistem menjadi sistem yang lebih besar.

Selain itu, pengembangan transmisi dan gardu induk juga untuk melayani kebutuhan beban di ibukota Provinsi, Kabupaten dan Kota, yang memerlukan keandalan tinggi.

Pada Tabel 6.55 dan Tabel 6.56 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di sistem Indonesia Timur.

**Tabel 6.55 Kebutuhan Saluran Transmisi Indonesia Timur**

*Satuan kms*

TRANSMISI	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
275 kV	180	3	-	-	50	280	890	-	795	-	2,198
150 kV	2,991	4,896	4,964	1,230	1,970	402	1,064	1,042	714	330	19,603
70 kV	1,686	40	90	191	97	-	-	90	-	-	2,194
<b>TOTAL</b>	<b>4,857</b>	<b>4,939</b>	<b>5,054</b>	<b>1,421</b>	<b>2,117</b>	<b>682</b>	<b>1,954</b>	<b>1,132</b>	<b>1,509</b>	<b>330</b>	<b>23,995</b>

**Tabel 6.56 Kebutuhan Trafo Indonesia Timur**

*Satuan MVA*

TRAFO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
275/150 kV	500	180	-	-	-	200	1,000	-	270	-	2,150
150/70 kV	90	690	-	60	60	-	-	-	-	-	900
150/20 kV	2,670	3,280	2,220	1,500	1,120	1,160	1,350	1,250	1,170	680	16,400
70/20 kV	560	180	170	120	110	30	120	120	30	90	1,530
<b>TOTAL</b>	<b>3,820</b>	<b>4,330</b>	<b>2,390</b>	<b>1,680</b>	<b>1,290</b>	<b>1,390</b>	<b>2,470</b>	<b>1,370</b>	<b>1,470</b>	<b>770</b>	<b>20,980</b>

Dalam kurun waktu tahun 2016-2025, panjang transmisi yang akan dibangun mencapai 23.995 kms dan trafo dengan kapasitas total mencapai 20.980 MVA.

### Sistem Interkoneksi Kalimantan

Pengembangan transmisi di Kalimantan diutamakan untuk menghubungkan sistem-sistem yang belum terinterkoneksi. *Cross-border interconnection* antara Kalimantan Barat dan Serawak akan meningkatkan keandalan dan efisiensi operasi sistem tenaga listrik di Kalbar.

Untuk menghubungkan sistem Kalbardengan sistem Kalselteng, akan dibangun transmisi 150 kV untuk meningkatkan keandalan pasokan. Dalam jangka panjang, sistem kelistrikan se-Kalimantan direncanakan akan terhubung menjadi satu yaitu *Grid Borneo*. Sebagai pengubung antar sistem (*backbone*) termasuk *cross-border interconnection* dengan Malaysia (Sabah dan Serawak), direncanakan pembangunan transmisi tegangan ekstra tinggi (EHV). Adapun level tegangan penyaluran yang akan digunakan menunggu hasil studi *master plan Grid Borneo* yang saat ini dalam tahap pelaksanaan.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Kalimantan sebagaimana terlihat pada Gambar 6.16.



**Gambar 6.16 Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Tahun 2016-2025**

Beberapa proyek transmisi strategis di Sistem Kalimantan antara lain:

- Proyek transmisi 275 kV *cross border interconnection* dan transmisi 150 kV yang terkait untuk menyalurkan daya dari Serawak ke Kalbar dalam rangka memenuhi *demand* dan meningkatkan keandalan pasokan sistem Kalbar.
- Transmisi interkoneksi 150 kV Kalselteng – Kaltim yang membentang dari Tanjung, Kuaro, Petung hingga Karangjoang dan saat ini dalam tahap konstruksi, diharapkan bisa selesai tahun 2016 sehingga akan membentuk

- sistem Kalseltengtim. Selain itu, rencana transmisi 150 kV Bangkanai – Melak – Kota Bangun akan memperkuat interkoneksi Kalseltengtim.
- Transmisi 150 kV Bangkanai – Muara Teweh – Buntok – Tanjung untuk evakuasi daya PLTMG Bangkanai 155 MW dan 140 MW ke sistem Kalselteng
  - Transmisi 150 kV Muara Teweh – Puruk Cahu – Kuala Kurun – Kasongan dan *uprating* transmisi 150 kV Palangkaraya – Selat – Seberang Barito untuk mendukung evakuasi daya dari PLTU IPP Kalselteng 1 (2x100 MW) ke pusat beban.
  - Transmisi 150 kV Sampit – Pangkalan Bun untuk mendukung evakuasi daya dari PLTU Kalselteng 3 (2x100 MW) ke pusat beban.
  - Transmisi 150 kV Embalut – New Samarinda – Sambera untuk mendukung evakuasi daya dari PLTU Kaltim 4 (2x100 MW) ke pusat beban.
  - Transmisi 150 kV Tanjung Redep – Tanjung Selor – Tidang Pale – Malinau untuk meningkatkan keandalan pasokan ke ibukota Provinsi dan Kabupaten serta Kota di Kalimantan Utara.

#### Sistem Interkoneksi Sulawesi.

Pengembangan transmisi di Sulawesi diutamakan untuk membentuk dua sistem besar yaitu sistem Sulawesi Bagian Selatan (Sulbagsel) dan sistem Sulawesi Bagian Utara (Sulbagut).

#### ***Sistem Sulbagsel.***

Transmisi 150 kV yang menghubungkan sistem Sulselbar dengan sistem Sulteng (Poso – Palu) telah beroperasi, sedangkan transmisi 150 kV yang akan menghubungkan dengan sistem Sultra saat ini dalam tahap konstruksi dan diharapkan tahun 2017 sistem Sulbagsel sudah terbentuk.

Pada sistem Sulbagsel akan tersambung beberapa proyek PLTA skala besar yang terletak di sekitar perbatasan Sulsel, Sulbar dan Sulteng. Sedangkan potensi beban terutama industri besar pengolahan mineral/tambang diperkirakan akan banyak dibangun di Sulawesi Tenggara sebagai sumber utama bahan mentah mineral seperti nikel. Makassar dan sekitarnya sebagai pusat beban, diperkirakan masih akan tumbuh cukup tinggi. Sedangkan disisi lain, jarak antara pusat energi hidro (PLTA) skala besar dan pusat beban sangat berjauhan

sehingga untuk menyalurkannya perlu dibangun transmisi tegangan ekstra tinggi (EHV) yaitu 275 kV atau 500 kV sebagai *back bone*, bergantung pada hasil kajian yang saat ini tengah berjalan.

Transmisi EHV tersebut direncanakan membentang dari pusat PLTA skala besar sampai Kendari melalui Wotu dan Bungku, serta dari pusat PLTA sampai Jeneponto melalui Mamuju, Enrekang, Sidrap dan Maros/Daya Baru. Kedua jalur transmisi EHV tersebut selanjutnya akan dihubungkan dengan transmisi EHV melalui gardu induk tegangan ekstra tinggi (GITET) Palopo dan Enrekang untuk meningkatkan keandalan, stabilitas sistem dan meningkatkan fleksibilitas operasi.

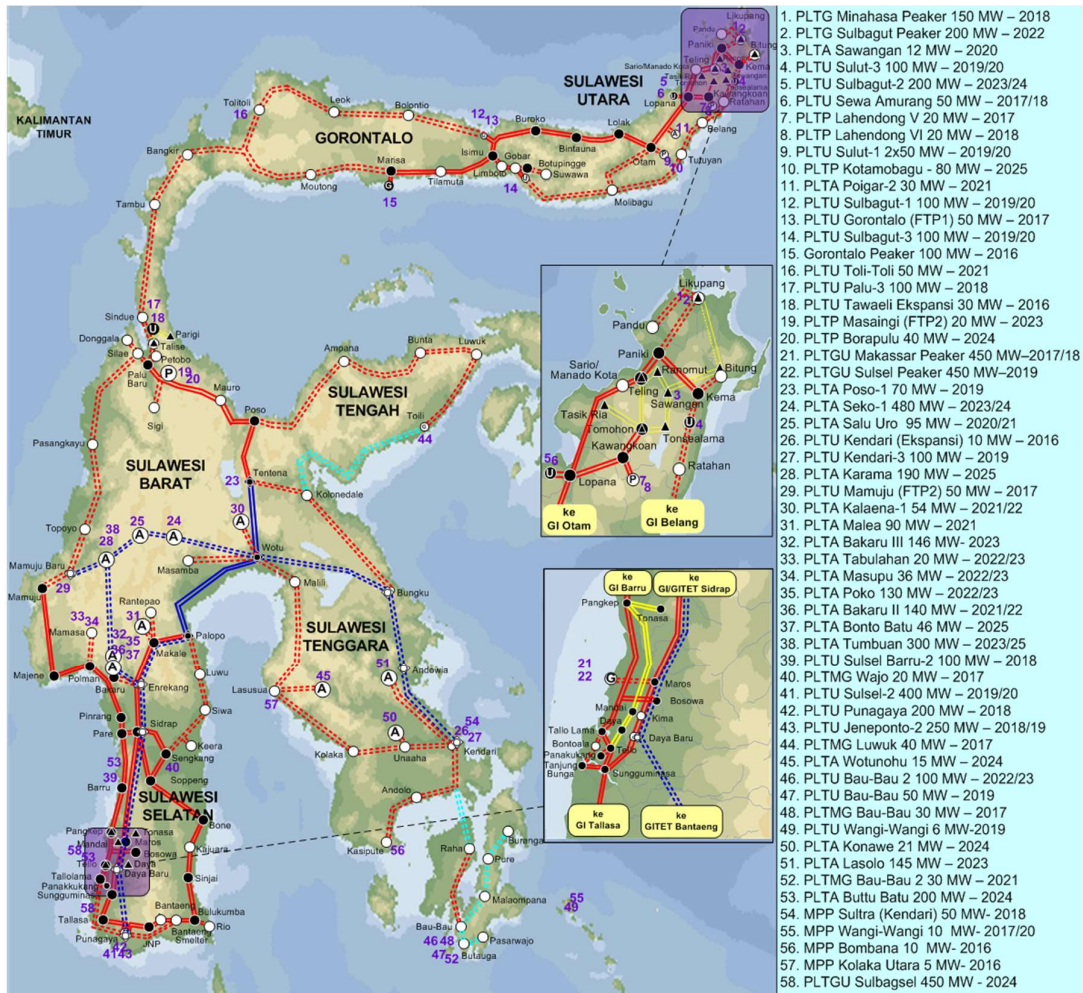
Seiring dengan rencana pembangunan transmisi EHV tersebut, juga akan dibangun GITET di Enrekang, Sidrap dan Maros/Daya Baru. Proyek-proyek tersebut direncanakan dapat beroperasi pada tahun 2021/2022 seiring dengan pelaksanaan proyek PLTA skala besar, seperti PLTA Seko, Tumbuan.

Selain itu, pengembangan transmisi di sistem Sulbagsel juga untuk menghubungkan sistem-sistem kecil yang selama ini masih *isolated*, antara lain: Sistem Pasang Kayu dan Topoyo di Sulbar, Sistem Ampana, Bunta, Luwuk sampai Toili di Sulteng.

### ***Sistem Sulbagut.***

Sistem interkoneksi Sulut – Gorontalo saat ini sudah beroperasi, dan selanjutnya akan dikembangkan menjadi sistem Sulbagut dengan membangun transmisi 150 kV dari Marisa sampai Buol/Leok melalui Moutong – Tolitoli - Bangkir – Tambu dan melalui jalur utara Gorontalo – Bolontio – Buol – Tolitoli. Proyek transmisi ini dijadwalkan akan selesai dan beroperasi sekitar tahun 2018.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Sulawesi sebagaimana terlihat pada gambar 6.17.



Gambar 6.17 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2016-2025

Beberapa proyek transmisi strategis di Sistem Sulawesi antara lain:

- Transmisi 150 kV Wotu – Malili – Lasusua – Kolaka – Unaha – Kendari termasuk IBT 275/150 kV Wotu, untuk menghubungkan sistem Sulsel dengan sistem Sultra, saat ini dalam tahap konstruksi dan diharapkan pada tahun 2016 atau 2017 sudah bisa beroperasi.
- Transmisi EHV sebagai *back bone* untuk evakuasi daya dari pusat PLTA skala besar disekitar perbatasan Sulsel, Sulbar dan Sulteng ke pusat pertumbuhan beban di Sultra dan di Makassar dan sekitarnya.

- Transmisi 150 kV sistem Bau-Bau untuk menyalurkan daya dari pembangkit non BBM ke pusat beban, serta untuk menghubungkan pusat beban di Pulau Muna dan pusat beban di Pulau Buton.
- Transmisi 150 kV Marisa – Moutong – Tolitoli – Buol/Leok dan Gorontalo – Bolontio – Buol – Tolitoli sertatransmisi 150 kV Tolitoli – Bangkir – Tambu, sehingga membentuk sistem Sulbagut, termasuk rencana interkoneksi ke sistem Palu.

#### Sistem Interkoneksi Lombok.

Sistem interkoneksi 150 kV Lombok telah beroperasi sejak tahun 2013 setelah PLTU Jeranjang unit 3 (1x25 MW) beroperasi memasok kebutuhan beban kota Mataram. Saat ini sistem Lombok telah berkembang sampai ke Lombok Timur yaitu setelah transmisi 150 kV Jeranjang – Sengkol – Selong – Pringgabaya selesai dibangun pada tahun 2014. Untuk meningkatkan kemampuan dan keandalan pasokan dari pembangkit PLTU yang sebagian besar berlokasi di Lombok Timur, dikembangkan transmisi 150 kV jalur baru melintas bagian utara pulau Lombok melalui Bayan, sehingga sistem 150 kV Lombok akan membentuk *looping*.

Dibanding RUPTL sebelumnya, terdapat tambahan ruas transmisi 150 kV yaitu dari rencana GI Mataram ke GI Mantang sehingga membentuk *looping* untuk memasok kota Mataram.

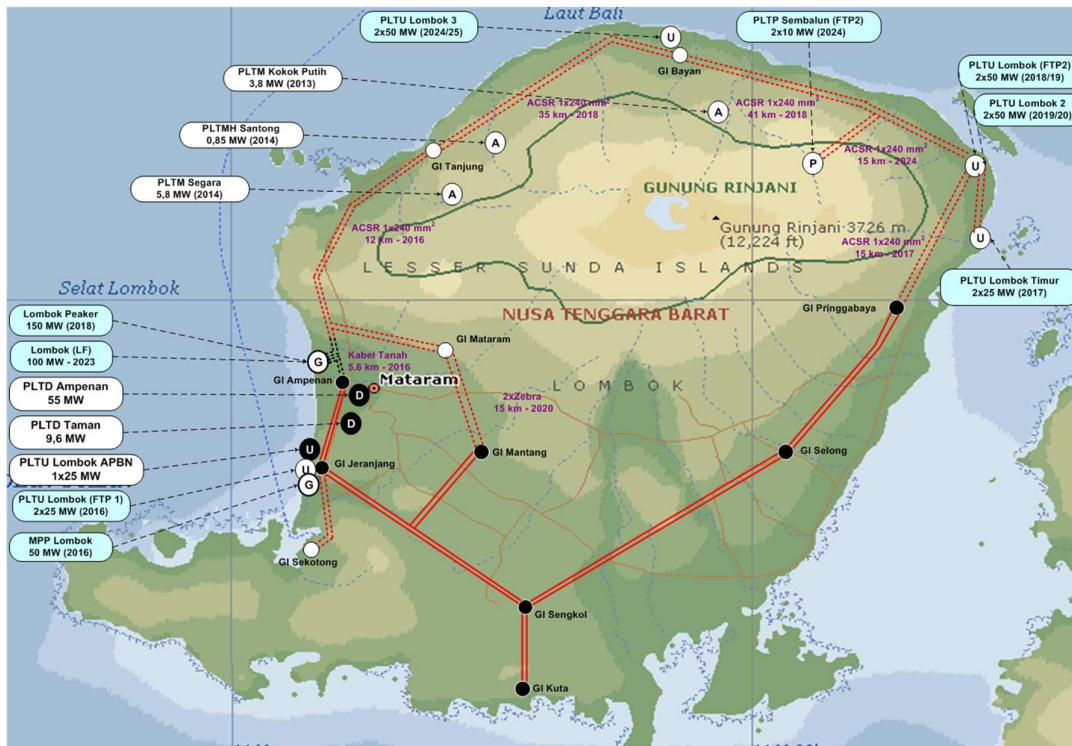
Rencana pengembangan sistem transmisi di Lombok sebagaimana terlihat pada Gambar 6.18.

Beberapa proyek transmisi strategis di Wilayah Indonesia Timur antara lain:

- Transmisi 150 kV Pringgabaya – Sambelia/PLTU Lombok FTP2 untuk evakuasi daya dari PLTU Lombok FTP2 dan PLTU IPP Lombok Timur.
- Transmisi 150 kV Sambelia/PLTU Lombok FTP2 – Bayan – Tanjung sehingga membentuk *looping* untuk mendukung evakuasi daya dari kedua PLTU tersebut.
- Transmisi di Nusa Tenggara yaitu sistem Sumbawa 70 kV dan 150 kV yang membentang dari Taliwang sampai ke Sape, sistem 70 kV Flores yang membentang dari Labuhan Bajo sampai Larantuka, sistem 70 kV Timor yang membentang dari Bolok (Kupang) sampai Atapupu (Atambua). Pembangunan

jaringan 70 kV di Pulau Timor dari Atambua ke Kupang sepanjang sekitar 300 km ditujukan untuk mengurangi pengoperasian PLTD.

- Transmisi di Maluku yaitu sistem 70 kV dan 150 kV Ambon, sistem 150 kV Seram dan sistem 150 kV Halmahera untuk menyalurkan daya dari pembangkit non BBM ke pusat beban.
- Transmisi 70 kV dan 150 kV sistem Jayapura dan sistem Sorong untuk menyalurkan daya dari pembangkit non-BBM ke pusat beban di Jayapura dan Sorong.



Gambar 6.18 Rencana Pengembangan Transmisi NTB Tahun 2016-2025

## 6.10. PENGEMBANGAN SISTEM DISTRIBUSI

Rencana pengembangan sistem distribusi di Indonesia dapat dilihat pada Tabel 6.57. Kebutuhan fisik sistem distribusi Indonesia hingga tahun 2025 adalah sebesar 159 ribu kms jaringan tegangan menengah, 133 ribu kms jaringan tegangan rendah, 44 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 21,6 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

**Tabel 6.57 Kebutuhan Fasilitas Distribusi di Indonesia**

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
Jaringan TM	ribu kms	15.6	15.7	15.8	16.3	16.2	15.6	15.6	15.8	16.0	16.5	159.1
Jaringan TR	ribu kms	12.6	12.9	13.2	13.8	13.7	13.3	13.1	13.3	13.3	14.0	133.2
Trafo Distribusi	ribu MVA	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.4	4.4	4.6	4.7	4.8	44.0
Tambahan Pelanggan	juta plgn	3.1	2.9	2.9	2.5	2.4	1.8	1.5	1.5	1.5	1.5	21.6

### 6.10.1 Wilayah Sumatera

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Wilayah Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.58. Kebutuhan fisik sistem distribusi Sumatera hingga tahun 2025 adalah sebesar 40ribu kms jaringan tegangan menengah 40 ribu kms jaringan tegangan rendah 5,3 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 4,7 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

**Tabel 6.58 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Sumatera**

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
Jaringan TM	ribu kms	3.3	3.6	3.7	3.9	4.0	4.1	4.1	4.2	4.4	4.9	40.4
Jaringan TR	ribu kms	3.6	3.9	3.8	4.0	4.0	4.1	4.0	4.2	4.3	4.6	40.5
Trafo Distribusi	ribu MVA	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	5.3
Tambahan Pelanggan	juta plgn	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	4.7

### 6.10.2 Wilayah Jawa-Bali

Perencanaan kebutuhan fisik untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik dapat diproyeksikan seperti pada Tabel 6.59.

**Tabel 6.59 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Sistem Jawa-Bali**

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
Jaringan TM	ribu kms	7.0	6.4	6.4	6.7	6.4	6.4	6.5	6.6	6.5	6.4	65.4
Jaringan TR	ribu kms	5.1	4.9	5.1	5.3	5.0	5.0	4.9	4.8	4.7	4.8	49.7
Trafo Distribusi	ribu MVA	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.7	2.9	3.0	3.0	27.7
Tambahan Pelanggan	juta plgn	1.8	1.6	1.6	1.2	1.2	0.8	0.7	0.7	0.8	0.8	11.3

Dalam kurun waktu 10 tahun mendatang dari tahun 2016 sampai dengan tahun 2025 untuk sistem Jawa Bali diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah sebanyak 65 ribu kms, jaringan tegangan rendah 50 ribu kms, kapasitas trafo distribusi 27,7 ribu MVA dan jumlah pelanggan 11,3 juta.

### 6.10.3 Wilayah Indonesia Timur

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Wilayah Indonesia Timur dapat dilihat pada Tabel 6.60. Kebutuhan fisik sistem distribusi Wilayah Indonesia Timur hingga tahun 2025 adalah sebesar 53 ribu kms jaringan tegangan menengah 43 ribu kms jaringan tegangan rendah 11 ribu MVA tambahan



kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 5,6 juta pelanggan.

**Tabel 6.60 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Indonesia Timur**

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
Jaringan TM	ribu kms	5.3	5.7	5.6	5.7	5.8	5.2	5.0	4.9	5.1	5.2	<b>53.4</b>
Jaringan TR	ribu kms	3.8	4.2	4.3	4.5	4.6	4.2	4.2	4.3	4.4	4.6	<b>43.0</b>
Trafo Distribusi	ribu MVA	0.9	1.0	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.1	<b>11.0</b>
Tambahan Pelanggan	juta plgn	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	<b>5.6</b>

### Interkoneksi Antarpulau

Untuk mengembangkan sistem kelistrikan di pulau-pulau yang dekat dengan daratan pulau besar dan sekaligus untuk menurunkan penggunaan BBM, direncanakan interkoneksi antar pulau melalui kabel laut 20 kV atau 150 kV, yaitu:

- Pulau Muna - Pulau Buton (Bau-bau) dengan transmisi 150 kV
- Pulau Laut (Kotabaru) – Batulicindengan kabel laut 150 kV
- Bitung – Pulau Lembeh (Sulut) dengan SUTM 20 kV
- Kepulauan Seribu dengan sirkit ke-2 kabel laut 20 kV
- Bali – Nusa Penida dengan sirkit ke-2 kabel laut 20 kV

Pelaksanaan interkoneksi kabel laut tersebut akan didahului dengan kajian kelayakan meliputi keekonomian, enjiniring dan studi dasar laut (*seabed study*) meliputi: rute, peletakan kabel, lingkungan, struktur dasar laut, dan lain sebagainya.

## **6.11. PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN DAN DESA BERLISTRIK**

### **Listrik Perdesaan**

Program listrik desa akan dilaksanakan dengan pendanaan PMN/APLN yang diprogramkan berdasarkan data desa yang disampaikan masing-masing provinsi. Sasaran kuantitatif pembangunan listrik desa adalah bertujuan meningkatkan rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik. Rekap program listrik perdesaan tahun 2016-2025 dan investasinya dapat dilihat pada Tabel 6.61 dan Tabel 6.62.

Tujuan pembangunan listrik desa seperti yang disebutkan diatas, juga bertujuan untuk:

- Mendorong peningkatan ekonomi masyarakat pedesaan.
- Meningkatkan kualitas bidang pendidikan dan kesehatan.
- Mendorong produktivitas ekonomi, sosial dan budaya masyarakat pedesaan.
- Memudahkan dan mempercepat masyarakat pedesaan memperoleh informasi dari media elektronik serta media komunikasi lainnya.
- Meningkatkan keamanan dan ketertiban yang selanjutnya diharapkan juga akan meningkatkan kesejahteraan masyarakat desa.

**Tabel 6.61 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2016-2025**

Tahun	Satuan	2016 **	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
JTM	kms	4,200	4,827	5,004	5,181	4,608	4,615	4,619	4,622	4,627	4,631	46,933
JTR	kms	3,790	3,845	4,485	4,013	4,276	4,292	4,302	4,312	4,319	4,324	41,958
Trafo	MVA	160	257	286	267	160	160	160	160	160	160	1,929
	Unit	2,597	4,414	5,081	4,559	2,862	2,872	2,880	2,887	2,893	2,898	33,943
Pembangkit	kW	8,930	4,120	3,140	6,160	-	-	-	-	-	-	22,350
Penyambungan & Pemasangan Listrik Gratis	RTS	99,528	96,100	96,100	96,100	96,100	96,100	96,100	96,100	96,100	96,100	964,431
Jml Pelanggan	Ribu PLG	213,168	249,816	288,666	242,873	194,436	194,113	194,175	194,237	194,257	194,282	2,160,023

\*\* Usulan APLN

**Tabel 6.62 Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2016-2025 (Miliar Rp)**

Tahun	2016 **	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
JTM	1,570	1,905	2,099	2,474	1,831	1,831	1,830	1,829	1,829	1,829	19,026
JTR	665	853	887	872	781	781	782	783	783	783	7,969
Trafo	325	529	628	619	388	388	388	388	388	387	4,428
Pembangkit	198	147	101	221	-	-	-	-	-	-	667
RTS	243	225	225	225	225	225	225	225	225	225	2,268
<b>Total Biaya</b>	<b>3,000</b>	<b>3,658</b>	<b>3,939</b>	<b>4,411</b>	<b>3,225</b>	<b>3,225</b>	<b>3,225</b>	<b>3,225</b>	<b>3,225</b>	<b>3,225</b>	<b>34,358</b>

\*\* Usulan APLN

## Desa Berlistrik

Rencana pengembangan desa berlistrik diharapkan dapat mencapai 100% pada tahun 2019 seperti ditunjukkan pada Tabel 6.63. Untuk merealisasikan desa berlistrik menuju 100% akan menghadapi beberapa kendala antara lain: lokasi sangat terpencil dan terisolasi, adanya pemekaran desa yang sulit diprediksi, infrastruktur penunjang seperti jalan dan jembatan untuk mobilisasi material yang masih terbatas serta perizinan.

**Tabel 6.63 Rencana Rasio Desa Berlistrik Tahun 2016-2025**

Tahun	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Rasio Desa Berlistrik (%)	98,0	99,0	99,5	100	100	100	100	100	100	100

## **6.12. PROGRAM INDONESIA TERANG**

Program Indonesia Terang merupakan suatu program pemerintah untuk melistriki desa-desa tertinggal. Program ini mengupayakan pemerataan antara daerah-daerah yang sudah maju dengan daerah-daerah tertinggal dalam kaitannya dengan pemenuhan kebutuhan listrik serta upaya pemanfaatan energi baru dan terbarukan setempat untuk melistriki daerah bersangkutan. Untuk tahap awal, program ini akan diprioritaskan di daerah-daerah dengan rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik yang rendah yaitu desa-desa di wilayah Indonesia Timur. Setelah itu secara bertahap akan menuju ke wilayah Indonesia Barat.

Kerjasama antara PLN dan pemerintah merupakan salah satu kunci keberhasilan program ini. Saat ini, sekitar 12.659 desa dengan lebih kurang 2.527.469 KK dan 9.926.515 jiwa belum menikmati listrik. Untuk Wilayah Indonesia Timur sendiri, 6 provinsi yaitu Papua, Papua Barat, Maluku, Maluku Utara, NTT & NTB, terdapat 6.689 desa dari total 10.300 desa target 2019 Program Indonesia Terang.

Pemerintah merencanakan untuk memulai Program Indonesia Terang di desa-desa dimana PLN belum hadir yaitu desa-desa yang tidak memiliki listrik sama sekali atau desa-desa yang sumber listriknya dari BBM (Non-PLN). Di sisi PLN sendiri, program ini sejalan dengan Program Pengembangan Listrik Perdesaan dan Desa Berlistrik PLN. Oleh karena itu, sinkronisasi antara perencanaan listrik desa PLN dengan Program Indonesia Terang perlu dilaksanakan.

Berikut beberapa rencana tindak lanjut Program Indonesia Terang yang diajukan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral:

- Pelaksanaan konsolidasi data dan sinkronisasi rencana
- Pelatihan perencanaan elektrifikasi
- Perencanaan di provinsi dan kabupaten
- Implementasi Program Indonesia Terang
- Evaluasi dan perbaikan

Agar program ini dapat berjalan sesuai dengan yang diharapkan kerja dari semua pihak. PLN sendiri akan melakukan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam melaksanakan beberapa hal sebagai berikut :

- Penentuan jumlah desa dan KK yang belum berlistrik dan sinkronisasi data.
- Melakukan analisa geospasial (jika diperlukan) untuk pemetaan dan pengidentifikasian lokasi desa atau daerah-daerah berpenduduk.
- Kerjasama dengan pemerintah untuk melakukan analisa *least cost* dengan menggunakan data-data geospasial dan data-data jaringan PLN.
- Melakukan verifikasi hasil analisis *least cost* dengan kondisi real di lapangan.

#### **6.13. PENGEMBANGAN SISTEM KECIL TERSEBAR (S.D.10 MW)**

Selama ini sistem kecil isolated sampai 10 MW dilayani oleh PLTD BBM dan sebagian diantaranya telah dibangun PLTU skala kecil untuk menurunkan penggunaan BBM dan memenuhi kebutuhan beban. Dalam perkembangannya PLTU skala kecil banyak mengalami hambatan sehingga sistem kecil ini masih mengalami kekurangan daya.

Untuk mempercepat penyediaan tenaga listrik, teknologi yang paling cepat dapat digunakan adalah PLTMG/D. Apabila di kemudian hari ditemukan energi terbarukan setempat maka dapat dikombinasikan dengan PLTD mengingat karakteristik energi terbarukan yang *intermitten*. Pola ini disebut sebagai sistem *hybrid*. Untuk memberikan kepastian dan keandalan pasokan pada sistem kecil tersebar, akan dibangun pembangkit berbahan bakar *dual fuel* (HSD dan Gas).

## BAB VII

### KEBUTUHAN DANA INVESTASI

#### 7.1. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI INDONESIA

Untuk membangun sarana pembangkitan, transmisi dan distribusi tenaga listrik sebagaimana diuraikan pada Bab 6 diperlukan dana investasi sebesar US\$ 75,6 miliar atau US\$ 7,6 miliar per tahun, dengan *disbursement* tahunan sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 7.1 dan Gambar 7.1. Dana sebesar itu hanya mencakup proyek-proyek PLN saja dan belum memperhitungkan dana investasi untuk proyek listrik yang diasumsikan akan dilaksanakan oleh swasta/IPP. Tabel tersebut menunjukkan bahwa investasi PLN akan semakin menurun hingga tahun 2020 dengan meningkatnya peran swasta dalam pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan. Namun pada tahun-tahun selanjutnya kebutuhan investasi sedikit meningkat. Kebutuhan investasi untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2025 adalah sebesar US\$ 31,9 miliar, proyek penyaluran sebesar US\$ 29,1 miliar dan distribusi sebesar US\$ 14,6 miliar.

**Tabel 7.1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)**

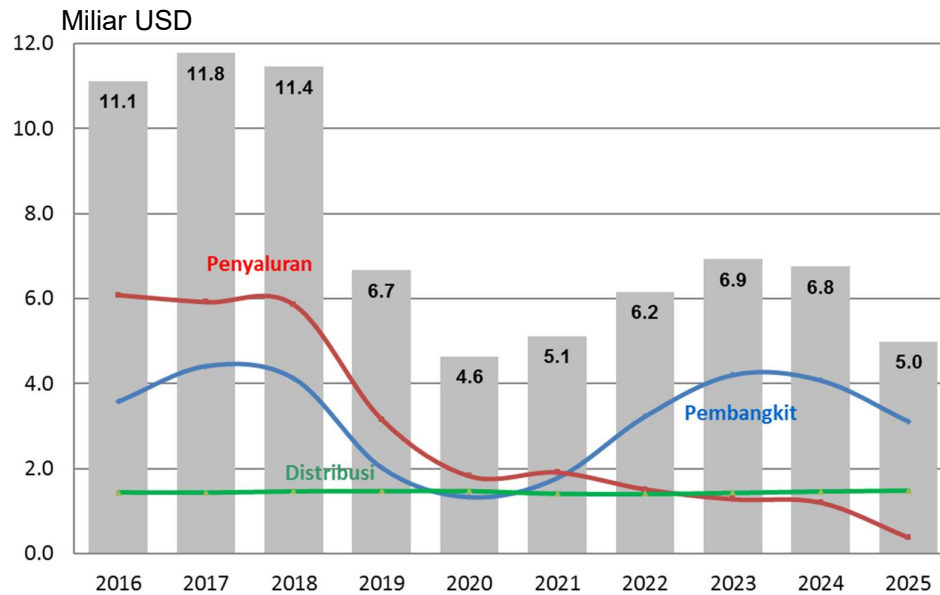
Juta US\$

Item		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pembangkit	Fc	2,454	3,298	3,143	1,438	904	1,131	2,026	2,775	2,878	2,202	22,249
	Lc	1,130	1,116	974	586	433	655	1,203	1,429	1,197	911	9,632
	Total	<b>3,584</b>	<b>4,414</b>	<b>4,117</b>	<b>2,024</b>	<b>1,337</b>	<b>1,786</b>	<b>3,229</b>	<b>4,203</b>	<b>4,076</b>	<b>3,112</b>	<b>31,882</b>
Penyaluran	Fc	4,864	4,713	4,845	2,583	1,359	1,489	1,223	1,012	1,041	348	23,476
	Lc	1,218	1,202	1,008	573	466	424	294	270	163	36	5,654
	Total	<b>6,081</b>	<b>5,915</b>	<b>5,853</b>	<b>3,156</b>	<b>1,825</b>	<b>1,913</b>	<b>1,517</b>	<b>1,283</b>	<b>1,204</b>	<b>384</b>	<b>29,131</b>
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	1,452	1,445	1,475	1,480	1,479	1,418	1,412	1,438	1,471	1,492	14,562
	Total	<b>1,452</b>	<b>1,445</b>	<b>1,475</b>	<b>1,480</b>	<b>1,479</b>	<b>1,418</b>	<b>1,412</b>	<b>1,438</b>	<b>1,471</b>	<b>1,492</b>	<b>14,562</b>
Total	Fc	7,317	8,011	7,988	4,021	2,263	2,620	3,249	3,787	3,919	2,550	45,726
	Lc	3,799	3,763	3,457	2,638	2,378	2,497	2,909	3,137	2,831	2,440	29,849
	Total	<b>11,117</b>	<b>11,774</b>	<b>11,445</b>	<b>6,659</b>	<b>4,641</b>	<b>5,117</b>	<b>6,158</b>	<b>6,924</b>	<b>6,750</b>	<b>4,989</b>	<b>75,575</b>

Melihat kebutuhan dana yang sangat besar tersebut, maka disadari adanya tantangan yang sangat berat dalam menyediakan dana tersebut.

Sebelum tahun 2006, sumber pembiayaan proyek-proyek PLN banyak diperoleh dari penerusan pinjaman dari luar negeri (*two step loan*), namun setelah itu peranan pinjaman semacam ini mulai berkurang dan sebaliknya pendanaan dengan obligasi terus meningkat, baik obligasi lokal maupun global. Proyek percepatan pembangkit 10.000 MW dibiayai dari pinjaman luar dan dalam negeri yang diusahakan sendiri oleh PLN dengan garansi Pemerintah. Akhir-akhir ini PLN kembali berupaya memperoleh pinjaman dari lembaga keuangan multilateral (IBRD, ADB) dan bilateral (JICA, AFD) untuk mendanai proyek-

proyek kelistrikan yang besar seperti PLTA *Upper Cisokan Pumped Storage* (1.040 MW) dan PLTU Indramayu (1.000 MW) dengan skema *two step loan*.



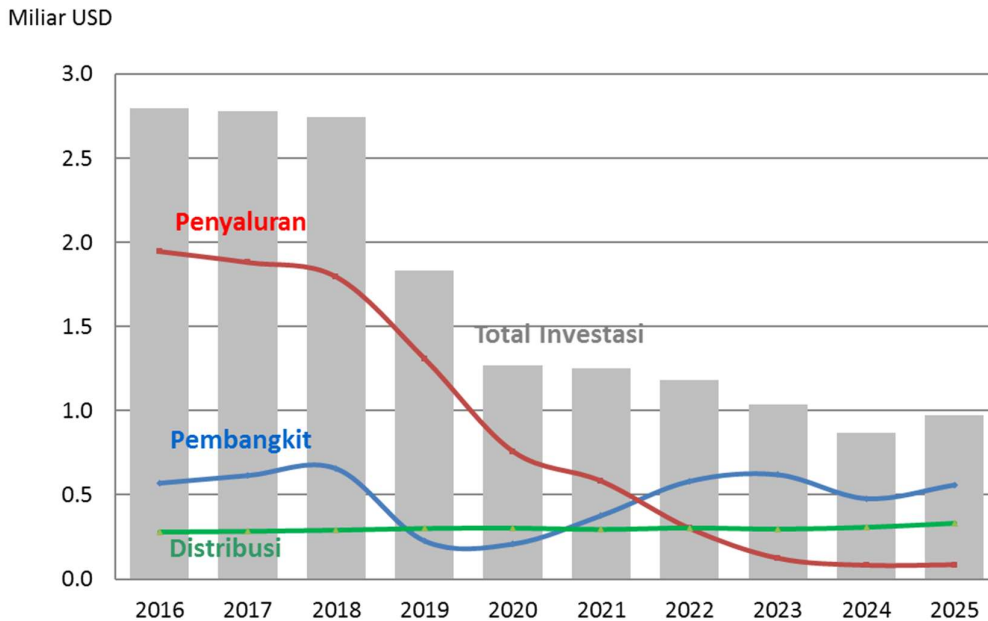
Gambar 7.1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)

## 7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI SUMATERA

Proyeksi kebutuhan investasi pembangkit, sistem penyaluran dan distribusi dalam kurun waktu tahun 2016-2025 untuk Wilayah Sumatera adalah sebesar US\$ 16,7 miliar atau rata-rata US\$ 1,7 miliar per tahun, tidak termasuk proyek IPP, dengan *disbursement* tahunan seperti pada Tabel 7.2 dan Gambar 7.2.

Tabel 7.2 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera

Item		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pembangkit	Fc	431	454	492	154	132	216	325	365	294	411	3,273
	Lc	140	161	164	72	76	162	257	254	184	148	1,618
	Total	570	616	656	225	208	377	581	620	478	559	4,891
Penyaluran	Fc	1,424	1,349	1,294	982	551	431	237	100	71	73	6,513
	Lc	525	534	503	327	207	151	63	23	10	11	2,354
	Total	1,949	1,883	1,797	1,310	758	582	300	123	81	84	8,868
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	278	283	290	300	302	294	303	296	307	331	2,983
	Total	278	283	290	300	302	294	303	296	307	331	2,983
Total	Fc	1,855	1,803	1,786	1,136	683	647	562	466	365	484	9,786
	Lc	942	978	957	699	585	607	623	573	501	490	6,956
	Total	2,797	2,782	2,743	1,835	1,268	1,253	1,185	1,039	866	974	16,742



**Gambar 7.2 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera**

Kebutuhan investasi Wilayah Sumatera untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2025 adalah sebesar US\$ 4,9 miliar, proyek penyaluran sebesar US\$ 8,8 miliar dan distribusi sebesar US\$ 3,0 miliar. *Disbursement* proyek pembangkitan mencapai puncaknya pada tahun 2017 yang sebagian besar merupakan proyek reguler dan percepatan. Sedangkan *disbursement* proyek pembangkitan pada tahun berikutnya terus menurun karena proyek-proyek IPP akan semakin mendominasi sistem Sumatera. Proyek transmisi Sumatera didominasi oleh pengembangan transmisi 275 kV dan 500 kV untuk interkoneksi seluruh Sumatera, di samping pengembangan transmisi 150 kV.

### 7.3. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI JAWA-BALI

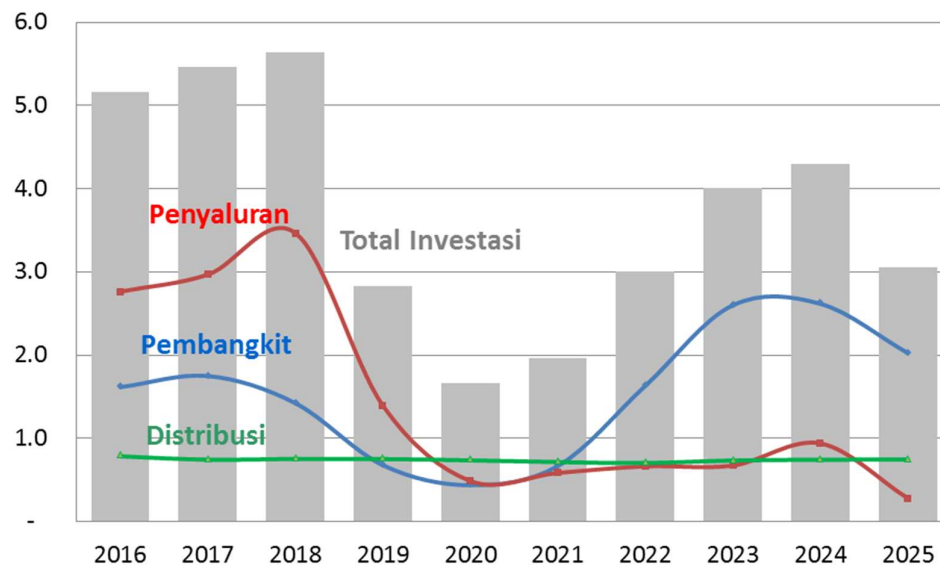
Pengembangan pembangkitan, transmisi dan distribusi oleh PLN sampai dengan tahun 2025 di sistem Jawa Bali membutuhkan dana investasi sebesar US\$ 37,1 miliar dengan *disbursement* tahunan sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 7.3 dan Gambar 7.3.

Kebutuhan investasi untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2025 adalah sebesar US\$ 15,4 miliar atau sekitar US\$ 1,5 miliar per tahun.

**Tabel 7.3 Kebutuhan Dana Investasi untuk Sistem Jawa – Bali**

Juta US\$												
Item	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total	
Pembangkit	Fc	1,005	1,249	1,068	468	290	393	972	1,691	1,858	1,450	10,445
	Lc	612	500	355	209	147	274	660	909	759	575	5,001
	Total	1,616	1,750	1,423	677	437	667	1,632	2,600	2,618	2,025	15,446
Penyaluran	Fc	2,355	2,498	3,077	1,249	402	489	579	547	818	257	12,272
	Lc	409	471	391	146	85	96	85	126	122	24	1,955
	Total	2,764	2,969	3,468	1,395	488	585	664	674	940	280	14,227
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	785	743	754	752	736	715	704	734	744	746	7,412
	Total	785	743	754	752	736	715	704	734	744	746	7,412
Total	Fc	3,359	3,748	4,145	1,718	692	883	1,550	2,239	2,676	1,707	22,717
	Lc	1,806	1,715	1,500	1,107	968	1,085	1,449	1,769	1,625	1,344	14,368
	Total	5,165	5,462	5,645	2,824	1,661	1,967	3,000	4,008	4,301	3,051	37,085

Miliar USD



**Gambar 7.3 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Sistem Jawa – Bali**

Pembiayaan proyek pembangkitan PLN berasal dari beberapa sumber. Proyek percepatan pembangkit Peraturan Presiden Nomor 71 tahun 2006 didanai dengan pinjaman luar negeri (Cina) dan dalam negeri yang diusahakan oleh PLN dengan jaminan Pemerintah. Proyek *Upper Cisokan pumped storages* senilai US\$ 800 juta telah diusulkan mendapat pendanaan dari IBRD yang merupakan *lender* multilateral, sedangkan PLTU Indramayu 1x1.000 MW senilai US\$ 2.000 juta dengan pendanaan dari *lender* bilateral.

Kebutuhan dana investasi untuk penyaluran dan distribusi masing-masing sebesar US\$ 14,2 miliar dan US\$ 7,4 miliar. Proyek penyaluran hingga tahun 2018 cukup besar karena merupakan *disbursement* proyek transmisi interkoneksi 500 kV HVDC Sumatera – Jawa dan transmisi Jawa – Bali Crossing



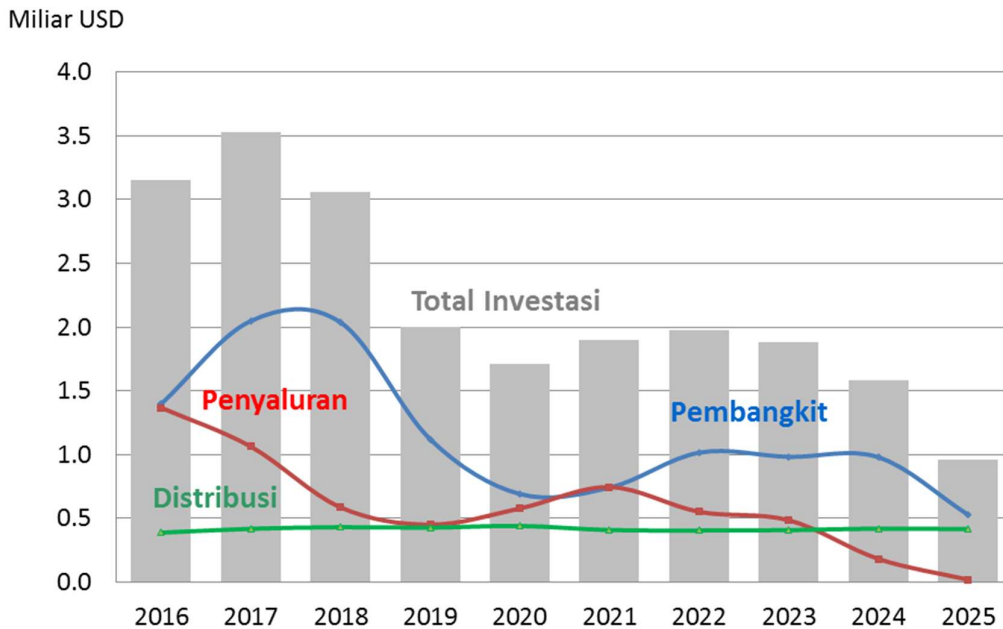
500 kV. Proyek tersebut menurut rencana akan didanai dari APLN, pinjaman luar negeri (*two step loan*) dan kredit ekspor.

#### 7.4. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI WILAYAH INDONESIA TIMUR

Proyeksi kebutuhan investasi pembangkit, sistem penyaluran dan distribusi dalam kurun waktu tahun 2016-2025 Wilayah Indonesia Timur adalah sebesar US\$ 21,7 miliar atau rata-rata US\$ 2,2 miliar, tidak termasuk proyek IPP, dengan kebutuhan investasi seperti pada Tabel 7.4 dan *disbursement* tahunan seperti Gambar 7.4.

**Tabel 7.4 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur**

Item		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pembangkit	Fc	1,019	1,594	1,584	816	482	522	730	718	726	341	8,531
	Lc	378	454	454	305	210	219	286	265	254	187	3,013
	Total	<b>1,397</b>	<b>2,048</b>	<b>2,038</b>	<b>1,121</b>	<b>692</b>	<b>741</b>	<b>1,016</b>	<b>983</b>	<b>980</b>	<b>528</b>	<b>11,544</b>
Penyaluran	Fc	1,085	866	473	351	405	569	407	365	152	18	4,691
	Lc	284	197	114	100	174	177	146	121	31	2	1,345
	Total	<b>1,369</b>	<b>1,063</b>	<b>588</b>	<b>451</b>	<b>579</b>	<b>746</b>	<b>552</b>	<b>486</b>	<b>183</b>	<b>20</b>	<b>6,036</b>
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	389	419	432	428	441	409	405	408	420	416	4,167
	Total	<b>389</b>	<b>419</b>	<b>432</b>	<b>428</b>	<b>441</b>	<b>409</b>	<b>405</b>	<b>408</b>	<b>420</b>	<b>416</b>	<b>4,167</b>
Total	Fc	2,103	2,460	2,057	1,167	887	1,091	1,137	1,083	878	359	13,222
	Lc	1,051	1,070	1,000	833	824	805	837	794	705	605	8,525
	Total	<b>3,154</b>	<b>3,530</b>	<b>3,057</b>	<b>2,000</b>	<b>1,712</b>	<b>1,896</b>	<b>1,974</b>	<b>1,877</b>	<b>1,583</b>	<b>964</b>	<b>21,748</b>



**Gambar 7.4 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur**

Kebutuhan investasi pembangkit Wilayah Indonesia Timur adalah sebesar US\$ 11,5 miliar. *Disbursement* proyek pembangkitan mencapai puncaknya pada tahun 2015-2018 yang sebagian besar merupakan proyek percepatan pembangkit Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006. Sedangkan *disbursement* proyek pembangkitan pada tahun berikutnya terus menurun karena proyek-proyek IPP akan semakin mendominasi sistem-sistem Indonesia Timur. Proyek transmisi di Indonesia Timur didominasi oleh pengembangan transmisi 275 kV, di samping pengembangan transmisi 150 kV Sulawesi dan Kalimantan serta beberapa wilayah lain seperti NTT dan NTB.

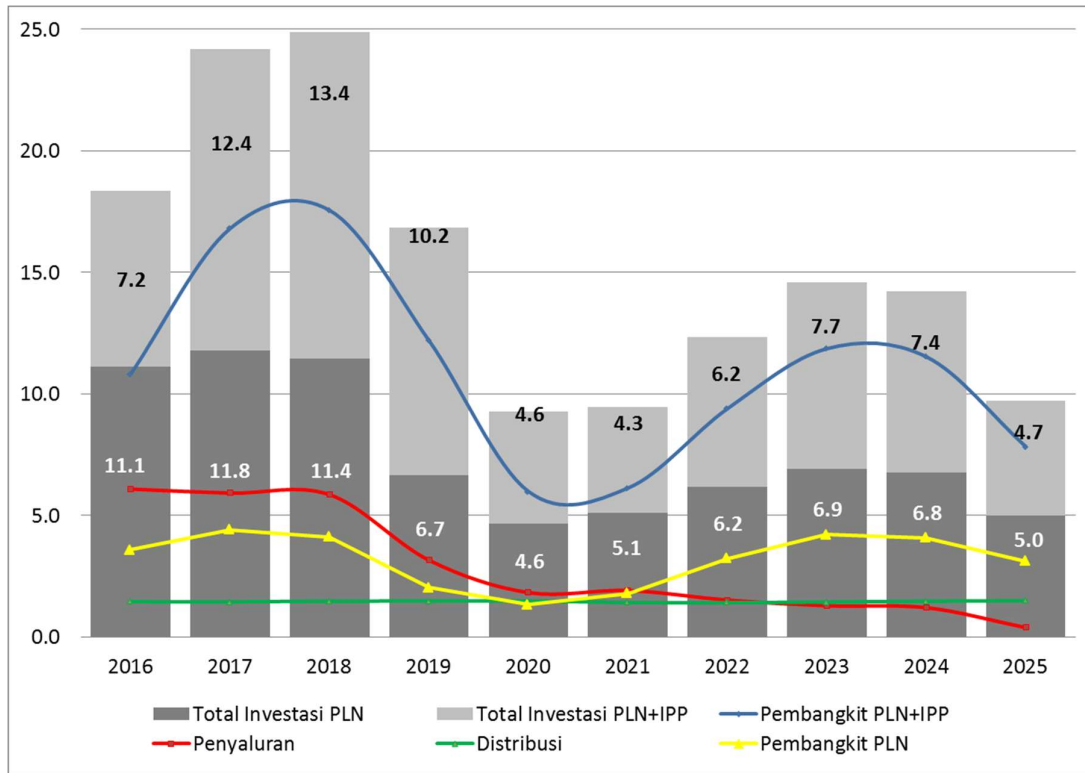
## 7.5. KEBUTUHAN INVESTASI KELISTRIKAN PLN DAN IPP

Total dana investasi yang dibutuhkan untuk mengembangkan sistem kelistrikan Indonesia secara keseluruhan, termasuk proyek-proyek kelistrikan yang diasumsikan akan dibangun oleh swasta/IPP, adalah US\$ 153,7 miliar selama tahun 2016-2025. Partisipasi swasta untuk 10 mendatang sebesar US\$ 78,2 miliar atau 51% dari seluruh kebutuhan investasi. *Disbursement* dana tersebut diperlihatkan pada Tabel 7.5 dan Gambar 7.5.

Kebutuhan investasi yang sangat besar tersebut karena mempertimbangkan pengembangan pembangkit EBT yang cukup tinggi untuk mencapai target bauran energi dari EBT sekitar 20% pada tahun 2025. Namun apabila harus memenuhi target EBT 25% pada tahun 2025, maka diperlukan tambahan investasi di luar tabel 7.5 sebesar US\$ 21,6 miliar (untuk PLTN 3,6 GW) atau US\$ 50,4 miliar (untuk pembangkit EBT lain 14,4 GW).

**Tabel 7.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP**

		Juta US\$										
Item		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pembangkit PLN	Fc	2,454	3,298	3,143	1,438	904	1,131	2,026	2,775	2,878	2,202	22,249
	Lc	1,130	1,116	974	586	433	655	1,203	1,429	1,197	911	9,632
	Total	<b>3,584</b>	<b>4,414</b>	<b>4,117</b>	<b>2,024</b>	<b>1,337</b>	<b>1,786</b>	<b>3,229</b>	<b>4,203</b>	<b>4,076</b>	<b>3,112</b>	<b>31,882</b>
Pembangkit IPP	Fc	4,673	8,652	9,786	7,238	3,122	2,821	3,994	4,964	4,992	3,231	53,472
	Lc	2,554	3,733	3,646	2,930	1,523	1,517	2,166	2,693	2,457	1,481	24,703
	Total	<b>7,227</b>	<b>12,385</b>	<b>13,434</b>	<b>10,168</b>	<b>4,646</b>	<b>4,338</b>	<b>6,159</b>	<b>7,656</b>	<b>7,449</b>	<b>4,712</b>	<b>78,174</b>
Penyaluran	Fc	4,864	4,713	4,845	2,583	1,359	1,489	1,223	1,012	1,041	348	23,476
	Lc	1,218	1,202	1,008	573	466	424	294	270	163	36	5,654
	Total	<b>6,081</b>	<b>5,915</b>	<b>5,853</b>	<b>3,156</b>	<b>1,825</b>	<b>1,913</b>	<b>1,517</b>	<b>1,283</b>	<b>1,204</b>	<b>384</b>	<b>29,131</b>
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	1,452	1,445	1,475	1,480	1,479	1,418	1,412	1,438	1,471	1,492	14,562
	Total	<b>1,452</b>	<b>1,445</b>	<b>1,475</b>	<b>1,480</b>	<b>1,479</b>	<b>1,418</b>	<b>1,412</b>	<b>1,438</b>	<b>1,471</b>	<b>1,492</b>	<b>14,562</b>
Total	Fc	11,991	16,663	17,774	11,259	5,385	5,441	7,243	8,751	8,911	5,780	99,197
	Lc	6,353	7,496	7,105	5,569	3,901	4,014	5,075	5,829	5,289	3,921	54,552
	Total	<b>18,344</b>	<b>24,159</b>	<b>24,879</b>	<b>16,827</b>	<b>9,287</b>	<b>9,455</b>	<b>12,317</b>	<b>14,580</b>	<b>14,200</b>	<b>9,701</b>	<b>153,749</b>



**Gambar 7.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP**

Tabel 7.5 menunjukkan bahwa sektor ketenagalistrikan Indonesia setiap tahunnya membutuhkan dana investasi yang sangat besar, yaitu rata-rata hampir US\$ 15 miliar per tahun.

## 7.6. SUMBER PENDANAAN DAN KEMAMPUAN KEUANGAN PLN

Butir 7.6 ini menjelaskan bagaimana kebutuhan investasi yang diindikasikan dalam RUPTL ini akan dipenuhi, dan juga menjelaskan dampak dari rencana investasi ini terhadap keuangan PT PLN (Persero).

### Rencana Investasi dan Sumber Pendanaan

Kebutuhan investasi PLN sebesar US\$ 75,6 miliar<sup>55</sup> sampai dengan tahun 2025 akan dipenuhi dari berbagai sumber pendanaan, yaitu PMN sebagai penyertaan modal Pemerintah (ekuitas), pinjaman baru, dan dana internal. Sumber dana

<sup>55</sup> Hanya mencakup *base cost*, tidak termasuk *financing cost*.

internal berasal dari laba usaha dan penyusutan aktiva tetap, sedangkan dana pinjaman dapat berupa pinjaman luar negeri (*SLA, sub-loan agreement*), pinjaman Pemerintah melalui rekening dana investasi, obligasi nasional maupun internasional, pinjaman komersial perbankan lainnya serta hibah luar negeri.

**a. Kemampuan Pendanaan Sendiri (APLN)**

Kebutuhan investasi PLN harus ditunjang dengan meningkatnya kemampuan Pendanaan Sendiri, dan menjaga rasio utang terhadap aset PLN sehingga dapat secara terus menerus mendukung perkembangan penyediaan listrik.

Pada tahun 2015 PLN telah melakukan revaluasi aset. Implikasi dari revaluasi aset tersebut adalah membaiknya rasio utang terhadap total ekuitas maupun total aset. Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) 16 (Revisi tahun 2011 penyesuaian tahun 2014) memperkenankan perusahaan untuk melakukan pengukuran nilai aset tetap menggunakan model biaya atau model revaluasi.

**b. Komposisi Sumber Pendanaan untuk Investasi**

Sumber pendanaan investasi PLN berasal dari 3 sumber: (i) ekuitas Pemerintah dari Penyertaan Modal Negara (PMN) (ii) dana internal yang berasal dari laba operasi dan (iii) pinjaman.

APLN (dana internal perusahaan) berasal dari laba operasi yang sangat terbatas karena BPP lebih tinggi dari tarif rata-rata. APLN hanya didapat dari selisih antara margin PSO + depresiasi aset dan pembayaran cicilan pokok. Model ini hanya sampai dengan tahun 2016, sedangkan tahun berikutnya model subsidi menggunakan PBR model.

Jumlah pinjaman PLN dibatasi oleh *covenant* pinjaman yang disyaratkan oleh *lender* dan *bond holder*. Kapasitas PLN dalam membuat pinjaman baru dapat ditingkatkan jika pendapatan PLN meningkat, baik dari tarif maupun margin PSO. Selain itu suntikan modal dari Pemerintah melalui PMN juga sangat penting sehingga dapat mengurangi porsi pinjaman dan memperoleh pendanaan yang lebih murah untuk pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan.

## 7.7. KEMAMPUAN FINANSIAL KORPORAT UNTUK BERINVESTASI

### 7.7.1 Kemampuan Finansial Korporat

Estimasi total investasi yang dibutuhkan untuk pengembangan pembangkitan, transmisi dan distribusi sampai dengan tahun 2025 adalah sebesar 153,7 miliar USD. PLN akan mendanai pengembangan pembangkitan, transmisi, dan distribusi sebesar 75,6 miliar USD (tidak termasuk *interest during construction/IDC, development cost*) sedangkan sisanya sebesar 78,2 miliar USD diharapkan dari partisipasi listrik swasta.

Selain tantangan pembangunan sarana ketenagalistrikan, penyediaan tenaga listrik saat ini juga dibebani oleh biaya produksi yang tinggi. Pendapatan dari pelanggan hanya menutupi sekitar 50-60% dari biaya produksi PLN. Selisih antara biaya produksi dan pendapatan PLN merupakan beban subsidi listrik pada APBN.

Penjelasan atas UU 19 tahun 2003 tentang Badan Usaha Milik Negara pasal 66 ayat 1 menyatakan bahwa jika BUMN diberikan penugasan khusus oleh Pemerintah yang secara finansial tidak *feasible* maka Pemerintah harus memberikan kompensasi atas biaya yang telah dikeluarkan termasuk margin yang diharapkan. Pemerintah menugaskan PLN menyediakan tenaga listrik dan meningkatkan rasio elektrifikasi di Indonesia tetapi harga jual tenaga listrik ditetapkan oleh Pemerintah, dimana harga jual ini tidak sesuai dengan harga keekonomiannya. Oleh karena itu Pemerintah harus memberikan margin PSO ke PLN dengan besaran tertentu untuk memastikan keuangan PLN tetap sehat dan dapat memenuhi semua kewajiban korporasinya. Margin ini diperlukan oleh PLN untuk menjamin terciptanya laba perusahaan dan meminimalisir risiko-risiko unsur biaya pembentuk BPP seperti risiko fluktuasi harga energi primer, risiko kurs, risiko beban pinjaman, dan sebagainya.

Pada tahun 2012 subsidi listrik mencapai angka tertinggi sebesar Rp 103,3 triliun. Namun selanjutnya subsidi listrik berangsur-angsur menurun hingga hanya sebesar Rp 45,9 triliun pada kuartal III tahun 2015. Penurunan subsidi tersebut karena beberapa hal antara lain karena adanya perbaikan *fuel mix* dengan berkurangnya pemakaian BBM, beroperasinya PLTU batubara di sejumlah daerah, penurunan susut jaringan, menurunnya harga minyak dunia, pencabutan subsidi listrik untuk beberapa golongan tarif melalui mekanisme *tariff adjustment* dan lain sebagainya.

Subsidi listrik yang diberikan sejak tahun 2000-2012 cukup untuk menutupi biaya operasi, tetapi kurang memadai untuk menunjang investasi pengembangan sistem kelistrikan. Namun mulai tahun 2009 Pemerintah mengalokasikan margin kepada PLN, yaitu berturut-turut pada tahun 2009, 2010, 2011, 2012, 2013 dan 2014, Pemerintah mengalokasikan margin sebesar 5%, 8%, 8%, 7%, 7% dan 7% untuk mendukung kemampuan meminjam PLN untuk investasi.

Sejak tahun 2012 pelaporan sistem akuntansi PLN harus menggunakan ISAK 8 (Interpretasi Standar Akuntansi Keuangan) sesuai peraturan dari Bapepam yang mensyaratkan agar seluruh perusahaan di Indonesia mengikuti PSAK 30 (Prinsip Standar Akuntansi Keuangan). Dengan adanya standar ini maka kewajiban dari listrik swasta/IPP secara akuntansi menjadi kewajiban dari PLN. Penerapan PSAK 30 yang mengatur tentang "Sewa" dan ISAK 8 yang mengatur mengenai "Penentuan Apakah Suatu Perjanjian Mengandung Suatu Sewa" ini akan mempunyai implikasi terhadap laporan keuangan PLN. Perjanjian *Power Purchase Agreement* (PPA) dengan IPP termasuk suatu perjanjian yang mengandung suatu sewa, sehingga penerapan ini mempunyai implikasi menyebabkan diakuinya aset dan kewajiban terkait perjanjian sewa dalam laporan posisi keuangan PLN serta mengakibatkan perubahan pada saldo laba/rugi pada laporan laba/rugi komprehensif PLN tahun sebelumnya. Dampaknya, rasio-rasio keuangan perusahaan pun ikut berubah dan berpotensi mengakibatkan terjadinya pelanggaran beberapa *covenant* atas pinjaman yang dimiliki PLN.

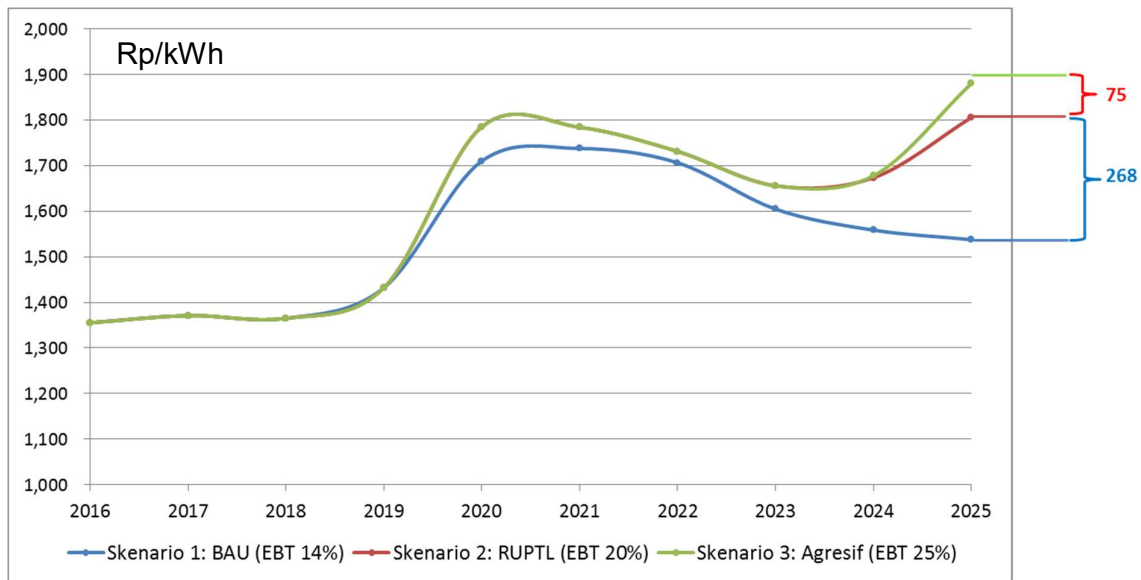
Namun dengan revaluasi aset yang telah dilakukan pada tahun 2015, maka PLN saat ini telah mempunyai Rasio Keuangan yang baik dengan Ekuitas > 65% sehingga mampu mendanai > 10 GW termasuk transmisi, gardu induk dan jaringan distribusi.

### **7.7.2 Proyeksi Biaya Pokok Penyediaan (BPP)**

Proyeksi BPP untuk tahun 2016-2025 ditunjukkan dalam Gambar 7.8. Proyeksi BPP tersebut valid untuk 5 tahun awal, sedangkan untuk 5 tahun selanjutnya sangat tergantung pada asumsi yang digunakan, seperti kurs, inflasi dan harga minyak dunia serta harga bahan bakar yang lain. BPP tersebut dihitung hanya untuk mengetahui keakuratan/dampak dari bauran energi dan investasi di sektor ketenagalistrikan.

BPP dihitung untuk 3 skenario, yaitu:

- Skenario-1: *Business as Usual* (BAU), yaitu pengembangan EBT yang kurang agresif, dengan porsi EBT 14% pada tahun 2025.
- Skenario-2: Pengembangan EBT yang agresif dan gas/LNG sebagai kontingensi, dengan porsi EBT 20% dan gas/LNG 29% pada tahun 2025 sesuai RUPTL ini.
- Skenario-3: Pengembangan EBT yang lebih agresif, dengan porsi EBT 25% pada 2025.



**Gambar 7.6 Proyeksi BPP untuk Beberapa Skenario EBT**

Gambar-7.6 menunjukkan bahwa dengan pengembangan EBT dan gas/LNG yang agresif (porsi EBT 19%), akan meningkatkan BPP pada tahun 2025 sebesar Rp 268/kWh (setara Rp 140 triliun per tahun), sedangkan apabila EBT lebih agresif (porsi EBT 25%) maka akan meningkat sebesar Rp 343/kWh (setara Rp 190 triliun per tahun).

### **7.7.3 Pengembangan Model Bisnis Kerjasama PLN dan Pihak Ketiga Non-IPP**

Agar pelayanan kepada masyarakat tidak terganggu dengan keterbatasan kemampuan pendanaan PLN, diperlukan langkah-langkah terobosan perubahan model bisnis sektor ketenagalistrikan. Langkah-langkah ini antara lain memberikan kesempatan kepada pihak ketiga non-IPP untuk berpartisipasi

dalam pembangunan pembangkit serta memasok industri agar PLN tidak menjadi satu-satunya *off-taker* sepenuhnya, misalnya melalui skema *power wheeling*, kerjasama antar wilayah usaha. Dengan model bisnis seperti ini maka investasi yang dilakukan oleh pihak ketiga non-IPP tidak akan membebani keuangan PLN secara jangka panjang.



## BAB VIII

### ANALISIS RISIKO JANGKA PANJANG

Sasaran strategis yang ingin dicapai dalam RUPTL 2016-2025 adalah tersedianya pasokan tenaga listrik yang cukup, andal dan efisien, guna mengantisipasi pertumbuhan konsumsi tenaga listrik dan mendukung terciptanya ketahanan energi.

Dalam pencapaian sasaran strategis tersebut PLN telah berkomitmen menerapkan paradigma *risk management* melalui implementasi ERM (*Enterprise Risk Management*). Hal tersebut selain bertujuan untuk meningkatkan *value* bagi perusahaan, sekaligus juga sebagai salah satu unsur GCG (*Good Corporate Governance*) dalam pengelolaan perusahaan sebagaimana diamanatkan dalam Peraturan Menteri BUMN Nomor PER-01/MBU/2011 tentang Penerapan GCG pada BUMN. Peletakan dasar-dasar (fundamental) untuk implementasi Manajemen Risiko di lingkungan PT PLN (Persero) telah dimulai pada tahun 2010 dengan ditetapkannya kebijakan implementasi Manajemen Risiko sesuai KEPDIR No. 537.K/DIR/2010 beserta pedoman pelaksanaannya sesuai Edaran Direksi No. 028.E/DIR/2010.

Bab ini menggambarkan Profil Risiko Jangka Panjang PLN yang dinilai dominan berpotensi mempengaruhi pencapaian sasaran tersebut di atas dalam kurun waktu tahun 2016-2025, dimana telah teridentifikasi terdapat pada aspek regulasi Pemerintah, aspek *financing* (pendanaan), *security of supply* dan aspek operasional. Hal tersebut sejalan dengan isu-isu utama RUPTL, yaitu proyeksi kebutuhan/permintaan tenaga listrik, pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi, serta proyeksi pasokan energi primer dan kebutuhan investasi, baik oleh PLN maupun oleh swasta.

#### 8.1. PROFIL RISIKO JANGKA PANJANG 2016-2025

Penggambaran Profil Risiko Jangka Panjang tahun 2016-2025 dilakukan sesuai dengan aspek-aspek yang ditinjau sebagai berikut :

##### 1. Aspek Regulasi Pemerintah

Pada aspek ini risiko yang paling dominan akan berpengaruh terhadap pencapaian sasaran RUPTL adalah risiko adanya perubahan tatanan/ kebijakan pada sektor ketenagalistrikan dan risiko tarif tenaga listrik (TTL).

- a. **Risiko perubahan tatanan / kebijakan pada sektor ketenagalistrikan** diantaranya disebabkan oleh perubahan arah prioritas nasional, perubahan kebijakan pengembangan panas bumi, pengaruh regulasi daerah, dan sebagainya, yang akan berdampak langsung pada pencapaian sasaran RUPTL.
- b. **Risiko tidak terlaksananya rasionalisasi TTL** yang disebabkan karena pertimbangan politis Pemerintah, akan berdampak langsung pada besaran subsidi listrik, dan pada akhirnya mempengaruhi kemampuan pendanaan internal PLN.

## 2. Aspek Pendanaan (*Financing*)

- a. **Risiko keterbatasan kemampuan pendanaan**, baik yang dialami oleh PLN maupun swasta (IPP) adalah risiko yang dominan akan berpengaruh terhadap pencapaian sasaran RUPTL mengingat kebutuhan pendanaan investasi PLN rata-rata sekitar US\$ 7,6 miliar atau sekitar Rp 100 triliun per tahun, jauh di atas kapasitas pendanaan internal PLN maupun Pemerintah. Beberapa penyebab yang mungkin diantaranya adalah keterbatasan kapasitas fiskal Pemerintah dalam hal subsidi listrik, potensi penurunan reputasi PLN/Pemerintah karena terjadinya hambatan pada proyek-proyek PLN dan IPP, meningkatnya biaya pinjaman, peningkatan nilai tukar valas terhadap IDR, dan sebagainya.

Adapun dampak yang ditimbulkannya adalah terhambatnya pembangunan proyek-proyek infrastruktur ketenagalistrikan, hingga defisit daya pembangkit (pemadaman bergilir) karena kapasitas kelistrikan PLN tidak dapat mengikuti kenaikan pertumbuhan pemakaian listrik, yang pada ujungnya akan berpengaruh terhadap pertumbuhan ekonomi nasional.

## 3. Aspek *Security of Supply*

Pada aspek ini risiko yang paling dominan akan berpengaruh terhadap pencapaian sasaran RUPTL dijelaskan sebagai berikut :

- a. **Risiko keterlambatan penyelesaian proyek PLN dan IPP** masih akan berpotensi terjadi. Potensi penyebab risiko ini diantaranya adalah adanya hambatan pada fase-fase awal (pra konstruksi) seperti pendanaan, perizinan, pembebasan lahan proyek, proses pelelangan, kesalahan desain, isu lingkungan dan sosial. Demikian pula pada fase konstruksi berupa *performance* teknis maupun kemampuan finansial kontraktor.

Mengingat bahwa target tambahan kapasitas per tahun cukup besar (rata-rata sekitar 8.200 MW per tahun) maka potensi dampak yang dapat ditimbulkan dari risiko ini diantaranya adalah meningkatnya BPP akibat tidak tercapainya target *fuelmix*, hingga pemadaman karena defisit kapasitas pembangkit PLN.

Mengingat dampak yang sedemikian signifikan, maka mitigasi yang harus dilakukan adalah memastikan proses pra-konstruksi dilakukan lebih awal, khususnya untuk mengantisipasi target penyelesaian proyek tahun 2019 yang sangat besar yaitu 22GW.

- b. **Risiko ketidakselarasan penyelesaian proyek pembangkit dan jaringan.** Sebagaimana diketahui bahwa pembangunan pembangkit (PLN maupun IPP) dan jaringan transmisi dilaksanakan secara terpisah, sejak dari proses pendanaan hingga konstruksinya, sehingga berpotensi terjadi ketidakselarasan yang berdampak pada keterlambatan pengoperasian, dampak finansial berupa pinalti *take-or-pay* (TOP) dari IPP, *bottlenecking*, peningkatan BPP, hingga pemadaman.

Sebagai contoh adalah risiko ketidakselarasan penyelesaian proyek HVDC 500 kV Sumatera-Jawa dengan proyek PLTU IPP Sumsel 8, 9 dan 10, setidaknya akan berpotensi menimbulkan pinalti (TOP) bagi PLN sebesar Rp 280 miliar per bulan. Untuk itu COD antara HVDC dan PLTU IPP mulut tambang harus sinkron.

- c. **Risiko hambatan pada penyediaan dan pasokan energi primer non-BBM** secara jangka panjang mengemuka mengingat bahwa energi primer non-BBM, khususnya batubara dan gas adalah non-renewable (cadangan semakin menurun) dan kebutuhan untuk pembangkit listrik PLN berpotensi akan 'bersaing' dengan pasar ekspor. Dampak risiko ini diantaranya adalah meningkatnya BPP

karena ketidakterediaan energi primer non-BBM akan disubstitusi oleh BBM.

- d. **Risiko pertumbuhan konsumsi tenaga listrik melampaui proyeksi** cukup mengemuka mengingat bahwa kecepatan penyediaan infrastruktur kelistrikan menghadapi beberapa risiko yang telah dijelaskan di atas, sedangkan pertumbuhan listrik meskipun telah diproyeksikan relatif tinggi yaitu 8,4% namun trend hingga 2012 menunjukkan kenaikan (pertumbuhan 2012 sebesar 10,17%). Risiko ini akan berdampak pada defisit daya pembangkit yang berakibat pemadaman.

#### 4. Aspek Operasional

- a. **Risiko penurunan *performance* pembangkit eksisting.** Dalam periode 10 tahun ke depan risiko ini berpotensi terjadi, yang diantaranya disebabkan sebagian pembangkit eksisting PLN telah berusia tua dan *performance* pembangkit baru eks-FTP1 tidak mencapai bawah target yang diinginkan. Adapun dampak yang ditimbulkan antara lain defisit daya pembangkit.
- b. **Risiko terjadinya *bottlenecking* sistem transmisi.** Risiko ini berpotensi terjadi akibat kecepatan penambahan kapasitas jaringan transmisi tidak sejalan dengan pertumbuhan demand maupun penambahan kapasitas pembangkit. Terlebih apabila *bottleneck* yang telah ada saat ini tidak diatasi, maka akan memperbesar peluang terjadinya *bottleneck* yang lebih besar.
- c. **Risiko kenaikan harga Energi Primer** baik BBM, batubara, gas dan sebagainya akan sangat berdampak pada perusahaan, terlebih apabila kenaikan harga tersebut diikuti dengan hambatan pasokan karena pengaruh permintaan pasar.
- d. **Risiko lingkungan**, berupa kepatuhan terhadap ketentuan masalah lingkungan, tuntutan masyarakat terhadap isu lingkungan berupa kesehatan, limbah, polusi dan kebisingan, serta isu sosial.
- e. **Risiko terjadinya bencana alam.** Risiko ini mendapatkan perhatian guna memastikan *preparedness* menghadapi kondisi terjadinya bencana.

## 8.2. PEMETAAN PROFIL RISIKO JANGKA PANJANG 2016-2025

Peta risiko menunjukkan level risiko, dimana level risiko diukur berdasarkan tingkat kemungkinan terjadi (likelihood) dan skala dampak (impact) yang ditimbulkan sebagai berikut :

### Skala Tingkat Kemungkinan Skala Skala Dampak

A Sangat Kecil	1 Tidak Signifikan
B Kecil	2 Minor
C Sedang	3 Medium
D Besar	4 Signifikan
E Sangat Besar	5 Malapetaka

Adapun kriteria umum tiap level risiko dapat dijelaskan sebagai berikut :

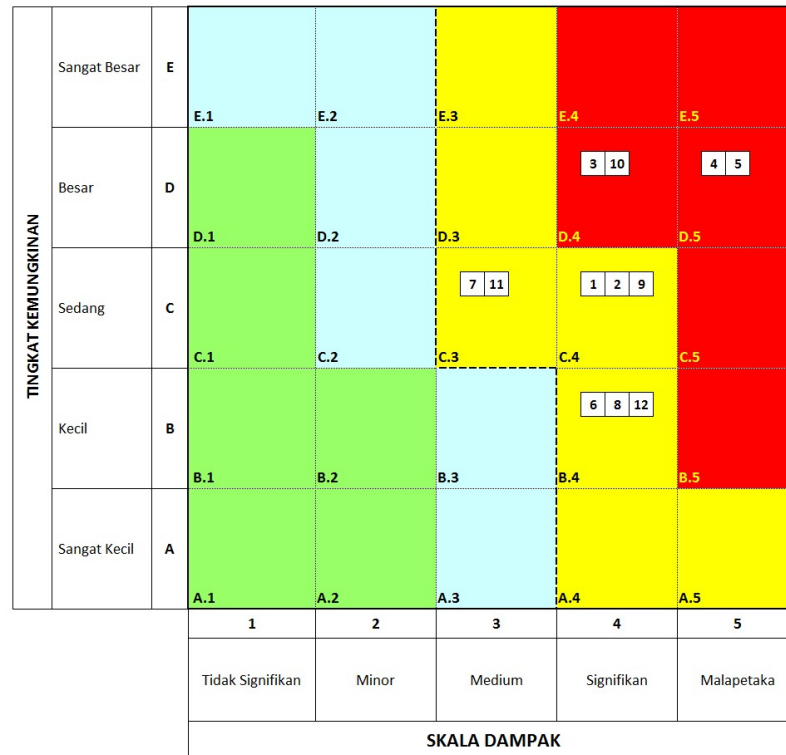
Level risiko ekstrem adalah risiko dinilai berpotensi menggagalkan pencapaian sasaran. Apabila risiko ini diambil, wajib dilakukan penanganan (mitigasi) dan perhatian khusus serta detail, dikarenakan sudah berada di atas batas toleransi risiko perusahaan.

Level risiko tinggi adalah risiko dinilai menghambat pencapaian sasaran, dan mekanisme kontrol yang ada belum cukup mengendalikan risiko tersebut. Diperlukan langkah penanganan (mitigasi) untuk menurunkan risiko ke sekurang-kurangnya level moderat.

Level risiko moderat adalah risiko dinilai mempunyai pengaruh terhadap sasaran, namun mekanisme kontrol yang ada efektif dapat mengendalikannya.

Level risiko rendah adalah risiko dinilai tidak terlalu berpengaruh terhadap sasaran, dan tidak diperlukan tindakan penanganan (mitigasi) tertentu, karena pengendalian sudah melekat dalam proses bisnis yang ada.

Peta profil risiko jangka panjang sebagaimana tersebut di atas dapat dilihat pada Gambar 8.1.



- |   |  |
|---|--|
| <p><b>RISIKO EKSTREM :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>3 Risiko keterbatasan kemampuan pendanaan</li> <li>4 Risiko keterlambatan penyelesaian proyek PLN dan IPP</li> <li>5 Risiko ketidaksiharan penyelesaian proyek pembangkit dan jaringan</li> <li>10 Risiko kenaikan harga Energi Primer</li> </ul> | <p><b>RISIKO TINGGI</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>1 Risiko perubahan tatanan / kebijakan pada sektor ketenagalistrikan</li> <li>2 Risiko tidak terlaksananya rasionalisasi TTL</li> <li>6 Risiko hambatan pada penyediaan dan pasokan energi primer non-BBM</li> <li>7 Risiko pertumbuhan konsumsi tenaga listrik melampaui proyeksi</li> <li>8 Risiko penurunan performance pembangkit eksisting</li> <li>9 Risiko terjadinya bottlenecking sistem transmisi</li> <li>11 Risiko lingkungan</li> <li>12 Risiko terjadinya bencana alam</li> </ul> |
|---|--|

**Gambar 8.1 Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang Tahun 2016-2025**

### 8.3. MITIGASI RISIKO

Pada dasarnya mitigasi risiko akan dilakukan secara konsisten dan berkesinambungan guna menurunkan level risiko secara jangka panjang.

Program mitigasi risiko selengkapnya dapat dilihat pada Lampiran D.

## BAB IX

### KESIMPULAN

Dengan menggunakan asumsi pertumbuhan ekonomi sepuluh tahun mendatang rata-rata 6,7% per tahun dan bergerak dari realisasi kebutuhan tenaga listrik tahun 2015, proyeksi penjualan tenaga listrik pada tahun 2025 diperkirakan akan mencapai 457 TWh, atau mengalami pertumbuhan rata-rata 8,6% selama 10 tahun mendatang. Beban puncak pada tahun 2025 diproyeksikan akan mencapai 80 ribu MW. Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut, diprogramkan pembangunan pembangkit listrik baru untuk periode tahun 2016-2025 sebesar 80,5 GW.

Sejalan dengan pengembangan pembangkit ini, diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 68 ribu kms dan penambahan trafo sebesar 172 ribu MVA. Untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik untuk periode tahun 2016-2025 diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah 159 ribu kms, tegangan rendah 133 ribu kms dan kapasitas trafo distribusi 44 ribu MVA.

Kebutuhan investasi pembangkit, penyaluran dan distribusi selama periode tahun 2016-2025 untuk memenuhi kebutuhan sarana kelistrikan di Indonesia secara keseluruhan adalah sebesar US\$ 153,7 miliar yang terdiri dari investasi pembangkit (termasuk IPP) sebesar US\$ 110 miliar, investasi penyaluran sebesar US\$ 29,1 miliar dan investasi distribusi sebesar US\$ 14,6 miliar.

Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia diproyeksikan pada tahun 2025 akan menjadi 50,3% batubara, 29,4% gas alam (termasuk LNG), 8,0% panas bumi, 10,4% tenaga air, 0,6% BBM dan 1,1% bahan bakar lainnya (total porsi EBT sebesar 19,6%). Untuk mencapai target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, diperlukan tambahan energi sebesar 27 TWh yang bisa dihasilkan dari PLTN 3,6 GW atau pembangkit EBT lain sebesar 14,4 GW. Tingginya porsi bauran energi dari gas sebesar 29% merupakan kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025 tidak terpenuhi.

Untuk mencapai target bauran energi sesuai Draft RUKN 2015-2034, perlu dukungan Pemerintah untuk:

- a. Menyelesaikan hambatan-hambatan yang dihadapi dalam pengembangan EBT, misalnya perizinan, pembebasan lahan,

penggunaan kawasan hutan lindung dan konservasi, risiko eksplorasi panas bumi dan lain sebagainya.

- b. Adanya insentif dari Pemerintah untuk mendorong pengembangan EBT.
- c. Perlu ada kejelasan skema subsidi dengan meningkatnya BPP karena EBT.
- d. Memprioritaskan pemanfaatan gas untuk pembangkit listrik supaya dapat mencapai target bauran energi dari gas sekitar 24%, serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak tercapai.
- e. Perlu juklak teknis/regulasi dari Pemerintah terkait kapasitas maksimum dari EBT *intermittent* yang dapat diserap oleh suatu sistem ketenagalistrikan tertentu, mengingat ada batasan kestabilan sistem dalam pengoperasian EBT *intermittent*.

Secara umum dapat disimpulkan bahwa pemenuhan kebutuhan tenaga listrik Indonesia memerlukan upaya bersama yang terarah dan terkoordinasi dengan baik dari berbagai pemangku kepentingan di sektor ketenagalistrikan.



## DAFTAR PUSTAKA

1. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan
2. Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014.
3. Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional
4. Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Batubara sebagaimana telah 3 kali diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 Tahun 2011 dan Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014.
5. Peraturan Presiden Nomor 77 Tahun 2008 tentang Pengesahan *Memorandum of Understanding on the ASEAN Power Grid* (Memorandum Saling Pengertian Mengenai Jaringan Transmisi Tenaga Listrik ASEAN).
6. Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 tentang Penugasan Kepada PT PLN (Persero) Untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara Dan Gas sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 48 Tahun 2011.
7. Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan.
8. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 02 Tahun 2010 tentang Penugasan Pemerintah Kepada PT Perusahaan listrik Negara (Persero) Untuk Mengembangkan Pembangkit Listrik Yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara Dan Gas yang selanjutnya telah dicabut dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 15 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 01 Tahun 2012, Peraturan Menteri ESDM Nomor 21 Tahun 2013 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2014.
9. Anggaran Dasar PT PLN (Persero).

10. Keputusan Menteri ESDM No. 634-12/20/600.3/2011 tentang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) (Persero).
11. Masterplan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia (MP3EI) 2011-2025, Kemenko Bidang Perekonomian, Jakarta 2011.
12. Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2008 – 2027, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2008
13. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2010 – 2029, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2011
14. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2012 – 2031, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2012
15. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2015 – 2034, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2015
16. Pidato Sambutan Presiden Republik Indonesia pada Acara Gerakan Menuju Bebas Pemadaman Listrik Bergilir, Mataram, 27 Juli 2010
17. Draft Laporan Studi Penghematan Listrik dan *Load Forecasting*, Konsorsium LEMTEK UI dan Tim Nano UI, November 2012
18. *Proyeksi Penduduk Indonesia 2010 – 2035*, Bappenas, BPS, UN Population Fund, 2012
19. *Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) Provisi-provinsi di Indonesia 2007-2011*, BPS, 2012
20. *Perkembangan Beberapa Indikator Utama Sosial-Ekonomi Indonesia*, BPS, Februari 2013
21. *Pendapatan Nasional Indonesia 2001 – 2005*, BPS, 2008 dan update dari website BPS
22. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2009 – 2018*, PT PLN (Persero), 2009
23. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2010 – 2019*, PT PLN (Persero), 2010
24. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2011– 2020*, PT PLN (Persero), 2011
25. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2012 – 2021*, PT PLN (Persero), 2012

26. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2013– 2022*, PT PLN (Persero), 2013
27. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2015– 2024*, PT PLN (Persero), 2015
28. *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2014*, Pusdatin Kementerian ESDM, 2014
29. *Statistik 2010*, PT PLN (Persero), 2011
30. *Statistik 2011*, PT PLN (Persero), 2012
31. *Statistik 2012*, PT PLN (Persero), 2013
32. *Statistik 2013*, PT PLN (Persero), 2014
33. *Statistik 2014*, PT PLN (Persero), 2015
34. *Laporan Tahunan 2014, PT PLN (Persero), 2015*
35. *Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006*, Pengkajian Energi UI, 2006
36. *Outlook Energi Indonesia 2014*, DEN, 2014
37. *Outlook Energi Indonesia 2015*, BPPT, 2015
38. *Berita Resmi Statistik*, BPS, Februari 2008
39. *Statistik Indonesia*, Badan Pusat Statistik, Agustus 2012.
40. *Rencana Jangka Panjang Perusahaan 2013 – 2017*, PT PLN (Persero), 2013
41. *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia*, WestJec, 2007
42. *Draft Report of Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia*, Nippon Koei, 2011
43. Website Kementerian ESDM, Pemerintah Daerah
44. *Public Private Partnerships Infrastructure Projects Plan in Indonesia 2015*, Bappenas, Jakarta 2015
45. Sistem Informasi Laporan Manajemen, PT PLN (Persero), Agustus 2015
46. Evaluasi Operasi Tahun 2014, PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali, 2015
47. Evaluasi Operasi Tahun 2012, PT PLN (Persero) P3B Sumatera, 2013
48. Presentasi Kementrian ESDM, Program Indonesia Terang, 2016

## **LAMPIRAN A**

### **RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN**

#### **PER PROVINSI**

#### **WILAYAH OPERASI SUMATERA**

- A1. PROVINSI ACEH**
- A2. PROVINSI SUMATERA UTARA**
- A3. PROVINSI RIAU**
- A4. PROVINSI KEPULAUAN RIAU**
- A5. PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG**
- A6. PROVINSI SUMATERA BARAT**
- A7. PROVINSI JAMBI**
- A8. PROVINSI SUMATERA SELATAN**
- A9. PROVINSI BENGKULU**
- A10. PROVINSI LAMPUNG**

# LAMPIRAN A.1 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI ACEH

## A1.1. KONDISI KELISTRIKAN SAAT INI

Sistem kelistrikan di Aceh terdiri dari sistem interkoneksi 150 kV Sumut - Aceh dan sub-sistem *isolated* dengan tegangan distribusi 20 kV. Sekitar 72% dari sistem kelistrikan Aceh dipasok oleh sistem interkoneksi 150 kV Sumbagut dan sisanya 28% masih berada di daerah *isolated*. Saat ini daerah yang sudah dipasok sistem interkoneksi 150 kV meliputi pantai timur Provinsi Aceh melalui 10 gardu induk yang terletak di Kabupaten/Kota; Tamiang, Langsa, Aceh Timur, Lhokseumawe, Bireuen, Pidie, Banda Aceh, Aceh Besar, dan Nagan Raya. Sedangkan wilayah pantai barat dan tengah Aceh serta kepulauannya masih dipasok oleh PLTD berbahan bakar HSD melalui sistem kelistrikan 20 kV. Dengan beroperasi PLTU Meulaboh 2x110 MW di sistem interkoneksi Sumbagut, meningkatkan pasokan daya di wilayah Aceh, ataupun wilayah Sumbagut. Peta sistem kelistrikan Provinsi Aceh ditunjukkan pada Gambar A1.1.



Gambar A1.1 Peta Sistem Kelistrikan & Kapasitas Pembangkit Eksisting Provinsi Aceh

Pada sistem *isolated* 20 kV yang meliputi Sistem Calang (Aceh Jaya), Sistem Blangpidie (Aceh Barat Daya), Sistem Tapaktuan dan Sistem Kota Fajar (Aceh Selatan), Aceh Singkil, Kota Subulussalam, Sistem Kutacane (Aceh Tenggara), Sistem Blangkejeren (Gayo Lues), Sistem Takengon (Aceh Tengah), Kota Sabang

dan Sistem Sinabang (Simeulue) terdapat sewa *genset* dengan kapasitas total 72 MW untuk mengatasi defisit pada sistem *isolated* tersebut.

Kapasitas terpasang keenam GI di Provinsi Aceh adalah 540 MVA, rincian kapasitas pembangkit dan GI Provinsi Aceh masing-masing seperti ditunjukkan pada Tabel A1.1 dan Tabel A1.2.

**Tabel A1.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting (s/d Sept 2015)**

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	PLTD Tersebar (SW) Aceh	PLTD	HSD	Sewa	7.00
2	PLTU NAGAN RAYA	PLTU	Batubara	PLN	220.00
3	MOBIL UNIT	PLTG	HSD	PLN	22.11
4	PUSAT LISTRIK LUENG BATA	PLTD	HSD	PLN	58.17
5	PLTM Tersebar Aceh	PLTM	Hydro	PLN	2.62
6	SEUNEBOK	PLTD	BIO	PLN	22.78
7	BLANG PIDIE SUAK/SETIA	PLTD	BIO	PLN	24.15
8	Arun Peaker	PLTMG	LNG	PLN	180.00
<b>Total</b>					<b>536.83</b>

**Tabel A1.2 Kapasitas Gardu Induk Eksisting**

No	LOKASI GI	No TRAF0 & RATIO			MVA TERPASANG	Beban Puncak MW
1	LANGSA	1	TD.1	150/20	30.00	19.87
		2	TD.2	150/20	30.00	
2	TUALANG CUT	3	TD.1	150/20	10.00	23.56
		4	TD.2	150/20	30.00	
		5	TD.3	150/20	10.00	
3	ALUE BATEE IDIE	6	TD.1	150/20	30.00	18.96
		7	TD.2	150/20	20.00	
4	BAYU LHOKSEMAWE	8	TD.1	150/20	30.00	36.62
		9	TD.2	150/20	30.00	
5	PANTHON LABU	10	TD.1	150/20	30.00	22.08
6	BANDA ACEH	11	TD.2	150/20	30.00	85.48
		12	TD.3	150/20	60.00	
7	TIJUE SIGLI	13	TD.1	150/20	30.00	32.60
		14	TD.2	150/20	20.00	
8	JULI BIREUN	15	TD.1	150/20	60.00	39.72
		16	TD.2	150/20	30.00	
9	JANTHO	17	TD.1	150/20	30.00	3.24
10	NAGAN RAYA	18	TD.1	150/20	30.00	20.10
<b>Jumlah</b>					<b>540.00</b>	<b>302.23</b>

Sampai bulan September 2015, beban puncak sistem interkoneksi Aceh telah mencapai saat ini adalah sekitar 302 MW, dan kapasitas netto pembangkit eksisting di Aceh sekitar 536 MW. Hal ini menunjukkan pada sistem interkoneksi Sumbagut memungkinkan aliran daya dari Aceh ke Sumut ataupun sebaliknya (tergantung situasi kesiapan unit-unit pembangkit di Aceh dan Sumut), melalui transmisi 150 kV Pangkalan Brandan – Langsa – Idie – hingga ke Banda Aceh.

## A1.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI PROVINSI ACEH

Saat ini Aceh sudah semakin kondusif untuk iklim investasi. Kemajuan di sektor ekonomi dan keamanan ini memberikan kontribusi langsung kepada pertumbuhan kebutuhan energi listrik. Penjualan sejak tahun 2009-2014 tumbuh hingga rata-rata sebesar 9.1%, sedangkan beban puncak juga tumbuh dari 276 MW pada tahun 2009 dan meningkat menjadi 435 MW pada tahun 2015 atau naik sekitar 7.9%. Pertumbuhan tersebut lebih tinggi dari pertumbuhan rata-rata di Indonesia (sistem PLN) yaitu sebesar 5%. Komposisi penjualan energi tahun 2015 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A1.3.

**Tabel A1.3. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan**

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	1,260	64%
2	Komersil	297	15%
3	Publik	328	17%
4	Industri	81	4%
	Jumlah	1,966	100%

Dari realisasi perusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 diberikan pada Tabel A1.4, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 8,8%.

**Tabel A1.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	4.8	2,416	2,701	495	1,297,670
2017	5.1	2,643	2,950	536	1,353,527
2018	5.4	2,892	3,221	581	1,391,569
2019	5.8	3,180	3,536	633	1,431,475
2020	4.6	3,438	3,816	677	1,462,550
2021	4.6	3,716	4,116	725	1,493,720
2022	4.6	4,026	4,452	778	1,524,991
2023	4.6	4,363	4,819	836	1,556,375
2024	4.6	4,740	5,229	900	1,587,881
2025	4.6	5,152	5,719	977	1,619,548
Growth	4.9%	8.8%	8.7%	7.9%	2.5%

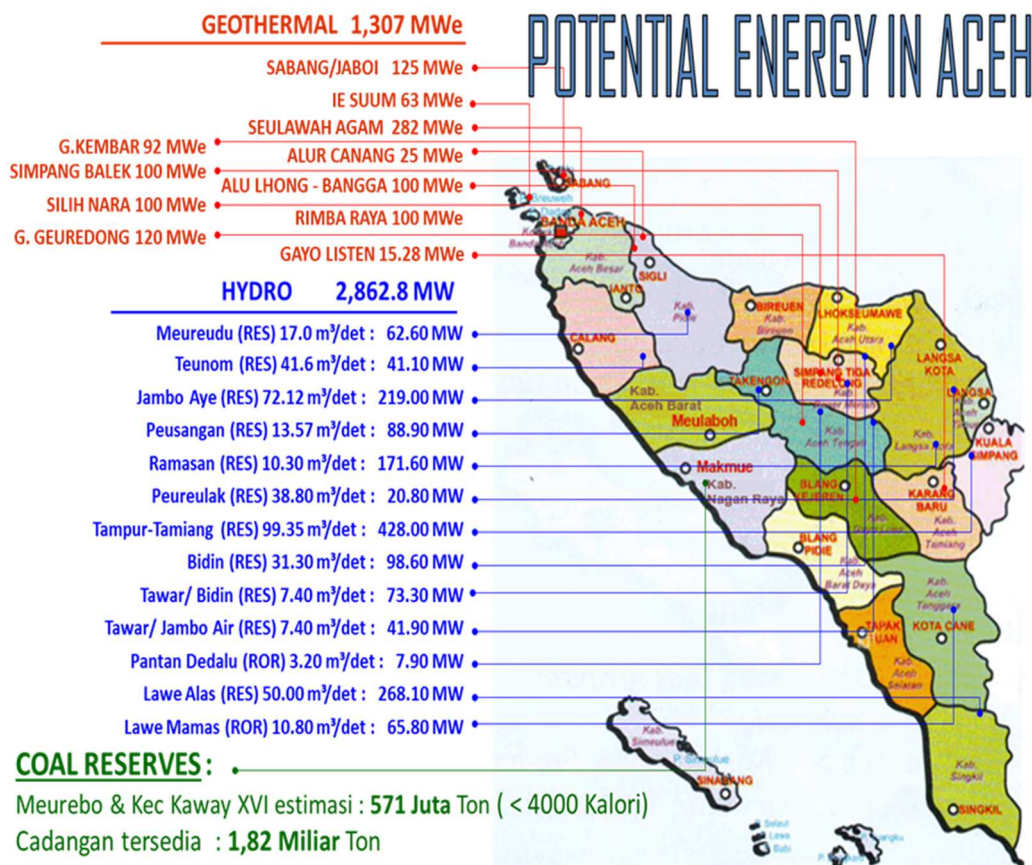
## A1.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik 10 tahun ke depan diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi, dan distribusi dengan memperhatikan potensi energi primer setempat.

### Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi di Provinsi Aceh tersedia cukup besar, yaitu panas bumi 1.307 MWe, tenaga air 2.862 MW dan cadangan batubara 1,7 miliar. Peta potensi sumber energi diperlihatkan pada Gambar A1.2.

Selain potensi energi terbarukan, saat ini juga sudah beroperasi FSRULNG (regasifikasi) di daerah Arun beserta pipa gas dari Arun sampai ke Kota Medan yang dibangun oleh Pertamina. Dengan beroperasinya FSRU Arun tersebut, maka security suplay Gas menjadi lebih baik. Gas tersebut akan digunakan untuk pembangkit-pembangkit gas di Provinsi Aceh serta di Kota Medan.



GambarA1.2. Peta Sumber Energi di Provinsi Aceh

**Pengembangan Pembangkit di Provinsi Aceh**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2025 diperlukan pembangunan pusat pembangkit dalam wilayah Provinsi Aceh dengan kapasitas sebesar 2.511 MW dengan rincian diberikan pada Tabel A1.5.

Tabel A1.5. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Krueng Isep #1	PLTA	Swasta	20,0	2017/18	Konstruksi
2	Peusangan 1-2	PLTA	PLN	88,0	2018	Konstruksi
3	Sabang	PLTMG	PLN	4,0	2018	Pengadaan
4	Sinabang-1	PLTMG	Swasta	6,0	2018	Rencana
5	Sumbagut-2 Peaker (Arun Ekspansi)	PLTGU	PLN	250,0	2018	Rencana
6	Jaboi (FTP2) #1	PLTP	Swasta	10,0	2019/20	Committed
7	Kerpap	PLTM	Swasta	2,2	2019	Committed
8	Meulaboh (Nagan Raya) #3	PLTU	Swasta	400,0	2019/20	Pengadaan
9	Redelong	PLTA	Swasta	18,0	2019	Rencana
10	Lawe Sikap	PLTM	Swasta	7,0	2020	Committed
11	Meureubo-2	PLTA	Swasta	59,0	2021	Rencana
12	Sinabang-2 #1	PLTMG	Swasta	6,0	2021	Rencana



No	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
13	Kumbih-3	PLTA	PLN	48,0	2023	Rencana
14	Peusangan-4 (FTP2)	PLTA	Swasta	83,0	2023	Committed
15	Seulawah Agam (FTP2)	PLTP	Swasta	110,0	2023	Rencana
16	Jambu Aye	PLTA	Unallocated	160,0	2025	Rencana
17	Lawe Alas	PLTA	Unallocated	150,0	2025	Rencana
18	Tampur-1	PLTA	Swasta	214,0	2025	Rencana
19	Tampur-1	PLTA	Swasta	214,0	2025	Rencana
20	Pembangkit Hidro Tersebar	PLTA	Swasta	517,0	2016-2025	Rencana
21	Pembangkit Minihidro Tersebar	PLTM	Swasta	56,3	2016-2025	Rencana
22	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTBm	Swasta	24,3	2016-2025	Rencana
23	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP	Swasta	55,0	2016-2025	Rencana
24	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	10,0	2016-2025	Rencana
<b>Total</b>				<b>2.511,7</b>		

Saat ini dengan telah beroperasinya PLTMG Arun *peaker* dengan kapasitas 180 MW, makan kehandalan pasokan daya sistem Aceh ataupun subsistem Sumbagut akan menjadi lebih baik. Pada rencana penyediaan listrik jangka panjang, sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik, di Sistem Interkoneksi akan dibangun PLTU Meulaboh #3 dan #4 (2x200 MW) dan sedangkan untuk sistem *isolated* direncanakan dibangun beberapa pembangkit PLTMH. Sedangkan pada sistem-sistem *isolated* di luar pulau sumatera, direncanakan pembangunan PLTG/MG *dual fuel* dengan kapasitas 4 MW di sistem Sabang dan 6 MW di sistem Sinabang.

#### Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

#### **Pengembangan Gardu Induk**

Sampai tahun 2025 total kebutuhan GI Baru untuk sistem 150 kV dan 275 kV, seperti yang ditunjukkan pada tabel A1.6 dan A1.7.

**Tabel A1.6. Pengembangan GI**

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
1	Meulaboh	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
2	Kuta Cane	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
3	Blang Pidie	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
4	Subulussalam	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
5	Peusangan-1	150 kV	New	4 LB	2017	Konstruksi
6	Peusangan-2	150 kV	New	4 LB	2017	Konstruksi
7	Takengon	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
8	Ulee Kareng	150/20 kV	New	60	2017	Committed
9	Krueng Raya	150/20 kV	New	30	2017	Committed
10	Tapak Tuan	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
11	Blang Kjerren	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
12	Samalanga	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
13	Calang	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
14	Singkil	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
15	Lampisang	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
16	Kumbih	150 kV	New	4 LB	2023	Konstruksi
17	Seulawah	150/20 kV	New	30	2023	Committed
<b>Total</b>				<b>480</b>		

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
18	Nagan Raya	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2016	Konstruksi
19	Langsa	150/20 kV	<i>Ext</i>	1 LB	2016	Konstruksi
20	Tualang Cut	150/20 kV	<i>Ext</i>	1 LB	2016	Konstruksi
21	Nagan Raya	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2016	Konstruksi
22	Arun	150/20 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2016	Konstruksi
23	Arun	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2016	Pengadaan
24	Lhokseumawe	150/20 kV	<i>uprate</i>	60	2016	Konstruksi
25	Lhokseumawe	150/20 kV	<i>uprate</i>	60	2016	Konstruksi
26	Nagan Raya	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2016	Konstruksi
27	Meulaboh	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2016	Konstruksi
28	Arun	150/20 kV	<i>Uprate</i>	2 LB	2017	Konstruksi
29	Lhokseumwe	150/20 kV	<i>Uprate</i>	4 LB	2017	Konstruksi
30	Panton Labu	150/20 kV	<i>Uprate</i>	2 LB	2017	Konstruksi
31	Idie	150/20 kV	<i>Uprate</i>	2 LB	2017	Konstruksi
32	Langsa	150/20 kV	<i>Uprate</i>	2 LB	2017	Konstruksi
33	Banda Aceh	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Committed
34	Ulee Kareng	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Committed
35	Blang Pidie	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
36	Takengon	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
37	Arun	150 kV	<i>Ext</i>	2 TB	2017	Rencana
38	Bireun	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Konstruksi
39	Bireun	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2017	Konstruksi
40	Banda Aceh	150/20 kV	<i>uprate</i>	60	2017	Pengadaan
41	Banda Aceh	150/20 kV	<i>uprate</i>	60	2017	Konstruksi
42	Tualang Cut	150/20 kV	<i>uprate</i>	60	2017	Pengadaan
43	Tualang Cut	150/20 kV	<i>uprate</i>	60	2017	Committed
44	Alue Dua/Langsa	150/20 kV	<i>uprate</i>	60	2017	Committed
45	Meulaboh	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2018	Rencana
46	Subulussalam	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2018	Rencana
47	Takengon	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
48	Samalanga	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
49	Panton Labu	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
50	Krueng Raya	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
51	Banda Aceh	150/20 kV	<i>Uprate</i>	2 LB	2019	Rencana
52	Sigli	150/20 kV	<i>Uprate</i>	2 LB	2019	Committed
53	Jantho	150/20 kV	<i>Uprate</i>	2 LB	2019	Committed
54	Calang	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
55	Lampisang	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
56	Banda Aceh	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
57	Sigli	150 kV	<i>Ext</i>	2 TB	2019	Rencana
58	Nagan Raya	150 kV	<i>Ext</i>	2 TB	2019	Rencana
59	Tapak Tuan	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2020	Rencana
60	Subulussalam	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2020	Rencana
61	Arun	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2020	Rencana
62	Meulaboh	150/20 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2021	Committed
63	Ulee Kareng	150 kV	<i>Ext</i>	2 TB	2021	Rencana
64	Takengon	150/20 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2023	Committed
65	Meulaboh	150/20 kV	<i>Uprate</i>	60	2023	Rencana
66	Blang Pidie	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2023	Rencana
67	Alue Dua/Langsa	150/20 kV	<i>Uprate</i>	60	2023	Rencana
68	Sigli	150/20 kV	<i>Uprate</i>	60	2023	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
69	Panton Labu	150/20 kV	Ext	4 LB	2025	Rencana
70	Blang kjerem	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
71	Kutacane	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
72	Blang kjerem	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
73	Blangpidie	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
<b>Total</b>				<b>1140</b>		

Tabel A1.7. Pengembangan GI 275 kV dan 500 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
1	Arun/Lhokseumawe	275/150 kV	New	500.0	2018	Rencana
2	Sigli	275/150 kV	New	250.0	2019	Rencana
3	Nagan Raya	275/150 kV	New	250.0	2019	Pelelangan
4	Ulee Kareng	275/150 kV	New	500.0	2021	Rencana
5	Langsa	275/150 kV	New	250.0	2025	Rencana
<b>Total</b>				<b>1,750.0</b>		
6	Arun/Lhokseumawe	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
7	Sigli	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
8	Nagan Raya	275/150 kV	Ext	250.0	2019	Rencana
9	Sigli	275/150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
<b>Total</b>				<b>250.0</b>		

## Pengembangan Transmisi

Rencana pembangunan transmisi sampai dengan tahun 2025 adalah 2.853 kms untuk sistem SUTT 150 kV dan 1.032 kms untuk sistem SUTET (275 dan 500 kV) seperti yang ditampilkan dalam Tabel A1.8 dan Tabel A1.9.

Tabel A1.8. Pembangunan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Langsa	Tualang Cut	150 kV	1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit)	24	2016	Konstruksi
2	Meulaboh	PLTU Meulaboh/Nagan Raya	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2016	Konstruksi
3	Brastagi	Kutacane	150 kV	2 cct, 1 Hawk	290	2016	Konstruksi
4	PLTU Meulaboh/Nagan Raya	Blang Pidie	150 kV	2 cct, 2 Hawk	190	2016	Konstruksi
5	Arun (Arun)	Inc. 2 Pi (Bireun - Lhokseumawe)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	4	2016	Committed
6	Sidikalang	Sabulussalam	150 kV	2 cct, 1 Hawk	111	2017	Konstruksi
7	Bireun	PLTA Peusangan-1	150 kV	2 cct, 2 Hawk	126	2017	Konstruksi
8	PLTA Peusangan-1	PLTA Peusangan-2	150 kV	2 cct, 2 Hawk	14	2017	Konstruksi
9	PLTA Peusangan-2	Takengon	150 kV	2 cct, 2 Hawk	22	2017	Konstruksi
10	Lhokseumawe (rekonduktoring)	Idie (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	82	2017	Konstruksi
11	Idie (rekonduktoring)	Langsa (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	47	2017	Konstruksi
12	Lhokseumawe (rekonduktoring)	Langsa (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	129	2017	Konstruksi
13	Arun tx.Inc (rekonduktoring)	Lhokseumawe (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	60	2017	Konstruksi
14	Ulee Kareng	Banda Aceh	150 kV	2 cct, 2 Zebra	40	2017	Committed
15	Krueng Raya	Ulee Kareng	150 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2017	Committed
16	Blang Pidie	Tapak Tuan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	130	2017	Rencana
17	Samalanga	Inc. 1 Pi (Bireun - Sigli)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	4	2017	Rencana
18	Takengon	Blang Kjerem	150 kV	2 cct, 2 Hawk	174	2017	Rencana
19	Calang	Meulaboh	150 kV	2 cct, 2 Hawk	160	2018	Rencana
20	Sabulussalam	Singkil	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2018	Rencana
21	Sigli (rekonduktoring)	Banda Aceh (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	91	2019	Rencana
22	Calang	Lampisang	150 kV	2 cct, 1 Hawk	198	2019	Rencana
23	Banda Aceh	Lampisang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	30	2019	Rencana
24	Tapak Tuan	Sabulussalam	150 kV	2 cct, 2 Hawk	220	2020	Rencana
25	Meulaboh	PLTA Meurebo	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2021	Committed

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
26	Kumbih	Inc. 2 Pi (Sabulussalam-Sidikalang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	4	2023	Committed
27	Takengon	PLTA Peusangan-4	150 kV	2 cct, 1 Hawk	20	2023	Committed
28	PLTP Seulawah	2 Pi Inc. (Sigli - Banda Aceh)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	16	2023	Committed
29	Panton Labu	Jambu Aye	150 kV	2 cct, 2 Hawk	116	2025	Committed
30	Panton Labu	Inc. 2 Pi (Idi - Lhokseumawe)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2025	Committed
31	PLTA Lawe Alas	2 Pi Inc. (Brastagi-Kuta Cane)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2025	Rencana
32	Blangkieren	Kutacane	150 kV	2 cct, 2 Hawk	100	2025	Rencana
33	Blangkieren	Blangpidie	150 kV	2 cct, 1 Hawk	148	2025	Rencana
<b>TOTAL</b>					<b>2.853</b>		

**Tabel A1.9. Pembangunan Transmisi 275 kV dan 500kV**

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Pangkalan Susu	Arun	275 kV	2 cct, 4 Zebra	360	2018	Rencana
2	Sigli	Arun	275 kV	2 cct, 4 Zebra	322	2019	Rencana
3	Nagan Raya	PLTU Nagan Raya #3,4	275 kV	2 cct, 2 Zebra	10	2019	Committed
4	Sigli	Ulee Kareng	275 kV	2 cct, 4 Zebra	130	2021	Rencana
5	Langsa	Inc. 2 Pi (Pangkalan Susu-Arun)	275 kV	2 cct, 4 Zebra	10	2025	Rencana
6	Tampur	Langsa	275 kV	2 cct, 2 Zebra	80	2025	Rencana
<b>Total</b>					<b>1,032</b>		

### **Pengembangan Distribusi**

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan listrik pada butir A1.2 di atas, diperlukan tambahan pelanggan baru 377 ribu pelanggan atau rata-rata 37,7 ribupelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan jaringan tegangan menengah sekitar 3.769 kms, jaringan tegangan rendah sekitar 3.412 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 493 MVA. Dengan rata-rata investasi pertahun sebesar U\$ 25 juta pertahun.

**Tabel A1.10. Pengembangan Sistem Distrusi**

Tahun	JTM Kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Kebutuhan Investasi
2016	360.2	326.2	42.2	54,986	23.9
2017	373.0	337.8	44.6	55,857	24.9
2018	386.0	349.5	47.4	38,042	24.9
2019	402.1	364.1	50.6	39,906	26.2
2020	412.0	373.1	53.2	31,075	26.6
2021	343.8	311.3	45.6	31,169	22.7
2022	352.5	319.2	48.0	31,272	23.5
2023	361.7	327.5	50.6	31,383	24.4
2024	372.5	337.3	53.4	31,507	25.4
2025	404.8	366.6	57.6	31,667	27.3
2016-2025	3,769	3,412	493.2	376,864	249.8

#### **A1.4. RINGKASAN**

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan, dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025.

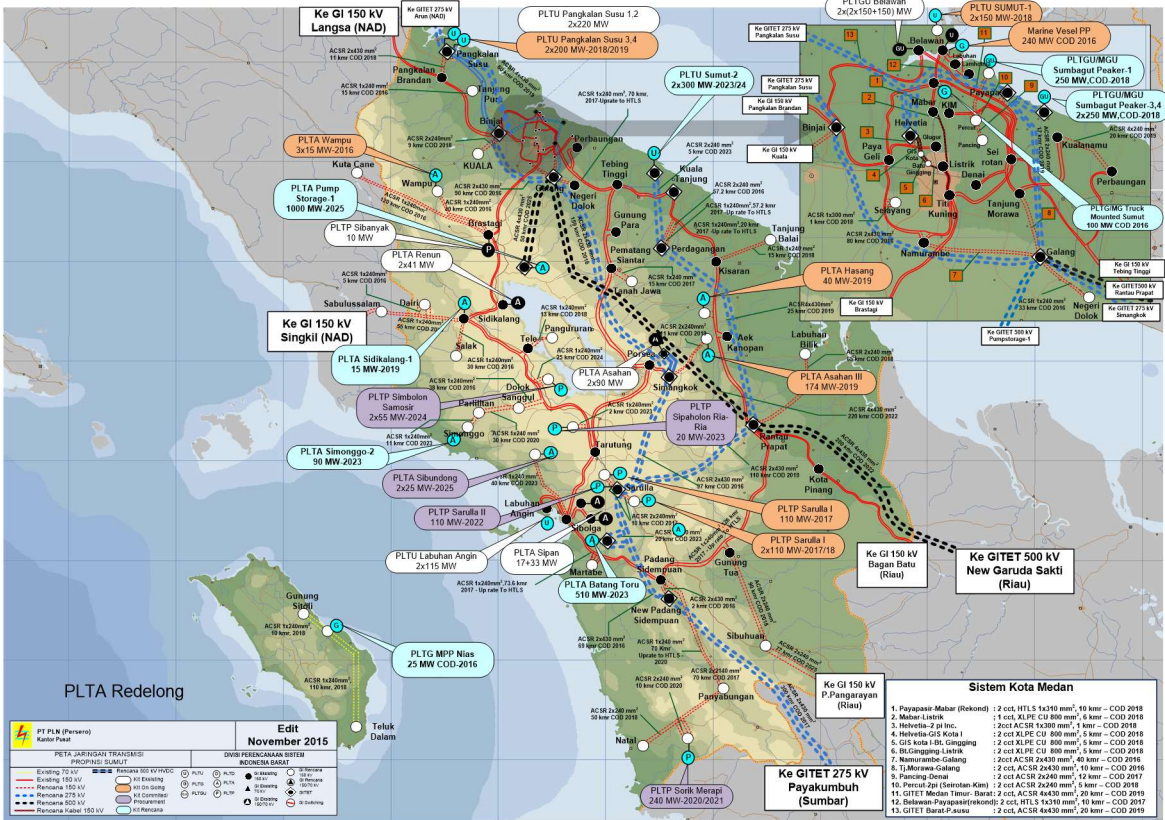
Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	2.416	2.701	495	13	420	568	138
2017	2.643	2.950	536	20	630	1.000	274
2018	2.892	3.221	581	360	800	640	717
2019	3.180	3.536	633	225	810	771	946
2020	3.438	3.816	677	212	60	220	349
2021	3.716	4.116	725	65	500	150	221
2022	4.026	4.452	778	37	0	0	112
2023	4.363	4.819	836	296	270	40	622
2024	4.740	5.229	900	29	0	0	86
2025	5.152	5.719	977	1.255	250	496	1.385
Growth/ Jumlah	8,8%	8,7%	7,9%	2.512	3.740	3.885	4.852

## LAMPIRAN A.2 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SUMATERA UTARA

### A2.1. KONDISI SAAT INI

Sistem kelistrikan di Provinsi Sumatera Utara dipasok dengan menggunakan sistem transmisi 150 kV dan transmisi 275 kV tidak termasuk Pulau Nias / Gunung Sitoli, Teluk Dalam, Pulau Tello, dan Pulau Sembilan yang masih beroperasi secara *isolated*. Saat ini beban puncak subsistem sekitar 1.789 MW yang dipasok oleh Sektor Pembangkitan Belawan, Sektor Pembangkitan Medan, Sektor Pembangkitan Pandan, dan Sektor Pembangkitan Labuhan Angin. Selain itu juga saat ini PLN melakukan *swap energy* dengan PT.Inalum, serta beberapa *excess power* untuk ikut membantu memenuhi kebutuhan beban puncak. Pada kondisi tertentu (saat PLTU Nagan Raya 1,2 operasi penuh), bahkan dibantu transfer daya dari subsistem Aceh ke Subsistem Sumut. Disamping pusat-pusat pembangkit di tersebut, terdapat pula beberapa PLTMH (PLN), PLTM (IPP), PLTP (IPP) yang memasok listrik langsung ke sistem distribusi (20kV).

Kota Medan merupakan pusat beban terbesar di propinsi Sumut dengan tingkat pertumbuhan beban yang cukup tinggi. Dengan beroperasinya PLTU Pangkalan Susu kondisi pasokan daya sistem kelistrikan SUMUT mulai membaik dengan total pasokan daya di wilayah SUMUT sekitar 2.300 MW. Namun pasokan ini tidak terlepas dari tingkat kesiapan pembangkit eksisting maupun pembangkit baru yang baru beroperasi. Berikut peta eksisting maupun rencana sistem kelistrikan sistem Sumatera Utara yang dapat dilihat pada Gambar A2.1.



Gambar A2.1. Peta Kelistrikan Sumatera Utara

Penjualan tenaga listrik di provinsi Sumatera Utara mengalami pertumbuhan sejalan dengan pertumbuhan ekonominya. Secara lebih rinci, kapasitas pembangkit di provinsi Sumut dan Nias dapat dilihat pada Tabel A2.1.

**Tabel A2.1. Kapasitas Pembangkit Sistem Interkoneksi**

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	PLTM Tersebar Sumut	PLTM	Hydro	PLN	7.50
2	PLTU PANGKALAN SUSU	PLTU	Batubara	PLN	440.00
3	PLTGU BELAWAN	PLTGU	GAS	PLN	817.88
4	PLTG LOT III	PLTG	HSD	PLN	112.00
5	PLTU BELAWAN	PLTU	MFO	PLN	260.00
6	PLTD TITI KUNING	PLTD	HSD	PLN	24.85
7	PLTG GLUGUR	PLTG	HSD	PLN	31.71
8	PLTG PAYA PASIR	PLTG	HSD	PLN	75.55
9	MOBIL UNIT	PLTG	GAS	PLN	43.20
10	PLTU LABUHAN ANGIN	PLTU	Batubara	PLN	230.00
11	PLTA SIPAN	PLTA	Hydro	PLN	50.00
12	PLTA RENUN	PLTA	Hydro	PLN	82.00
13	PLTD PT BIMA GOLDEN POWERINDO (SEWA) (SW)	PLTD	HSD	Sewa	40.00
14	PLTD PT PRASTIWAHYU TRIMITRA ENGINEERING TAMORA (SW)	PLTD	HSD	Sewa	45.00
15	PLTD PT KURNIA PURNAMA TAMA (SW)	PLTD	HSD	Sewa	75.00
16	PLTD PT BERKAT BIMA SENTANA (SW)	PLTD	MFO	Sewa	120.00
17	PLTD Tersebar Sumut	PLTD	HSD	PLN	1.06
					<b>2,455.75</b>

Kapasitas pembangkit PLTD *isolated* yang beroperasi di Pulau Nias yaitu PLTD Gunung Sitoli dan PLTD Teluk Dalam, ditunjukkan pada Tabel A2.2.

**Tabel A2.2. Pembangkit Sistem Nias**

No	Lokasi PLTD	Daya	
		Terpasang (kW)	Mampu (kW)
1	Gunung Sitoli		
	- PLTD PLN	4,320	2,150
	- PLTD Sewa	19,600	19,190
	- PLTD Sewa	9,720	4,150
Total PLTD Gunung Sitoli		33,640	25,490
2	Teluk Dalam		
	- PLTD PLN	3,380	2,050
	- PLTD Sewa	5,225	3,000
Total PLTD Teluk Dalam		8,605	5,050
3	Pulau Tello		
	- PLTD PLN	800	500
Total PLTD Pulau Tello		300	290
<b>Total PLTD Cabang Nias</b>		<b>42,545</b>	<b>30,830</b>

## A2.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari penjualan tenaga listrik PLN pada lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk, dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa mendatang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 diberikan pada Tabel A2.3.

**Tabel A2.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6.9	9,918	11,014	2,024	3,281,882
2017	7.4	11,046	12,244	2,249	3,387,266
2018	7.8	12,410	13,734	2,523	3,486,292
2019	8.3	14,091	15,565	2,770	3,579,965
2020	6.7	15,688	17,296	3,031	3,641,096
2021	6.7	17,488	19,247	3,373	3,701,970
2022	6.7	19,533	21,459	3,698	3,751,179
2023	6.7	21,856	23,987	4,166	3,799,920
2024	6.7	24,441	26,795	4,718	3,848,383
2025	6.7	27,379	30,194	5,316	3,896,697
Growth	7.0%	11.9%	11.9%	11.3%	1.9%

## A2.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi proyeksi kebutuhan tenaga listrik tersebut pada butir A2.2. diperlukan pembangunan sarana pembangkit dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat, transmisi, gardu induk, dan distribusi sebagai berikut.

### Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi yang cukup besar yang tersedia di Sumatera Utara adalah tenaga air dan panas bumi. Namun provinsi ini tidak mempunyai potensi batubara sedangkan sumber gas alam telah mengalami penurunan. Beberapa sungai di provinsi sumut yang memiliki potensi untuk dikembangkan menjadi pembangkit hidrodi luar *Study Masterplan Of Hydro Power Development* antara lain seperti pada Tabel A2.4.b.

Berdasarkan *Master Plan Study for Power Development in the Republic of Indonesia* oleh WestJEC/Direktorat Jendral Minerba pabum tahun 2007, potensi panas bumi yang terdapat di Provinsi Sumatera Utara adalah seperti ditunjukkan pada Tabel A2.4.

**Tabel A2.4.a Daftar Potensi Panas Bumi**

Lokasi Panas Bumi	Keterangan	Potensi (MW)	Dibatasi Oleh	
			Taman Nasional (MW)	Demand (MW)
Sarulla & Sibual Buali	Existing / Expansion	660	630	630
Sibayak/Lau Debuk-Debuk	Existing / Expansion	160	40	40
Sorik Merapi	High Possibility	500	100	100
Sipaholon	Low Possibility	50	50	50
G. Sinabung	Tidak cukup data	-	-	-
Pusuk Bukit	Tidak cukup data	-	-	-
Simbolon	Tidak cukup data	-	-	-



**Tabel A2.4.b Daftar Potensi Tenaga Air Tambahan**

Nama	Nama Sungai	Lokasi	Kapasitas (MW)
Bilah	Aek Bilah	Kab. Tapanuli Selatan	50
Toru	Batang Toru	Kab. Tapanuli Utara	155
Munthe	Lau Biang	Kab. Karo	46
Paiasa	Piasa	Kab. Asahan	16
Garoga	Aek Bilah	Tapanuli Utara	40

### Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik di Sumatera Utara hingga tahun 2025 diperlukan rencana penambahan pembangkit sekitar 5.804 MW, sebagaimana rincian diperlihatkan pada Tabel A2.5.

**Tabel A2.5 Pengembangan Pembangkit**

No	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Karai 7	PLTM	Swasta	6,7	2016	Konstruksi
2	Mobile PP Sumbagut	PLTG/MG	Swasta	100,0	2016	Konstruksi
3	Pakkat	PLTM	Swasta	10,0	2016	Operasi
4	Wampu (FTP2)	PLTA	Swasta	45,0	2016	Konstruksi
5	Lae Kombih 3	PLTM	Swasta	8,0	2017	Konstruksi
6	Mobile PP Nias	PLTG/MG	PLN	25,0	2017	Konstruksi
7	Sarulla I (FTP2)	PLTP	Swasta	330,0	2017/18	Konstruksi
8	Aek Sisira Simandame	PLTM	Swasta	4,6	2018	Konstruksi
9	Pangkalan Susu #3 (FTP2)	PLTU	PLN	400,0	2018/19	Konstruksi
10	Parluasan	PLTM	Swasta	10,0	2018	Konstruksi
11	Parmonangan	PLTM	Swasta	9,0	2018	Konstruksi
12	Rahu 2	PLTM	Swasta	6,4	2018	Konstruksi
13	Sei Wampu	PLTM	Swasta	9,0	2018	Konstruksi
14	Simbelin-1	PLTM	Swasta	6,0	2018	Konstruksi
15	Sumbagut-1 Peaker	PLTGU	Swasta	250,0	2018	Rencana
16	Sumbagut-3	PLTGU	Swasta	250,0	2018	Rencana
17	Sumut-1	PLTU	Swasta	300,0	2018	Konstruksi
18	Aek Tomuan-1	PLTM	Swasta	8,0	2019	Committed
19	Asahan III (FTP2)	PLTA	PLN	174,0	2019	Konstruksi
20	Batang Toru	PLTM	Swasta	7,5	2019	Committed
21	Batang Toru 3	PLTM	Swasta	10,0	2019	Committed
22	Hasang (FTP2) #1	PLTA	Swasta	40,0	2019	Konstruksi
23	Huta Padang	PLTM	Swasta	10,0	2019	Committed
24	Raisan Hutadolok	PLTM	Swasta	7,0	2019	Committed
25	Raisan Nagatimbul	PLTM	Swasta	7,0	2019	Committed
26	Sidikalang-1	PLTA	Swasta	15,0	2019	Rencana
27	Sidikalang-2	PLTM	Swasta	7,4	2019	Committed
28	Sumbagut-4	PLTGU	Swasta	250,0	2019	Pengadaan
29	Aek Silang 2	PLTM	Swasta	10,0	2020	Committed
30	Nias	PLTMG	Unallocated	20,0	2020	Rencana
31	Sorik Marapi (FTP2)	PLTP	Swasta	240,0	2020/21	Committed
32	Aek Sibundong	PLTM	Swasta	10,0	2021	Committed
33	Nias (FTP2)	PLTU	Swasta	21,0	2021	Committed
34	Sarulla II (FTP2)	PLTP	Swasta	110,0	2022	Committed
35	Batang Toru (Tapsel)	PLTA	Swasta	510,0	2023	Rencana
36	Sibundong-4	PLTA	Unallocated	75,0	2023	Rencana
37	Simonggo-2	PLTA	PLN	90,0	2023	Rencana

No	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
38	Sumut-2	PLTU	Swasta	600,0	2023/24	Rencana
39	Simbolon Samosir (FTP2)#1	PLTP	Swasta	110,0	2024	Committed
40	Sipoholon Ria-Ria (FTP2)	PLTP	Swasta	20,0	2024	Committed
41	Karai 1	PLTM	Swasta	10,0	2025	Rencana
42	Karai 12	PLTM	Swasta	6,0	2025	Rencana
43	Lae Ordi	PLTM	Swasta	10,0	2025	Konstruksi
44	Lae Ordi 2	PLTM	Swasta	10,0	2025	Konstruksi
45	Rahu 1	PLTM	Swasta	8,2	2025	Rencana
46	Simonggo Tornaui	PLTM	Swasta	8,0	2025	Rencana
47	Sumatera Pump Storage-1	PLTA	Unallocated	1.000,0	2025	Rencana
48	Tara Bintang	PLTM	Swasta	10,0	2025	Konstruksi
49	Pembangkit Hidro Tersebar	PLTA	Swasta	341,3	2016-2025	Rencana
50	Pembangkit Minihidro Tersebar	PLTM	Swasta	176,0	2016-2025	Rencana
51	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTBm	Swasta	50,5	2016-2025	Rencana
52	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP	Swasta	-	2016-2025	Rencana
53	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	13,0	2016-2025	Rencana
54	Pembangkit Surya Tersebar	PLTS	Swasta	40,0	2016-2025	Rencana
	<b>Total SUMUT</b>			<b>5.804,6</b>		

### Pengembangan Transmisi

Dalam waktu dekat sistem Sumatera akan mengoperasikan transmisi 275 kV sebagai tulang punggung sistem interkoneksi Sumatera<sup>1</sup>. Transmisi 275 kV ini dapat menyalurkan energi listrik antar provinsi di Sumatera yang dihasilkan oleh pembangkit-pembangkit utama seperti PLTU batubara, PLTP dan PLTA skala besar. Disamping itu direncanakan pula pengembangan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sebagai tulang punggung utama sistem interkoneksi Sumatera yang akan memasok energi listrik dalam jumlah yang besar dari Sumatera bagian Selatan yang kaya akan sumber energi (khususnya batubara) ke Sumatera bagian Utara yang merupakan pusat beban terbesar di Sumatera. Transmisi 150 kV yang merupakan jaringan regional juga dikembangkan untuk menyalurkan tenaga listrik dalam kawasan yang lebih terbatas.

Sampai dengan tahun 2025 diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 2.741 kms untuk sistem 150 kV dan 70 kV, serta 2.170 kms untuk sistem 275 kV dan 500 kV guna mendukung program penyaluran dan target yang telah ditetapkan. yaitu untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran daya, mengevakuasi daya dari pusat pembangkit, mendapatkan tegangan pelayanan yang baik dengan membatasi panjang JTM, menurunkan losses transmisi dan distribusi, serta meningkatkan keandalan sistem tenaga listrik. Rencana pembangunan transmisi di Provinsi Sumut diberikan pada Tabel A2.6 dan Tabel A2.7.

<sup>1</sup>Di Sumatera juga direncanakan pembangunan transmisi 500 kV sebagai tulang punggung sistem kelistrikan Sumatera pada koridor timur. Transmisi 500 kV tersebut direncanakan masuk Sumatera Utara setelah tahun 2020.

**Tabel A2.6. Rencana Pembangunan Transmisi 275 kV dan 500 kV**

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Binjai	Galang	275 kV	2 cct, 2 Zebra	180	2016	Konstruksi
2	Galang	Simangkok	275 kV	2 cct, 2 Zebra	318	2016	Konstruksi
3	Simangkok	Sarulla	275 kV	2 cct, 2 Zebra	194	2016	Konstruksi
4	Sarulla	New Padang Sidempuan	275 kV	2 cct, 2 Zebra	138	2016	Konstruksi
5	Galang	GITET Medan Timur	275 kV	2 cct, 4 Zebra	40	2018	Rencana
8	GITET Medan Timur	PLTGU Sumbagut 3,4	275 kV	2 cct, 4 Zebra	30	2018	Committed
9	Sarulla	Rantau Prapat	275 kV	2 cct, 4 Zebra	220	2019	Rencana
10	Rantau Prapat	Perdagangan	275 kV	2 cct, 4 Zebra	300	2019	Rencana
11	PLTGU Sumbagut 3,4/GITET Medan Timur	GITET Medan medan Barat	275 kV	2 cct, 4 Zebra	40	2019	Rencana
12	GITET Medan Barat	Pangkalan Susu	275 kV	2 cct, 4 Zebra	120	2019	Rencana
13	Rantau Prapat/Sumut 1	Galang/Medan/Sumut 3	500 kV	2 cct, 4 Zebra	440	2022	Rencana
14	PLTA Batang Toru	Inc. 2 Pi (Sarulla-Pd.Sidempuan)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	40	2023	Committed
15	Perdagangan	PLTU Sumut-2	275 kV	2 cct, 4 Zebra	10	2023	Committed
16	Galang/Medan/Sumut 3	PLTA Pump Storage-1	500 kV	2 cct, 4 Zebra	100	2025	Rencana
	<b>Jumlah</b>				<b>2,170</b>		

**Tabel A2.7. Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV**

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Dolak Sanggul	Inc. 1 Pi (Tele-Tarutung)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	76,0	2016	Konstruksi
2	Galang	Namurambe	150 kV	2 cct, 2 Zebra	80,0	2016	Konstruksi
3	Galang	Tanjung Morawa	150 kV	2 cct, 2 Zebra	20,0	2016	Konstruksi
4	Galang	Negeri Dolok	150 kV	2 cct, 1 Hawk	66,0	2016	Konstruksi
5	Perdagangan	Inc. 2 Pi (Kisaran-K. Tanjung)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80,0	2016	Konstruksi
6	PLTA Wampu	Brastagi	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80,0	2016	Konstruksi
7	Sidikalang	Salak	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60,0	2016	Konstruksi
8	Padang Sidempuan	New Padang sidempuan	150 kV	2 cct, 2 Zebra	4,0	2016	Konstruksi
9	Sibolga (Rekonduktoring)	Martabe (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	35,0	2016	Pengadaan
10	Martabe (Rekonduktoring)	Padang Sidempuan (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	38,6	2016	Pengadaan
11	Padang Sidempuan	Panyabungan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	140,0	2017	Konstruksi
12	Tanjung Pura	Inc. 1 Pi (P.Brandan-Binjai)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310	30,0	2017	Rencana
13	Kuala Tanjung (rekonduktoring)	Kisaran (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	57,2	2017	Pengadaan
14	Perdagangan (rekonduktoring)	Inc. 2 Pi (Kisaran-K. Tanjung)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	40,0	2017	Pengadaan
15	Kuala Tanjung (rekonduktoring)	Tebing Tinggi (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	57,2	2017	Pengadaan
16	Perdagangan (Rekonduktoring)	Inc. 2 Pi (Kisaran-K. Tanjung)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	20,0	2017	Pengadaan
17	Padang Sidempuan (rekonduktoring)	Rantau Prapat (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	124,1	2017	Committed
18	Rantau prapat (rekonduktoring)	Gunung Tua (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	79,1	2017	Committed
19	Padang Sidempuan (rekonduktoring)	Gunung Tua (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	48,9	2017	Committed
20	Pangkalan Brandan (rekonduktoring)	Binjai (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	101,6	2017	Rencana
21	Pematang Siantar	Tanah Jawa	150 kV	2 cct, 1 Hawk	30,0	2017	Rencana
22	Tebing Tinggi (rekonduktoring)	Seirotan (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	53,9	2017	Rencana
23	Seirotan (rekonduktoring)	Perbaungan (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	43,0	2017	Rencana
24	Perbaungan (rekonduktoring)	Tebing Tinggi (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	43,0	2017	Rencana
25	Porsea (rekonduktoring)	Pematang Siantar (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	53,9	2017	Rencana
26	PLTU Sumut-1	PLTU Belawan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	4,0	2018	Konstruksi
27	Belawan (rekonduktoring)	Payapasar (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x350	27,8	2018	Committed
28	Tele	Pangururan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	26,0	2018	Konstruksi
29	Sibuhuan	Gunung Tua	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180,0	2018	Rencana
30	Rantau prapat	Labuhan Bilik	150 kV	2 cct, 2 Hawk	130,0	2018	Rencana
31	Helvetia	Inc. 2 Pi (Glugur-Paya Geli)	150 kV	2 cct, ACSR 1x300	20,0	2018	Rencana
32	Selayang	Inc. 2 Pi (Paya Geli - Namurambe)	150 kV	2 cct, ACSR 1x300 mm2	4,0	2018	Rencana
33	Mabar (Rekonduktoring)	Paya pasir (Rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310	20,0	2018	Rencana
34	Mabar	Listrik	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800	6,0	2018	Rencana
35	Tanjung Balai	Kisaran	150 kV	2 cct, 1 Hawk	30,0	2018	Rencana
36	Natal	Panyabungan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	100,0	2018	Rencana
37	Kuala	Binjai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	18,0	2018	Rencana
38	Teluk Dalam	PLTU Nias	70 kV	2 cct, 1 Hawk	220,0	2018	Rencana
39	PLTU Nias	Gunung Sitoli	70 kV	2 cct, 1 Hawk	20,0	2018	Rencana
40	Percut	Sumbagut-1	150 kV	2 cct, 2 Zebra	4,0	2019	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
41	Percut	Inc. 2 Pi (KIM - Sei Rotan)	150 kV	2 cct, ACSR 2x400	4,0	2019	Rencana
42	Pancing	Percut	150 kV	2 cct, ACSR 2x400	20,0	2019	Rencana
43	Helvetia	GIS Kota I	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800	10,0	2019	Rencana
44	Simangkok	PLTA Asahan III(FTP 2)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	22,0	2019	Committed
45	PLTA Hasang	Inc. 1 Pi (Rantau Prapat-Kisaran)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	4,0	2019	Konstruksi
46	Perbaungan	Kuala Namu	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20,0	2020	Rencana
47	Parlilitan	Dolok Sanggul	150 kV	2 cct, 1 Hawk	50,0	2020	Rencana
48	PLTP Sorik Marapi (FTP 2)	Inc. 2 Pi (Panyabungan-Natal)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20,0	2020	Committed
49	Panyabungan (rekonduktoring)	Padang Sidempuan(rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	43,0	2020	Rencana
50	Simonggo	Parlilitan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	22,0	2023	Rencana
51	Sibundong	Sibolga	150 kV	2 cct, 1 Hawk	22,0	2023	Rencana
52	PLTP Sipoholon Ria-Ria	Inc. 1 Pi (Tarutung-Sidikalang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	4,0	2023	Committed
53	PLTP Simbolon Samosir	Inc. 2 Pi (Tarutung-Sidikalang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	50,0	2024	Rencana
54	Dairi	Inc. 1 Pi (Sidikalang-Sabululسلام)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10,0	2025	Rencana
55	GIS Kota I	GI/GIS Batu ginging	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800	10,0	2025	Rencana
56	GI/GIS Batu ginging	GIS Listrik	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800	5,0	2025	Rencana
57	Sibuhuan	Pasir Pangarayan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	154,0	2025	Rencana
	Total				2.741,3		

### **Pembangunan Gardu Induk**

Pembangunan gardu induk di Wilayah Sumatera Utara dimaksudkan untuk melayani pertumbuhan beban, meningkatkan keandalan pasokan, memperbaiki mutu tegangan, mengantisipasi masuknya beberapa pembangkit dalam beberapa tahun kedepan dan perbaikan tegangan yang sangat rendah karena jarak gardu induk yang terlalu jauh dari konsumen. Rencana pembangunan Gardu Induk dapat dilihat pada Tabel A2.8 berikut.

**Tabel A2.8. Pengembangan Gardu Induk**

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
1	Dolok sanggul	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
2	Galang	150/20 kV	New	60,0	2016	Konstruksi
3	Negeri Dolok	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
4	Perdagangan	150/20 kV	New	60,0	2016	Konstruksi
5	Salak	150/20 kV	New	60,0	2016	Konstruksi
6	New Padang Sidempuan	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
7	Sarulla	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
8	Tanjung Pura	150/20 kV	New	60,0	2017	Rencana
9	Panyabungan	150/20 kV	New	30,0	2017	Konstruksi
10	Pancing	150/20 kV	New	60,0	2017	Rencana
11	Tanah Jawa	150/20 kV	New	60,0	2017	Rencana
12	Hamaparan Perak	150/20 kV	New	60,0	2018	Konstruksi
13	New Seirotan	150/20 kV	New	60,0	2018	Konstruksi
14	Pangururan	150/20 kV	New	30,0	2018	Konstruksi
15	Sibuhuan	150/20 kV	New	60,0	2018	Rencana
16	Labuhan Bilik	150/20 kV	New	60,0	2018	Rencana
17	GIS Helvetia	150/20 kV	New	100,0	2018	Rencana
18	Selayang	150/20 kV	New	60,0	2018	Rencana
19	Tanjung Balai	150/20 kV	New	60,0	2018	Rencana
20	Natal	150/20 kV	New	30,0	2018	Rencana
21	Kuala	150/20 kV	New	60,0	2018	Rencana
22	Percut	150/20 kV	New	100,0	2019	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
23	Batu Gingging	150/20 kV	New	100,0	2019	Rencana
24	GIS Kota 1/Petisah	150/20 kV	New	100,0	2022	Rencana
25	Parlilitan	150/20 kV	New	30,0	2023	Rencana
26	Sipaholon Ria-Ria	150/20 kV	New	30,0	2023	Committed
27	Simbolon	150/20 kV	New	30,0	2024	Committed
28	Dairi	150/20 kV	New	30,0	2025	Rencana
29	Teluk Dalam	70/20 kV	New	30,0	2018	Rencana
30	PLTU Nias	70/20 kV	New	30,0	2018	Rencana
31	Gn.Sitoli	70/20 kV	New	30,0	2018	Rencana
32	Asahan	150 kV	New	60,0	2019	Konstruksi
33	Sorik Merapi	150 kV	New	30,0	2020	Committed
34	Simonggo	150 kV	New	30,0	2023	Committed
				<b>1.720,0</b>		
35	Namurambe	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
36	Tanjung Morawa	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
37	Galang	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
38	Brastagi	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
39	Brastagi	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
40	Payapasir	150/20 kV	Uprate	60,0	2016	Konstruksi
41	Kota pinang	150/20 kV	Ext	30,0	2016	Konstruksi
42	Titi Kuning	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
43	Tanjung Morawa	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
44	Paya Geli	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
45	Padang Sidempuan	150/20 kV	Uprate	60,0	2016	Konstruksi
46	Kuala Namu	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
47	Padang Sidempuan	150 kV	Ext	2 LB	2016	Committed
48	Sei Rotan	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Committed
49	Sidikalang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
50	Namurambe	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
51	Pangkalan Brandan	150/20 kV	Uprate	60,0	2017	Committed
52	Sei Rotan	150/20 kV	Uprate	60,0	2017	Committed
53	Padang Sidempuan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
54	Kuala Tanjung	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
55	Kisaran	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
56	Sibolga	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
57	Martabe	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
58	Martabe	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
59	Padang Sidempuan	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
60	Padang Sidempuan	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
61	Rantau Prapat	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
62	Gunung Tua	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
63	Pangkalan Brandan	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
64	Binjai	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
65	Pematang Siantar	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
66	Sirotan	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
67	Perbaungan	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
68	Tebing Tinggi	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
69	Tanjung Pura	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
70	Rantau Prapat	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
71	Paya Geli	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
72	Negeri Dolok	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
73	Aek Kanopan	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
74	Gunung Para	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
75	Belawan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
76	Tele	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
77	Belawan	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
78	Payapasir	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
79	Gunung Tua	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
80	Sidikalang	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
81	Porsea	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
82	Pematang Siantar	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
83	Kuala Tanjung	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
84	Tebing Tinggi	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
85	Rantau Prapat	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
86	GIS Mabar	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
87	Payapasir	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
88	GIS Listrik	150 kV	Ext	1 LB	2018	Rencana
89	GIS Mabar	150 kV	Ext	1 LB	2018	Rencana
90	Kisaran	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
91	Panyabungan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
92	Binjai	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
93	Pangkalan Brandan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
94	Paya Pasir	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Rencana
95	Porsea	150/20 kV	Uprate	60,0	2018	Rencana
96	Perdagangan	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Rencana
97	Panyabungan	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Rencana
98	Labuhan Bilik	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Rencana
99	Galang	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Rencana
100	Martabe	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Rencana
101	Perdagangan	150 kV	Uprate	2 LB	2019	Rencana
102	GIS Glugur	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
103	GIS Glugur	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
104	Pancing	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
105	GIS Listrik	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
106	Simangkok	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
107	Binjai	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Rencana
108	Perbaungan	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Rencana
109	GIS Mabar	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Rencana
110	Batu Gingging	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Rencana
111	Perbaungan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
112	Kualanamu	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
113	Dolok sanggul	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
114	Panyabungan	150 kV	Uprate	2 LB	2020	Rencana
115	Padang sidempuan	150 kV	Uprate	2 LB	2020	Rencana
116	Paya Pasir	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
117	Labuhan	150/20 kV	Uprate	60,0	2020	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
118	Percut	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
119	Denai	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
120	Binjai	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
121	Labuhan Angin	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
122	T.Morawa	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
123	Sibuhuan	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
124	Sei Rotan	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
125	Paya Geli	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
126	Namurambe	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
127	GIS Glugur	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
128	GIS LISTRIK	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
129	KIM	150/20 kV	Ext	60,0	2022	Rencana
130	GIS Helvetia	150/20 kV	Ext	60,0	2022	Rencana
131	Binjai	150/20 kV	Ext	60,0	2022	Rencana
132	Parlilitan	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
133	Titi Kuning	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
134	T.Morawa	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
135	Selayang	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
136	Perdagangan	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
137	Perbaungan	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
138	Paya Pasir	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
139	Paya Geli	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
140	Natal	150/20 kV	Ext	30,0	2023	Rencana
141	Labuhan	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
142	Kuala Namu	150/20 kV	Uprate	60,0	2023	Rencana
143	Batu Gingging	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
144	Sibolga	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
145	Titi Kuning	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
146	Tanjung Pura	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
147	Tanjung Balai	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
148	T.Morawa	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
149	Sei Rotam	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
150	Paya Pasir	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
151	Paya Geli	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
152	Pangkalan Brandan	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
153	Namurambe	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
154	Labuhan Bilik	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
155	Gunung Tua	150/20 kV	Uprate	60,0	2024	Rencana
156	GIS Listrik	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
157	Galang	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
158	Denai	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
159	Binjai	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
160	Sibuhuan	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
161	Titi Kuning	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
162	Tanah Jawa	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
163	R.Prapat	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
164	Perdagangan	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
165	Perbaungan	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
166	Paya Pasir	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
167	Paya Geli	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
168	GIS Mabar	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
169	Kuala Tanjung	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
170	Kuala Namu	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
171	KIM	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
172	GIS Helvetia	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
173	GIS Glugur	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
174	GIS Listrik	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
175	Brastagi	150/20 kV	Uprate	60,0	2025	Rencana
176	Binjai	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
177	Batu Gingging	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
178	Aek Kanopan	150/20 kV	Uprate	60,0	2025	Rencana
				<b>5.160,0</b>		

Rencana pembangunan GI 275 kV yang berada di provinsi Sumatera Utara diberikan pada Tabel A2.9.

**Tabel A2.9. Rencana Pembangunan Gardu Induk 275 kV**

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
1	Galang	275/150 kV	New	500	2016	Konstruksi
2	Sarulla	275/150 kV	New	500	2016	Konstruksi
3	New Padang Sidempuan	275/150 kV	New	250	2016	Konstruksi
4	PLTGU Sumbagut 3&4	275 kV	New	2 LB	2018	Committed
5	GITET Medan Timur	275/150 kV	New	750	2018	Committed
6	Rantau Prapat	275/150 kV	New	500	2019	Rencana
7	Perdagangan	275/150 kV	New	500	2019	Rencana
8	GITET (GIS/AIS) Medan Barat/Helvetia	275/150 kV	New	500	2019	Rencana
9	GITET Sumut 3/Medan/Galang	500/275 kV	New	500	2022	Rencana
10	Rantau Prapat/Sumut 1	500/275 kV	New	250	2022	Rencana
11	Batang Toru	275/150 kV	New	4 LB	2023	Committed
12	PLTA Pump Storage-1	500 kV	New	2 LB	2025	Rencana
	<b>Total</b>			<b>4250</b>		
13	Simangkok	275 kV	Ext	4 LB	2016	Committed
14	Sarulla	275 kV	Ext	250	2019	Rencana
15	New Padang Sidempuan	275 kV	Ext	250	2020	Konstruksi
16	New Padang Sidempuan	275 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
17	Galang	275/150 kV	Ext	500	2017	Committed
18	Sarulla	275 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana



No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
19	Pangkalan Susu	275/150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
20	Binjai	275/150 kV	Ext	250	2016	Rencana
21	Binjai	275/150 kV	Ext	2 LB	2016	Rencana
22	GITET Medan Timur	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
23	Galang	275/150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
24	Sarulla	275/150 kV	Ext	250	2024	Rencana
25	Rantau Prapat	275 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
26	GITET (GIS/AIS) Medan Barat/Helvetia	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
27	GITET (GIS/AIS) Medan Barat/Helvetia	275/150 kV	Ext	500	2019	Rencana
28	Pangkalan Susu	275 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
29	Galang	275 kV	Ext	500	2025	Rencana
30	Rantau Prapat	275 kV	Ext	250	2025	Rencana
31	Perdagangan	275 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
32	Perdagangan	275 kV	Ext	500	2025	Rencana
33	Galang	500 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
				<b>3250</b>		

### **Pengembangan Distribusi**

Tambahan pelanggan baru sampai dengan tahun 2025 adalah sekitar 716 ribu pelanggan atau rata-rata 71,6 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 4.750 kms, JTR sekitar 4.987kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 752 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A2.10. Dengan rata-rata investasi sebesar 43 Juta USD pertahun.

**Tabel A2.10. Pengembangan Sistem Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	449.6	482.7	76	101,335	48.3
2017	516.4	554.4	88	105,383	42.6
2018	527.1	565.8	89	99,026	48.5
2019	542.0	581.8	90	93,673	49.0
2020	546.6	586.7	90	61,132	47.4
2021	546.6	586.8	90	60,874	47.4
2022	396.9	426.0	57	49,209	49.7
2023	396.7	425.8	57	48,741	32.4
2024	390.5	366.8	56	48,462	32.4
2025	437.4	410.9	59	48,315	34.7
2016-2025	4,749.8	4,987.5	752	716,150	432.4

### **A2.4. SISTEM ISOLATED NIAS**

Pulau Nias yang terletak di sebelah Barat Pulau Sumatera mempunyai kondisi sebagai berikut:

- (i) Merupakan pulau yang terpisah cukup jauh dari pulau Sumatera
- (ii) Pemerintahan terdiri dari 4 Kabupaten dan 1 Kota
- (iii) Rawan gempa dan rawan longsor
- (iv) Hubungan antar kabupaten dan antar kecamatan sulit dijangkau
- (v) Mata pencaharian utama adalah bercocok tanam kelapa dan nelayan

Pengusahaan kelistrikan dikelola oleh PLN Area Nias, terdiri dari Rayon Gunung Sitoli dan Rayon Teluk Dalam yang juga mengelola PLTD di Pulau Tello. Pasokan listrik untuk sistem kelistrikan Nias dipasok dari PLTD Gunung Sitoli dan PLTD Teluk Dalam. Pembangkitan di Pulau Nias saat ini mempunyai daya terpasang 42,5 MW, daya mampu 30,8 MW, serta beban puncak tahun 2014 diperkirakan 27,6 MW. Kedepannya, rencana tambahan pembangkit baru di Sistem Nias adalah dengan penggunaan pembangkit ber-bahan bakar gas, yaitu PLTG/MG Mobile 25 MW ditahun 2016, dan PLTG/MG 20 MW di tahun 2020, serta PLTU IPP 21 MW.

## A2.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah untuk membangun sistem kelistrikan sampai dengan tahun 2025 adalah seperti Tabel A2.1 berikut.

**Tabel A2.11. Ringkasan**

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	9.918	11.014	2.024	211	2.250	1.370	830
2017	11.046	12.244	2.249	293	1.190	922	928
2018	12.410	13.734	2.523	1.158	1.870	876	1.953
2019	14.091	15.565	2.770	743	2.750	744	1.691
2020	15.688	17.296	3.031	118	580	133	329
2021	17.488	19.247	3.373	192	480	-	466
2022	19.533	21.459	3.698	206	1.030	440	819
2023	21.856	23.987	4.166	985	720	98	1.552
2024	24.441	26.795	4.718	484	1.180	50	926
2025	27.379	30.194	5.316	1.416	2.360	279	1.716
Growth/ Jumlah	11,9%	11,9%	11,3%	5.805	14.410	4.911	11.210

## LAMPIRAN A.3 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI RIAU

### A3.1. KONDISI SAAT INI

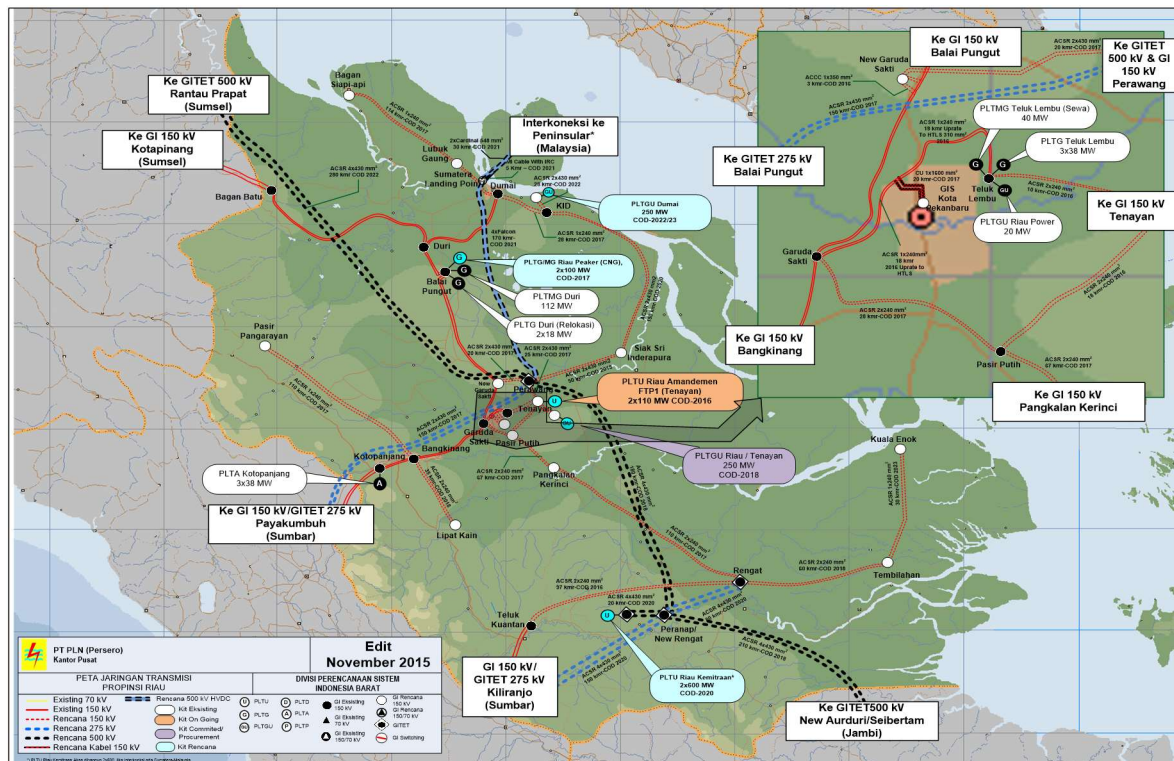
Sistem kelistrikan di wilayah kerja Provinsi Riau dipisahkan dengan 2 kelompok : Sistem Interkoneksi dan Sistem *Isolated* dengan total beban puncak di kedua sistem tersebut adalah 868 MW.

#### Sistem Interkoneksi

Sistem Interkoneksi 150 kV Riau disebut juga Sub Sistem Riau yang merupakan bagian dari Sistem Sumatera mengcover sebagian besar wilayah pelanggan di provinsi Riau dengan 9 Gardu Induk (GI) 150 kV diantaranya : Koto Panjang, Bangkinang, Garuda Sakti, Teluk Lembu, Duri, Dumai, Bagan Batu, Teluk Kuantan, dan Balai Pungut.

Sistem tersebut di pasok dari Grid Sistem Sumatera yang di kendalikan oleh P3BS dengan beban puncak tertinggi tahun 2015 mencapai 549 MW dengan kapasitas terpasang pembangkit di Riau saat ini tercatat 616 MW. Sebagian besar pembangkit di sub sitem Riau saat ini berbahan bakar gas, sehingga sekuritas pasokan gas kedepannya masih belum dapat dipastikan. Selain itu pada kondisi tertentu sub sitem Riau masih membutuhkan transfer daya dari subsistem Sumbar.

Peta kelistrikan sistem interkoneksi di Provinsi Riau diperlihatkan pada Gambar A3.1.



Gambar A3.1. Peta Sistem Kelistrikan di Provinsi Riau

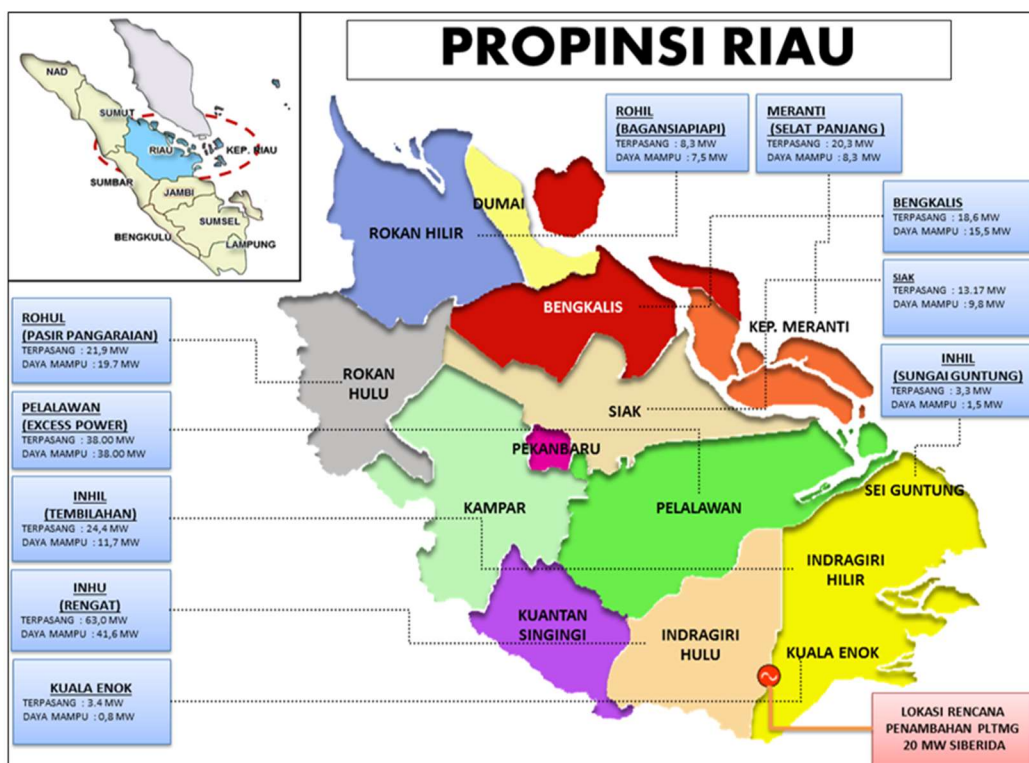
Daftar kapasitas terpasang pembangkit yang memasok ke sistem interkoneksi 150 kV ditunjukkan pada Tabel A3.1.

**Tabel A3.1. Kapasitas Pembangkit**

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	PLTMG SEWA 12 MW TL.LEMBU	PLTG	GAS	Sewa	12
2	PLTG SEWA DURI (PT. IP)	PLTG	GAS	Sewa	22
3	PLTMG DURI	PLTMG	GAS	PLN	112
4	PLTG SEWA DURI (PT. PJB)	PLTG	GAS	Sewa	22
5	PLTA KOTO PANJANG	PLTA	Hydro	PLN	114
6	PLTMG 30 MW PT. HALLEYORA TL. LEMBU (SW)	PLTMG	GAS	Sewa	60
7	PLTD PT. BGP GI BNA (SW)	PLTD	HSD	Sewa	30
8	PLTMG SEWA 12 MW TL.LEMBU (SW)	PLTG	GAS	Sewa	12
9	PLTG SEWA DURI (PT. PJB) (SW)	PLTG	GAS	Sewa	22
10	PLTMG 50 MW TELUK LEMBU (SW)	PLTMG	GAS	Sewa	50
11	PLTG SEWA DURI (PT. PJB) (SW)	PLTGU	GAS	Sewa	22
12	PLTMG 30 MW PT. HALLEYORA TL. LEMBU (SW)	PLTG	GAS	Sewa	60
13	PLTMG 40 MW PT MAX POWER BALAI PUNGUT (SW)	PLTMG	GAS	PLN	40
14	PLTG PT RIAU POWER (SEWA) (SW)	PLTG	GAS	PLN	32
15	PLTD Tersebar (SW) WRKR	PLTD	HSD	Sewa	78
16	PLTD TEMBILAHAN	PLTD	HSD	PLN	23
17	PLTD TANJUNG BATU (SW)	PLTB	HSD	Sewa	5
18	PLTD TEMBILAHAN (SW)	PLTD	HSD	Sewa	23
<b>Total</b>					<b>736</b>

### **Sistem Isolated**

Sistem isolated di Provinsi Riau tersebar di Sistem Tembilahan dan Sistem Kuala Enok (Indragiri Hilir), Sistem Bengkalis (Bengkalis), Sistem Bagan Siapi-api (Rokan Hilir) , Sistem Pasir Pangaraian (Rokan Hulu), Sistem Siak (Siak) , Sistem Rengat (Indragiri Hulu), Pelalawan dan Selat Panjang (Meranti). Adapun beberapa Sistem besarnya dapat dilihat pada Gambar berikut ini.



Sedangkan daftar pembangkit pada sistem *isolated* diberikan pada Tabel A3.2.

**Tabel A3.2. Pembangkit *Isolated***

UNIT	Jumlah (unit)	Daya	
		Terpasang (MW)	Mampu (MW)
<b>AREA PEKANBARU</b>			
1. Mesin PLN	50	11.5	6.5
2. Mesin Sewa	6	31.2	24
3. IPP	-	-	-
4. Excess	2	7.0	7.0
<b>JUMLAH</b>	<b>58</b>	<b>49.7</b>	<b>37.5</b>
<b>AREA DUMAI</b>			
1. Mesin PLN	78	36.6	27.5
2. Mesin Sewa	16	46.5	31.6
3. IPP	-	-	-
4. Excess	-	-	-
<b>JUMLAH</b>	<b>94</b>	<b>83.1</b>	<b>59.1</b>
<b>AREA RENGAT</b>			
1. Mesin PLN	67	27.7	14.7
2. Mesin Sewa	14	56.5	39.6
3. IPP	-	-	-
4. Excess	-	-	-
<b>JUMLAH</b>	<b>81</b>	<b>84.2</b>	<b>54.3</b>

Sebagian besar kondisi sistem *isolated Riau* masih mengalami kekurangan pasokan daya yang disebabkan oleh :

1. menurunnya daya mampu pembangkit.
2. meningkatnya konsumsi listrik oleh pelanggan
3. Pasokan dari *excess power* telah melampaui kesepakatan perjanjian jual beli (kontrak),

Untuk Jangka Panjang direncanakan pengembangan Gardu Induk (GI) dan transmisi 150 kV untuk mengatasi kekurangan daya pada sistem *isolated Riau*.

### **A3.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK**

Pertumbuhan ekonomi Riau diperkirakan masih akan terus meningkat pada tahun mendatang, dimana target pertumbuhan ekonomi yang tinggi menjadi perhatian para investor untuk menanamkan modalnya di Provinsi Riau. Maka Pemerintah Daerah perlu membantu memberikan kemudahan dalam pemberian perijinan, sedangkan PLN bertugas menyiapkan ketersediaan sarana Ketenagalistrikan.

Rencana pengembangan ekonomi tersebut ditandai dengan dikembangkannya kawasan industri dan daerah industri pada beberapa kabupaten, seperti Kawasan Industri Datuk Laksamana, Pelintung, Lubuk Gaung di Kota Dumai dan Kawasan Industri Tenayan Raya, Pasir Putih di Kota Pekanbaru.

Dari realisasi penjualan listrik PLN lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 dapat dilihat pada Tabel A3.3.

**Tabel A3.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

<b>Tahun</b>	<b>Pertumbuhan Ekonomi (%)</b>	<b>Sales (Gwh)</b>	<b>Produksi (Gwh)</b>	<b>Beban Puncak (MW)</b>	<b>Pelanggan</b>
2016	3.0	4,121	4,571	770	1,334,500
2017	3.2	4,663	5,158	867	1,456,538
2018	3.4	5,296	5,822	977	1,582,202
2019	3.6	5,826	6,379	1,069	1,689,929
2020	2.9	6,407	6,998	1,171	1,783,849
2021	2.9	7,060	7,691	1,285	1,866,370
2022	2.9	7,761	8,432	1,407	1,950,437
2023	2.9	8,538	9,252	1,542	2,036,128
2024	2.9	9,410	10,171	1,692	2,123,606
2025	2.9	10,138	10,930	1,816	2,187,050
<b>Growth</b>	<b>3.1%</b>	<b>10.5%</b>	<b>10.2%</b>	<b>10.0%</b>	<b>5.7%</b>

Apabila kapasitas pembangkit yang tersedia mencukupi, pertumbuhan listrik di Provinsi Riau diperkirakan dapat lebih tinggi lagi, karena seiring dengan perkembangan yang sangat pesat pada setiap kabupaten dan adanya rencana pengembangan wilayah menjadi kawasan industri di Datuk Laksamana, Pelintung, Lubuk Gaung di Kota Dumai dan Tenayan Raya, Pasir Putih di Kota Pekanbaru.

### **A3.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan pembangkit baik yang terhubung pada sistem interkoneksi maupun pada sistem *isolated* serta pengembangan jaringan transmisi dan distribusi untuk menjangkau pelanggan.

### **Potensi Sumber Energi**

Sumber energi yang tersedia di provinsi Riau untuk membangkitkan tenaga listrik berupa sumber-sumber gas alam di banyak lapangan, antara lain Seng, Segat di kabupaten Pelalawan, Bento dan Baru di Pekanbaru yang saat ini dikelola PT. Kalila yang sebagian produksinya dialokasikan untuk PLTG Teluk Lembu. Disamping itu terdapat potensi batubara yang tersebar di Kabupaten Indragiri Hulu, dan Kuantan Singingi dengan cadangan 1,55juta metrik ton<sup>2</sup>.

Selain itu menurut data dari Dinas Perkebunan Provinsi Riau menerangkan bahwa Provinsi Riau merupakan daerah potensial untuk pembangunan pembangkit dengan memanfaatkan energy terbarukan seperti energi biomassa. Keunggulan Riau yang memiliki sawit yang memiliki luas 2,3 juta hectare atau bisa menghasilkan 613 ton per jam dengan 146 pabrik kelapa sawit per jam sangat potensial untuk menjadi energy terbarukan untuk menciptakan tenaga listrik. Oleh karena itu potensi energi terbarukan bisa menjadi salah satu alternatif untuk kehandalan sistem ketenagalistrikan provinsi Riau.

### **Pengembangan Pembangkit**

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem Interkoneksi 150 kV dan sistem *isolated* dan pengembangan jaringan transmisi 150 kV yang memasok sistem Riau. Pembangkit yang direncanakan akan dibangun di Provinsi Riau baik yang masuk ke Sistem *Grid* Sumatera berkapasitas total sekitar 1.649 MW seperti ditampilkan pada Tabel A3.4

**Tabel A3.4. Pengembangan Pembangkit**

NO	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Riau Amandemen FTP1 (Tenayan)	PLTU	PLN	220	2016	Konstruksi
2	Tembilahan (rengat)	PLTG/MG	Swasta	30	2017	Pengadaan
3	Kampar	PLTMG	Swasta	8	2017	Pengadaan
4	Riau Peaker	PLTGU	PLN	200	2017	Pengadaan
5	Bengkalis	PLTMG	Swasta	20	2018	Pengadaan
6	Selat Panjang -1	PLTMG	Swasta	20	2018	Pengadaan
7	Riau	PLTGU	Swasta	250	2018	Pengadaan
8	Tembilahan	PLTG/MG	Unallocated	14	2019	Konstruksi
9	Riau-1	PLTU	Swasta	600	2019	Rencana
10	Rengat	PLTG/MG	Swasta	6	2020	Committed
11	Tembilahan	PLTG/MG	Swasta	6	2020	Committed
12	Dumai	PLTGU	Swasta	250	2022	Rencana
13	Pembangkit Biomass/Biofuel Terseb	PLTBm	Swasta	16	2016-2025	Rencana
14	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	10	2016-2025	Rencana
	<b>Total</b>			<b>1,649</b>		

Rencana pengoperasian PLTU Riau 2x110 MW di kawasan industri Tenayan-Kota Pekanbaru merupakan salah satu proyek percepatan pembangkit 10.000 MW tahap 1 yang saat ini sedang tahap konstruksi dan dijadwalkan beroperasi pada tahun

<sup>2</sup> Sumber : Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Riau

2016. Rencana pengoperasian PLTGU/MG Riau *peaker* dengan kapasitas total 200 MW merupakan upaya PLN untuk meningkatkan pasokan daya di Riau dengan memanfaatkan gas dari lapangan Jambi Merang dengan sistem CNG (*Commpresses Natural Gas*). Pembangkit Riau *peaker* tersebut dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan daya pada kondisi beban puncak sistem Sumatera. PLTU Riau Mulut Tambang 1200 MW ditawarkan kepada swasta sebagai IPP, merupakan proyek strategis untuk memanfaatkan potensi batubara local di Riau sekaligus untuk menurunkan biaya produksi, direncanakan beroperasi pada tahun 2019, PLTU dengan kapasitas 1200 ini akan dibangun jika Interkoneksi Sumatera-Malaysia terjadi, jika tidak terjadi maka yang akan dibangun hanya 600 MW. Selain itu, PLN berupaya memanfaatkan semua potensi gas yang mungkin dapat digunakan untuk membangkitkan tenaga listrik, termasuk gas skala kecil, seperti di Kampar.

Untuk penyediaan listrik jangka panjang dan sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik pada sistem *isolated* direncanakan akan dibangun GI 150 kV sertapenambahan pembangkit PLTG/MG *dual fuel*.

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)**

#### **Pengembangan GI**

Guna menyalurkan energi listrik yang berasal dari pembangkit yang masuk ke sistem interkoneksi 150 kV, hingga tahun 2025 diperlukan pengembangan GI 150 kV baru dan *extension* dengan kapasitas seperti diperlihatkan pada Tabel A3.5.

**Tabel A3.5. Pembangunan GI**



No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Tenayan	150/20 kV	New	60,0	2016	Konstruksi
2	Rengat	150/20 kV	New	60,0	2016	Konstruksi
3	New Garuda Sakti	150/20 kV	New	60,0	2016	Pengadaan
4	Pasir Pangarayan	150/20 kV	New	60,0	2017	Konstruksi
5	Pasir Putih	150/20 kV	New	60,0	2017	Konstruksi
6	KID	150/20 kV	New	60,0	2017	Proposed
7	Pangkalan Kerinci	150/20 kV	New	60,0	2017	Konstruksi
8	Perawang	150/20 kV	New	60,0	2017	Proposed
9	Bagan Siapi-api	150/20 kV	New	30,0	2017	Konstruksi
10	GIS Kota Pekanbaru	150/20 kV	New	100,0	2017	Proposed
11	Perawang	150/20 kV	New	2 LB	2017	Rencana
12	Tembilahan	150/20 kV	New	60,0	2018	Proposed
13	Siak Sri Indra Pura	150/20 kV	New	60,0	2018	Proposed
14	Lipat Kain	150/20 kV	New	60,0	2018	Proposed
15	PLTGU Dumai	150/20 kV	New	4 LB	2022	Rencana
16	Pakning	150/20 kV	New	60,0	2022	Rencana
17	Kuala Enok	150/20 kV	New	60,0	2023	Rencana
18	Lubuk Gaung	150/20 kV	New	60,0	2023	Rencana
	<b>TOTAL</b>			<b>970,0</b>		
19	Teluk Lembu	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
20	Teluk Lembu	150/20 kV	Uprate	2 LB	2016	Pengadaan
21	Garuda Sakti	150/20 kV	Uprate	2 LB	2016	Pengadaan
22	Teluk Kuantan	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
23	Bangkinang	150 kV	Ext	2 LB	2016	Pengadaan
24	Garuda Sakti	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
25	Tenayan	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
26	Koto panjang	150/20 kV	Ext	1 TB	2016	Konstruksi
27	Teluk kuantan	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
28	Bangkinang	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
29	Dumai	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
30	Pasir Putih	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
31	New Garuda Sakti	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
32	Tenayan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
33	Dumai	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
34	Rengat	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
35	Rengat	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
36	Pangkalan Kerinci	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
37	Bangkinang	150/20 kV	Uprate	60	2017	Konstruksi
38	Bagan batu	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
39	Kota Panjang	150/20 kV	Uprate	60	2017	Proposed
40	Tenayan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Committed
41	Rengat	150 kV	Ext	2 TB	2018	Konstruksi
42	Bangkinang	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
43	Rengat	150/20 kV	Ext	60	2018	Proposed
44	New Garuda Sakti	150/20 kV	Ext	60	2018	Proposed
45	Balai Pungut	150/20 kV	Ext	60	2018	Proposed
46	Pasir Putih	150/20 kV	Ext	60	2018	Proposed
47	Tenayan	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
48	Duri	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
49	Siak Sri Indra Pura	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
50	Teluk Kuantan	150/20 kV	Uprate	60	2020	Rencana
51	Pasir Putih	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
52	Koto panjang	150/20 kV	Ext	1 TB	2021	Rencana
53	GIS Kita Pekanbaru	150/20 kV	Ext	100	2021	Rencana
54	Rengat	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
55	Tembilahan	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
56	Pasir Pangarayan	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
57	GIS Kota Pekanbaru	150/20 kV	Ext	100	2021	Rencana
58	Bagan Siapi-api	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
59	KID	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
60	Pangkalan Kerinci	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
61	GIS Kota Pekanbaru	150/20 kV	Ext	100	2022	Rencana
62	Tembilahan	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
63	Garuda sakti	150/20 kV	Uprate	100	2023	Rencana
64	Teluk kuantan	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
65	Perawang	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
66	New Garuda Sakti	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
67	Tenayan	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
68	Balai Pungut	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
69	Bangkinang	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
70	Lipat Kain	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
71	Pasir Pangarayan	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
72	Teluk Lembu	150/20 kV	Uprate	100	2025	Rencana
<b>TOTAL</b>				<b>2.000,0</b>		

Project interkoneksi dengan Malaysia, yang direncanakan menggunakan sistem 500 kV DC. Jika sudah dicapai kesepakatan untuk dilakukan interkoneksi, maka akan dibangun stasiun konverter HVDC  $\pm 500$  kVDC di GITET Perawang serta switching facilities di Pulau Rumpat. Project Interkoneksi tersebut merupakan project interkoneksi ASEAN Power Grid, yang akan megabungkan sistem kelistrikan antar negara-negara di ASEAN.

Proyek pengembangan GITET dan SUTET adalah seperti pada Tabel A3.6.

**Tabel A3.6. Pembangunan GI 275kV, dan 500 kV**

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Perawang (eX New Garuda Sakti)	275/150 kV	New	500.0	2017	Rencana
2	Peranap/Riau 1	500/275 kV	New	4 LB	2018	Rencana
3	GITET Riau 2/Perawang/x New Garuda Sakti	500/275 kV	New	1,000.0	2018	Rencana
4	Peranap	275 kV	New	250.0	2020	Rencana
5	Rengat	275 kV	New	250.0	2020	Rencana
6	Perawang HVDC Sta. Converter	500 kV DC	New	600.0	2020	Rencana
<b>TOTAL</b>				<b>2,600.0</b>		
7	Perawang (eX New Garuda Sakti)	275/150 kV	Ext	500.0	2018	Pelelangan
8	Peranap	500 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
9	Peranap	500 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
10	Peranap	500/275 kV	Ext	500.0	2020	Rencana
11	Peranap	275 kV	Ext	250.0	2025	Rencana
12	GITET Riau 2/Perawang/x New Garuda Sakti	500/275 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
<b>TOTAL</b>				<b>1,250.0</b>		

### Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi di Provinsi Riau hingga tahun 2025 adalah sepanjang 2.224 kms (150 kV) dan 2.163 kms seperti ditampilkan dalam Tabel A3.7 dan Tabel A3.8. Seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya, bahwa terdapat kemungkinan dilakukan nya interkoneksi Sumatera-Malaysia menggunakan system HVDC 500 kV. Kebutuhan penghantar HVDC dapat dilihat pada table A3.8 berikut.

**Tabel A3.7. Pembangunan Transmisi 150 kV**

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Teluk Kuantan	Rengat	150 kV	2 cct, 2 Hawk	194	2016	Konstruksi
2	Tenayan / PLTU Riau	Pasir Putih	150 kV	2 cct, 2 Hawk	35	2016	Konstruksi
3	Tenayan / PLTU Riau	Teluk Lembu	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2016	Konstruksi
4	New Garuda Sakti	Inc. 2 Pi ( G.Sakti - Duri)	150 kV	2 cct, HTLS 1 x 350 mm2	6	2016	Konstruksi
5	Garuda Sakti (up rate)	Teluk Lembu (Up rate)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	36	2016	Committed
6	Bangkinang	Pasir Pangarayan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	220	2017	Konstruksi
7	Pasir Putih	Garuda Sakti	150 kV	2 cct, 2 Hawk	55	2017	Konstruksi
8	Dumai	Kawasan Industri Dumai (KID)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	56	2017	Konstruksi
9	Pasir Putih	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct, 2 Hawk	134	2017	Konstruksi
10	Dumai	Bagan Siapi api	150 kV	2 cct, 1 Hawk	228	2017	Konstruksi
11	Perawang	New Garuda Sakti	150 kV	2 cct, 2 Zebra	40	2017	Rencana
12	Tenayan / PLTU Riau	Perawang	150 kV	2 cct, 2 Zebra	50	2017	Rencana
13	GIS Kota Pekanbaru	Inc. 2 Pi (G.Sakti-Teluk Lembu)	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x1600 mm2	40	2017	Rencana
14	Rengat	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct, 2 Hawk	220	2017	Rencana
15	Tenayan	PLTGU Riau	150 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2018	Committed
16	Rengat	Tembilahan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	120	2018	Rencana
17	Perawang	Siak Sri Indra Pura	150 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2018	Rencana
18	Bangkinang	Lipat Kain	150 kV	2 cct, 2 Hawk	70	2018	Rencana
19	KID	Siak Sri Indra Pura	150 kV	2 cct, 2 Zebra	300	2020	Rencana
20	KID	PLTGU Dumai	150 kV	2 cct, 2 Zebra	20	2022	Committed
21	Kuala Enok	Tembilahan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2023	Rencana
22	Lubuk Gaung	Inc. 2 Pi (Dumai-Tj.Api)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2023	Rencana
	Jumlah				<b>2.224</b>		

**Tabel A3.8. Pembangunan Transmisi 275 kV, 500 kV dan HVDC ± 500 kV**

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Payakumbuh	Perawang (New Garuda Sakti)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	300	2017	Committed
2	Peranap/Riau 1	Perawang/Riau 2	500 kV	2 cct, 4 Zebra	360	2018	Pengadaan
3	Border	Pulau Rupat	500 kV DC	2 Cable MI with IRC	53	2019	Rencana
4	Pulau Rupat Utara	Pulau Rupat Selatan	500 kV DC	2 cct, 4 Falcon	100	2019	Rencana
5	P. Rupat Selatan	Sumatra Landing Point	500 kV DC	2 Cable MI with IRC	12	2019	Rencana
6	Sumatera Landing Point	New Garuda Sakti	500 kV DC	2 cct, 4 Falcon	278	2019	Rencana
7	Peranap/Riau 1	PLTU Riau-1	500 kV	2 cct, 4 Zebra	40	2020	Committed
8	Peranap	Kiliranjao	275 kV	2 cct, 4 Zebra	300	2020	Rencana
9	Peranap	Rengat	275 kV	2 cct, 2 Zebra	160	2020	Rencana
10	Rantau Prapat/Sumut 1	Perawang/Riau 2	500 kV	2 cct, 4 Zebra	560	2022	Rencana
	Jumlah				<b>2,163</b>		

### **Pengembangan Distribusi**

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 971 ribu pelanggan sampai dengan 2025 atau rata-rata 97,1 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan tegangan menengah(JTM) 3.141 kms,jaringan tegangan rendah(JTR) sekitar 13.112 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 740 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A3.9.dengan investasi selama 10 tahun sebesar 408,7 Juta USD.

**Tabel A3.9. Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	292.1	899.5	74	118,496	37.2
2017	302.2	991.2	77	122,037	39.2
2018	313.4	1,095.8	77	125,664	40.8
2019	314.4	1,172.5	74	107,727	40.1
2020	315.1	1,253.5	76	93,921	40.5
2021	316.0	1,342.0	76	82,521	40.8

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2022	315.9	1,432.3	73	84,067	41.3
2023	315.7	1,529.2	74	85,691	42.5
2024	315.8	1,634.9	67	87,478	42.5
2025	340.3	1,761.5	71	63,444	43.8
2016-2025	3,140.8	13,112.4	740	971,046	408.7

#### A3.4. SISTEM KELISTRIKAN BENGKALIS

Kabupaten Bengkalis merupakan salah satu Kabupaten di Propinsi Riau yang wilayahnya mencakup daratan pulau Sumatera dan sebagian wilayah kepulauan, dengan 8 Kecamatan. Kabupaten ini memiliki potensi wisata diantaranya : Pantai Rukat Utara Tanjung Medang, Tasik Putri Pepuyu, Tasik Nambus, Pantai Selat Baru, Pantai Prapat Tunggal, Taman Andam Dewi dan Sungai Pakning.

Sistem kelistrikannya saat ini disuplai oleh 2 sistem yaitu sistem *isolated* PLTD berbahan bakar HSD dan Sistem Interkoneksi Sumatera. Sistem *Isolated* Bengkalis meliputi wilayah kecamatan Bukit Batu (Bengkalis) dengan beban puncak total 17,1 MW. Dengan sudah tingginya beban di Pulau Bengkalis, maka saat ini sedang dilakukan studi mengenai kemungkinan dilakukannya interkoneksi baik menggunakan tegangan TM ataupun menggunakan TT.

Gambar A3.2. Rencana Kabel Laut Interkoneksi Sumatera-Bengkalis



### A3.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi hingga tahun 2025 adalah seperti tersebut dalam Tabel A3.10

**Tabel A3.10. Ringkasan**

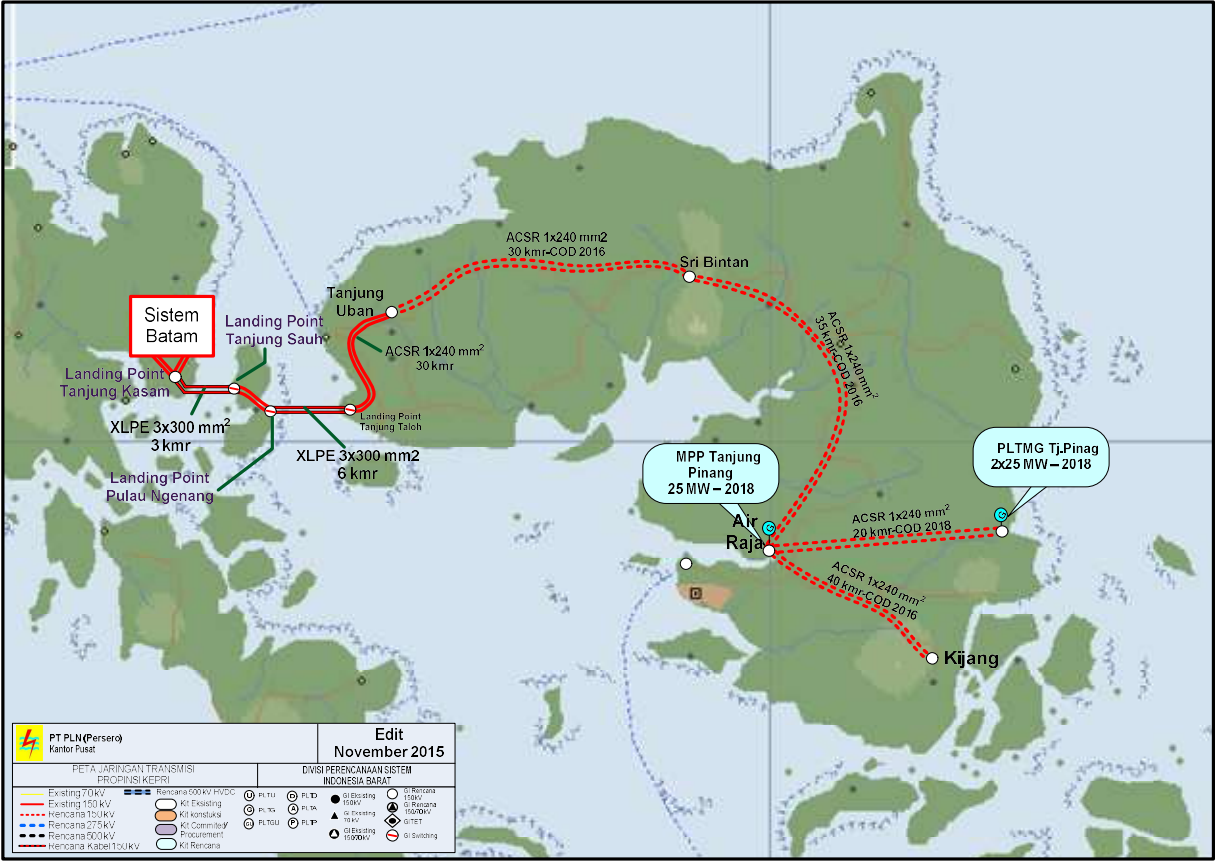
Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	4.121	4.571	770	234	300	291	446
2017	4.663	5.158	867	248	1.110	1.343	747
2018	5.296	5.822	977	292	1.920	750	680
2019	5.826	6.379	1.069	607	120	0	840
2020	6.407	6.998	1.171	18	1.720	1.243	736
2021	7.060	7.691	1.285	0	440	0	62
2022	7.761	8.432	1.407	250	220	580	610
2023	8.538	9.252	1.542	0	520	180	91
2024	9.410	10.171	1.692	0	120	0	47
2025	10.138	10.930	1.816	0	350	0	66
Growth/ Jumlah	10,5%	10,2%	10,0%	1.649	6.820	4.387	4.324

## LAMPIRAN A.4 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KEPULAUAN RIAU (tanpa BATAM)

### A4.1. KONDISI SAAT INI

Provinsi Kepulauan Riau mempunyai posisi geografis yang sangat strategis karena berada pada pintu masuk Selat Malaka dari sebelah timur dan juga berbatasan dengan pusat bisnis dan keuangan di wilayah Asia Tenggara. Provinsi Kepulauan Riau dimungkinkan untuk menjadi salah satu pusat pertumbuhan ekonomi bagi Republik Indonesia dimasa depan. Apalagi saat ini pada beberapa daerah di Kepulauan Riau (Batam, Bintan, dan Karimun) tengah diupayakan sebagai *pilot project* pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) melalui kerjasama dengan Pemerintah Singapura.

Provinsi Kepulauan Riau mencakup Kota Tanjungpinang, Batam, Kabupaten Bintan, Kabupaten Karimun, Kabupaten Natuna, dan Kabupaten Anambas yang terdiri dari 2.408 pulau besar dan kecil dimana 40% belum bernama dan berpenduduk, dengan 95% dari wilayahnya merupakan lautan.



Gambar A4.1. Peta Wilayah Provinsi Kepulauan Riau

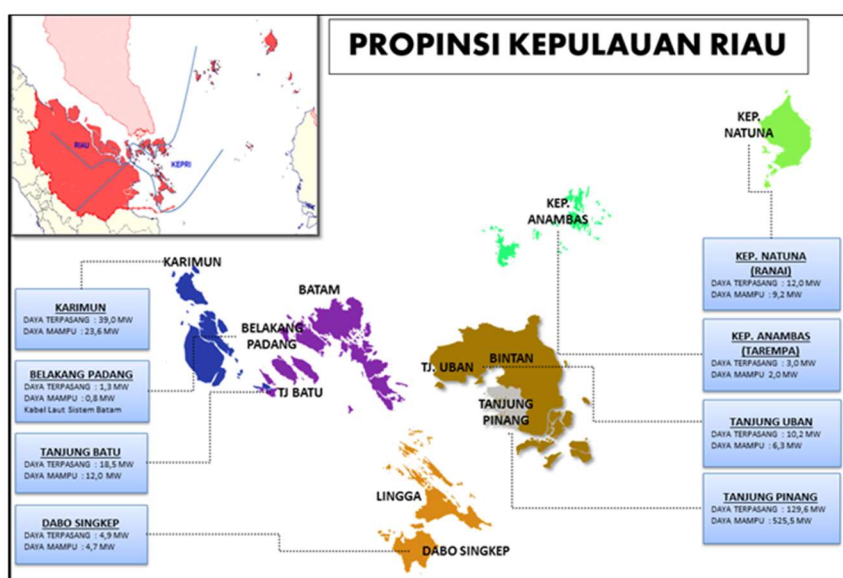
Penerapan kebijakan KEK di Batam-Bintan-Karimun merupakan bentuk kerjasama yang erat antara Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah dengan partisipasi dunia usaha. KEK ini nantinya merupakan simpul-simpul dari pusat kegiatan ekonomi unggulan yang perlu didukung dengan infrastruktur yang berdaya saing internasional.

Kepulauan Riau memerlukan dukungan pasokan tenaga listrik yang cukup dan handal terutama di Kota Tanjung Pinang yang merupakan ibu kota Provinsi Kepulauan Riau.

Pasokan listrik untuk kota Tanjung Pinang dipasok melalui sistem Tanjung Pinang yang melayani 3 daerah administrasi, yaitu Provinsi Kepulauan Riau, Kotamadya Tanjung Pinang dan serta Kabupaten Bintan, Sistem Tanjung Pinang dipasok dari PLTD Air Raja dan PLTD Sukaberenang serta PLTG/MG Tokojo, PLTG/MG Dompok serta PLTU Galang Batang dengan kapasitas erpasang 122,15MW dengan daya mampu sebesar 55,5 MW sedangkan beban puncak saat ini yang telah mencapai 57,3 MW melalui jaringan 20 kV.

Daerah administratif yang juga berkembang pesat yaitu Kabupaten Karimun yang di supply dari Sistem Tanjung Balai Karimun. Sistem tersebut di pasok dari PLTD Bukit Carok dan PLTU TBK FTP 1 (1 x 7 MW) dengan Kapasitas terpasang total 37,17 MW dengan daya mampu 22.8 MW sedangkan beban puncak saat ini telah mencapai 24,2 MW.

Sistem-Sistem isolated tersebar lainnya di provinsi Kepulauan Riau mempunyai kapasitas terpasang 77,11 MW dengan daya mampu 50,14 MW sedangkan beban puncak saat ini telah mencapai 36,95 MW. Adapun beberapa sistem besarnya ditunjukkan pada Gambar di bawah ini.



Gambar A4.2. Peta Wilayah Provinsi Kepulauan Riau

Sistem-sistem *isolated* di Provinsi Kepulauan Riau mempunyai 249 unit pembangkit kecil tersebar dengan kapasitas total 469 MW dan daya mampu 337.4 MW seperti terlihat pada Tabel A4.1.

Tabel A4.1. Pembangkit *Isolated*

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	Tersebar WRKR	PLTD	HSD	PLN	87.5
2	KOTA LAMA	PLTD	HSD	PLN	23.9
3	AIR RAJA	PLTD	HSD	PLN	56.2
4	SUKABERENANG	PLTD	HSD	PLN	42.3

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
5	BUKIT CAROK	PLTU	Batubara	PLN	14.0
6	BUKIT CAROK	PLTD	HSD	PLN	22.2
7	AIR RAJA (SW)	PLTU	Batubara	PLN	30.0
8	BUKIT CAROK (SW)	PLTD	HSD	Sewa	22.2
9	AIR RAJA (SW)	PLTGB	HSD	Sewa	30.0
10	TANJUNG BATU (SW)	PLTBM	BIOMASS	Sewa	4.8
11	SUKABERENANG (SW)	PLTD	HSD	Sewa	42.3
12	AIR RAJA (SW)	PLTD	HSD	Sewa	56.2
13	KOTA LAMA (SW)	PLTD	HSD	Sewa	23.9
<b>Total</b>					<b>455.45</b>

Sebagian besar sistem *isolated* mengalami kekurangan pasokan dan ini telah berlangsung beberapa tahun terakhir. Kondisi kekurangan pasokan pada umumnya disebabkan oleh keterbatasan jumlah daya mampu mesin pembangkit, baik karena gangguan mesin pembangkit maupun usia pembangkit yang sudah tua, serta meningkatnya pertumbuhan pemakaian tenaga listrik. Untuk mengatasi kekurangan pasokan pada beberapa sistem *isolated* dalam jangka pendek dilakukan dengan sewa pembangkit, serta penambahan pembangkit PLTG/MG.

Dengan beroperasinya sistem interkoneksi Batam-Bintan akan memperbaiki pasokan daya sub sistem Tanjung Pinang. Saat ini telah dilakukan *energizetest* untuk kabel laut dan GI Tanjung Uban, dengan rencana COD 2016.

#### **A4.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK**

Pertumbuhan Ekonomi Kepulauan Riau diperkirakan masih akan terus meningkat pada tahun mendatang, dimana target pertumbuhan ekonomi yang tinggi menjadi perhatian para investor untuk menanamkan modalnya di Provinsi Kepulauan Riau. Maka Pemerintah Daerah perlu membantu memberikan kemudahan dalam pemberian perijinan, sedangkan PLN bertugas menyiapkan ketersediaan sarana Ketenagalistrikan.

Rencana pengembangan ekonomi tersebut, ditandai dengan akan dibangunnya kawasan-kawasan industri seperti Kawasan Industri Lobam, Galang Batang, Senggarang, Dompok dan Soma serta beberapa Kabupaten telah dicanangkan sebagai Kawasan Ekonomi Khusus.

#### **Proyeksi Kebutuhan Listrik Provinsi Kepulauan Riau 2015-2024**

Dari realisasi penjualan listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 seperti pada Tabel A4.2.



**Tabel A4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	6.8	745	817	152	220,791
2016	7.2	812	888	165	235,882
2017	7.4	886	965	179	251,763
2018	7.5	968	1,051	195	268,530
2019	7.3	1,059	1,149	213	286,271
2020	7.3	1,160	1,258	233	305,141
2021	7.3	1,273	1,381	255	325,307
2022	7.3	1,401	1,518	280	346,940
2023	7.3	1,545	1,672	308	363,469
2024	7.3	1,707	1,847	340	383,303
Growth	7.3%	9.6%	9.5%	9.4%	6.3%

### **A4.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

#### **Potensi Sumber Energi**

Menurut informasi dari Kementerian ESDM, di West Natuna Basin terdapat potensi gas alam sebesar 51,46 TCF. Selain itu di kawasan blok D-Alpha Natuna terdapat cadangan gas yang sangat besar, yaitu 222 TCF dan 500 juta barel minyak. Sedangkan potensi tenaga air relatif kecil.

#### **Pengembangan Pembangkit**

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem interkoneksi 150 kV dan sistem *isolated* total sekitar 257 MW. Rencana pengembangan pembangkit ditampilkan pada Tabel A4.3.

**Tabel A4.3. Pengembangan Pembangkit**

No.	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	TB. Karimun #2 (FTP1)	PLTU	PLN	7	2016	Konstruksi
2	Mobile PP Tanjung Pinang	PLTMG	Swasta	25	2017	Rencana
3	Dabo Singkep-1	PLTMG	Swasta	10	2018	Pengadaan
4	Natuna-2	PLTG/MG	Swasta	20	2018	Pengadaan
5	Tanjung Balai Karimun Peaker	PLTG/MG	Swasta	20	2018	Pengadaan
6	Tanjung Batu	PLTMG	Swasta	10	2018	Pengadaan
7	Tanjung Pinang	PLTMG	Swasta	50	2018	Pengadaan
8	Tanjung Batu-2	PLTMG	Swasta	10	2020	Committed
9	Tanjung Balai Karimun-1	PLTU	Unallocated	40	2020	Rencana
10	Dabo Singkep	PLTMG	Unallocated	20	2021	Rencana
11	Natuna-3	PLTG/MG	Unallocated	25	2021	Rencana
12	Tanjung Batu-3	PLTMG	Unallocated	30	2022/23	Rencana
13	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTBm	Swasta	1	2016-2025	Rencana
	<b>Total</b>			<b>268</b>		

## Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

### Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2025 diperlukan sekitar 540 MVA kapasitas trafo, seperti diperlihatkan pada Tabel A4.4.

**Tabel A4.4. Pengembangan GI 150 kV Baru**

No	Gardu Induk	Tegangan	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Sri Bintan	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
2	Air Raja	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
3	Kijang	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
4	Tj.Pinang/PLTMG Tj.Pinang	150/20 kV	New	30	2018	Pengadaan
<b>TOTAL</b>				<b>180</b>		
5	Tanjung Uban	150/20 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
6	Air Raja	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
7	Air Raja	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
8	Tanjung Uban	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
9	Kijang	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
<b>TOTAL</b>				<b>180</b>		

### Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV, diperlukan pengembangan transmisi 150 kV sepanjang 250 kms seperti ditampilkan dalam Tabel A4.5.

**Tabel A4.5. Pembangunan SUTT 150 kV**

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Tanjung Uban	Sri Bintan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2016	Konstruksi
2	Sri Bintan	Air Raja	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2016	Konstruksi
3	Air Raja	Kijang	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2016	Konstruksi
4	Tj.Pinang/PLTMG Tj.Pinang	Air Raja	150 kV	2 cct, 2 Hawk	40	2018	Committed
<b>Jumlah</b>					<b>250</b>		

Walaupun di sistem kelistrikan Bintan telah direncanakan pembangkit yang cukup banyak seperti pada tabel A4.3, sistem ini direncanakan akan diinterkoneksi dengan sistem Batam melalui kabel laut 150 kV. Tujuan interkoneksi tersebut adalah untuk menggantikan peran PLTD di sistem Bintan, baik *peak* maupun *baseload*, dengan transfer energi dari Batam yang biaya produksinya lebih rendah. Interkoneksi ini juga dimaksudkan untuk meningkatkan keandalan sistem Bintan karena terinterkoneksi dengan sistem kelistrikan yang jauh lebih besar.

### Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 168 ribu pelanggan sampai dengan 2025 atau rata-rata 16,8 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 505 kms, JTR sekitar 2.101 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 142 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A4.6 berikut.

Tabel A4.6. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR Kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	50.6	155.9	13.7	5.974	5,8
2017	50.4	165.5	13.9	15.091	6,4
2018	50.3	175.7	14.0	15.881	6,6
2019	50.1	186.8	13.6	16.767	6,7
2020	49.9	198.5	14.2	17.741	7,0
2021	49.8	211.3	14.5	18.870	7,3
2022	49.7	225.3	14.4	20.166	7,5
2023	49.7	240.6	15.0	21.633	7,8
2024	49.7	257.3	14.1	16.529	7,5
2025	54.9	284.3	15.4	19.834	8,4
2016-2025	505.1	2,101.4	142.8	168.486	71,0

#### A4.4. SISTEM KELISTRIKAN NATUNA

Kabupaten Natuna terletak paling utara dari wilayah Republik Indonesia di kawasan Laut Cina Selatan seperti terlihat pada Gambar A4.2.



Gambar A4.2. Peta Pulau Natuna

Natuna berada pada jalur pelayaran internasional Hongkong, Jepang, Korea dan Taiwan. Kabupaten ini terkenal dengan penghasil migas dengan cadangan yang sangat besar sebagaimana diuraikan pada butir A4.3.

Kelistrikan Pulau Natuna dipasok dari PLTD dengan Kapasitas terpasang 22 MW dan beban puncak 12 MW. Sistem distribusi berupa SUTM sepanjang 57,4 kms dengan jumlah gardu hubung 29 unit dan kapasitas terpasang 2.450 kVA. Adapun rencana pengembangan kelistrikan di Pulau Natuna berupa penambahan PLTG/MG sebesar 10 MW ditahun 2018 dan 25 MW di tahun 2021. Dengan beroperasinya PLTG/MG tersebut maka penggunaan PLTD di kepulauan Natuna dapat dihilangkan.

#### A4.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 adalah seperti tersebut dalam Tabel A4.7.

Tabel A4.7. Ringkasan

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	745	817	152	8	150	210	64,3
2017	812	888	165	25	-	-	23,9
2018	886	965	179	110	30	40	96,1
2019	968	1.051	195	-	60	-	8,8
2020	1.059	1.149	213	50	-	-	28,0
2021	1.160	1.258	233	45	-	-	38,8
2022	1.273	1.381	255	15	-	-	18,0
2023	1.401	1.518	280	15	-	-	18,3
2024	1.545	1.672	308	-	-	-	7,5
2025	1.707	1.847	340	-	120	-	12,6
Growth/ Jumlah	9,6%	9,5%	9,4%	268	360	250	316,3

## LAMPIRAN A.5 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG

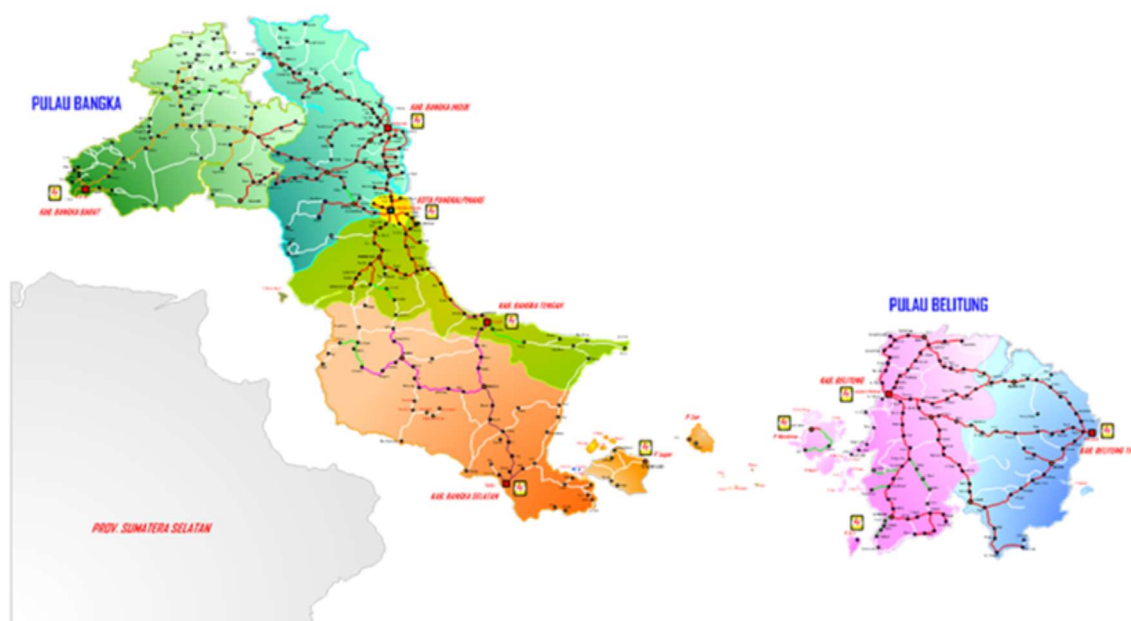
### A5.1. KONDISI SAAT INI

Sistem kelistrikan di Provinsi Bangka Belitung secara garis besar dikelompokkan menjadi dua sistem kelistrikan yang terpisah yaitu:

1. Sistem Bangka yang dipasok dari 4 PLTD milik PLN dan 1 PLTBm IPP, yaitu: PLTD Merawang, PLTD Mentok, PLTD Koba, PLTD Toboali, dan PLTBm IPP Listrindo. Pembangkit-pembangkit tersebut terinterkoneksi melalui jaringan distribusi 20 kV.
2. Sistem Belitung yang dipasok dari 2 PLTD PLN, 1 PLTBm IPP dan 1 PLTBg IPP, yaitu: PLTD Pilang, PLTD Manggar, PLTBm IPP Belitung Energy dan PLTBg IPP PT Austindo Aufwind New Energy (PT AANE).

Pembangkit - pembangkit tersebut terinterkoneksi melalui jaringan distribusi 20 kV.

Sistem kelistrikan 20 kV di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung seperti ditunjukkan pada Gambar A5.1.



Gambar A5.1. Peta Jaringan SUTM di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung Saat Ini

Pada saat ini sebagian besar pasokan listrik di Provinsi Bangka Belitung diperoleh dari pembangkit dengan bahan bakar HSD. Total kapasitas terpasang adalah 304,5 MW. Tabel A5.1 memperlihatkan komposisi sistem pembangkitan di Provinsi Bangka Belitung.

Tabel A5.1. Kapasitas Terpasang dan Daya Mampu Pembangkit

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	PLTD Tersebar BABEL	PLTD	HSD	PLN	9.19
2	PLTD Tersebar (SW) BABEL	PLTD	HSD	Sewa	27
3	PLTU SUGE	PLTU	Batubara	PLN	16.5

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
4	PLTS PONGOK	PLTS	Surya	PLN	0.13
5	PLTU 3 BABEL	PLTU	Batubara	PLN	60
6	PLTD PILANG	PLTS	Surya	PLN	0
7	PLTS BUKU LIMAU	PLTS	Surya	PLN	0
8	PLTS CELAGEN	PLTS	Surya	PLN	0.08
9	PLTD PILANG	PLTD	HSD	PLN	27.44
10	PLTS GERSIK	PLTS	Surya	PLN	0
11	PLTU SUGE	PLTU	Batubara	PLN	-
12	PILANG ALTRAK	PLTS	Surya	PLN	-
13	PLTD MERAUWANG	PLTD	HSD	PLN	42.3
14	PLTS BUKU LIMAU	PLTS	Surya	PLN	0.1
15	PLTS PULAU GERSIK	PLTS	Surya	PLN	0.0
16	PLTD MERAUWANG (SW)	PLTD	HSD	Sewa	42.3
17	PLTD PILANG (SW)	PLTD	HSD	Sewa	27.4
18	PLTD AIR ANYIR SEWATAMA (SW)	PLTD	HSD	Sewa	52.0
<b>Total</b>					<b>304.48</b>

## A5.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Provinsi Kep.Bangka Belitung merupakan provinsi pemekaran dari Provinsi Sumatera Selatan. Sebagai provinsi baru maka sangat memerlukan banyak sarana prasarana untuk mendukung aktivitas perekonomian dan program pemerintahan terutama untuk menarik investasi ke Provinsi Kepulauan Bangka Belitung. Salah satu sarana yang sangat diperlukan adalah ketersediaan energi listrik, sehingga sangat diharapkan adanya penambahan/pembangunan pembangkit baru yang bertujuan untuk melayani pertumbuhan beban, menggantikan mesin-mesin yang sudah tua, meningkatkan keandalan sistem ketenagalistrikan dan meningkatkan efisiensi penyaluran tenaga listrik.

Komposisi penjualan per Sektor pelanggan provinsi Bangka Belitung adalah seperti pada tabel A5.2

**Tabel A5.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan**

No.	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	576	70%
2	Komersil	130	17%
3	Publik	54	7%
4	Industri	45	6%
JUMLAH		805	100%

Dari realisasi penjualan listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi dan industri, penambahan penduduk, dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik Bangka Belitung pada tahun 2016-2025 dapat dilihat pada Tabel A5.3

**Tabel A5.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6,0	950	1.107	183	390.316
2017	6,5	1.056	1.228	203	401.932
2018	6,9	1.174	1.364	227	414.166
2019	7,3	1.311	1.520	254	427.126
2020	5,9	1.461	1.692	283	440.692
2021	5,9	1.632	1.887	317	455.020
2022	5,9	1.829	2.112	356	470.178
2023	5,9	2.060	2.376	402	486.273
2024	5,9	2.331	2.686	456	503.431
2025	5,9	2.652	3.053	520	521.887
Growth	6,2%	12,1%	11,9%	12,3%	3,3%

### **A5.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN**

Pengembangan sarana untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung yaitu pengembangan sarana pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi.

#### **Potensi Sumber Energi**

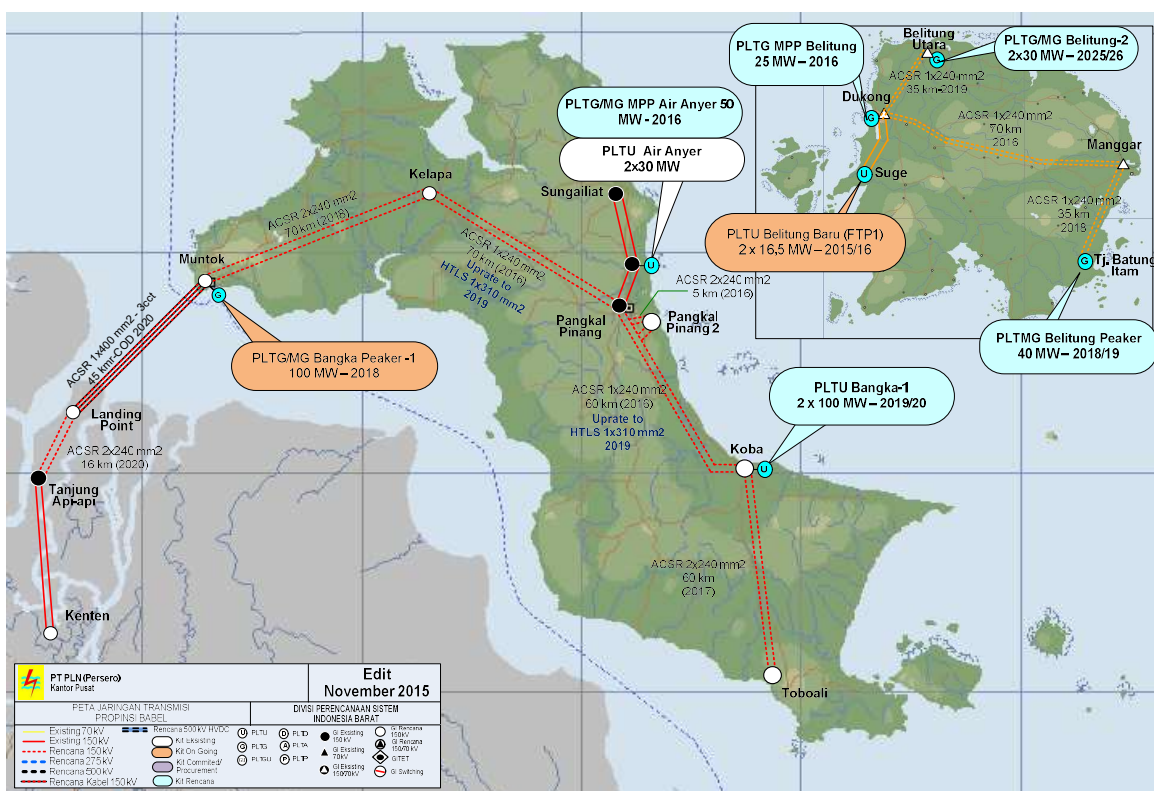
Sumber energi di Bangka Belitung untuk membangkitkan energi listrik sangat terbatas. Oleh sebab itu kebutuhan energi primer untuk pembangkitan tenaga listrik di Babel harus didatangkan dari luar wilayah berupa batubara, gas, dan BBM.

#### **Pengembangan Pembangkit**

Selama ini Sistem Kelistrikan Provinsi Kepulauan Bangka Belitung memiliki dua sistem *Isolated* Besar yaitu Sistem Bangka dan Sistem Belitung, dengan mempertimbangkan antara lain :

1. Perlunya peningkatan kepastian tambahan kapasitas pembangkit tenaga listrik di Provinsi Bangka Belitung sebagaimana yang sudah direncanakan.
2. Secara Geografis, Provinsi Bangka Belitung dekat dengan Pulau Sumatera, yang merupakan lumbung energi primer untuk Pembangkit Listrik dengan biaya operasi murah, terutama batubara, selain itu Pulau Sumatera juga berpotensi mempunyai surplus energi listrik.

Maka berdasarkan ketiga hal mendasar di atas, pendekatan pengembangan Sistem Kelistrikan Provinsi Bangka Belitung tidak lagi menggunakan pendekatan Sistem *Isolated* Besar terutama Pulau Bangka, di mana nantinya Sistem Bangka akan dihubungkan dengan sistem Sumatera seperti pada Gambar A5.2.



Gambar A5.2 Rencana Sistem Kelistrikan Bangka

Rencana pengembangan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Bangka Belitung sampai dengan tahun 2025 adalah seperti ditampilkan pada Tabel A5.4. berikut. Potensi energi terbarukan di Provinsi Bangka Belitung antara lain Pembangkit Biomass/Biofuel sekitar 43.3 MW dan Pembangkit surya sekitar 20 MW. Untuk pembangkit surya operasinya bertahap sesuai dengan kemampuan sistem.

Tabel A5.4. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Mobile PP belitung	PLTG/MG	Swasta	25.0	2016	Konstruksi
2	Belitung Baru (FTP1) #2	PLTU	PLN	16.5	2016	Konstruksi
3	Mobile PP Bangka	PLTG/MG	Swasta	50.0	2016	Konstruksi
4	Belitung Peaker	PLTG/MG	Swasta	20.0	2018	Rencana
5	Bangka Peaker	PLTG/MG	Swasta	100.0	2018	Pengadaan
6	Belitung Peaker	PLTG/MG	Swasta	20.0	2019	Pengadaan
7	Bangka-1	PLTU	Swasta	200.0	2019/20	Rencana
8	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTBm	Swasta	43.4	2016-2025	Rencana
9	Pembangkit Surya tersebar	PLTS	Swasta	20.0	2016-2025	Rencana
<b>Total</b>				<b>494.9</b>		

**Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)**

**Pengembangan GI**

Sampai dengan tahun 2024 diperlukan pengembangan GI 150 kV dan 70 kV seperti diperlihatkan pada Tabel A5.5.



**Tabel A5.5. Pembangunan GI 150 kV**

No	Gardu Induk	Tegangan	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Kelapa	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
2	Koba	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
3	Manggar	70/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
4	Toboali	150/20 kV	New	60,0	2017	Committed
5	Muntok	150/20 kV	New	60,0	2018	Konstruksi
6	PLTMG Belitung	70/20 kV	New	30,0	2018	Pengadaan
7	Belitung Utara/Tj. Tinggi	70/20 kV	New	30,0	2018	Proposed
8	Pangkalan Baru/Pangkal Pinang 2	150/20 kV	New	60,0	2020	Rencana
<b>Total</b>				<b>330,0</b>		
9	Pangkal Pinang	150/20 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
10	Kelapa	150/20 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
11	Pangkal Pinang	150/20 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
12	Manggar	70/20 kV	Ext	2 LB	2018	Pengadaan
13	Dukong	70/20 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
14	Dukong	70/20 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
15	Koba	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Committed
16	Pangkal Pinang	150/20 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
17	Sungailiat	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Committed
18	Pangkal Pinang/Kampak	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Committed
19	Air Anyir	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Committed
20	Pangkal Pinang	150/20 kV	Uprate	60,0	2024	Rencana
21	Sungai Liat	150/20 kV	Uprate	60,0	2024	Rencana
22	Bangka Landing Point (muntok)	150/20 kV	Ext	3 LB	2020	Rencana
23	Koba	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
24	Belitung Utara/Tj. Tinggi	70/20 kV	Ext	30,0	2021	Rencana
25	Dukong	70/20 kV	Ext	30,0	2016	Konstruksi
<b>Total</b>				<b>390,0</b>		

### Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV dan 70 kV, diperlukan pengembangan transmisi 150 kV dan 70 kV sepanjang 1.065 kms seperti ditampilkan pada Tabel A5.6.

**Tabel A5.6. Pembangunan SUTT 150 kV & 70 kV**

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Pangkal Pinang	Kelapa	150 kV	2 cct, 2 Hawk	140	2016	Konstruksi
2	Kelapa	muntok	150 kV	2 cct, 2 Hawk	140	2018	Konstruksi
3	Pangkal Pinang	Koba	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2016	Konstruksi
4	PLTMG Belitung Peaker/Tanjung Batu Itam	Manggar	70 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2018	Pengadaan
5	Dukong	Belitung Utara	70 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2019	Rencana
6	Dukong	Manggar	70 kV	2 cct, 1 Hawk	140	2016	Konstruksi
7	Koba	Toboali	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2017	Rencana
8	Pangkal Pinang (Rekonduktoring)	Koba (Rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	120	2019	Rencana
9	Sumatera Landing Point	Bangka Landing Point	150 kV	3 cct, XLPE CU 1x400 mm2 (Under Sea)	135	2020	Committed
10	Pangkal Pinang 2	Inc. 2Pi (Pangkal Pinang-Koba)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	10	2020	Rencana
Jumlah					<b>1065</b>		

### Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 142 ribu pelanggan sampai dengan 2025 ataurata-rata 14,2 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan

pembangunan JTM 1.403 kms, JTR sepanjang 2.617 kms, gardu distribusi 176 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A5.7 berikut.

**Tabel A5.7. Pengembangan Sistem Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	238.9	404.5	13	11,023	14.6
2017	308.6	368.8	14	11,616	16.0
2018	190.8	196.3	15	12,234	10.7
2019	148.8	264.3	16	12,959	10.7
2020	102.5	229.3	17	13,567	9.2
2021	77.5	211.4	17	14,328	8.3
2022	78.8	215.5	18	15,158	8.6
2023	80.5	224.4	20	16,096	9.1
2024	82.6	235.5	22	17,158	9.7
2025	94.0	267.9	24	18,456	10.9
2016-2025	1,403	2,618	176	142,594	107.8

#### **A5.4. RINGKASAN**

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2025 adalah seperti tersebut dalam Tabel A5.8.

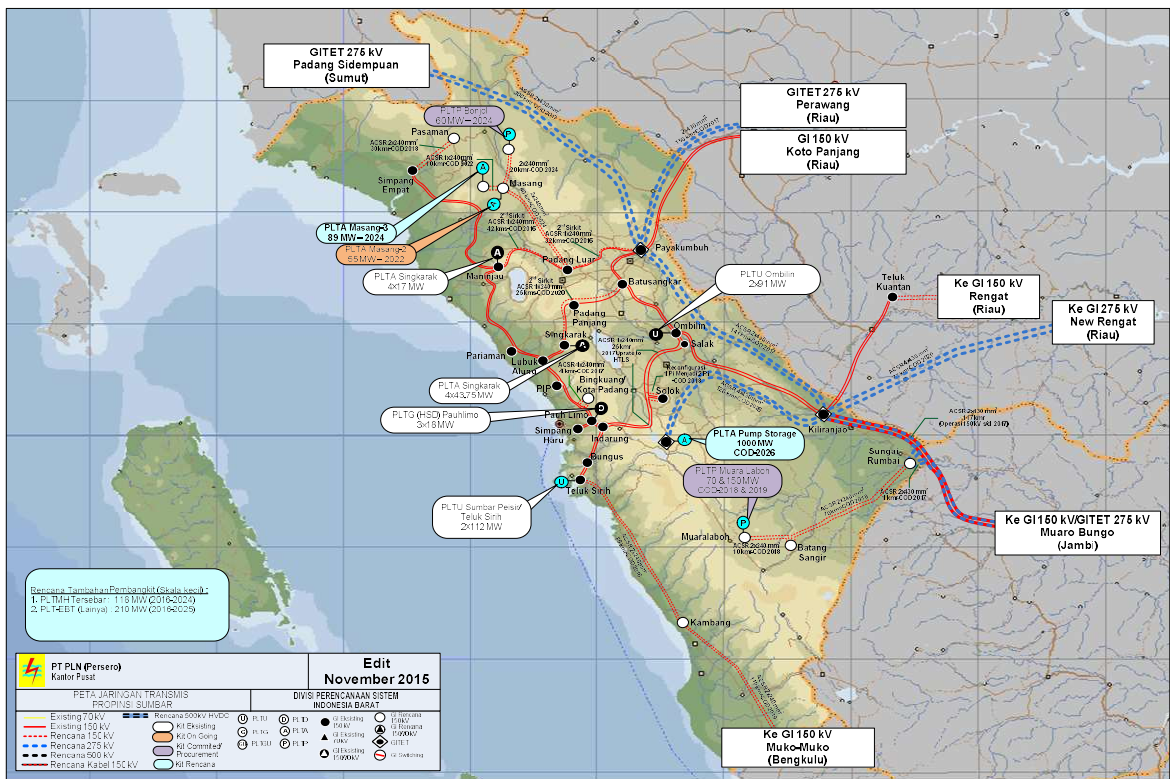
**Tabel A5.8. Ringkasan**

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	950	1.107	183	95	120	400	182
2017	1.056	1.228	203	-	240	120	40
2018	1.174	1.364	227	160	120	210	193
2019	1.311	1.520	254	120	-	190	179
2020	1.461	1.692	283	100	60	145	321
2021	1.632	1.887	317	-	90	-	12
2022	1.829	2.112	356	-	-	-	9
2023	2.060	2.376	402	-	-	-	9
2024	2.331	2.686	456	-	120	-	15
2025	2.652	3.053	520	-	-	-	11
Growth/ Jumlah	12,1%	11,9%	12,3%	475	750	1.065	971

## LAMPIRAN A.6 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SUMATERA BARAT

### A6.1. KONDISI SAAT INI

Pasokan sistem kelistrikan Provinsi Sumatera Barat diluar kepulauan Mentawai berasal dari sistem interkoneksi 150 kV Sumatera Bagian Tengah (Jambi-Sumbar-Riau) melalui 16 Gardu Induk dengan kapasitas total 744 MVA dan beban puncak sebesar 512 MW seperti yang terlihat pada Gambar A6.1.1



Gambar A6.1.1 Sistem Interkoneksi di Provinsi Sumatera Barat

Saat ini di Provinsi Sumatera Barat terdapat pembangkit-pembangkit besar sebagaimana ditunjukkan pada Tabel A6.1.

Tabel A6.1 Kapasitas Pembangkit di Sistem Interkoneksi

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	MANINJAU	PLTA	Hydro	PLN	68.0
2	BATANG AGAM	PLTA	Hydro	PLN	10.5
3	PAUH LIMO	PLTG	HSD	PLN	142.6
4	OMBILIN	PLTU	Batubara	PLN	190.0
5	SINGKARAK	PLTA	Hydro	PLN	175.0
6	TELUK SIRIH	PLTU	Batubara	PLN	224.0
7	PAUH LIMO (SW)	PLTD	HSD	Sewa	142.6
8	Tersebar Sumbar	PLTD	HSD	PLN	1.6
9	Tersebar (SW) Sumbar	PLTD	HSD	Sewa	1.3
10	PLTM Tersebar Sumbar	PLTM	Hydro	PLN	66.0
Total					1021

Sebagian besar pembangkit di subsistem Sumbar adalah jenis *hydro*, sehingga saat kondisi musim kering rawan terjadi defisit daya.

Untuk sistem kelistrikan *isolated* antara lain Kepulauan Mentawai, saat ini mempunyai beban puncak 1,9 MW yang dipasok dari beberapa PLTD berkapasitas kecil yang berjumlah 31 unit dan tersebar di 8 sentral PLTD dengan kapasitas terpasang seperti yang dijabarkan pada tabel A6.2

Beberapa daerah di Pesisir Selatan seperti sebagian Kambang, sebagian Balai Selasa, sebagian Lakuak, dan Lunang membentuk sistem-sistem *isolated* sendiri dengan beban puncak total sebesar 12.6 MW. Hal tersebut terjadi karena kualitas tegangan di daerah tersebut sangat rendah akibat jauhnya jarak ( $\pm 260$  km) dari GI Pauh Limo sebagai pemasok tenaga listrik daerah Pesisir Selatan.

Selain itu Solok Selatan juga masih sistem *isolated* dengan sumberdaya berasal dari PLTM Pinang Awan yang beroperasi paralel dengan sistem 20 kV untuk membantu menaikkan tegangan di daerah tersebut mengingat jaraknya yang jauh dari GI Solok sebagai pemasok tenaga listrik daerah tersebut.

**Tabel A6.2. Pembangkit di Sistem *Isolated***

No	Nama Pembangkit	Jenis	Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
Kepulauan Mentawai					2,8
1	Sikabalu	PLTD	HSD	PLN	0.1
2	Sikakap	PLTD	HSD	PLN	0.4
3	Sipora	PLTD	HSD	PLN	0.1
4	Seay Baru	PLTD	HSD	PLN	0.1
5	Saumangayak	PLTD	HSD	PLN	0.2
6	Simalakopa	PLTD	HSD	PLN	0.0
7	Simalepet	PLTD	HSD	PLN	0.2
8	Tua Pejat	PLTD	HSD	PLN	1.6
Pesisir Selatan					7,3
1	Lakuak	PLTD	HSD	PLN	1.9
2	Balai Selasa	PLTD	HSD	PLN	0.6
3	Indra Pura	PLTD	HSD	PLN	1.3
4	Tapan	PLTD	HSD	PLN	0.9
5	Lunang	PLTD	HSD	PLN	2.2
6	Salido Kecil	PLTMH	Air	Swasta	0.3
Solok Selatan					0,4
1	Pinang Awan	PLTM	Air	PLN	0.4
<b>Total <i>Isolated</i></b>					<b>10,5</b>

## **A6.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK**

Penjualan energi per-kelompok tarif tahun 2014 adalah seperti pada tabel A6.3 berikut.

**Tabel A6.3 Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan**

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	1,497	49,8
2	Komersial	412	13,7
3	Publik	252	8,4
4	Industri	844	28,1
Jumlah		3.005	100,0

Dari realisasi penjualan listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi dan industri, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik Sumatera Barat pada tahun 2016-2025 dapat dilihat pada Tabel A6.4.

**Tabel A6.4 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7,1	3.374	3.634	567	1.283.158
2017	7,6	3.659	3.936	654	1.365.829
2018	8,0	3.967	4.262	707	1.432.375
2019	8,6	4.292	4.606	756	1.496.696
2020	6,8	4.610	4.941	814	1.559.092
2021	6,8	4.887	5.232	859	1.595.829
2022	6,8	5.194	5.554	909	1.627.222
2023	6,8	5.509	5.886	961	1.649.920
2024	6,8	5.867	6.265	1.019	1.672.129
2025	6,8	6.236	6.683	1.084	1.693.848
<b>Growth</b>	<b>7,2%</b>	<b>7,1%</b>	<b>7,0%</b>	<b>7,5%</b>	<b>3,1%</b>

### **A6.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi, dan distribusi sebagai berikut.

#### **Potensi Sumber Energi**

Sumber energi yang tersedia di Sumatera Barat antara lain batubara, panas bumi, dan tenaga air. Menurut informasi dari Bapeda Sumatera Barat, potensi batubara tersebar di Kota Sawahlunto, Kabupaten Sijunjung, Kabupaten Pesisir Selatan, Kabupaten Solok, Kabupaten Limapuluh Kota dan Kabupaten Solok Selatan.

Menurut informasi dari Kementerian ESDM, potensi panas bumi di Sumatera Barat adalah sekitar 908 MW dan berada di Muaralabuh – Kabupaten Solok Selatan dan di Talang - Kabupaten Solok.

Sedangkan potensi tenaga air tersebar hampir di Provinsi Sumatera Barat seperti terlihat pada Tabel A6.5.

**Tabel A6.5 Potensi Tenaga Air**

No	Lokasi	DAS	Type	Kapasitas (MW)	Kabupaten/ Kecamatan	No	Lokasi	DAS	Type	Kapasitas (MW)	Kabupaten/ Kecamatan
1	Pasaman	Bt. Pasaman	ROR	21.2	Pasaman	25	Batanghari-3	Batanghari	RSV	34.8	Sik Selatan
2	Sangir-2	Bt. Sangir	ROR	2.2	Solok	26	Batanghari-5	Batanghari	ROR	6.7	Sik Selatan
3	Sangir-3	Bt. Sangir	ROR	7.8	Solok	27	Batanghari-6	Batanghari	ROR	10.1	Sik Selatan
4	Sinamar-2	Bt. Sinamar	ROR	13.1	Tanah Datar	28	Batanghari-7	Batanghari	ROR	6.9	Dhamasraya
5	Masang-2	Bt. Masang	ROR	14.5	Agam	29	Fatimah	Fatimah	ROR	2.8	Pasbar
6	Tuik	Bt. Tuik	ROR	6.4	Pessel	30	Sikarbau	Sikarbau	ROR	2.4	Pasbar
7	Lanajan-2	Bt. Lengayang	ROR	3.1	Pessel	31	Balangir	Balangir	ROR	0.4	Sik Selatan
8	Lubuk-2	Bt. Rokan	ROR	4.6	Pasaman	32	Landai-1	Bt. Langir	ROR	6.8	Pessel
9	Asik	Bt. Asik	RSV	1.7	Pasaman	33	Sumani	Bt. Sumani	ROR	0.6	Solok
10	Lubuk-4U	Bt. Lubuk	ROR	4.8	Pasaman	34	Guntung	Bt. Guntung	ROR	4.0	Agam
11	Sumpur-1U	Bt. Sumpur	RSV	2.7	Pasaman	35	Sungai Putih	Bt. Lumpo	ROR	1.7	Pessel
12	Kampar KN-1	Bt. Kampar Kanan	RSV	29.4	50 Kota	36	Kerambil	Bt. Bayang Janiah	ROR	1.6	Pessel
13	Kampar KN-2	Bt. Kampar Kanan	RSV	8.6	50 Kota	37	Muaro Sako	Bt. Muaro Sako	ROR	3.0	Pessel
14	Kapur-1	Bt. Kapur	RSV	10.6	50 Kota	38	Induring	Bt. Jalamu	ROR	2.2	Pessel
15	Mahat-10	Bt. Mahat	RSV	12.6	50 Kota	39	Palangai-3	Bt. Palangai	ROR	4.1	Pessel
16	Mahat-2U	Bt. Mahat	RSV	2.2	50 Kota	40	Kambang-1	Bt. Kambang	ROR	5.5	Pessel
17	Sumpur-K1	Bt. Sumpur	RSV	8.1	S. Sijunjung	41	Kapas-1	Bt. Tumpatih	ROR	8.1	Pessel
18	Palangki-1	Bt. Palangki	RSV	11.8	S. Sijunjung	42	Landai-2	Bt. Air Haji	ROR	7.1	Pessel
19	Palangki-2	Bt. Palangki	RSV	17.9	S. Sijunjung	43	Sumpur-K2	Bt. Sumpur	ROR	4.2	Tanah Datar
20	Sibakur	Bt. Sibakur	RSV	5.5	S. Sijunjung	44	Lawas-1D	Bt. Lawas	RSV	11.2	S. Sijunjung
21	Sibayang	Bt. Sibayang	RSV	15.0	Agam	45	Gumanti-1	Bt. Gumanti	ROR	5.9	Solok
22	Sukam	Bt. Sukam	RSV	19.4	S. Sijunjung	46	Sikiah-1	Bt. Gumanti	RSV	30.4	Solok
23	Kuantan-1	Bt. Kuantan	ROR	3.4	S. Sijunjung	47	Sikiah-2	Bt. Sikiah	RSV	18.0	Solok
24	Batanghari-2	Batanghari	RSV	22.2	Sik Selatan						

**Pengembangan Pembangkit**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik hingga tahun 2025 direncanakan pengembangan pembangkit di Sumatera Barat berkapasitas total 759,8 MW, dan transfer energi dengan sistem interkoneksi Sumatera.

Pengembangan pembangkit interkoneksi di Sumatera Barat ditampilkan pada Tabel A6.6.

**Tabel A6.6 Pengembangan Pembangkit di Sistem Interkoneksi dan *Isolated***

No.	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembangan	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Manggani	PLTM	Swasta	1.2	2016	Konstruksi
2	Guntung	PLTM	Swasta	4.0	2017	Konstruksi
3	Induring	PLTM	Swasta	2.0	2017	Konstruksi
4	Lintau I	PLTM	Swasta	9.0	2017	Konstruksi
5	Lubuk Sao II	PLTM	Swasta	2.6	2017	Konstruksi
6	Muara Laboh (FTP2)	PLTP	Swasta	220.0	2018/19	Konstruksi
7	Batang Anai-1	PLTM	Swasta	3.0	2019	Committed
8	Batang Sumpur	PLTM	Swasta	7.6	2019	Committed
9	Gumanti III	PLTM	Swasta	6.5	2019	Committed
10	Muara Sako	PLTM	Swasta	3.0	2019	Committed
11	Sangir Hulu	PLTM	Swasta	10.0	2019	Committed
12	Siamang Bunyi	PLTM	Swasta	1.7	2019	Committed
13	Sikarbau	PLTM	Swasta	2.0	2019	Committed
14	Tuik	PLTM	Swasta	6.3	2019	Committed
15	Pelangai Hilir	PLTM	Swasta	3.6	2020	Committed
16	Pelangai Hulu	PLTM	Swasta	9.8	2020	Committed
17	Masang-2 (FTP2)	PLTA	PLN	52.0	2022	Committed
18	Bonjol (FTP2)	PLTP	Swasta	60.0	2024	Committed
19	Masang-3	PLTA	PLN	89.0	2024	Rencana
20	Pembangkit Minihidro Tersebar	PLTM	Swasta	51.6	2016-2025	Rencana
21	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP	Swasta	205.0	2016-2025	Rencana
22	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	10.0	2016-2025	Rencana
	<b>Total</b>			<b>759.8</b>		

Selain itu PLN juga sedang menjalin kerjasama dengan Pemda dan swasta untuk mengembangkan pembangkit hidro skala kecil dan menengah seperti terlihat pada Tabel A6.7.

**Tabel A6.7 Pengembangan Pembangkit Hidro Skala Kecil**

No	Lokasi	Kabupaten/ Kecamatan	Kapasitas (MW)	COD	Status	No	Lokasi	Kabupaten/ Kecamatan	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Salido Kecil	Pessel	0.60	2012	Operasi	18	Pinti Kayu	Solok	10.00	2016	Proses PPA
2	Mangani	50 kota	1.17	2013	Konstruksi	19	Batang Anai	Pd Pariaman	3.20	2016	Proses PPA
3	Napal	Kerinci	0.58	2013	Konstruksi	20	Batang Sangir	Solok Sltn	10.00	2017	Proses PPA
4	Melintang Lubuk Gadang	Solok Sltn	7.50	2013	Konstruksi	21	Hydro power	Solok Sltn	10.00	2017	Proses PPA
5	Guntung	Agam	4.00	2015	Konstruksi	22	Sangir 1	Solok Sltn	10.00	2017	Proses PPA
6	Lubuk Sao II	Agam	2.60	2015	Konstruksi	23	Sungai Garam Hydro	Solok Sltn	10.00	2017	Proses PPA
7	Bayang	Pessel	4.50	2015	Sudah PPA	24	Gunung Tujuh	Kerinci	8.00	2017	Proses PPA
8	Tarusan	Pessel	3.20	2015	Sudah PPA	25	Tuik	Pessel	6.42	2016	Proses PPA
9	Lintau 1	Tanah Datar	9.00	2015	Sudah PPA	26	Muara Sako	Pessel	3.00	2016	Proses PPA
10	Gumanti-3	Solok	6.45	2015	Sudah PPA	27	Kerambil	Pessel	1.40	2016	Proses PPA
11	Induring	Pessel	1.20	2015	Sudah PPA	28	Gumanti 1	Solok	4.00	2016	Proses PPA
12	Batang Sumpur	Pasaman	8.00	2016	Proses PL	29	Batang Samo	50 kota	7.00	2016	Proses PPA
13	Bukit Cubadak	50 kota	9.21	2016	Proses PL	30	Alahan Panjang	Pasaman	3.00	2016	Proses PPA
14	Patimah	Pasaman	2.80	2016	Proses PL	31	Kambahan	Pasaman	3.00	2016	Proses PPA
15	Sianok Duku	Agam	6.60	2016	Proses PL	32	Rabi Jonggor	Pasaman Brt	9.50	2016	Proses PPA
16	laruang Gosan	50 kota	4.00	2016	Proses PL	33	Sungai Aur	Pasaman Brt	2.30	2016	Proses PPA
17	Siamang Bunyi	50 kota	1.70	2016	Proses PL	34	Sikarbau	Pasaman Brt	2.40	2016	Proses PPA

### Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

#### **Pengembangan Gardu Induk (GI)**

Pengembangan GI di Provinsi Sumatera Barat sampai dengan tahun 2025 berupa GI 275 kV dan GI 150 kV yang diperlihatkan pada Tabel A6.8 dan Tabel A6.9.

**Tabel A6.8 Pembangunan GI 275 kV**

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Kiliranjao	275/150 kV	New	250	2017	Konstruksi
2	Payakumbuh	275/150 kV	New	500	2017	Konstruksi
3	Sungai Rumbai	275/150 kV	New	250	2017	Committed
<b>Total</b>				<b>1000.00</b>		
4	Kiliranjao	275 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
5	Kiliranjao	275/150 kV	Ext	250	2017	Committed
6	Payakumbuh	275 kV	Ext	2 LB	2017	Pengadaan
7	Sungai Rumbai	275/150 kV	Ext	250	2018	Pengadaan
8	Kiliranjao	275 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
<b>Total</b>				<b>500.00</b>		

**Tabel A6.9 Pengembangan GI 150 kV Baru**

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Kambang	150/20 kV	New	30	2016	Operasi
2	Bingkuang	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
3	Batang Sangir (Muaro Laboh)	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
4	Pasaman	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
5	Masang	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
6	Sungai Rumbai	150/20 kV	New	30	2017	Committed
7	Muaralabuh / Btg. Sangir (New)	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
8	Kiliranjao	275/150 kV	New	250	2017	Konstruksi
9	Payakumbuh	275/150 kV	New	500	2017	Konstruksi
10	Sungai Rumbai	275/150 kV	New	250	2017	Committed
<b>Total</b>				<b>360</b>		

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
11	Teluk Sirih	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
12	Maninjau	150 kV	Ext	1 LB	2016	Konstruksi
13	Padangluar	150 kV	Ext	1 LB	2016	Konstruksi
14	Payakumbuh	150 kV	Ext	1 LB	2016	Konstruksi
15	Sungai Rumbai	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
16	Batang Sangir (Muaro Laboh)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
17	Simpang Empat	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
18	Solok	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
19	Singkarak	150 kV	Ext	1 LB	2020	Rencana
20	Batu Sangkar	150 kV	Ext	1 LB	2020	Rencana
21	Masang	150 kV	Ext	2 LB	2024	Committed
22	Payakumbuh	150/20 kV	Ext	2 LB	2024	Committed
23	Simpang empat	150/20 kV	Ext	30	2016	Konstruksi
24	PIP	150/20 kV	Uprate	30	2016	Konstruksi
25	Payakumbuh	150/20 kV	Ext	30	2016	Konstruksi
26	Padang luar	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
27	Kiliranjao	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
28	Padang panjang	150/20 kV	Ext	60	2018	Proposed
29	Kambang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
30	PLTU Teluk Sirih	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
31	Bangko	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
32	GIS Simpang haru	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
33	Pariaman	150/20 kV	Ext	30	2016	Konstruksi
34	Maninjau	150/20 kV	Ext	60	2017	Committed
35	Kiliranjao	150/20 kV	Ext	30	2017	Konstruksi
36	Bungus	150/20 kV	Ext	30	2018	Konstruksi
37	Bungus	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
38	Batusangkar	150/20 kV	Uprate	1 TB	2016	Konstruksi
39	PIP	150/20 kV	Ext	60	2017	Committed
40	Payakumbuh	150/20 kV	Uprate	60	2024	Rencana
41	Payakumbuh	150/20 kV	Uprate	60	2017	Konstruksi
42	Pariaman	150/20 kV	Uprate	60	2021	Pengadaan
43	Kambang	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
44	Payakumbuh	150 kV	Ext	2 LB	2023	Committed
45	Kambang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
46	Salak	150/20 kV	Uprate	60	2021	Rencana
47	Padang luar	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
48	GIS/Bangkinang	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
49	Pauh Limo	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
50	Lubuk Alung	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
51	Solok	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
52	Kambang	150/20 kV	Ext	30	2025	Rencana
53	Kiliranjao	275/150 kV	Ext	250	2017	Committed
54	Kiliranjao	275 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
55	Payakumbuh	275 kV	Ext	2 LB	2017	Committed
56	Payakumbuh	275 kV	Ext	2 LB	2017	Committed
57	Sungai Rumbai	275/150 kV	Ext	250	2023	Rencana
58	Kiliranjao	275 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
	<b>Total</b>			<b>1790</b>		

### Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 275 & 150kV, seperti ditampilkan dalam Tabel A6.10 dan Tabel A6.11.



**Tabel A6.10 Pembangunan Transmisi 275 kV Baru**

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	New Padang Sidempuan	Payakumbuh	275 kV	2 cct, 2 Zebra	600	2017	Konstruksi
2	Kiliranjao	Payakumbuh	275 kV	2 cct, 2 Zebra	282	2017	Konstruksi
3	Sungai Rumbai	Inc. 2 pi (Muara Bungo - Kiliranjao)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	1	2017	Committed
	<b>Jumlah</b>				<b>883</b>		

**Tabel A6.11 Pembangunan Transmisi 150 kV Baru**

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	PLTU Sumbar Pesisir/Teluk Sirih	Kambang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	160	2016	Operasi
2	Maninjau	Padang Luar	150 kV	1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit)	42	2016	Konstruksi
3	Padang Luar	Payakumbuh	150 kV	1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit)	32	2016	Konstruksi
4	GI Bingkuang	Inc. 2 Pi (Pauh Limo - L. Alung/PIP)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	8	2017	Rencana
5	Sungai Rumbai	Batang Sangir	150 kV	2 cct, 2 Hawk	140	2018	Rencana
6	Batang Sangir	PLTP Muara Laboh	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2018	Rencana
7	Pasaman	Simpang Empat	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2018	Rencana
8	Solok	Inc. 2 Pi (Ombilin - Indarung)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2018	Rencana
9	Singkarak	Batusangkar	150 kV	1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit)	25	2020	Konstruksi
10	Masang 2	Padang Luar	150 kV	2 cct, 2 Hawk	80	2022	Rencana
11	Masang-3	Masang 2	150 kV	2 cct, 1 Hawk	20	2024	Committed
12	Masang 2	PLTP Bonjol	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2024	Rencana
	<b>Jumlah</b>				<b>609</b>		

**Pengembangan Distribusi**

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. diproyeksikan akan terjadi penambahan pelanggan baru sekitar 475 ribu pelanggan sampai dengan tahun 2025, atau rata-rata 47,5 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan pembangunan JTM 4.200 kms, JTR sekitar 4.129 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 715 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A6.12.

**Tabel A6.12 Pengembangan Sistem Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR Kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	433.9	408.4	66	64,156	31.6
2017	418.3	451.8	68	82,671	33.2
2018	419.9	427.9	76	66,547	33.2
2019	428.1	416.4	78	64,321	33.7
2020	421.3	417.2	78	62,395	33.3
2021	419.5	401.0	72	36,737	30.6
2022	415.3	395.5	75	31,393	30.7
2023	409.4	391.6	64	22,699	28.0
2024	404.5	396.9	67	22,209	28.4
2025	429.9	421.9	71	21,719	30.1
2016-2025	4,200.1	4,128.6	715	474,846	312.8

**A6.4. RINGKASAN**

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di Provinsi Sumatera Barat sampai tahun 2025 diberikan pada Tabel A6.13

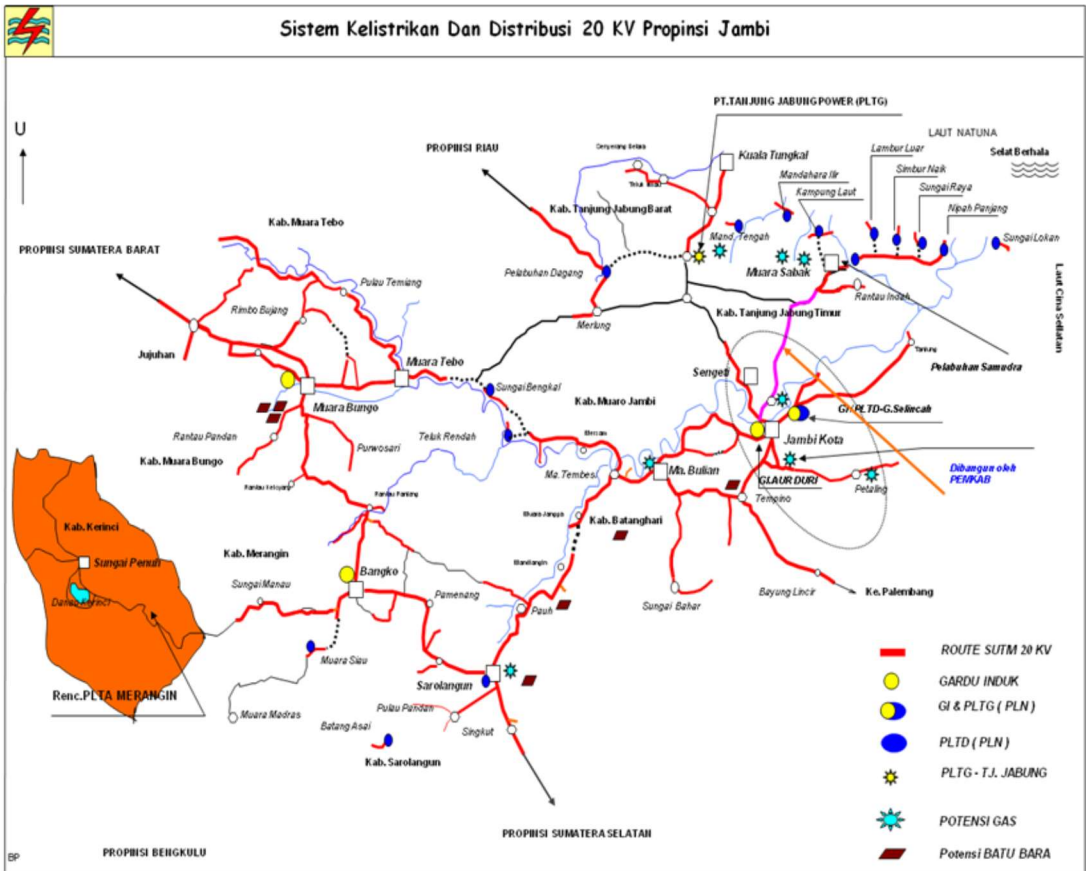
**Tabel A6.13 Ringkasan**

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	3.374	3.634	567	1	330	234	88
2017	3.659	3.936	654	18	1.790	891	500
2018	3.967	4.262	707	80	270	222	260
2019	4.292	4.606	756	190	0	0	494
2020	4.610	4.941	814	13	0	25	73
2021	4.887	5.232	859	0	120	0	35
2022	5.194	5.554	909	73	120	80	178
2023	5.509	5.886	961	61	370	0	176
2024	5.867	6.265	1.019	174	120	40	366
2025	6.236	6.683	1.084	150	90	0	410
Growth/ Jumlah	7,1%	7,0%	7,5%	760	3.210	1.492	2.581

**LAMPIRAN A.7**  
**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)**  
**DI PROVINSI JAMBI**

**A7.1. KONDISI SAAT INI**

Jumlah beban puncak *non-coincident* system kelistrikan Provinsi Jambi (interkoneksi dan *isolated*) saat ini sebesar 338 MW dan dipasok dari sistem interkoneksi Sumbagselteng melalui saluran transmisi 150 KV dengan 6 GI, yaitu GI Aur Duri, GI Payo Selincah, GI Muara Bulian, GI Muara Bungo, GI Bangko, dan GI Sei Gelam, dan terdapat 3 GI rencana di tahun 2016 akan beroperasi yaitu GI Sabak, Sarolangun, dan New Aurduri. Peta jaringan distribusi Provinsi Jambi seperti ditunjukkan pada Gambar A7.1.



Gambar A7.1. Peta Jaringan Distribusi di Provinsi Jambi

Kapasitas pembangkit *eksisting* di Provinsi Jambi adalah sekitar 1186,8 MW seperti ditunjukkan pada Tabel A7.1.

Tabel A7.1. Kapasitas Pembangkit

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	SUNGAI GELAM	PLTMG	GAS	PLN	116.7
2	PAYO SELINCAH	PLTMG	GAS	PLN	164.8
3	PAYO SELINCAH	PLTG	GAS	PLN	164.8
4	BATANG HARI	PLTG	GAS	PLN	60.0
5	SUNGAI GELAM	PLTG	GAS	PLN	116.7
6	SUNGAI GELAM (SW)	PLTMG	GAS	Sewa	116.7
7	PAYO SELINCAH (SW)	PLTG	GAS	Sewa	164.8

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
8	PAYO SELINCAH (SW)	PLTMG	GAS	Sewa	164.8
9	SUNGAI GELAM (SW)	PLTG	GAS	Sewa	116.7
10	Tersebar S2JB	PLTD	IDO	PLN	0.9
	Total				1186.8

## A7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Komposisi penjualan per-sektor pelanggan tahun 2014, adalah seperti pada Tabel A7.2.

Tabel A7.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	966	65,9
2	Komersil	287	19,6
3	Publik	103	7,0
4	Industri	111	7,5
Jumlah		1.467	100

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 dapat dilihat pada Tabel A7.3.

Tabel A7.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7,5	1.879	2.091	410	775.746
2017	9,7	2.131	2.368	463	807.869
2018	10,2	2.437	2.703	527	851.351
2019	10,9	2.805	3.105	603	893.937
2020	8,7	3.149	3.479	673	941.027
2021	8,7	3.516	3.878	748	967.741
2022	8,7	3.918	4.314	829	987.338
2023	8,7	4.365	4.800	920	1.007.162
2024	8,7	4.861	5.340	1.020	1.027.261
2025	8,7	5.412	5.946	1.131	1.047.657
Growth	9,1%	12,5%	12,3%	11,9%	3,4%

## A7.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi, dan distribusi sebagai berikut.

### Potensi Sumber Energi

Sumber energi yang tersedia di Provinsi Jambi terdiri dari batubara, gas dan tenaga air. Berdasarkan informasi dari Pemerintah Provinsi Jambi, potensi batubara yang layak ditambang adalah 779 juta ton dengan nilai kalori rata-rata 5.715 kkal/kg yang tersebar di seluruh daerah kabupaten kecuali Kabupaten Kerinci. Potensi gas terdapat di Kabupaten Tanjung Jabung dan Kabupaten Muaro Jambi dan potensi

tenaga air terdapat di Kabupaten Merangin (sungai Merangin dan sungai Batang Air Batu).

### **Pengembangan Pembangkit**

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025 di Jambi direncanakan akan dipenuhi dengan mengembangkan pembangkit di Jambi dan di daerah lain pada sistem interkoneksi Sumatera. Adapun pembangkit yang direncanakan berada di Provinsi Jambi mempunyai kapasitas total 2.021 MW seperti ditampilkan pada Tabel A7.4.

**Tabel A7. 4 Pengembangan Pembangkit**

No.	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Mobile PP Sumbagselteng/ T.Jabung	PLTG/MG	Swasta	75.0	2016	Konstruksi
2	Batanghari Ekspansi (ST)	PLTGU	PLN	30.0	2017	Konstruksi
3	Jambi Peaker	PLTGU/MG	Swasta	100.0	2018	Pengadaan
4	Jambi	PLTU	Swasta	1,200.0	2019	Rencana
5	Sungai Penuh (FTP2)	PLTP	PLN	110.0	2020 & 2022	Committed
6	Merangin	PLTA	Swasta	350.0	2022	Rencana
7	Pembangkit Hidro Tersebar	PLTA	Swasta	20.7	2016-2025	Rencana
8	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTBm	Swasta	15.0	2016-2025	Rencana
9	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP	Swasta	110.0	2016-2025	Rencana
10	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	10.0	2016-2025	Rencana
<b>Jambi Total</b>				<b>2,020.7</b>		

PLTU Jambi dengan kapasitas 2x600 MW, titik koneksi SUTET 500 kV ke Muara Enim dan New Aur Duri, di Provinsi Sumatera Selatan dan/atau Jambi akan dilaksanakan oleh swasta (IPP).

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)**

#### **Pengembangan GI**

Sampai dengan tahun 2025 diperlukan pengembangan seperti pada Tabel A7.5 dan Tabel A7.6.

**Tabel A7.5. Pengembangan GI 275 dan 500 kV**

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Muaro Bungo	275/150 kV	New	250	2016	Konstruksi
2	Bangko	275/150 kV	New	250	2016	Konstruksi
3	New Aurduri	275/150 kV	New	250	2016	Pelelangan
4	New Aurduri/Jambi 2	500/275 kV	New	500	2018	Rencana
				<b>1,250</b>		
5	Muaro Bungo	275/150 kV	Ext	250	2016	Committed
6	Bangko	275 kV	Ext	Reac	2016	Konstruksi
7	Bangko	275/150 kV	Ext	250	2016	Committed
8	New Aurduri	275/150 kV	Ext	250	2016	Pelelangan
9	New Aurduri/Jambi 2	500/275 kV	Ext	500	2019	Rencana
10	New Aurduri	275/150 kV	Ext	1000	2025	Rencana
11	New Aurduri	275/150 kV	Ext	TB	2018	Rencana
12	Muara Enim	500 kV	Ext	2 LB	2019	Committed
13	New Aurduri/Jambi 2	500 kV	Ext	2 LB	2019	Committed
<b>TOTAL</b>				<b>2,250</b>		

Tabel A7.6. Pengembangan GI 150 kV

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Sungai Penuh	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
2	New Aurduri	150/20 kV	New	60,0	2016	Konstruksi
3	Muara Sabak	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
4	Sarolangun	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
5	Tebo	150/20 kV	New	60,0	2016	Committed
6	Kuala Tungkal	150/20 kV	New	30,0	2018	Proposed
7	GIS Kota Jambi	150/20 kV	New	60,0	2020	Rencana
8	Pelabuhan Dagang	150/20 kV	New	30,0	2020	Rencana
9	PLTP Sungai Penuh	150/20 kV	New	30,0	2020	Rencana
10	Kotoroyo	150/20 kV	New	60,0	2025	Rencana
11	Merangin	150/20 kV	New	30,0	2022	Committed
12	Kotorato	150/20 kV	New	60,0	2022	Rencana
	<b>Total</b>			<b>510,0</b>		
13	Bangko	150/20 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
14	Muara Bulian	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
15	Sei gelam	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Committed
16	New Aurduri/Seibertam	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Committed
17	Payoselincah (line Bay GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
18	Sei Gelam	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
19	Sei Gelam	150 kV	Ext	2 LB	2019	Committed
20	Muara Sabak	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
21	Kuala Tungkal	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
22	Sungai Penuh	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
23	Tebo	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
24	Sarolangun	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
25	Sungai Penuh	150/20 kV	Ext	30,0	2017	Konstruksi
26	Muaro bungo	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
27	Sei Gelam	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
28	Tebo	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Pengadaan
29	Aur duri	150/20 kV	Uprate	60,0	2020	Committed
30	Muara Sabak	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Proposed
31	Muara Bungo	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
32	Payoselincah	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Rencana
33	Bangko	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Proposed
34	Aurduri	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
35	New Aur Duri	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
36	Muara Bungo	150/20 kV	Uprate	60,0	2020	Rencana
37	Sarolangun	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
38	Kotarayo	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
39	Pelabuhan Dagang	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
40	Kuala Tungkal	150/20 kV	Uprate	60,0	2025	Rencana
	<b>Total</b>			<b>930,0</b>		

### Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan Sistem Sumatera diperlukan pengembangan transmisi seperti ditampilkan dalam Tabel A7.7 dan Tabel A7.8.

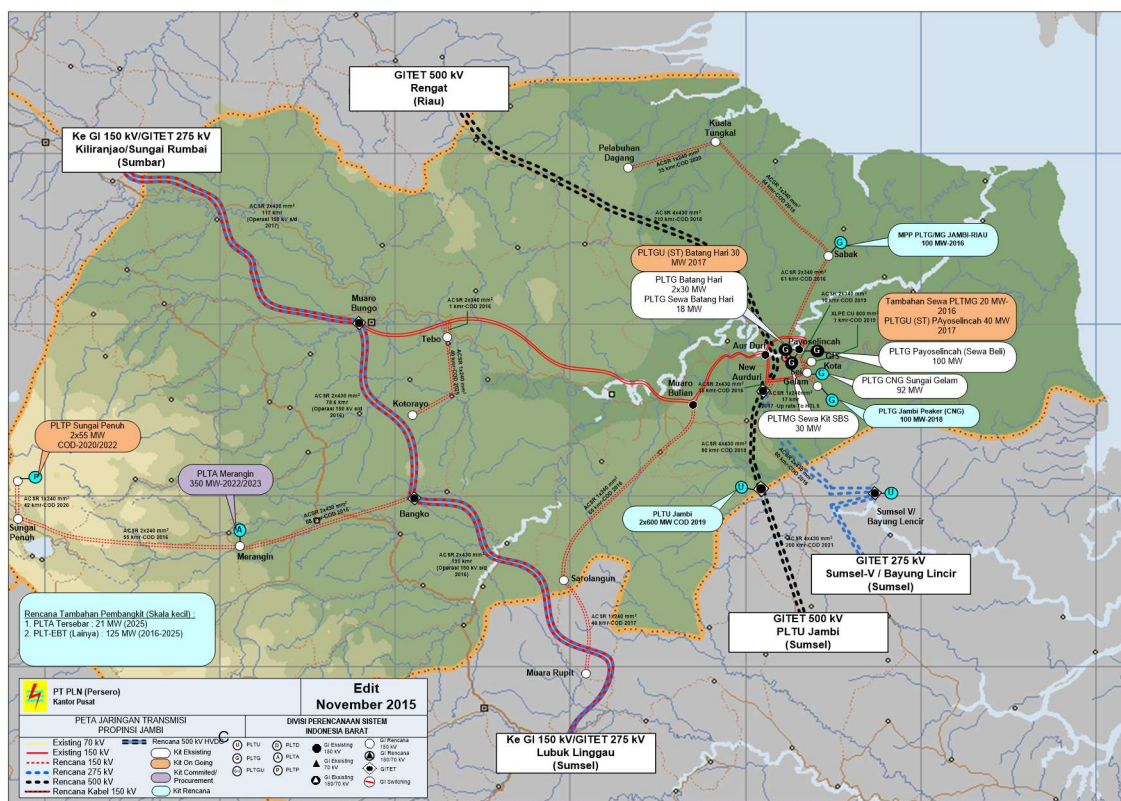
Tabel A7.7. Pembangunan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Tebo	Inc. 2 Pi (Muara Bungo-Muara Bulian)	150 kV	2 cct, ACSR 2x340 mm2	1	2016	Committed
2	Bangko	PLTA Merangin	150 kV	2 cct, 2 Zebra	136	2016	Konstruksi
3	PLTA Merangin	Sungai Penuh	150 kV	2 cct, 2 Hawk	110	2016	Konstruksi
4	New Aur Duri	2 pi incomer (Aur Duri-Sei Gelam)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	30	2016	Konstruksi
5	Muara Sabak	Inc. 1 Pi ( Payo Selincah - Aur Duri )	150 kV	2 cct, ACSR 2x340 mm2	121.6	2016	Konstruksi
6	Muara Bulian	Sarolangun	150 kV	2 cct, 1 Hawk	130	2016	Konstruksi
7	New Aur Duri (rekonduktoring)	Sei Gelam (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	34	2017	Committed
8	Sei gelam	Jambi Peaker	150 kV	2 cct, 2 Hawk	10	2017	Committed
9	GIS Kota Jambi	Inc. 2 Pi (Payoselincah-Sei Gelam)	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	2	2018	Rencana
10	Muara Sabak	Kuala Tungkal	150 kV	2 cct, 1 Hawk	108.8	2018	Rencana
11	Payo Selincah	Sei Gelam	150 kV	2 cct, ACSR 2x340 mm2	20	2019	Rencana
12	Pelabuhan Dagang	Kuala Tungkal	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2020	Rencana
13	PLTP Sungai Penuh	Sungai Penuh	150 kV	2 cct, 1 Hawk	84	2020	Rencana
14	Tebo	Kotorayo	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>937</b>		

Tabel A7.8. Pembangunan Transmisi 275 dan 500 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	New Aurduri	Bayung Lincir/PLTU Sumsel-5	275 kV	2 cct, 2 Zebra	120	2016	Konstruksi
2	New Aurduri/Jambi 2	Peranap/Riau 1	500 kV	2 cct, 4 Zebra	420	2018	Pengadaan
<b>Jumlah</b>					<b>540</b>		

Peta sistem kelistrikan Provinsi Jambi diperlihatkan pada Gambar A7.2.



Gambar A7.2. Peta Jaringan Provinsi Jambi

### Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik akan dilakukan penambahan pelanggan barusebanyak 427 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025 atau rata-rata 42,9 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan pembangunan JTM 5.585 kms.JTR sekitar 1.879 kms dan

tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 449 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A7.9.

**Tabel A7.9. Pengembangan Sistem Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	339,7	177,4	35	126.208	25,3
2017	386,9	186,0	36	37.979	21,8
2018	437,3	180,5	37	49.439	24,1
2019	493,9	189,5	40	48.644	26,4
2020	528,2	184,3	41	49.741	27,8
2021	573,2	185,1	41	29.811	28,2
2022	620,7	184,8	46	20.962	30,1
2023	671,7	191,5	52	21.201	33,0
2024	726,3	189,5	57	21.484	35,7
2025	807,9	210,2	63	21.792	39,6
2016-2025	5.585,8	1.879,0	449	427.260	292,0

#### **A7.4. SISTEM ISOLATED**

Provinsi Jambi masih memiliki 6 PLTD berbahan bakar minyak, yaitu PLTD Pelabuhan Dagang, PLTD Sungai Lokan, PLTD Mendahara Tengah, dan PLTD Kuala Tungkal, PLTD Batang Asai, dan PLTD Sarolangun serta satu pembangkit IPP berbahan bakar gas yang beroperasi di Kabupaten Tanjung Jabung kapasitas terpasang 7.2 MW.

**Tabel A7.10. Pembangkit pada Sistem *Isolated***

No	Nama Pembangkit	Jenis	Kapasitas (MW)	Pemilik
1	Pelabuhan Dagang	PLTD	6.4	PLN
2	Sungai Lokan	PLTD	1.2	PLN
3	Mendahara Tengah	PLTD	0.4	PLN
4	Kuala Tungkal	PLTD	3.5	PLN
5	Batang Asai	PLTD	0.8	PLN
6	Sarolangun	PLTD	3.0	PLN
7	Tanjung Jabung Power	PLTG/MG	7.2	Swasta
	Total		22.5	

Untuk penyediaan listrik jangka panjang dan sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik pada sistem *isolated* direncanakan di interkoneksi dengan *Grid* Sumatera.



**A7.5. RINGKASAN**

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di Provinsi Jambi sampai tahun 2025 diberikan pada Tabel A7.11

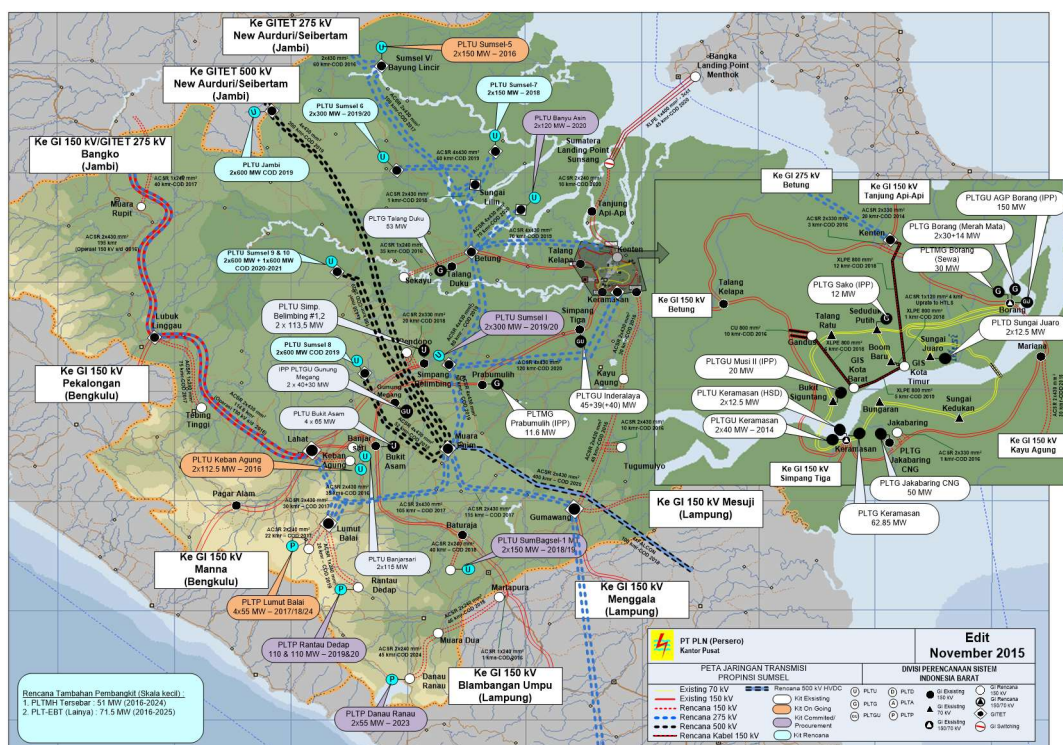
**Tabel A7.11. Ringkasan**

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	1.879	2.091	410	90	1.830	649	364,8
2017	2.131	2.368	463	30	30	44	64,5
2018	2.437	2.703	527	110	590	531	383,7
2019	2.805	3.105	603	1.200	680	20	1.642,1
2020	3.149	3.479	673	55	420	154	172,2
2021	3.516	3.878	748	-	60	-	30,3
2022	3.918	4.314	829	230	90	-	403,3
2023	4.365	4.800	920	175	-	-	295,5
2024	4.861	5.340	1.020	-	120	-	39,9
2025	5.412	5.946	1.131	131	1.120	80	352,2
Growth/ Jumlah	12,5%	12,3%	11,9%	2.021	4.940	1.477	3.748,5

## LAMPIRAN A.8 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SUMATERA SELATAN

### A8.1. KONDISI KELISTRIKAN SAAT INI

Beban puncak sistem kelistrikan Sumatera Selatan saat ini sebesar 889MW dipasang dari pembangkit yang terinterkoneksi melalui *Grid* 150 kV dan 70 kV. Untuk sistem *isolated* yang lokasinya tersebar dipasang dari pembangkit IPP dan PLTD.



**Gambar A8.1. Peta Kelistrikan Provinsi Sumatera Selatan**

Pembangkit yang memasok Provinsi Sumsel diberikan pada Tabel A8.1.

**Tabel A8.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang**

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	PT ASTA KRAMASAN ENERGI (SEWA) (SW)	PLTD	MFO	Sewa	65.0
2	TALANG DUKU	PLTG	GAS	PLN	77.6
3	JAKA BARING	PLTG	GAS	PLN	60.0
4	BUKIT ASAM	PLTU	Batubara	PLN	260.0
5	MERAH MATA LM 2000 (EX T. DUKU)	PLTG	GAS	PLN	14.0
6	KERAMASAN (G)	PLTMG	GAS	PLN	220.9
7	SUNGAI JUARO	PLTD	IDO	PLN	25.0
8	INDERALAYA	PLTGU	GAS	PLN	125.0
9	INDERALAYA	PLTG	GAS	PLN	125.0
10	KERAMASAN (G)	PLTG	GAS	PLN	220.9
11	KERAMASAN (G)	PLTGU	GAS	PLN	220.9
12	TALANG DUKU (SW)	PLTG	GAS	Sewa	77.6
13	INDERALAYA (SW)	PLTG	GAS	Sewa	125.0
14	BORANG (G) (SW)	PLTG	GAS	Sewa	67.2
15	KERAMASAN (G) (SW)	PLTG	GAS	Sewa	220.9
16	KERAMASAN (G) (SW)	PLTMG	GAS	Sewa	220.9
17	PLTM Tersebar S2JB	PLTM	Hydro	PLN	1.6
<b>Total</b>					<b>2,127.3</b>

Kota Palembang dipasok dari ring transmisi 70 kV dan ring transmisi 150 kV, dengan 4 trafo IBT 150/70 kV yang berada di GI Borang dan GI Keramasan dengan kapasitas 400 MVA. Gardu induk terpasang di Provinsi Sumatera Selatan sebanyak 22GI dengan total kapasitas trafo 1521 MVA, terdiri dari 7 GI 70/20kV dan 15 GI 150/20 kV.

## **A8.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI SUMATERA SELATAN**

Komposisi penjualan per-sektor pelanggan tahun 2014, adalah seperti pada Tabel A8.2.

**Tabel A8.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan**

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	2.376	58,2
2	Komersil	698	17,1
3	Publik	307	7,5
4	Industri	704	17,2
Jumlah		4.085	100,0

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk, dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 seperti pada Tabel A8.3.

**Tabel A8.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6,8	5.185	5.185	1.029	1.727.229
2017	7,3	5.805	5.805	1.139	1.832.387
2018	7,8	6.527	6.527	1.266	1.935.344
2019	8,3	7.378	7.378	1.416	2.036.133
2020	6,6	8.166	8.166	1.549	2.139.978
2021	6,6	9.000	9.000	1.689	2.203.908
2022	6,6	9.889	9.889	1.836	2.238.475
2023	6,6	10.868	10.868	1.996	2.273.442
2024	6,6	11.943	11.943	2.170	2.308.898
2025	6,6	13.133	13.133	2.362	2.344.997
Growth	7,0%	10,9%	10,9%	9,7%	3,5%

## **A8.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, Transmisi, dan distribusi sebagai berikut.

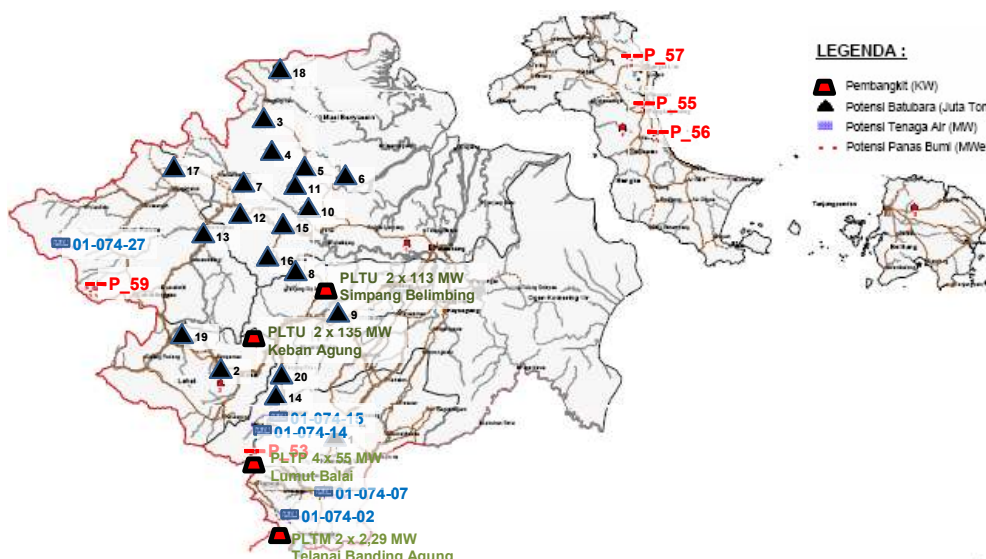
**Potensi Sumber Energi**

Potensi sumber energi di provinsi ini sangat banyak berupa batubara, gas bum, minyak bumi, panas bumi dan gas metan batubara (CBM), sebagaimana diperlihatkan pada Tabel A8.4.

**Tabel A8.4. Potensi Sumber Energi**

Sumber Daya	Potensi	Produksi
Minyak Bumi (Oil)	757.6 MMSTB	27.933.07 ribu BBL
Gas Bumi	24179.5 BSCF	434.108.64 ribu MMBTU
Batubara	47.1 Milyar Ton	9.276.361 ton
Coal Bed Methane	183.00 TCF	Belum dimanfaatkan
Panas Bumi (Geothermal)	1.911 MW	Belum dimanfaatkan
Gambut	64.200 Ha	Belum dimanfaatkan
Potensi Air (Mini/Mikro Hidro)	9.385.728 kW	Sebagian dimanfaatkan
Energi Surya	53.85 x 10 MW	Telah dimanfaatkan
Biomassa	16.034.24 GWh	Sebagian dimanfaatkan
Biogas	235.01 kWh	Belum dimanfaatkan

Sumber : Dinas Pertambangan dan Pengembangan Energi Prov. Sumatera Selatan 2008



**Gambar A8.2. Peta Potensi Sumber Energi di Provinsi Sumatera Selatan**

**Pengembangan Pembangkit**

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 3.648 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A8.5.

**Tabel A8.5. Pengembangan Pembangkit**

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Keban Agung	PLTU	Swasta	225	2016	Konstruksi
2	Sumsel-5 (Bayung Lencir)	PLTU	Swasta	300	2016	Konstruksi
3	Lumut Balai (FTP2)	PLTP	Swasta	220	2017/18 & 2024	Committed
4	Komerling	PLTM	Swasta	1.4	2018	Konstruksi
5	Sumbagsel-1	PLTU	Swasta	300	2018/19	Konstruksi
6	Sumsel-7	PLTU	Swasta	300	2018	Rencana
7	Rantau Dadap (FTP2)	PLTP	Swasta	220	2019/20	Committed
8	Sumsel-1	PLTU	Swasta	600	2019	Committed
9	Sumsel-6	PLTU	Swasta	600	2019/20	Rencana
10	Banyuasin	PLTU	Swasta	240	2020	Rencana
11	Danau Ranau (FTP2)	PLTP	Swasta	110	2023	Committed
12	Sumatera-1	PLTGU	Unallocated	400	2024	Rencana
13	Lahat	PLTM	Swasta	9.99	2025	Konstruksi
14	Niagara	PLTM	Swasta	1.7	2025	Konstruksi
15	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTBm	Swasta	6.5	2016-2025	Rencana
16	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP	Swasta	65	2016-2025	Rencana
17	Pembangkit Minihidro Tersebar	PLTM	Swasta	38.02	2016-2025	Rencana
18	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	10	2016-2025	Rencana
	<b>SUMSEL Total</b>			<b>3,648</b>		

PLTU Jambi dengan kapasitas 2x600 MW, titik koneksi SUTET 500 kV ke Muara Enim dan New Aur Duri, di Provinsi Sumatera Selatan dan/atau Jambi akan dilaksanakan oleh swasta (IPP).

Sedangkan PLTU MT Sumsel-8, Sumsel-9, dan Sumsel-10 dengan kapasitas total 3.000 MW merupakan PLTU batubara mulut tambang dengan memanfaatkan tersedianya cadangan batubara *low rank*. Listrik dari ketiga PLTU ini akan disalurkan ke Pulau Jawa melalui transmisi HVDC 500 kV Jawa-Sumatera.

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)**

#### **Pengembangan Gardu Induk**

Provinsi Sumsel memerlukan pengembangan GI 150 kV dan 70 kV dengan kapasitas sebesar 3.190 MVA sampai dengan tahun 2025 seperti pada Tabel A8.6.

**Tabel A8.6. Pengembangan GI 150 kV dan 70 kV**

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Muara Rupit	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
2	Kenten	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
3	Sekayu	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
4	Gandus	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
5	Tebing Tinggi	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
6	Jakabaring	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
7	Kayu Agung	150/20 kV	New	60	2016	Committed
8	Tugumulyo	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
9	Pendopo	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
10	Muara Dua	150/20 kV	New	60	2018	Committed

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
11	Lumut Balai	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
12	Martapura	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
13	GIS Kota Barat	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
14	GIS Kota Timur	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
15	GIS Kota Timur	150/70 kV	New	100	2018	Rencana
16	Sungai Lilin	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
17	Landing Point Sumatera-Bangka	150 kV	New	3 LB	2020	Rencana
	<b>TOTAL</b>			<b>850</b>		
18	Bukit Asam	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
19	Betung	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
20	Gandus	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
21	Lahat	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
22	Lubuk Linggau	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
23	Jakabaring	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
24	Gumawang	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
25	Kayu Agung	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
26	Mariana	150 kV	Ext	2 LB	2016	Committed
27	Martapura	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
28	Gandus	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
29	kenten	150 kV	Ext	1 LB	2018	Rencana
30	Baturaja	150 kV	Ext	2 LB	2018	Committed
31	Muara Dua	150 kV	Ext	2 LB	2023	Committed
32	Gumawang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
33	Tanjung Api-Api/Mariana	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
34	Prabumulih	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
35	Pagar Alam	150/20 kV	Uprate	30	2016	Konstruksi
36	Lubuk Linggau	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
37	Lahat	150/20 kV	Uprate	30	2016	Konstruksi
38	Gumawang	150/20 kV	Ext	30	2017	Konstruksi
39	Betung	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
40	Baturaja	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
41	Mariana	150/20 kV	Uprate	60	2017	Committed
42	Betung	150/20 kV	Uprate	60	2017	Committed
43	Pagar Alam	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
44	Lahat	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
45	Talang Kelapa	70/20 kV	Ext	30	2016	Pengadaan
46	Seduduk Putih	70/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
47	Prabumulih	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
48	Bukit Siguntang	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
49	Borang	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
50	Betung	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
51	Mariana	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
52	Keramasan	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
53	Tebing Tinggi	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
54	Simpang Tiga	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
55	Sekayu	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
56	Kayu Agung	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
57	Gunung Megang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
58	Kenten	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
59	Gandus	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
60	Borang	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
61	Pendopo	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
62	Muara Rupit	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
63	Martapura	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
64	Keramasan	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
65	GIS Kota Barat	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
66	Kenten	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
67	Gandus	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
68	Tanjung Api-Api	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
69	Talang Kelapa	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
70	Muara Rupit	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
71	Baturaja	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
72	Tebing Tinggi	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
73	Sungai Lilin	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
74	Betung	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
<b>TOTAL</b>				<b>2430</b>		

Di Provinsi Sumatera Selatan juga banyak dikembangkan proyek-proyek GI 275 kV, GI 500 kV dan stasiun konverter transmisi HVDC 500 kV seperti pada Tabel A8.7. Stasiun konverter dan SUTET HVDC menghubungkan sistem Sumatera dan Jawa.

**Tabel A8.7. Pengembangan GI 275 kV, 500 kV, dan 500 kV HVDC**

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Lubuk Linggau	275/150 Kv	New	250	2016	Konstruksi
2	Lahat	275/150 kV	New	1000	2016	Konstruksi
3	Bayung Lincir/PLTU Sumsel - 5	275 kV	New	4 LB	2016	Konstruksi
4	Betung	275/150 kV	New	250	2016	Committed
5	Gumawang	275/150 kV	New	500	2017	Konstruksi
6	Lumut Balai	275/150 kV	New	500	2017	Committed
7	Sungai Lilin	275/150 kV	New	250	2018	Rencana
8	Palembang-1/Palembang Utara	275/150 kV	New	500	2019	Rencana
9	PLTU Sumsel-1	275/150 kV	New	2 LB	2019	Committed
10	Muara Enim	275 kV	New	6 LB	2017	Pengadaan
11	Muara Enim/Sumsel 1	500/275 kV	New	500	2019	Rencana
12	Palembang-2 / Palembang Tenggara	275/150 kV	New	500	2019	Pengadaan
13	PLTU Jambi *)	500 KV	New	2 LB	2019	Committed
<b>TOTAL</b>				<b>4250</b>		
14	Lubuk Linggau	275 kV	Ext	Reac	2016	Konstruksi
15	Lubuk Linggau	275/150 kV	Ext	250	2016	Committed
16	Lahat	275/150 kV	Ext	500	2016	Committed
17	Betung	275/150 kV	Ext	250	2017	Committed
18	Lahat	275 kV	Ext	2 LB	2017	Pengadaan
19	Betung	275 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
20	Sungai Lilin	275 kV	Ext	2 LB	2018	Pengadaan
21	Sungai Lilin	275 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
22	Betung	275 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
23	PLTU Sumsel-1	275 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana

\*) PLTU Jambi terkoneksi ke GITET Muara Enim/Sumsel 1 dan New Aur Duri/Jambi 2

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
24	Muara Enim	275 kV	Ext	TB	2019	Rencana
25	Lumut Balai	275 kV	Ext	250	2019	Committed
26	Gumawang	275/150 kV	Ext	250	2019	Rencana
27	Gumawang	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
28	Betung	275/150 kV	Ext	2 LB	2020	Committed
29	PLTU Sumsel-1	275 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
30	Muara Enim/Sumsel 1	500 kV	Ext	500	2021	Rencana
<b>TOTAL</b>				<b>1500</b>		

### Pengembangan Transmisi

Di Provinsi Sumatera Selatan diperlukan pengembangan transmisi 150 kV, 275 kV, 500 kV dan 500 kV DC seperti ditampilkan dalam Tabel A8.8.dan Tabel A8.9.

**Tabel A8.8. Pembangunan Transmisi 150 kV**

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Sarolangun	Muara Rupit	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2017	Committed
2	Betung (rekonduktoring)	Talang Kelapa (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 2x310 mm2	110	2017	Rencana
3	Kenten	Inc. 2 Pi ( Talang Kelapa - Borang )	150 kV	2 cct, ACSR 2x330 mm2	1	2016	Konstruksi
4	Kenten	Tx. Tanjung Api-Api	150 kV	2 cct, ACSR 2x330 mm2	2	2016	Konstruksi
5	Betung	Sekayu	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2016	Konstruksi
6	Gandus	Inc. 2 Pi (Keramasan - Talang Kelapa)	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	20	2016	Konstruksi
7	Lahat	PLTU Keban Agung	150 kV	2 cct, 2 Zebra	70	2016	Konstruksi
8	Lubuk Linggau	Tebing Tinggi	150 kV	2 cct, 1 Hawk	150	2017	Konstruksi
9	Jakabaring	Inc. 2 Pi (Keramasan - Mariana)	150 kV	2 cct, ACSR 2x330 mm2	2	2016	Konstruksi
10	Mariana	Kayu Agung	150 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2016	Konstruksi
11	Kayu Agung	Gumawang	150 kV	2 cct, 2 Zebra	90	2016	Konstruksi
12	Tugumulyo	Inc. 2 Pi (Kayu Agung - Gumawang)	150 kV	4 cct, 2 Zebra	40	2019	Rencana
13	Pendopo	Inc. 2 Pi (Lahat - Simpang Belimbing)	150 kV	2 cct, ACSR 2x330 mm2	40	2018	Rencana
14	Martapura	Inc. 2 pi (Baturaja-B. Kemuning)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2016	Konstruksi
15	Tanjung Api-Api	Sunsang (Sumatera Landing Point)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2020	Rencana
16	Muara Dua	Martapura	150 kV	2 cct, 2 Hawk	92	2018	Rencana
17	PLTP Lumut Balai	Lumut Balai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	44	2017	Pengadaan
18	Gandus	GIS Kota Barat	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	6	2018	Rencana
19	Kenten	GIS Kota Timur	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	12	2018	Rencana
20	Boom Baru	GIS Kota Timur	70 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	1	2018	Rencana
21	GIS Kota Barat	GIS Kota Timur	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	5	2019	Rencana
22	PLTU Sumbagsel-1	Baturaja	150 kV	2 cct, 2 Hawk	80	2018	Committed
23	Muara Dua	PLTP Danau Ranau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	90	2023	Committed
24	PLTP Rantau dadap	Lumut Balai	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2019	Committed
<b>Total</b>					<b>1,127</b>		

**Tabel A8.9. Pembangunan Transmisi 275 kV, 500 kV, dan 500 kV DC**

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Lahat	Muara Enim	275 kV	2 cct, 2 Zebra	210	2017	Committed
2	Muara Enim	Gumawang	275 kV	2 cct, 2 Zebra	230	2017	Committed
3	Lumut Balai	Inc. 2 Pi (Lahat-Muara Enim)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2017	Committed
4	Bayung Lincir/PLTU Sumsel-5	Betung	275 kV	2 cct, 2 Zebra	200	2016	Konstruksi
5	Sungai Lilin	Inc. 2pi (Betung-Sumsel-5)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	2	2018	Rencana
6	Betung	GITET Palembang - 1/Palembang Utara	275 kV	2 cct, 4 Zebra	140	2019	Rencana
7	Sumsel-6	Sungai Lilin	275 kV	2 cct, 2 Zebra	120	2019	Committed
8	Sumsel-7	Sungai Lilin	275 kV	2 cct, 2 Zebra	120	2018	Committed
9	PLTU Sumsel-1	Betung	275 kV	2 cct, 2 Zebra	160	2019	Committed
10	Muara Enim	PLTU Sumsel-1	275 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2019	Committed
11	PLTU Banyuasin	Betung	275 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2020	Committed
12	Sumsel-1	GITET Palembang - 2/Palembang Tenggara	275 kV	2 cct, 4 Zebra	240	2020	Rencana
13	Muara Enim/Sumsel 1	PLTU Jambi *)	500 kV	2 cct, 4 Zebra	240	2019	Committed
14	PLTU Jambi *)	New Aur Duri/ Jambi 2	500 kV	2 cct, 4 Zebra	240	2019	Committed
<b>Total</b>					<b>2.162</b>		

Selain proyek-proyek transmisi yang tercantum dalam Tabel A8.8 dan Tabel A8.9 terdapat pula ruas transmisi 500 kV AC yang menghubungkan PLTU mulut tambang Sumsel-8, Sumsel-9, dan Sumsel-10 ke GI 500 kV Muara Enim.

\*) PLTU Jambi terkoneksi ke GITET Muara Enim/Sumsel 1 dan New Aur Duri/Jambi 2



### **Pengembangan Distribusi**

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. diperlukan tambahan sebesar 721 juta pelanggan atau rata-rata 72 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan JTM 12.734kms, JTR sekitar 4.131 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 826 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A8.10. Dengan total investasi rata-rata sebesar 639.6 Juta USD pertahun

**Tabel A8.10. Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR Kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	814.0	410.8	75	104,210	50.5
2017	923.0	424.6	73	105,158	53.6
2018	1,031.9	407.1	72	102,957	56.4
2019	1,150.9	423.6	75	100,789	60.5
2020	1,218.4	406.4	74	103,845	62.4
2021	1,310.1	405.0	74	63,930	62.8
2022	1,404.1	400.0	82	34,567	65.3
2023	1,503.7	411.0	92	34,967	70.5
2024	1,608.9	401.5	100	35,456	75.3
2025	1,769.2	441.5	109	36,099	82.3
2016-2025	12,734.2	4,131.5	826	721,978	639.6

### **A8.4. RINGKASAN**

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2025 diperlihatkan pada Tabel A8.11.

**Tabel A8.11. Ringkasan**

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	5.185	5.185	1.029	529,0	3.060,0	517,0	969,4
2017	5.805	5.805	1.139	67,5	2.090,0	884,4	412,0
2018	6.527	6.527	1.266	506,4	950,0	352,5	979,5
2019	7.378	7.378	1.416	860,0	2.090,0	605,0	1.543,1
2020	8.166	8.166	1.549	950,0	120,0	360,0	1.598,6
2021	9.000	9.000	1.689	17,5	560,0	480,0	343,4
2022	9.889	9.889	1.836	10,0	180,0	-	91,4
2023	10.868	10.868	1.996	110,0	120,0	90,0	352,4
2024	11.943	11.943	2.170	526,0	60,0	-	759,7
2025	13.133	13.133	2.362	71,2	300,0	-	255,0
Growth/ Jumlah	44%	44%	48%	3.647,6	9.530,0	3.288,9	7.304,5

## LAMPIRAN A.9 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI BENGKULU

### A9.1. KONDISI KELISTRIKAN SAAT INI

Beban puncak pada sistem kelistrikan Provinsi Bengkulu saat ini mencapai sekitar 175 MW. Pasokan utama bersumber dari sistem interkoneksi Sumbagselteng melalui transmisi 150 kV dan 70 kV. Sedangkan sistem *isolated* dipasok dari PLTD dan PLTMH. Peta kelistrikan Provinsi Bengkulu diperlihatkan pada Gambar A9.1.



Gambar A9.1. Peta Kelistrikan Provinsi Bengkulu Pembangkit di Provinsi Bengkulu diberikan pada Tabel A9.1.

Tabel A9.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	MUSI	PLTA	Hydro	PLN	213.0
2	TES I	PLTA	Hydro	PLN	22.0
3	Tersebar S2JB	PLTD	HSD	PLN	20.6
4	Tersebar (SW) S2JB	PLTD	HSD	Sewa	9.3
<b>Total</b>					<b>264.8</b>

### A9.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI BENGKULU

Komposisi penjualan per-sektor pelanggan tahun 2014, adalah seperti pada Tabel A8.2.

**Tabel A9.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan**

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	545	75
2	Komersil	103	14
3	Publik	55	8
4	Industri	27	4
Jumlah		730	100

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 dapat dilihat pada Tabel A9.3.

**Tabel A9.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

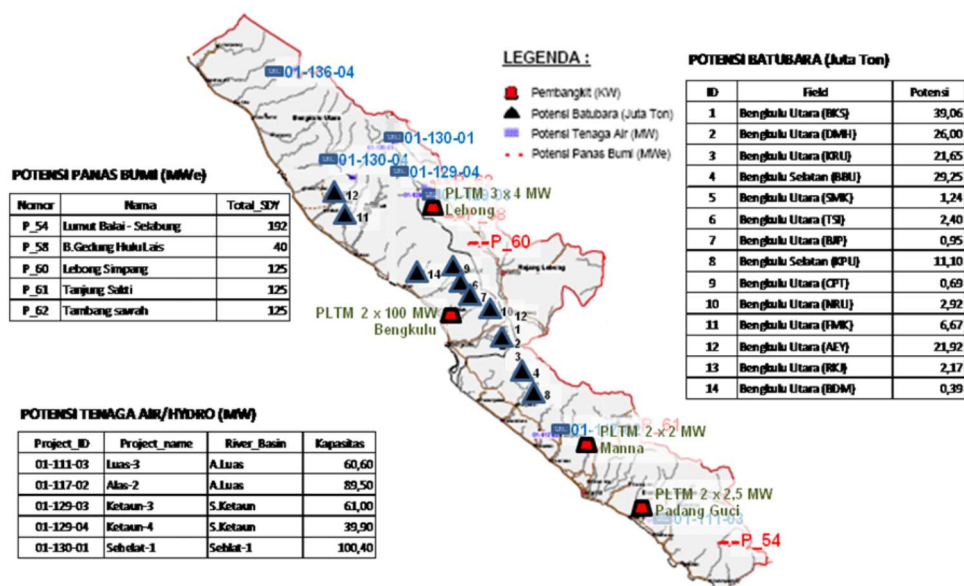
Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7,1	942	1.055	217	455.995
2017	7,6	1.063	1.188	242	478.704
2018	8,1	1.201	1.340	271	500.996
2019	8,6	1.362	1.517	304	523.068
2020	6,9	1.519	1.689	335	545.208
2021	6,9	1.678	1.861	366	557.506
2022	6,9	1.849	2.047	400	567.837
2023	6,9	2.036	2.252	436	578.283
2024	6,9	2.241	2.476	475	588.813
2025	6,9	2.465	2.724	518	599.499
<b>Growth</b>	<b>7,3%</b>	<b>11,3%</b>	<b>11,1%</b>	<b>10,2%</b>	<b>3,1%</b>

### **A9.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi, dan distribusi sebagai berikut.

#### **Potensi Sumber Energi**

Menurut informasi dari Kementerian ESDM, sumber energi yang tersedia di Bengkulu untuk membangkitkan energi listrik terdiri dari potensi tenaga air dan panas bumi dengan perkiraan potensi mencapai 400 MW untuk PLTA dan 500 MW PLTP. Selain itu terdapat cadangan batubara sebesar 120 juta ton. Gambar A9.2 memperlihatkan sebaran dan jumlah potensi energi tersebut.



Gambar A9.2. Peta Potensi Energi Primer

### Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 413.9 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A9.4.

Tabel A9.4. Pengembangan Pembangkit

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Muko-muko	PLTG/MG	PLN	25,0	2017	Rencana
2	Air Putih	PLTA	Swasta	21,0	2018	Pengadaan
3	Hululais (FTP2)	PLTP	PLN	55,0	2018	Committed
4	Bengkulu	PLTU	Swasta	200,0	2019	Committed
5	Hululais (FTP2)	PLTP	PLN	55,0	2019	Committed
6	Ketahun-1	PLTA	PLN	25,0	2023	Rencana
7	Batu Balai / manna	PLTM	Swasta	4,0	2025	Konstruksi
8	Muara Sahung	PLTM	Swasta	9,9	2025	Rencana
9	Batu Ampar	PLTM	Swasta	3,0	2025	Rencana
10	Pembangkit Hidro Tersebar	PLTA	Swasta	27,5	2016-2025	Rencana
11	Pembangkit Minihidro Tersebar	PLTM	Swasta	84,1	2016-2025	Rencana
12	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTbm	Swasta	6,0	2016-2025	Rencana
13	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP	Swasta	165,0	2016-2025	Rencana
14	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	10,0	2016-2025	Rencana
<b>Total</b>				<b>690,5</b>		

Pembangunan PLTU batu bara skala kecil memiliki tingkat kesulitan cukup tinggi dan keberhasilannya relative rendah. Untuk mengejar target operasi pada tahun 2017, maka rencana pembangunan PLTU Muko-Muko 2x7 MW diganti menjadi PLTG/MG Muko-Muko 25 MW.

### Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

#### Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk di Provinsi Bengkulu hingga tahun 2025 yaitu penambahan GI baru pengembangan GI *eksisting* dengan total kapasitas mencapai 600 MVA dengan rincian kegiatan seperti pada Tabel A9.5.

**Tabel A9.5. Pengembangan GI Baru 150 kV dan 70 Kv**

No	Gardu Induk	Tegangan	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Air Putih	70/20 kV	New	30	2018	Pengadaan
2	Pulau Baai	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
3	Muko Muko	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
4	PLTU Bengkulu	150/20 kV	New	30	2019	Committed
5	Arga makmur	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
6	Bintuhan	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
7	Hululais	150/20 kV	New	30	2019	Committed
8	Ketahun	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
<b>Total</b>				<b>360</b>		
9	Tes	70/20 kV	Ext	2 LB	2018	Committed
10	Pekalongan	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
11	Pulau Baai	150 kV	Ext	2 LB	2019	Committed
12	PLTU Bengkulu	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
13	Arga Makmur	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
14	Muko Muko	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
15	Manna	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
16	Pekalongan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Committed
17	Arga makmur	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
18	Manna	150/20 kV	Uprate	60	2017	Proposed
19	TES	70/20 kV	Uprate	30	2018	Proposed
20	Sukamerindu	70/20 kV	Uprate	30	2016	Proposed
21	Pekalongan	70/20 kV	Uprate	30	2017	Rencana
22	PULAU BAAI	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
23	Pekalongan	150/20 kV	Ext	30	2025	Rencana
<b>Total</b>				<b>240</b>		

### Pengembangan Transmisi

Untuk mengikuti perkembangan gardu induk dan pembangkit.dibutuhkan juga pengembangan jaringan transmisi sepanjang 1.220 kms.Rincian kegiatan terdapat pada Tabel A9.6.

**Tabel A9.6. Pembangunan Transmisi**

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Tess	Air Putih	70 kV	2 cct, ACSR 1x210 mm2	80	2018	Konstruksi
2	Pekalongan	Pulo Baai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	90	2016	Konstruksi
3	PLTU Bengkulu	Pulo Baai	150 kV	2 cct, 2 Zebra	10	2019	Rencana
4	Pulo Baai	Arga Makmur	150 kV	2 cct, 2 Zebra	160	2018	Committed
5	Muko-Muko	Arga Makmur	150 kV	2 cct, 2 Zebra	360	2020	Committed
6	Manna	Bintuhan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	140	2019	Committed
7	Pekalongan	PLTP Hululais	150 kV	2 cct, 1 Hawk	100	2019	Rencana
8	Kambang	Muko-Muko	150 kV	2 cct, 2 Hawk	220	2019	Rencana
9	PLTA Ketahun-3	Arga Makmur	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2023	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>1220</b>		

### Pengembangan Distribusi

Proyeksi penambahan pelanggan baru mencapai 161 ribu sambungan untuk kurun waktu 2016-2025 atau rata-rata 16,1 ribu pelanggan per tahun, dengan kebutuhan pertambahan JTM sebanyak 2.597 kms, JTR sepanjang 841 kms, dan penambahan kapasitas gardu distribusi sebesar 185MVA seperti pada Tabel A9.7. Dengan rata-rata investasi sebesar 13 Juta USD pertahun.

**Tabel A9.7. Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR Kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	163.4	82.5	16	17,082	10.0
2017	186.4	85.8	16	22,709	11.1
2018	209.2	82.5	16	22,292	11.7
2019	233.6	86.0	17	22,072	12.7
2020	248.8	83.0	17	22,139	13.1
2021	267.7	82.7	17	12,299	13.1
2022	287.2	81.8	19	10,331	13.9
2023	307.9	84.2	21	10,446	15.1
2024	329.6	82.3	23	10,530	16.1
2025	362.6	90.5	25	10,686	17.6
2016-2025	2,596.6	841.2	185	160,586	134.5

#### **A9.4. RINGKASAN**

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2025 diperlihatkan pada Tabel A9.8.

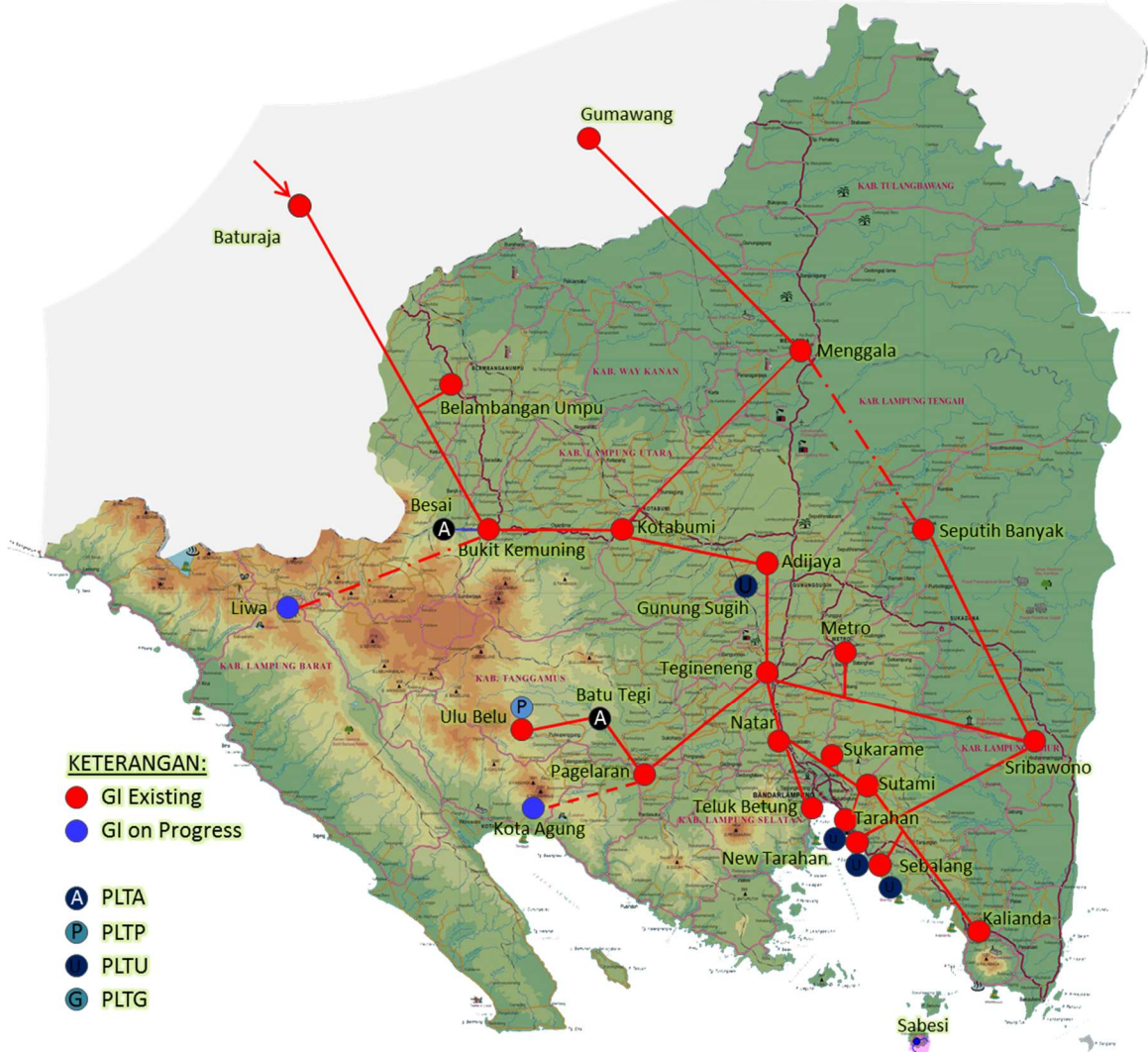
**Tabel A9.8. Ringkasan**

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	942	1.055	217	6	90	90	248
2017	1.063	1.188	242	25	150	-	202
2018	1.201	1.340	271	76	120	240	292
2019	1.362	1.517	304	255	90	470	648
2020	1.519	1.689	335	10	60	360	111
2021	1.678	1.861	366	-	-	-	28
2022	1.849	2.047	400	28	60	-	63
2023	2.036	2.252	436	25	60	60	63
2024	2.241	2.476	475	-	-	-	18
2025	2.465	2.724	518	253	30	-	589
Growth/ Jumlah	11,3%	11,1%	10,2%	678	660	1.220	2.264

## LAMPIRAN A.10 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI LAMPUNG

### A10.1.KONDISI SAAT INI

Sistem ketenagalistrikan di Provinsi Lampung adalah bagian dari sistem interkoneksi Sumatera seperti ditunjukkan pada Gambar A10.1.



Gambar A10.1.Peta Sistem Interkoneksi & Sistem Isolated

Sub Sistem kelistrikan Lampung akan dikembangkan untuk mencakup daerah-daerah sebagai berikut: Kota Agung di Kabupaten Tanggamus, Liwa, dan Ulubelu di Kabupaten Lampung Barat, Pakuan Ratu di Kabupaten Tulang Bawang Barat dan Simpang Pematang di Kabupaten Mesuji. Peta kelistrikan Provinsi Lampung diperlihatkan pada Gambar A10.2.



Gambar A10.2 .Peta Kelistrikan Provinsi Lampung

Beban puncak Lampung pada tahun 2015 adalah 854 MW. Pembangkit yang berada di Provinsi Lampung ditunjukkan pada Tabel A10.1.

Tabel A10.1. Kapasitas Pembangkit

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	PLTD Tersebar Lampung	PLTD	HSD	PLN	0.0
2	PLTD Tersebar (SW) Lampung	PLTD	HSD	Sewa	0.0
3	PLTM Tersebar Lampung	PLTM	Hydro	PLN	1.1
4	PLTP ULU BELU	PLTP	GEO	PLN	110.0
5	TARAHAN	PLTD	HSD	PLN	23.2
6	TARAHAN (G)	PLTG	HSD	PLN	16.2
7	WAY BESAI	PLTA	Hydro	PLN	90.0
8	BATUTEGI	PLTA	Hydro	PLN	28.6
9	TARAHAN (U)	PLTU	Batubara	PLN	300.0
10	TARAHAN (SW)	PLTD	HSD	Sewa	23.2
11	PLTD Tersebar Lampung	PLTD	HSD	PLN	1.2
12	PLTD Tersebar (SW) Lampung	PLTD	HSD	Sewa	0.0
<b>Total</b>					<b>593.5</b>

## A10.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Komposisi penjualan per-sektor pelanggan tahun 2015, adalah seperti pada tabel A8.2.



**Tabel A10.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan**

NO	KELOMPOK TARIF	ENERGI JUAL (GWh)	PORSI (%)
1	Rumah Tangga	2.036	55,7
2	Komersial	476	13,0
3	Publik	226	6,2
4	Industri	918	25,1
Jumlah		3.656	100,0

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 dapat dilihat pada Tabel A10.3.

**Tabel A10.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6.8	3,959	4,395	893	1,841,594
2017	7.3	4,365	4,837	972	1,960,349
2018	7.7	4,839	5,353	1,059	2,048,834
2019	8.3	5,377	5,938	1,153	2,133,765
2020	6.6	5,947	6,556	1,257	2,220,548
2021	6.6	6,569	7,228	1,370	2,264,179
2022	6.6	7,249	7,962	1,493	2,291,497
2023	6.6	7,991	8,768	1,628	2,318,227
2024	6.6	8,801	9,648	1,776	2,344,409
2025	6.6	9,688	10,682	1,937	2,370,271
Growth	7.0%	10.5%	10.4%	9.0%	2.9%

### **A10.3. PENGEMBANGAN KETENAGALISTRIKAN**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

#### **Potensi Sumber Energi**

Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Lampung, potensi sumber energi utama yang berada di provinsi ini adalah panas bumi dan tenaga air sebagaimana diberikan pada Tabel A10.4 dan Tabel A10.5. Selain itu juga terdapat potensi biomassa dan batubara.

**Tabel A10.4. Potensi Panas Bumi**

No.	Area	Regency	Potency (Mwe)		Reserve (Mwe)		
			Speculative	Hipothetic	Possible	Probable	Proven
1	Way Umpu	Way Kanan	100	-	-	-	-
2	Danau Ranau	Lampung Barat	-	185	222	37	-
3	Purunan	Lampung Barat	25	-	-	-	-
4	Gn. Sekincau	Lampung Barat	-	100	130	-	-
5	Bacingot	Lampung Barat	225	-	-	-	-
6	Suoh Antata	Lampung Barat	-	163	300	-	-
7	Pajar Bulan	Lampung Barat	100	-	-	-	-
8	Natar	Lampung selatan	25	-	-	-	-
9	Ulu Belu	Tanggamus	-	156	380	-	110
10	Lempasing	Lampung selatan	225	-	-	-	-
11	Way Ratai	Lampung selatan	-	194	-	-	-
12	Kalianda	Lampung selatan	-	40	40	-	-
13	Pmt. Belirang	Lampung selatan	225	-	-	-	-
Total Potency = 2,855 Mwe			925	838	1,072	37	110

**Tabel A10.5. Potensi Tenaga Air**

No.	Lokasi	Kapasitas (MW)	No.	Lokasi	Kapasitas (MW)
I	Mesuji Tulang bawang		III	Semangka	
1	Besai / Umpu	7.50	1	Semangka Atas I	26.8
2	Giham Pukau	16.00	2	Semangka Atas II	23.2
3	Giham Aringik	80.00	3	Semangka Atas III	28.2
4	Tangkas	1.60	4	Semangka Bawah I	35.5
5	Campang Limau	1.00	5	Semangka Bawah II	40.4
6	Sinar Mulia	978.00	6	Semung I	23.8
7	Way Abung	600.00	7	Semung II	38.7
8	Way Umpu	600.00	8	Semung III	17.0
			9	Manula I	5.7
			10	Manula II	8.4
			11	Simpang Lunik I	6.1
II	Seputih / Sekampung		12	Simpang Lunik II	3.8
1	Buniayu	39.20	13	Simpang Lunik III	3.9

### **Pengembangan Pembangkit**

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 1.093 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A10.6.

**Tabel A10.6. Pengembangan Pembangkit**

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Mobile PP Sumbagsel	PLTG/MG	Swasta	100.0	2016	Konstruksi
2	Tarahan #4 FTP1 (Sebalang )	PLTU	PLN	100.0	2016	Konstruksi
3	Ulubelu #3 & #4 (FTP2)	PLTP	Swasta	110.0	2016/17	Konstruksi
4	Lampung Peaker	PLTGU	PLN	200.0	2018	Rencana
5	Semangka (FTP2)	PLTA	Swasta	56.0	2018	Konstruksi
6	Rajabasa (FTP2)	PLTP	Swasta	220.0	2023/24	Committed
7	Wai Ratai (FTP2)	PLTP	Swasta	55.0	2023	Committed
8	Sumatera-2	PLTGU	Unallocated	400.0	2025	Rencana
9	Suoh Sekincau (FTP2)	PLTP	Swasta	220.0	2025	Committed
10	Pembangkit Hidro Tersebar	PLTA	Swasta	27.0	2016-2025	Rencana
11	Pembangkit Minihidro Tersebar	PLTM	Swasta	32.0	2016-2025	Rencana
12	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	15.0	2016-2025	Rencana
Total				1,520.0		

**Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

**Pengembangan GI**

Di Provinsi Lampung direncanakan pembangunan GI baru dan pengembangan GI *existing* sampai dengan tahun 2025 seperti diperlihatkan pada Tabel A10.7.

**Tabel A10.7.Rencana GI Baru 150 Kv, 275 kV, dan 500 kV DC**

No	Gardu Induk	Tegangan	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Kota Agung	150/20 kV	New	30,0	2016	Operasi
2	Liwa	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
3	Mesuji	150/20 kV	New	30,0	2017	Konstruksi
4	Jati Agung	150/20 kV	New	60,0	2018	Pengadaan
5	Pakuan Ratu/Way Kanan	150/20 kV	New	60,0	2017	Pengadaan
6	Bandar Surabaya	150/20 kV	New	60,0	2017	Proposed
7	Dipasena	150/20 kV	New	60,0	2017	Pengadaan
8	Gedong Tataan	150/20 kV	New	60,0	2017	Proposed
9	Teluk Ratai	150/20 kV	New	30,0	2017	Proposed
10	Ketapang	150/20 kV	New	60,0	2017	Committed
11	Langkapura	150/20 kV	New	60,0	2017	Pengadaan
12	Sukadana	150/20 kV	New	60,0	2022	Rencana
13	Sidomulyo	150/20 kV	New	60,0	2022	Rencana
14	Kota Gajah	150/20 kV	New	60,0	2023	Rencana
15	GIS Garuntang	150/20 kV	New	60,0	2021	Rencana
16	Kali Rejo/Lampung I	150/20 kV	New	60,0	2023	Rencana
17	Bengkunat	150/20 kV	New	60,0	2019	Rencana
18	KIM/Tenggarus	150/20 kV	New	60,0	2019	Rencana
19	Penemangan	150/20 kV	New	60,0	2021	Rencana
20	Rajabasa	150/20 kV	New	60,0	2021	Rencana
21	Lampung-1/Sribawono	275/150 kV	New	500,0	2019	Rencana
<b>Total</b>				<b>1.580,0</b>		
22	Pagelaran	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
23	Bukit Kemuning	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
24	Menggala	150 kV	Ext	2 LB	2020	Konstruksi
25	Kotabumi	150 kV	Ext	2 LB	2020	Konstruksi
26	Menggala	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
27	Seputih banyak	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
28	Sukarame	150 kV	Ext	2 LB	2018	Proposed
29	Sukarame	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
30	Blambangan Umpu	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
31	Blambangan Umpu	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
32	Seputih banyak	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
33	Bandar Surabaya	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
34	Dipasena	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
35	Mesuji	150 kV	Ext	2 LB	2016	Committed
36	Ulu Belu	150 kV	Ext	2 LB	2016	Committed
37	Pagelaran	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
38	Gedong Tataan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
39	Kalianda	150 kV	Ext	2 LB	2017	Committed
40	Teluk betung	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
41	New Tarahan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
42	Kota Agung	150 kV	Ext	2 LB	2018	Committed
43	Kotabumi	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
44	Liwa	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
45	Kota Agung	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
46	KIM/Tenggarus	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
47	Bengkunat	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
48	Besai	150 kV	Ext	2 LB	2021	Committed
49	Besai	150 kV	Uprate	2 LB	2021	Rencana
50	Bukit Kemuning	150 kV	Uprate	2 LB	2021	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
51	Menggala	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
52	Teluk Ratai	150 kV	Ext	2 LB	2023	Committed
53	kalianda	150 kV	Ext	2 LB	2023	Committed
54	Sebalang	150/20 kV	Ext	2 TB	2017	Committed
55	GIS Garuntang	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
56	Teluk Betung	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
57	Kotabumi	150/20 kV	Uprate	60,0	2016	Konstruksi
58	Tegineneng	150/20 kV	Uprate	60,0	2016	Konstruksi
59	Sukarame	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
60	Sribawono	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
61	Blambangan Umpu	150/20 kV	Ext	1 TB	2016	Konstruksi
62	Tarahan	150/20 kV	Uprate	60,0	2017	Committed
63	Menggala	150/20 kV	Uprate	60,0	2017	Konstruksi
64	Menggala	150/20 kV	Uprate	60,0	2016	Konstruksi
65	Natar	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Committed
66	Tegineneng	150/20 kV	Uprate	60,0	2018	Committed
67	Seputih Banyak	150/20 kV	Uprate	60,0	2018	Committed
68	New Tarahan	150/20 kV	Ext	100,0	2019	Committed
69	Liwa	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
70	Kota Agung	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
71	New Tarahan	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Rencana
72	Jati Agung	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
73	Adijaya	150/20 kV	Uprate	60,0	2017	Proposed
74	Adijaya	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
75	Natar	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
76	New Tarahan	150/20 kV	Uprate	60,0	2025	Rencana
77	Metro	150/20 kV	Uprate	60,0	2018	Rencana
78	Teluk Ratai	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
79	Mesuji	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
80	Peneumangan	150/20 kV	Ext	60,0	2022	Rencana
81	Sidomulyo	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
82	Gedong Tataan	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
83	Pakuan Ratu/Way Kanan	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
84	Langkapura	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
85	Kota Gajah	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
86	Dipasena	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
87	KIM/Tenggamus	150/20 kV	Uprate	100,0	2021	Rencana
88	KIM/Tenggamus	150/20 kV	Ext	100,0	2023	Rencana
89	Blampangan Umpu	150/20 kV	Uprate	60,0	2023	Rencana
90	Sukadana	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
91	Tarahan	150/20 kV	Uprate	60,0	2018	Rencana
92	Sutami	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
93	Sutami	150/20 kV	Uprate	60,0	2024	Rencana
94	Kalianda	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
95	Kotabumi	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
96	Sribawono	150/20 kV	Uprate	60,0	2025	Rencana
97	Pagelaran	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
<b>Total</b>				<b>2.640,0</b>		

### Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi 150 kV dan 500 kV sampai dengan 2025 sepanjang 2.332 kms diperlihatkan pada Tabel A10.8.

Untuk meningkatkan jalur evakuasi daya ke sistem Lampung, juga direncanakan GITET dan SUTET 275kV. Di provinsi ini juga melintas transmisi 500 kV HVDC

Sumatera-Jawa dengan *switching station* dan *landing point* kabel laut 500 kV HVDC akan berada di Ketapang.

**Tabel A10.8. Rencana Pengembangan Transmisi**

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Bukit Kemuning	Liwa	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2016	Konstruksi
2	Gumawang	Mesuji	150 kV	2 cct, 2 Hawk	160	2017	Konstruksi
3	Menggala	Kotabumi	150 kV	1 cct, 2 Hawk (2nd sirkit)	57,5	2020	Konstruksi
4	Menggala	Seputih Banyak	150 kV	2 cct, 2 Zebra	120	2016	Konstruksi
5	Sukarame	Jatiagung	150 kV	2 cct, 2 Hawk	16	2018	Proposed
6	Sukarame	Inc. 2 Pi (Sutami-Natar)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	2	2018	Committed
7	Pakuan Ratu/Way Kanan	Blambangan Umpu	150 kV	2 cct, 2 Hawk	30	2017	Proposed
8	Blambangan Umpu	Inc. 2 Pi (Martapura-Bk.Kemuning)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	2	2017	Proposed
9	Seputih banyak	Dipasena	150 kV	2 cct, 2 Hawk	200	2017	Proposed
10	Bandar Surabaya	2 Pi Inc. (Seputih Banyak-Dipasena)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2017	Proposed

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
11	Mesuji	Dipasena	150 kV	2 cct, 2 Hawk	152	2017	Committed
12	PLTP Ulubelu #3,4	Ulubelu	150 kV	2 cct, 1 Hawk	20	2016	Committed
13	Pagelaran	Gedong Tataan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2017	Committed
14	Gedon Tataan	Teluk Ratai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2017	Proposed
15	Kalianda	Ketapang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	90	2017	Committed
16	Langkapura	Inc. 2 Pi (Natar - Teluk Betung)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2017	Proposed
17	Teluk Betung	New Tarahan	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	30	2019	Rencana
18	Sidomulyo	Inc. 2 Pi (Kalianda-Sebalang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10	2022	Rencana
19	Sukadana	Inc. 2 Pi (Sribawono-Seputih Banyak)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10	2022	Rencana
20	Kota Gajah	Inc. 2 Pi (Seputih Banyak - Menggala)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10	2023	Rencana
21	Garuntang	Inc. 2 Pi (New Tarahan-Teluk Betung)	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	10	2021	Rencana
22	PLTA Semangka	Kota Agung	150 kV	2 cct, 1 Hawk	112	2018	Committed
23	Kalirejo	Kotabumi	150 kV	2 cct, 2 Hawk	70	2023	Rencana
24	Liwa	Bengkunat	150 kV	2 cct, 2 Hawk	120	2019	Committed
25	KIM Tenggamus	Kota Agung	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2019	Committed
26	Bengkunat	KIM	150 kV	2 cct, 2 Hawk	120	2022	Rencana
27	Besai	PLTP Suoh sekincau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	38	2021	Rencana
28	Bukit Kemuning (rekonduktoring)	Besai (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	70	2021	Rencana
29	Peneumangan	Menggala	150 kV	2 cct, 2 Hawk	40	2021	Rencana
30	Teluk Ratai	PLTP Wai Ratai	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2023	Rencana
31	Kalianda	PLTP Rajabasa	150 kV	2 cct, 2 Hawk	40	2023	Rencana
32	Gumawang	Lampung-1/Sribawono	275 kV	2 cct, 2 Zebra	500	2019	Rencana
					2331,5		

**Pengembangan Distribusi**

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, penambahan pelanggan baru sampai dengan 2025 adalah 616 ribu pelanggan atau rata-rata 61,6 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 1.792 kms, JTR sekitar 3.378 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 879 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A10.9. Dengan rata-rata jumlah investasi sebesar 334.9 Juta USD pertahun.

**Tabel A10.9. Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	205.2	306.4	71	87,563	31.2
2017	196.6	310.2	75	118,756	33.8
2018	189.7	316.1	79	88,485	32.9
2019	183.9	323.2	83	84,931	33.6
2020	178.0	329.8	87	86,783	34.7
2021	172.7	336.8	91	43,631	32.9
2022	167.9	344.4	93	27,318	32.6
2023	163.5	352.5	96	26,730	33.2
2024	159.5	361.1	99	26,181	33.9
2025	175.5	397.4	104	25,862	36.0
2016-2025	1,792.53	3,377.94	879	616,240	334.9

#### A10.4. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2025 diberikan pada Tabel A10.10.

Tabel A10.10. Ringkasan

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	3.959	4.395	893	260	480	220	446,2
2017	4.365	4.837	972	55	840	776	348,5
2018	4.839	5.353	1.059	256	300	130	287,0
2019	5.377	5.938	1.153	0	780	690	371,2
2020	5.947	6.556	1.257	0	180	58	48,5
2021	6.569	7.228	1.370	17	400	158	161,2
2022	7.249	7.962	1.493	48,76	180	140	163,0
2023	7.991	8.768	1.628	165	400	160	451,6
2024	8.801	9.648	1.776	110	120	-	280,2
2025	9.688	10.682	1.937	623,22	600	-	953,3
Growth/ Jumlah	10,5%	10,4%	9,0%	1.535	4.280	2.332	3.510,6

**LAMPIRAN B**

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM**

**KELISTRIKAN**

**PER PROVINSI**

**WILAYAH OPERASI JAWA BALI**

**LAMPIRAN B1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA**

**LAMPIRAN B2. PROVINSI BANTEN**

**LAMPIRAN B3. PROVINSI JAWA BARAT**

**LAMPIRAN B4. PROVINSI JAWA TENGAH**

**LAMPIRAN B5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA**

**LAMPIRAN B6. PROVINSI JAWA TIMUR**

**LAMPIRAN B7. PROVINSI BALI**

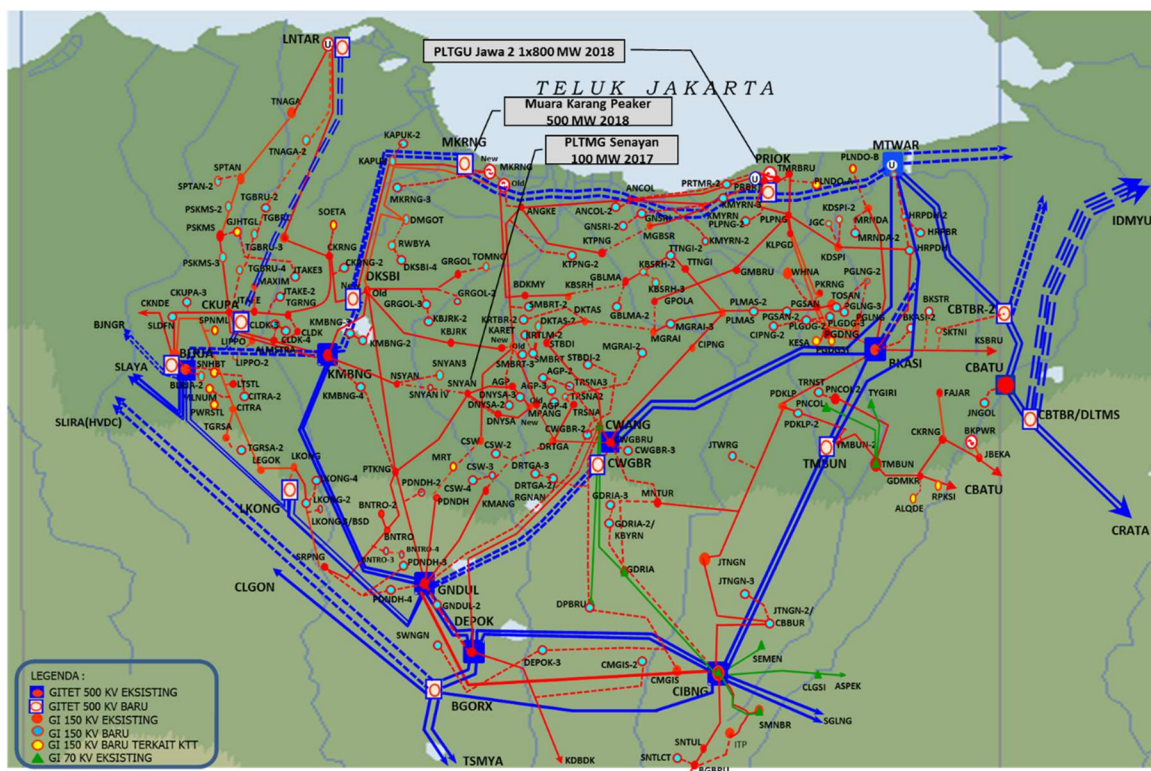
## LAMPIRAN B.1

### RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA (DKI) JAKARTA

#### B1.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi DKI Jakarta (tidak termasuk Kepulauan Seribu) diperkirakan sampai Agustus 2015 sekitar 4.615 MW. Pasokan pembangkit yang terhubung di *grid* 150 kV adalah sekitar 3.690 MW yang berada di 2 lokasi yaitu PLTGU/PLTU Muara Karang dan PLTGU/PLTG Tanjung Priok.

Pasokan dari *grid* 500 kV melalui 6 GITET, yaitu Gandul, Kembangan, Cawang, Bekasi, Cibinong dan Depok dengan kapasitas total 8.000 MVA. Peta sistem kelistrikan DKI Jakarta ditunjukkan pada Gambar B1.1.



Gambar B1.1. Peta Kelistrikan di Provinsi DKI Jakarta

Secara kelistrikan di provinsi DKI Jakarta terdapat 6 sub-sistem yaitu:

1. GITET Gandul dan PLTGU Muara Karang memasok Jakarta Selatan, Jakarta Pusat dan sebagian Tangerang Selatan.
2. GITET Bekasi dan PLTGU Priok memasok Jakarta Utara, Jakarta Pusat dan sebagian Bekasi.
3. GITET Cawang dan GITET Depok memasok Jakarta Timur, Jakarta Pusat dan Jakarta Selatan.
4. GITET Cibinong yang berada di Jawa Barat, selain memasok Bogor juga sebagian Depok sebagian Jakarta Timur.
5. GITET Kembangan memasok Jakarta Barat dan sebagian Tangerang.



6. GITET Depok memasok Depok, sebagian Jakarta Selatan dan sebagian Jakarta Pusat.

Pembangkit di Muara Karang dan Priok mempunyai kapasitas 3.690 MW seperti ditunjukkan pada Tabel B1.1.

**Tabel B1.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang di Muara Karang dan Priok**

No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang	Daya Mampu
					MW	MW
1	Muara Karang Blok 1	PLTGU	Gas /HSD	PJB	509	394
2	Muara Karang Blok 2	PLTGU	Gas	PJB	710	680
3	Muara Karang 4-5	PLTU	Gas /MFO	PJB	400	324
4	Priok 1-2	PLTU	MFO	Indonesia Power	100	0
5	Priok Blok 1	PLTGU	Gas /HSD	Indonesia Power	590	548
6	Priok Blok 2	PLTGU	Gas /HSD	Indonesia Power	590	548
7	Priok Blok 3	PLTGU	Gas	Indonesia Power	740	720
8	Priok	PLTG	HSD	Indonesia Power	52	0
<b>Jumlah</b>					<b>3691</b>	<b>3214</b>

### **B1.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 – 2025 diperlihatkan pada Tabel B1.2.

**Tabel B1.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7.82	29,029	31,042	4,643	3,215,386
2017	8.42	33,108	35,368	5,287	3,250,278
2018	8.89	35,374	37,752	5,641	3,292,144
2019	9.48	37,635	40,124	5,992	3,328,073
2020	7.59	40,114	42,723	6,377	3,364,565
2021	7.59	42,321	45,027	6,717	3,396,399
2022	7.59	44,642	47,452	7,075	3,428,873
2023	7.59	47,001	49,931	7,441	3,461,949
2024	7.59	49,236	52,276	7,786	3,495,700
2025	7.59	51,532	54,713	8,145	3,530,140
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>8.01</b>	<b>6.58</b>	<b>6.50</b>	<b>6.44</b>	<b>1.04</b>

### **B1.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

#### **Potensi Sumber Energi**

Provinsi DKI Jakarta tidak mempunyai potensi sumber energi primer, sehingga pembangkit listrik di Jakarta yaitu Muara Karang dan Priok membutuhkan pasokan gas dari provinsi lain. Pembangkit di Jakarta merupakan pembangkit *must run* yang harus selalu dioperasikan karena lokasinya yang sangat strategis di pusat beban. Namun demikian, pasokan gas saat ini dari PHE ONWJ dan PGN

cenderung menurun dan akan habis pada tahun 2018, sehingga perlu memperpanjang kontrak pasokan gas yang ada. Untuk menutupi kekurangan pasokan gas tersebut, PT Nusantara Regas telah mengoperasikan FSRU LNG untuk memasok pembangkit di Jakarta dengan kapasitas 400 bbtud.

### **Pengembangan Pembangkit**

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025 dipenuhi dengan pengembangan kapasitas pembangkit di sistem Jakarta sendiri dan pengembangan jaringan 500 kV yang memasok Jakarta dengan sistem *looping* untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Khusus untuk pengembangan pembangkit di Jakarta akan dibangun PLTGU Muara Karang *peaker* (bisa *daily start-stop*) dengan kapasitas 500 MW dan PLTGU Jawa-2 (*Load Follower*) 800 MW di lokasi Priok, seperti ditampilkan pada Tabel B1.3. Selain itu dipertimbangkan untuk membangun pembangkit di pusat beban Jakarta, yaitu PLTMG Senayan 100 MW yang sangat strategis dan berfungsi untuk meningkatkan keandalan pasokan sistem MRT (sebagai *back up* pasokan dari GI CSW dan GI Pondok Indah) serta memenuhi kebutuhan pembangkit *blackstart*. Namun masih perlu dikaji kembali terkait ketersediaan pasokan gas dan koneksi jaringannya.

Sedangkan PLTU Jawa-12 yang pada RUPTL sebelumnya direncanakan dibangun di daerah Jakarta, ditunda pelaksanaannya hingga setelah tahun 2025 sehingga tidak tercantum dalam RUPTL 2016-2025. Penundaan ini dilakukan untuk memenuhi target bauran energi dari batubara sekitar 50% pada tahun 2025 sesuai Draft RUKN 2015-2034. Pertimbangan lain adalah bahwa PLTU batubara tidak dikembangkan di kawasan yang dekat pusat kota Jakarta untuk menjaga kualitas udara/lingkungan.

**Tabel B1.3 Pengembangan Pembangkit di Jakarta**

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas MW	COD	Status
1	PLN	PLTMG	Senayan	100	2017	Rencana
2	PLN	PLTGU	Peaker Muara Karang	500	2018	Pengadaan
3	PLN	PLTGU	Jawa-2	800	2018	Pengadaan
Jumlah				1400		

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

#### **Pengembangan GI**

Pengembangan GITET 500 kV sampai tahun 2025 adalah pembangunan 4 GITET baru (4.000 MVA) yang akan mengoptimalkan pasokan ke pusat beban dari sumber-sumber PLTU Murah di Sistem 500 kV dan meningkatkan keandalan pasokan ke Subistem-Subsistem di Jakarta. Penambahan IBT 500/150 kV untuk dan spare IBT satu fasa untuk meningkatkan keandalan pasokan sistem Jakarta. serta usulan baru IBT di GITET Kembangan, seperti diperlihatkan pada Tabel B1.4.

**Tabel B1.4 Pengembangan GITET 500 kV di DKI Jakarta**

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Duri Kosambi (GIS)	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2017	Rencana
2	Muara Karang (GIS)	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2018	Rencana
3	Priok (GIS)	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2018	Rencana
4	Cawang Baru (GIS)	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2020	Rencana
5	Bekasi	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Konstruksi
6	Cawang (GIS)	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Konstruksi
7	Bekasi	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Konstruksi
8	Cawang (GIS)	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2017	Konstruksi
9	Duri Kosambi (GIS)	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2017	Konstruksi
10	Kembangan (GIS)	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2017	Rencana
11	Kembangan (GIS)	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
12	Duri Kosambi (GIS)	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2018	Rencana
13	Duri Kosambi (GIS)	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2018	Rencana
14	Kembangan (GIS)	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2018	Lelang
	<b>Jumlah</b>			<b>6168</b>		

Khusus untuk untuk Provinsi DKI Jakarta kriteria pembebanan trafo adalah lebih besar dari 60% (kriteria provinsi lain 80%). Selanjutnya untuk melayani konsumen direncanakan pembangunan GI 150 kV Baru dan ekstensi trafo 150/20 kV dengan total kebutuhan 18.660 MVA seperti ditampilkan pada Tabel B1.5.

**Tabel B1.5 Pengembangan GI 150 kV di DKI Jakarta**

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Cakung Township (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2016	Konstruksi
2	CSW II / Antasari / Kemang Village (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2016	Konstruksi
3	Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2016	Konstruksi
4	Gandaria (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2016	Konstruksi
5	Gunung Sahari (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2016	Konstruksi
6	Harapan Indah (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2016	Konstruksi
7	Jatirangon II / Cibubur	150/20 kV	<i>New</i>	120	2016	Konstruksi
8	Jatiwaringin (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2016	Konstruksi
9	Kapuk / PIK (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2016	Operasi
10	Semanggi Barat (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2016	Konstruksi
11	Abadi Guna Papan II (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Rencana
12	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Rencana
13	Gambir Lama II (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Rencana
14	Grogol II (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Rencana
15	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Rencana
16	Kembangan II (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Rencana
17	Marunda II (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Rencana
18	Pasar Kemis II	150/20 kV	<i>New</i>	180	2017	Rencana
19	PLTMG Senayan	150 kV	<i>New</i>	6 LB	2017	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
20	Pondok Indah II / Cirendeu (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
21	Senayan III (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
22	Tomang (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
23	Cipinang II / Jatinegara (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
24	CSW III (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
25	Danayasa II / Semanggi Timur (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
26	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
27	Gandaria II / Kebayoran (GIS)	150/20 kV	New	180	2018	Rencana
28	Kemayoran II (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
29	Penggilingan II (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
30	Plumpang II (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
31	Pulo Gadung II (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
32	Semanggi Barat II / Benhil (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
33	Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
34	Trans II	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
35	Ancol (GIS)	150 kV	New	2 LB	2019	Rencana
36	Ancol II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
37	Cawang Baru II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
38	Dukuh Atas II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
39	Gandul II	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
40	Gunung Sahari II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
41	Jatirangon III	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
42	Kandang Sapi II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
43	Karet Baru II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
44	Karet Lama II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
45	Kebon Jeruk II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
46	Kembangan III (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
47	Manggarai II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
48	Muara Karang III / Kamal	150/20 kV	New	100	2019	Rencana
49	Petukangan II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
50	Pondok Indah III / Ciputat (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
51	Pondok Kelapa II	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
52	Priok Timur II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
53	Pulo Mas II	150/20 kV	New	4 LB	2019	Rencana
54	Senayan IV (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
55	Tanah Tinggi II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
56	Abadi Guna Papan III (GIS)	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
57	Penggilingan III (GIS)	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
58	Harapan Indah II (GIS)	150/20 kV	New	200	2021	Rencana
59	Kapuk II (GIS)	150/20 kV	New	200	2021	Rencana
60	Grogol III (GIS)	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
61	Kemayoran III (GIS)	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
62	Ketapang II (GIS)	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
63	Pulo Gadung III (GIS)	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
64	Setiabudi II (GIS)	150/20 kV	New	200	2022	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
65	Ciledug IV (GIS)	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
66	Cipinang III / Klender (GIS)	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
67	Danayasa III (GIS)	150/20 kV	New	100	2023	Rencana
68	Duren Tiga III / Andara (GIS)	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
69	Kebon Sirih III (GIS)	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
70	Manggarai III (GIS)	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
71	Pasar Kemis III	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
72	Semanggi Barat III (GIS)	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
73	CSW IV / Pasar Mede (GIS)	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
74	Pondok Indah IV (GIS)	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
75	Abadi Guna Papan IV (GIS)	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
76	Cawang Baru III (GIS)	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
77	Duri Kosambi IV (GIS)	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
78	Gandaria III (GIS)	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
79	Gunung Sahari III (GIS)	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
80	Harapan Baru (GIS)	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
81	Kembangan IV (GIS)	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
82	Pegangsaan II (GIS)	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
83	Cawang Lama	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
84	Duren Tiga (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
85	Gambir Baru	150 kV	Ext	2 LB	2016	Lelang
86	Karet Baru	150 kV	Ext	1 LB	2016	Konstruksi
87	Karet Lama	150 kV	Ext	1 LB	2016	Konstruksi
88	Karet Lama	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
89	Kemayoran	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
90	Manggarai (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
91	Miniatur (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
92	Miniatur (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
93	Petukangan	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
94	Plumpang	150 kV	Ext	2 LB	2016	Lelang
95	Priok Barat	150 kV	Ext	1 LB	2016	Operasi
96	Pulo Gadung	150 kV	Ext	1 LB	2016	Konstruksi
97	Tanah Tinggi (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
98	Abadi Guna Papan (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
99	Angke	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
100	Cawang Lama	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
101	Cawang Lama	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
102	Cawang Lama	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
103	Cibinong	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
104	Ciledug	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
105	CSW (GIS)	150 kV	Ext	1 LB	2017	Lelang
106	Danayasa (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
107	Duri Kosambi	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
108	Gambir Lama (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
109	Gandaria (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
110	Grogol (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
111	Jatirangon	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
112	Kandang Sapi (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
113	Karet Lama	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
114	Kemayoran	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
115	Mampang Baru (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
116	Mampang Baru (GIS)	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
117	Mampang Dua (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
118	Marunda	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Lelang
119	Marunda	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
120	Muara Karang	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
121	New Senayan (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
122	Penggilingan (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Lelang
123	Pondok Indah (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	1 LB	2017	Lelang
124	Pondok Indah (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
125	Priok Timur	150 kV	<i>Ext</i>	1 LB	2017	Lelang
126	Priok Timur (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
127	Pulo Gadung	150 kV	<i>Ext</i>	1 LB	2017	Rencana
128	Senayan (GIS)	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
129	Taman Rasuna (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
130	Cawang Baru (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2018	Rencana
131	Cawang Lama	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Konstruksi
132	CSW II / Antasari / Kemang Village (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
133	Dukuh Atas (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
134	Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2018	Rencana
135	Gandaria (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2018	Rencana
136	Jatirangon II / Cibubur	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
137	Kemang	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2018	Rencana
138	Kembangan II (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
139	Miniatur (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2018	Rencana
140	Penggilingan (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2018	Rencana
141	Pulo Gadung II (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2018	Rencana
142	Taman Rasuna (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2018	Rencana
143	Tanah Tinggi (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
144	Abadi Guna Papan II (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
145	Budi Kemuliaan	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2019	Rencana
146	Cakung Township (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
147	Ciledug	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
148	Dukuh Atas II (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
149	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
150	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
151	Gambir Baru	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
152	Gandaria (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
153	Grogol II (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
154	Grogol III (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
155	Gunung Sahari (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
156	Gunung Sahari (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
157	Harapan Indah (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
158	Jatirangon II / Cibubur	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
159	Jatirangon II / Cibubur	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
160	Kandang Sapi (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
161	Kapuk / PIK (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
162	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
163	Kelapa Gading	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
164	Kemayoran II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
165	Muara Karang	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
166	Muara Karang Lama	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
167	Penggilingan II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
168	Petukangan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
169	Pulo Gadung II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
170	Semanggi Barat (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
171	Semanggi Barat (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
172	Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
173	Abadi Guna Papan II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
174	Danayasa II / Semanggi Timur (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
175	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
176	Gambir Lama II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
177	Jatirangon III	150/20 kV	Ext	100	2020	Rencana
178	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
179	Marunda II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
180	Pasar Kemis II	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
181	Penggilingan II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
182	Pulo Gadung II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
183	Semanggi Barat (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
184	Semanggi Barat II / Benhil (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
185	Cipinang II / Jatinegara (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
186	CSW III (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
187	Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
188	Jatiwaringin (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
189	Kandang Sapi (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
190	Kapuk / PIK (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
191	Kembangan III (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2021	Rencana
192	Petukangan II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2021	Rencana
193	Plumpang II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
194	Pondok Indah III / Ciputat (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2021	Rencana
195	Cawang Baru II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
196	Cawang Baru II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
197	Karet Baru II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2022	Rencana
198	Kembangan II (GIS)	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
199	Muara Karang III / Kamal	150/20 kV	Ext	100	2022	Rencana
200	Penggilingan III (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2022	Rencana
201	Pulo Gadung II (GIS)	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
202	Cawang Baru II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
203	Ciledug III (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
204	Cipinang II / Jatinegara (GIS)	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
205	CSW III (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
206	Duren Tiga II/Ragunan (GIS)	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
207	Harapan Indah II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
208	Jatirangon III	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
209	Kandang Sapi II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
210	Kebon sirih II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
211	Manggarai II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
212	Marunda II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
213	Senayan III (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
214	Senayan IV (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
215	Tomang (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
216	CSW III (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
217	Gandaria II / Kebayoran (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
218	Grogol II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
219	Gunung Sahari II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2024	Rencana
220	Jatiwaringin (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
221	Manggarai II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2024	Rencana
222	Abadi Guna Papan III (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2025	Rencana
223	Abadi Guna Papan III (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
224	Ancol (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
225	Cawang Baru (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
226	Dukuh Atas II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2025	Rencana
227	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
228	Gandaria II / Kebayoran (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
229	Grogol III (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2025	Rencana
230	Harapan Indah II (GIS)	150/20 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
231	Pondok Indah II / Cirendeu (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>				<b>18660</b>		

### Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV diperlukan pengembangan transmisi 500 kV khususnya di sisi utara Jakarta (Looping Utara Jakarta), sepanjang 138 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B1.6.

**Tabel B1.6 Pengembangan Transmisi 500 kV di DKI Jakarta**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Bekasi	Tx. Muara Tawar – Cibinong	500 kV	2 cct, ACSR 4xDove	12	2016	Konstruksi
2	Kembangan	Duri Kosambi (GIS)	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	6	2017	Konstruksi
3	Muara Karang (GIS)	Duri Kosambi (GIS)	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	30	2018	Rencana
4	Priok	Muara Tawar	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	30	2018	Rencana
5	Priok	Muarakarang (GIS)	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	20	2019	Rencana
6	Cawang Baru (GIS)	Gandul	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	40	2020	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>138</b>		



Selanjutnya, selaras dengan pembangunan GI 150 kV baru dan kebutuhan perkuatan transmisi 150 kV, maka diperlukan pengembangan transmisi 150 kV sepanjang 1.370 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B1.7.

**Tabel B1.7 Pembangunan Transmisi 150 kV di DKI Jakarta**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Cakung Township (GIS)	Kandang Sapi	150 kV	2 cct, CU 1x2000	10	2016	Konstruksi
2	CSW II / Antasari / Kemang Village (GIS)	Inc. (Durentiga - Kemang)	150 kV	4 cct, CU 1x1000	20	2016	Konstruksi
3	Duren Tiga	Kemang	150 kV	2 cct, CU 1x1000	6	2016	Konstruksi
4	Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS)	Inc. (Duri Kosambi - Muara Karang)	150 kV	4 cct, GTACSR 2xTDrake	2	2016	Konstruksi
5	Gandaria (GIS)	Miniatur (GIS)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	24	2016	Konstruksi
6	Gedung Pola	Manggarai	150 kV	2 cct, CU 1x1000	8	2016	Konstruksi
7	Gunung Sahari (GIS)	Kemayoran	150 kV	2 cct, CU 1x800	12	2016	Konstruksi
8	Harapan Indah (GIS)	Inc. (Bekasi - Plumpang)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	2	2016	Konstruksi
9	Jatake	Maximangando	150 kV	1 cct, CU 1x1000	1.1	2016	Konstruksi
10	Jatirangon II / Cibubur	Inc. (Jatirangon - Cibinong)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	4	2016	Konstruksi
11	Jatiwaringin (GIS)	Inc. (Pondok Kelapa - Jatirangon)	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	0.4	2016	Konstruksi
12	Kapuk / PIK (GIS)	Inc. (Muara Karang - Duri Kosambi)	150 kV	4 cct, GTACSR 2xTDrake	4	2016	Operasi
13	Karet Baru	Karet Lama	150 kV	1 cct, CU 1x1000	1	2016	Lelang
14	Ketapang	Mangga Besar	150 kV	2 cct, CU 1x1000	12	2016	Konstruksi
15	Manggarai (GIS)	Dukuh Atas (GIS)	150 kV	2 cct, CU 1x1000	16	2016	Konstruksi
16	Pelindo II Priok	Priok Barat	150 kV	1 cct, CU 1x1000	5.6	2016	Operasi
17	Abadi Guna Papan (GIS)	Tx (Danayasa - Mampang)	150 kV	1 cct, CU 1x240	4	2017	Rencana
18	Abadi Guna Papan II (GIS)	Cawang Lama	150 kV	2 cct, CU 2x800	6	2017	Rencana
19	Danayasa	Tx (Senayan - Abadi Guna Papan)	150 kV	1 cct, CU 1x240	3	2017	Rencana
20	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	Cawang Lama	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
21	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	Depok II	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
22	Gambir Lama II (GIS)	Gambir Lama (GIS)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	2	2017	Rencana
23	Gandaria (GIS)	Cibinong	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	24	2017	Rencana
24	Grogol II (GIS)	Inc. (Duri Kosambi - Grogol)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
25	Jatiwaringin / Trans I	Tx Miniatur	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	24	2017	Rencana
26	Karet Lama	Tx. Semanggi Barat	150 kV	2 cct, CU 1x1000	8	2017	Lelang
27	Kebon Sirih	Gambir Lama	150 kV	2 cct, CU 1x1000	4	2017	Lelang
28	Kebon sirih II (GIS)	Inc. (Gambir Lama - Pulo Mas)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
29	Kembangan II (GIS)	Kembangan (GIS)	150 kV	2 cct, CU 1x1000	10	2017	Rencana
30	Mampang Baru (GIS)	Abadi Guna Papan	150 kV	2 cct, CU 1x1000	7	2017	Rencana
31	Marunda II (GIS)	Marunda	150 kV	2 cct, CU 2x800	10	2017	Rencana
32	Muara Karang	Angke	150 kV	2 cct, CU 2x1000	12	2017	Rencana
33	Muara Karang Lama	Muarakarang Baru	150 kV	2 cct, CU 1x2000	2	2017	Konstruksi
34	New Senayan (GIS)	Senayan	150 kV	2 cct, CU 1x1000	12	2017	Lelang

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
35	Pegangsaan	Penggilingan	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	20	2017	Rencana
36	Pegangsaan	Penggilingan	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	20	2017	Rencana
37	Pelindo II Kalibaru	Marunda	150 kV	2 cct, CU 1x1200	10	2017	Lelang
38	Pelindo II Priok	Priok Timur	150 kV	1 cct, CU 1x1000	5	2017	Lelang
39	Petukangan	Bintaro	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	18	2017	Rencana
40	PLTMG Senayan	GIS Senayan	150 kV	2 cct, CU 1x1000	2	2017	Rencana
41	PLTMG Senayan	Inc. Karet Lama - CSW	150 kV	4 cct, ACSR 2x240	4	2017	Rencana
42	Plumpang	Gambir Baru	150 kV	2 cct, CU 1x1000	10	2017	Lelang
43	Pondok Indah II / Cirendeu (GIS)	Inc. (Petukangan - Gandul)	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	6	2017	Rencana
44	Senayan (GIS)	Danayasa	150 kV	2 cct, CU 1x1000	6	2017	Rencana
45	Senayan III (GIS)	New Senayan	150 kV	2 cct, CU 2x1000	32	2017	Rencana
46	Tomang (GIS)	Grogol	150 kV	2 cct, CU 2x800	10	2017	Rencana
47	Tx Pondok Kelapa	Tx Jatiwaringin / Trans I	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	24	2017	Rencana
48	Tx. Semanggi Barat	Tx. Semanggi Timur	150 kV	2 cct, CU 1x1000	6	2017	Lelang
49	Tx. Semanggi Timur	Mampang	150 kV	2 cct, CU 1x1000	12	2017	Lelang
50	Cipinang II / Jatinegara (GIS)	Pulo Gadung II	150 kV	2 cct, CU 1x1000	10	2018	Rencana
51	Danayasa II / Semanggi Timur (GIS)	Inc. (Karet - Tx. Semanggi Timur)	150 kV	4 cct, CU 2x1000	20	2018	Rencana
52	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS)	Duri Kosambi II	150 kV	2 cct, CU 1x800	10	2018	Rencana
53	Gandaria II / Kebayoran (GIS)	Gandaria	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	30	2018	Rencana
54	Kemayoran II (GIS)	Inc. (Kemayoran - Gunung Sahari)	150 kV	2 cct, CU 1x1000	6	2018	Rencana
55	Miniatur (GIS)	Cawang Baru (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x1000	16	2018	Rencana
56	Penggilingan II (GIS)	Penggilingan (GIS)	150 kV	2 cct, CU 1x1000	12	2018	Rencana
57	Plumpang II (GIS)	Inc. (Priok Barat - Plumpang)	150 kV	4 cct, CU 2x800	28	2018	Rencana
58	Priok Timur (GIS)	Ancol (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x1000	14	2018	Rencana
59	Pulo Gadung II (GIS)	Inc. Pegangsaan (Pulo Gadung (GIS)) - Penggilingan	150 kV	4 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	20	2018	Rencana
60	Semanggi Barat II / Benhil (GIS)	Inc. (Karet - Angke)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	4	2018	Rencana
61	Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS)	Taman Rasuna	150 kV	2 cct, CU 2x1000	10	2018	Rencana
62	Tigaraksa II (GIS)	Tigaraksa	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2018	Rencana
63	Trans II	Inc. (Jatirangon - Pondok Kelapa)	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	0.4	2018	Rencana
64	Trans II	Inc. (Trans I - Pondok Kelapa)	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	0.4	2018	Rencana
65	Ancol (GIS)	Kemayoran	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xZebra)	12.55	2019	Rencana
66	Ancol II (GIS)	Ancol (GIS)	150 kV	2 cct, CU 1x1000	10	2019	Rencana
67	Cawang Baru II (GIS)	Inc. (Cawang Lama - Gandul)	150 kV	4 cct, ACSR 2xGannet	20	2019	Rencana
68	Ciledug III (GIS)	Ciledug II / Alam Sutra (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x800	20	2019	Rencana
69	Dukuh Atas II	Semanggi Barat (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x800	10	2019	Rencana
70	Gandul II	Inc. (Gandul - Depok)	150 kV	4 cct, ACSR 4xZebra	10	2019	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
71	Gunung Sahari II (GIS)	Gunung Sahari	150 kV	2 cct, CU 1x800	10	2019	Rencana
72	Jatirangon III	Jatirangon II	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2019	Rencana
73	Kandang Sapi II (GIS)	Kandang Sapi (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x1000	10	2019	Rencana
74	Karet Baru II (GIS)	Dukuh Atas (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x800	4	2019	Rencana
75	Karet Lama II (GIS)	Semanggi Barat (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x1000	5	2019	Rencana
76	Kebon Jeruk II (GIS)	Grogol III (GIS)	150 kV	2 cct, CU 1x2000	10	2019	Rencana
77	Kembangan III (GIS)	Kembangan II (GIS)	150 kV	2 cct, CU 1x1000	10	2019	Rencana
78	Manggarai II (GIS)	Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x1000	10	2019	Rencana
79	Muara Karang III / Kamal	Inc. Muara Karang Baru - Duri Kosambi	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
80	Petukangan II (GIS)	Petukangan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2019	Rencana
81	Pondok Indah III / Ciputat (GIS)	Inc. (Gandul - Serpong)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2019	Rencana
82	Pondok Kelapa II	Inc. (Pondok Kelapa-Tambun)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2019	Rencana
83	Priok Timur II (GIS)	Inc. (Priok Timur - Ancol)	150 kV	4 cct, CU 2x1000	8	2019	Rencana
84	Pulo Mas II	Inc. (Pegangsaan II-Pulomas)	150 kV	4 cct, CU 2x800	20	2019	Rencana
85	Semanggi Barat (GIS)	Inc. (Tx. Semanggi Timur - Karet Lama)	150 kV	2 cct, CU 2x1000	16	2019	Rencana
86	Senayan IV (GIS)	Inc. (Senayan - New Senayan)	150 kV	4 cct, CU 1x1000	4	2019	Rencana
87	Tanah Tinggi II (GIS)	Inc. (Tanah Tinggi-Gambir Lama)	150 kV	4 cct, CU 2x800	20	2019	Rencana
88	Abadi Guna Papan III (GIS)	Abadi Guna Papan II (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x800	10	2020	Rencana
89	Ciledug	Tangerang	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	9	2020	Rencana
90	Penggilingan III (GIS)	Penggilingan II (GIS)	150 kV	2 cct, CU 1x1000	10	2020	Rencana
91	Pondok Kelapa	Tambun	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	28	2020	Rencana
92	Harapan Indah II (GIS)	Inc. (Harapan Indah - Muara Tawar)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2021	Rencana
93	Kapuk II (GIS)	Kapuk/PIK (GIS)	150 kV	2 cct, CU 1x1000	4	2021	Rencana
94	Grogol III (GIS)	Inc. (Grogol - Duri Kosambi)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2022	Rencana
95	Kemayoran III (GIS)	Inc. (Kemayoran-Priok Barat)	150 kV	4 cct, CU 2x1000	8	2022	Rencana
96	Ketapang II (GIS)	Inc. (Angke-Karet Lama)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2022	Rencana
97	Pulo Gadung III (GIS)	Pulo Gadung II (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x1000	10	2022	Rencana
98	Setiabudi II (GIS)	Cawang Baru II (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x1000	14	2022	Rencana
99	Ciledug IV (GIS)	Ciledug III (GIS)	150 kV	2 cct, CU 1x1000	10	2023	Rencana
100	Cipinang III / Klender (GIS)	Cipinang II / Jatinegara	150 kV	2 cct, CU 1x1000	10	2023	Rencana
101	Danayasa III (GIS)	Inc. (Abadi Guna Papan - Mampang Baru)	150 kV	4 cct, CU 1x1000	8	2023	Rencana
102	Duren Tiga III / Andara (GIS)	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2023	Rencana
103	Kebon Sirih III (GIS)	Kebon Sirih II (GIS)	150 kV	2 cct, CU 1x2000	5	2023	Rencana
104	Manggarai III (GIS)	Inc. (Manggarai-Pulomas)	150 kV	4 cct, CU 2x1000	20	2023	Rencana
105	Pasar Kemis III	Inc. (Pasar Kemis - Cikupa)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2023	Rencana
106	Semanggi Barat III (GIS)	Inc. (Karet Lama-Semanggi Barat)	150 kV	4 cct, CU 2x1000	8	2023	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
107	CSW IV / Pasar Mede (GIS)	CSW III (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x800	10	2024	Rencana
108	Pondok Indah IV (GIS)	Inc. (Pondok Indah III-Gandul)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2024	Rencana
109	Abadi Guna Papan IV (GIS)	Abadi Guna Papan III (GIS)	150 kV	2 cct, CU 1x1000	10	2025	Rencana
110	Cawang Baru III (GIS)	Cawang Baru (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x800	10	2025	Rencana
111	Duri Kosambi IV (GIS)	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS)	150 kV	2 cct, CU 1x2000	5	2025	Rencana
112	Gandaria III (GIS)	Gandaria II / Kebayoran (GIS)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
113	Gunung Sahari III	Ancol (GIS)	150 kV	2 cct, CU 2x800	10	2025	Rencana
114	Harapan Baru (GIS)	Harapan Indah II (GIS)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
115	Kembangan IV (GIS)	Inc. (Kembangan-Petukangan)	150 kV	4 cct, CU 2x1000	20	2025	Rencana
116	Pegangsaan II (GIS)	Inc. (Pegangsaan-Pulomas)	150 kV	4 cct, CU 2x800	20	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>1370</b>		

### Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 341 ribu pelanggan sampai dengan 2025 atau rata-rata 34 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 6.199 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 6.062 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sebesar 3.825 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B1.8 berikut.

**Tabel B1.8 Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2016	635	657	337	26,813	86
2017	673	595	357	34,892	91
2018	630	632	352	41,866	89
2019	624	617	395	35,929	93
2020	600	592	383	36,492	87
2021	573	603	421	31,835	93
2022	604	565	399	32,473	90
2023	636	615	406	33,076	94
2024	666	577	399	33,751	97
2025	558	609	377	34,441	88
<b>Jumlah</b>	<b>6,199</b>	<b>6,062</b>	<b>3,825</b>	<b>341,568</b>	<b>908</b>

Dalam RUPTL 2016-2025, direncanakan juga pengembangan distribusi 20 kV di Kepulauan Seribu yaitu terdiri dari rencana pembangunan kabel laut 20 kV tahap-2 dan tahap-3 yang sebelumnya akan dilaksanakan oleh Pemda DKI Jaya, dialihkan pelaksanaannya oleh PLN dengan sumber dana APBN 2014. Proyek pembangunan kabel laut ini akan dijelaskan lebih lanjut pada butir B1.4.

#### **B1.4. SISTEM DISTRIBUSI KE KEPULAUAN SERIBU**

Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu mengalami perubahan dari 2 tahap menjadi 3 tahap yaitu:

- Tahap 1 sudah eksisting, pelaksanaan pembangunan oleh Pemda DKI.
- Tahap 2 tahun 2015/2016: dari GI Teluk Naga sampai P. Tidung kecil sepanjang 42,5 km dengan perkiraan kebutuhan biaya USD 13,9 juta.
- Tahap 3 tahun 2017: dari P. Tidung Kecil sampai Pulau Panjang Besar untuk menghubungkan pulau-pulau lainnya sepanjang 34,29 km dengan perkiraan kebutuhan biaya USD 11,2 juta.

Lingkup pekerjaan tahap 2 dan tahap 3 adalah sebagai berikut:

- a. Tahap 2 jalur selatan, merupakan penambahan sirkit kedua yang menghubungkan GI Teluk Naga melalui penyulang ke GH Tanjung Pasir dan selanjutnya radial hingga ke pulau Tidung Besar seperti pada Tabel B1.9.

**Tabel B1.9 Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu Jalur Selatan (Tahap 2)**

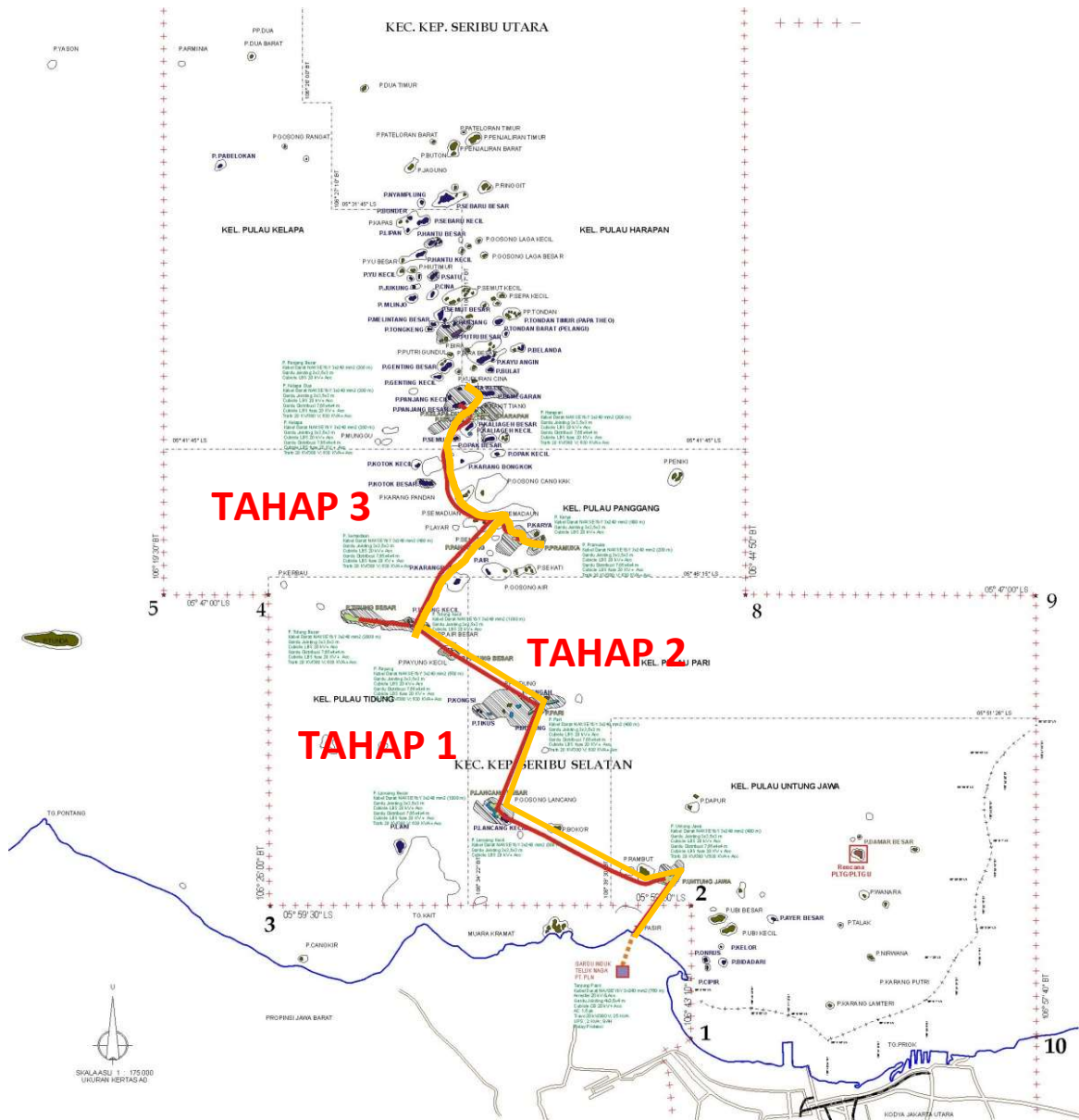
No.	Section	SKLTM (kms)	SKTM ke GD (kms)
1	GH Tg Pasir-GH P. U.jawa	5,69	0,4
2	GH P U.jawa-GH P.L Kecil	13,39	0,8
3	GH P.L Kecil-GH P.L Besar	0,46	1,0
4	GH P.L Besar-GH Pulau Pari	9,46	0,4
5	GH Pulau Pari-GH P. Payung Besar	8,85	0,8
6	GH.P.Payung Besar-GH P.Tidung Kecil	3,56	0,6
7	GH P.Payung Kecil-GH P.Tidung Besar	0,83	2,0
	TOTAL	42,24	6,0

- b. Tahap 3 jalur utara, adalah penyambungan SKLTM radial dari pulau Tidung Besar ke pulau-pulau di sebelah utara seperti pada Tabel B1.10.

**Tabel B1.10 Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu Jalur Utara**

No	Section	SKLTM (kms)	SKTM ke GD (kms)	Trafo GD (kVA)	JTR (kms)
1	P. Tidung Kecil-P. Karya	16,51	0,34	1x630 kVA (P. Karya)	3,20
2	P. Karya-P. Panggang	0,20	1,66	2x630 kVA (P. Panggang)	6,40
3	P. Panggang-P. Pramuka	1,76	0,96	1x630 kVA (P. Pramuka)	3,20
4	P. Karya-P. Kelapa	16,95	2,24	4x630 kVA (P. Kelapa)	12,80
5	P. Kelapa-P. Kelapa dua/Harapan	0,62	1,45	1x630 kVA (P. Kelapa Dua)	3,20
6	P. Kelapa Dua/Harapan-P. Panjang Besar	0,94	0,84	1x630 kVA (P. Panjang Besar)	3,20
7	P. Panjang Besar-P. Sabira	1,20	-	1x630 kVA (P. Sabira)	3,20
	TOTAL	38,18	7,15	11x630 kVA	35,20

Rencana pembangunan tahap 2 dan tahap 3 seperti ditampilkan pada gambar B1.2.



Gambar B1.2. Peta Jaringan Kabel Laut Kepulauan Seribu

**B1.5. Ringkasan**

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi DKI Jakarta sampai dengan tahun 2025 adalah USD 7,5 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di DKI Jakarta adalah seperti tersebut dalam Tabel B1.11.

Tabel B1.11 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi Juta USD
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	
2016	29,029	31,042	4,643		1,894	140	581
2017	33,108	35,368	5,287	100	3,934	399	1,303
2018	35,374	37,752	5,641	1,300	4,800	251	2,183
2019	37,635	40,124	5,992		4,720	310	1,133
2020	40,114	42,723	6,377		2,040	97	310

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2021	42,321	45,027	6,717		1,060	24	172
2022	44,642	47,452	7,075		1,300	72	412
2023	47,001	49,931	7,441		2,340	91	598
2024	49,236	52,276	7,786		780	30	205
2025	51,532	54,713	8,145		1,960	95	670
<b>Jumlah</b>	<b>409,993</b>	<b>436,407</b>	<b>65,106</b>	<b>1,400</b>	<b>24,828</b>	<b>1,508</b>	<b>7,567</b>

## LAMPIRAN B.2

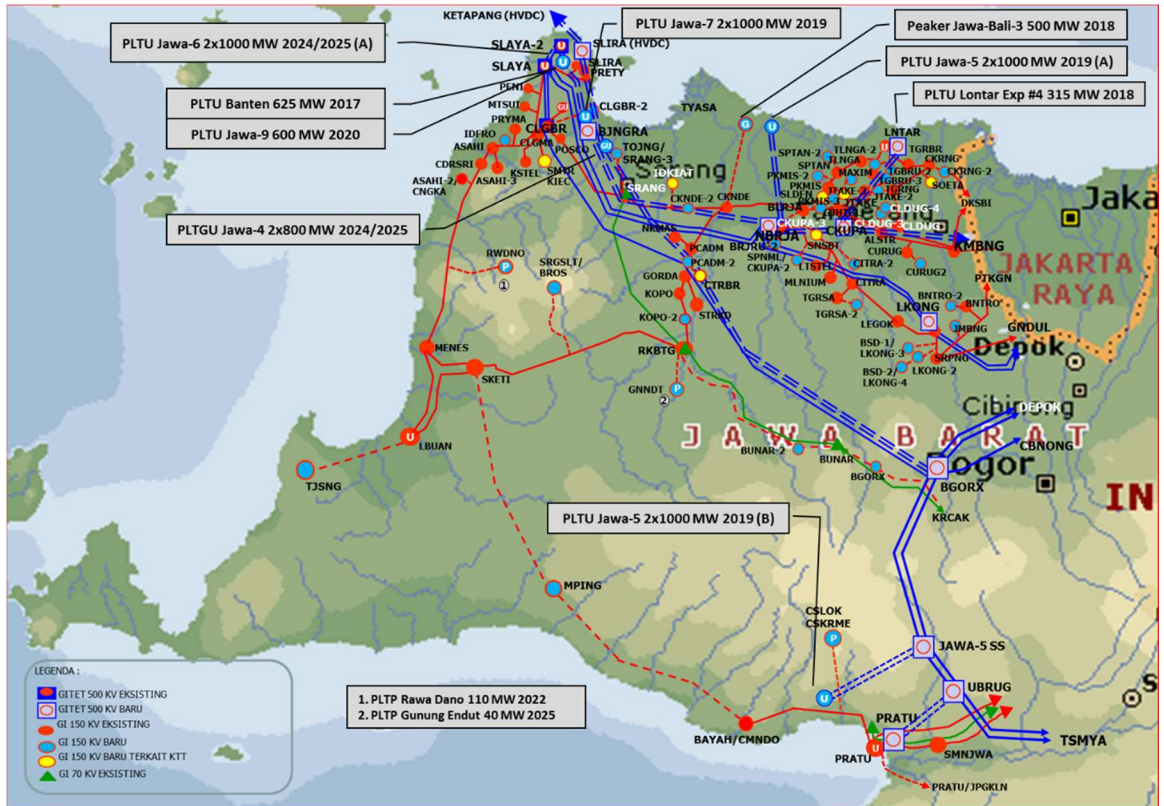
### RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI BANTEN

#### B2.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Banten saat ini sekitar 3.747 MW, dipasok dari pembangkit yang berada di *grid* 150 kV sebesar 2.285 MW dan yang berada di *grid* 500 kV sebesar 4.025 MW.

Pasokan dari pembangkit listrik yang berada di *grid* 500 kV dan *grid* 150 kV di Banten ada di 4 lokasi yaitu PLTU Suralaya, PLTGU Cilegon, PLTU Labuan dan PLTU Lontar dengan total daya terpasang 6.310 MW.

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 3 GITET, yaitu Suralaya, Cilegon dan Balaraja, dengan kapasitas 3.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Banten ditunjukkan pada Gambar B2.1.



**Gambar B2.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Banten**

Kelistrikan Provinsi Banten terdiri atas 3 subsistem yaitu:

1. GITET Suralaya memasok daerah industri Merak dan Salira.
2. GITET Cilegon, PLTGU Cilegon, PLTU Labuan memasok Kab. Serang, Kota Cilegon, Kab. Pandeglang dan Kab. Lebak.
3. GITET Balaraja dan PLTU Labuan memasok Kab/Kota Tangerang dan Tangerang Selatan.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B2.1.



**Tabel B2.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang**

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Suralaya 1-7	PLTU	Batubara	Indonesia Power	3,400	3,212
2	Suralaya 8	PLTU	Batubara	PLN	625	590
3	Cilegon	PLTGU	Gas Alam	PLN	740	660
4	Labuan 1-2	PLTU	Batubara	PLN	600	560
5	Lontar 1-3	PLTU	Batubara	PLN	945	840
<b>Jumlah</b>					<b>6.310</b>	<b>5.862</b>

## **B2.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 – 2025 diperlihatkan pada Tabel B2.2.

**Tabel B2.2 Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7.19	23,515	25,020	4,035	3,252,725
2017	7.74	26,997	28,707	4,628	3,377,833
2018	8.17	29,477	31,326	5,044	3,500,958
2019	8.72	32,200	34,195	5,497	3,601,244
2020	6.97	35,106	37,254	5,980	3,704,500
2021	6.97	37,639	39,914	6,399	3,805,585
2022	6.97	40,705	43,134	6,904	3,909,125
2023	6.97	43,950	46,551	7,438	4,014,402
2024	6.97	47,528	50,319	8,026	4,122,503
2025	6.97	51,348	54,359	8,656	4,234,021
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>7.37</b>	<b>9.07</b>	<b>9.00</b>	<b>8.85</b>	<b>2.97</b>

## **B2.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di provinsi Banten diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi.

### **Potensi Sumber Energi**

Provinsi Banten memiliki potensi panas bumi yang dapat dikembangkan untuk tenaga listrik yang diperkirakan mencapai 613 MWe yang tersebar di 5 lokasi yaitu Rawa Dano, G. Karang, G. Pulosari, G. Endut dan Pamancalan. Sedangkan potensi batubara diperkirakan mencapai 18,80 juta ton<sup>1</sup>. Kebutuhan batubara untuk pembangkit di Banten sebagian besar dipasok dari Sumatera Selatan dan

<sup>1</sup>Sumber: Draft RUKN 2015-2034

sisanya dari Kalimantan, sedangkan kebutuhan gas dipasok dari CNOOC dan PGN.

### **Pengembangan Pembangkit**

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2025 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 7.998 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B2.3.

**Tabel B2.3 Pengembangan Pembangkit**

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas MW	COD	Status
1	Swasta	PLTM	Cikotok	4.2	2016	Konstruksi
2	Swasta	PLTM	Situmulya	3	2017	Konstruksi
3	Swasta	PLTM	Lebak Tundun	8	2017	Rencana
4	Swasta	PLTU	Banten	625	2017	Konstruksi
5	PLN	PLTU	Lontar Exp	315	2018	Konstruksi
6	Swasta	PLTGU/MG	Peaker Jawa-Bali 3	500	2018	Pengadaan
7	Swasta	PLTB	Tersebar	35	2019	Rencana
8	Swasta	PLTM	Bojong Cisono	1.5	2019	Rencana
9	Swasta	PLTU	Jawa-7	1000	2019	Pengadaan
10	Swasta	PLTU	Jawa-5 (FTP2)	1000	2019	Pengadaan
11	Swasta	PLTU	Jawa-7	1000	2019	Pengadaan
12	Swasta	PLTU	Jawa-5 (FTP2)	1000	2019	Pengadaan
13	Swasta	PLTB	Tersebar	35	2020	Rencana
14	Swasta	PLTM	Karang Ropong (Cibareno 1)	5	2020	Pengadaan
15	Swasta	PLTU	Jawa-9	600	2020	Pengadaan
16	Swasta	PLTM	Bulakan	7	2021	Pengadaan
17	Swasta	PLTM	Nagajaya	6	2021	Rencana
18	Swasta	PLTM	Cikidang	2	2022	Pengadaan
19	Swasta	PLTM	Cisimeut	2	2022	Pengadaan
20	Swasta	PLTM	Cisungsang II	3	2022	Pengadaan
21	Swasta	PLTM	Cidano	1.5	2022	Pengadaan
22	Swasta	PLTP	Rawa Dano (FTP2)	110	2022	Rencana
23	Unallocated	PLTGU	Jawa-4	800	2024	Rencana
24	Swasta	PLTM	Cisih Mandiri	8	2024	Rencana
25	Swasta	PLTM	Cibareno	3	2024	Rencana
26	Swasta	PLTM	Cisih Leutik	4	2024	Rencana
27	Swasta	PLTB	Tersebar	80	2025	Rencana
28	Unallocated	PLTGU	Jawa-4	800	2025	Rencana
29	Swasta	PLTP	Gunung Endut (FTP2)	40	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>				<b>7998</b>		

Pemerintah melalui Draft RUKN 2015-2034 menargetkan agar bauran energi dari batubara sekitar 50% pada tahun 2025, sehingga beberapa PLTU skala besar di Jawa-Bali ditunda pelaksanaannya hingga setelah tahun 2025. Sebagai gantinya

ditambahkan pembangkit berbahan bakar EBT dan gas, untuk mencapai target baruan energi dari EBT sekitar 25% dan gas sekitar 24%. Salah satu pembangkit gas baru yaitu PLTGU Jawa-4 (*Load Follower*) yang akan dikembangkan di Banten karena ada potensi pasokan gas/LNG.

Rencana pengembangan pembangkit di Banten cukup besar, namun kapasitas transmisi di Banten sangat terbatas, sehingga perkuatan transmisi menjadi masalah utama yang perlu diselesaikan.

## **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

### **Pengembangan Gardu Induk**

Pengembangan gardu induk dibagi atas 2 bagian yaitu Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi (GITET) 500 kV dan Gardu Induk Tegangan Tinggi (GI) 150 kV.

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV baru, IBT 500/150 kV, dan *spare* trafo IBT sebesar total 4.834 MVA. GITET Baru pada RUPTL ini adalah GITET Cikupa yang akan meningkatkan pasokan ke Tangerang dan sekitarnya dan GITET Lontar yang akan meningkatkan keandalan pasokan terkait PLTU Lontar. Daftar lengkap pengembangan GITET seperti pada Tabel B2.4.

**Tabel B2.4 Pengembangan GITET 500 kV di Banten**

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Lengkong	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2017	Lelang
2	PLTU Banten	500 kV	<i>New</i>	4 LB	2017	Konstruksi
3	Cikupa	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2019	Rencana
4	PLTU Jawa-5	500 kV	<i>New</i>	2 LB	2019	Rencana
5	PLTU Jawa-7	500 kV	<i>New</i>	4 LB	2019	Rencana
6	Tanjung Pucut / Salira Switching Station	500 kV DC	<i>New</i>	-	2019	Konstruksi
7	Lontar	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2025	Rencana
8	Balaraja	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2016	Operasi
9	Balaraja	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Konstruksi
10	Cilegon	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Konstruksi
11	Balaraja	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2018	Lelang
12	Balaraja	500 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2018	Rencana
13	Balaraja	500 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2019	Rencana
14	Suralaya Lama	500 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2019	Rencana
15	Cikupa	500/150 kV	<i>Ext</i>	1000	2020	Rencana
	<b>Jumlah</b>			<b>4834</b>		

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GI 150 kV baru dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 10.080 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B2.5.

Tabel B2.5 Pengembangan GI 150 kV di Banten

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Cikupa II / Spinmill (GIS)	150/20 kV	New	5 LB	2016	Rencana
2	Cilegon Baru II	150/20 kV	New	120	2016	Konstruksi
3	Millenium	150/20 kV	New	120	2016	Operasi
4	Bandara Soetta / Cengkareng II	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
5	BSD I	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
6	Gajah Tunggal	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
7	Jatake II (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
8	Lengkong II	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
9	Malimping	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
10	Puncak Ardi Mulya II	150/20 kV	New	120	2017	Lelang
11	Sepatan II	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
12	Sinar Sahabat	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
13	Tangerang Baru II	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
14	Citra Baru Steel	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
15	Lippo Curug II	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
16	PLTGU / MG Peaker Jawa-Bali-3	150 kV	New	2 LB	2018	Rencana
17	Tangerang Baru III	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
18	Tanjung Lesung	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
19	Teluk Naga II	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
20	Tigaraksa II (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
21	Balaraja II	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
22	BSD II	150/20 kV	New	100	2019	Rencana
23	Cikupa New	150 kV	New	8 LB	2019	Rencana
24	Ciledug III (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
25	Citra Habitat II	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
26	Jatake III	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
27	Kopo II	150/20 kV	New	100	2019	Rencana
28	Serpong II	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
29	Bintaro III / Jombang (GIS)	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
30	Serang Selatan / Baros	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
31	Tangerang Baru IV	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
32	Tigaraksa III (GIS)	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
33	Jatake IV	150/20 kV	New	200	2021	Rencana
34	Sulindafin	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
35	BSD I	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
36	PLTP Rawadano	150/20 kV	New	4 LB	2022	Rencana
37	Cengkareng III	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
38	Cikupa III / Suwarna (GIS)	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
39	Legok II	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
40	Bintaro IV (GIS)	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
41	BSD III	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
42	Citra Habitat III	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
43	Sepatan III	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
44	Lippo Curug III	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
45	PLTP Gunung Endut	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
46	Bintaro	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
47	Cilegon Baru	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
48	Pasar Kemis	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
49	Saketi Baru	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
50	Saketi Baru	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
51	Serang	150/20 kV	Upr	60	2016	Konstruksi
52	Tangerang Baru	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
53	Tigaraksa	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
54	Balaraja	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
55	Balaraja New	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
56	Balaraja New	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
57	Bayah / Cemindo Gemilang	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
58	Bintaro II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
59	Ciledug II / Alam Sutra (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
60	Cilegon Lama	150 kV	Ext	1 LB	2017	Rencana
61	Legok	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
62	Lengkong	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
63	Lippo Curug	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
64	Malimping	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
65	Menes	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
66	Millenium	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
67	Pasar Kemis	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
68	PLTU Lontar	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
69	Rangkasbitung II	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
70	Sepatan	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
71	Sepatan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
72	Tigaraksa	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
73	Kopo	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
74	Lautan Steel / Telaga Sari	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
75	Lippo Curug	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
76	Millenium	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
77	Puncak Ardi Mulya II	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
78	Salira Indah (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
79	Sepatan	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
80	Serang	150/20 kV	Ext	60	2018	Lelang
81	Tangerang Baru II	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
82	Tigaraksa	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
83	Balaraja New	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
84	Bandara Soetta / Cengkareng II	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
85	BSD I	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
86	Cikupa II / Spinmill (GIS)	150/20 kV	Ext	120	2019	Rencana
87	Gajah Tunggal	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
88	Gajah Tunggal	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
89	Jatake II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
90	Lautan Steel / Telaga Sari	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
91	Lengkong New	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
92	Lengkong New	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
93	Lippo Curug II	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
94	Sepatan II	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
95	Sinar Sahabat	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
96	Sinar Sahabat	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
97	Tangerang Baru II	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
98	Ciledug II / Alam Sutra (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
99	Sepatan II	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
100	Teluk Naga II	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
101	Tigaraksa II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
102	Balaraja II	150/20 kV	Ext	100	2021	Rencana
103	Bandara Soetta / Cengkareng II	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
104	Bintaro III / Jombang (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2021	Rencana
105	Cikupa II / Spinmill (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
106	Cilegon Lama	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
107	Jatake III	150/20 kV	Ext	100	2021	Rencana
108	Jatake III	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
109	Tangerang Baru III	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
110	Citra Habitat II	150/20 kV	Ext	100	2022	Rencana
111	Lippo Curug II	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
112	Tangerang Baru III	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
113	Balaraja II	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
114	BSD I	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
115	BSD II	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
116	Cengkareng II	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
117	Ciledug III (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
118	Lengkong New	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
119	Lengkong New	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
120	Jatake IV	150/20 kV	Ext	100	2024	Rencana
121	Sulindafin	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
122	Tigaraksa III (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2024	Rencana
123	BSD II	150/20 kV	Ext	100	2025	Rencana
124	PLTU Lontar	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
125	Rangkasbitung	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
	<b>Jumlah</b>			<b>10080</b>		

### Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Transmisi 500 kV (termasuk SUTET/SKLTET Interkoneksi Sumatera Jawa) dan rekonduktoring dengan total sepanjang 1.166 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B2.6. Opsi untuk mengganti SUTET dengan tower 1 sirkit menjadi tower 2 sirkit menjadi pilihan jika dibandingkan dengan rekonduktoring SUTET eksisting.

**Tabel B2.6 Pengembangan Transmisi 500 kV di Banten**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Bojanegara	Balaraja	500 kV	2 cct, ACSR 4xDove	120	2016	Konstruksi
2	Suralaya Baru	Bojanegara	500 kV	2 cct, ACSR 4xDove	32	2016	Konstruksi
3	Lengkong	Inc. (Balaraja - Gandul)	500 kV	4 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)	8	2017	Rencana
4	PLTU Banten	Inc. (Suralaya Baru - Balaraja)	500 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)	40	2017	Konstruksi
5	Suralaya Lama	Suralaya Baru	500 kV	1 cct, ACSR 4xZebra	1	2017	Rencana
6	Balaraja	Kembangan	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	80	2018	Rencana
7	Suralaya Lama	Balaraja	500 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)	128.7	2018	Rencana
8	Balaraja	Gandul	500 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)	92.4	2019	Rencana
9	Bogor X	Inc. (Cilegon - Cibinong)	500 kV	2 cct, ACSR 4xDove	60	2019	Lelang
10	Bogor X	Inc. (Depok - Tasikmalaya)	500 kV	4 cct, ACSR 4xDove	6	2019	Lelang
11	Bogor X	Tanjung Pucut / Salira	500 kV DC	2 cct, Bipole, HVDC OHL (4xFalcon)	220	2019	Lelang
12	Bojanegara	Balaraja	500 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)	120	2019	Rencana
13	Cikupa	Inc. Balaraja – Kembangan	500 kV	4 cct, ACSR 4xZebra	16	2019	Rencana
14	PLTU Jawa-5	Balaraja atau Inc. Switching (Tasik - Depok)	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	60	2019	Rencana
15	PLTU Jawa-7	Inc. (Suralaya Baru - Balaraja)	500 kV	4 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)	20	2019	Rencana
16	Suralaya Baru	Bojanegara	500 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)	32	2019	Rencana
17	Tanjung Pucut / Salira	Ketapang	500 kV DC	2 cct, Bipole, HVDC Submarine Cable	80	2019	Lelang
18	Lontar	Cikupa	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	50	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>1166</b>		

Pada Tabel B2.6 dapat dilihat bahwa terdapat rencana pembangunan transmisi HVDC dari BogorX ke Salira dan terus menyeberangi selat Sunda. Transmisi ini merupakan bagian dari suatu sistem transmisi dengan teknologi *high voltage direct current* (HVDC) yang transfer energi listrik dari PLTU batubara mulut tambang di Sumatera Selatan ke pulau Jawa.

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV baru, diperlukan pembangunan transmisi 150 kV terkaitnya serta perkuatan transmisi 150 kV dengan total sepanjang 1.223 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B2.7.

**Tabel B2.7 Pengembangan Transmisi 150 kV di Banten**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Balaraja New	Citra Habitat	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	24	2016	Konstruksi
2	Bayah / Cemindo Gemilang	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	140	2016	Konstruksi
3	Cikupa II / Spinmill (GIS)	Inc. (Balaraja New - Citra)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2016	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
4	Cilegon	Serang	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	45	2016	Konstruksi
5	Lengkong	Serpong	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHen)	11.6	2016	Konstruksi
6	Millenium	Inc. (Lautan - Citra)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	8	2016	Operasi
7	PLTU Cilegon	Cilegon Baru II	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	5.4	2016	Konstruksi
8	Bandara Soetta	Tx. Cengkareng	150 kV	2 cct, CU 2x2000	1	2017	Rencana
9	Bandara Soetta	Cengkareng	150 kV	2 cct, CU 2x2000	1	2017	Rencana
10	Bayah	Malimping	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	70	2017	Rencana
11	Bintaro	Serpong	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	18	2017	Lelang
12	BSD I	Inc. (Lengkong - Legok)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2017	Rencana
13	Gajah Tunggal	Pasar Kemis	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2017	Rencana
14	Jatake II (GIS)	Inc. (Jatake - Tangerang Lama)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
15	Lengkong	Legok	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xZebra)	0.6	2017	Rencana
16	Lengkong II	Inc. (Serpong - Lengkong)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	1.2	2017	Lelang
17	Malimping	Saketi	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	80	2017	Konstruksi
18	Pasar Kemis II	Inc. (Pasar Kemis - Sepatan)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
19	Puncak Ardi Mulya II	Inc. (Pucam - Kopo)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	4	2017	Lelang
20	Samator KIEC	Cilegon Lama	150 kV	1 cct, ACSR 1xZebra	5	2017	Rencana
21	Sawangan	Depok / Rawadenok (Depok III)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	40	2017	Rencana
22	Sepatan II	Sepatan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2017	Rencana
23	Sinar Sahabat	Balaraja New	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	30	2017	Rencana
24	Tangerang Baru II	PLTU Lontar	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	26	2017	Rencana
25	Balaraja New	Millenium	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	30	2018	Rencana
26	Citra Baru Steel	Puncak Ardi Mulya II	150 kV	2 cct, CU 1x1000	4	2018	Rencana
27	CSW III (GIS)	Inc. (Kemang - Antasari)	150 kV	4 cct, CU 1x1000	20	2018	Rencana
28	Lippo Curug II	Lippo Curug	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2018	Rencana
29	PLTGU / MG Peaker Jawa-Bali-3	Cikande atau Switching (Cikande - Balaraja)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2018	Rencana
30	Tangerang Baru III	Tangerang Baru II	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	10	2018	Rencana
31	Tangerang Baru III	Cikupa	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	60	2018	Rencana
32	Tanjung Lesung	PLTU Labuhan	150 kV	2 cct, ACSR 1xZebra	70	2018	Rencana
33	Teluk Naga II	Inc. (Lontar - Tangerang Baru II)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2018	Rencana
34	Balaraja II	Inc. (Balaraja New - Millenium)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2019	Rencana
35	BSD II	Lengkong II	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2019	Rencana
36	Cikupa New	Inc. (Cikupa - Jatake)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	8	2019	Rencana
37	Cikupa New	Inc. (Cikupa - Pasar Kemis)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	8	2019	Rencana
38	Citra Habitat II	Sinar Sahabat	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	5.4	2019	Rencana
39	Jatake III	Gajah Tunggal	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2019	Rencana
40	Serpong II	Inc. (Pondok Indah III- Serpong)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2019	Rencana
41	Bintaro III / Jombang (GIS)	Inc. (Bintaro - Serpong)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	8	2020	Rencana
42	Serang Selatan / Baros	Inc. (Saketi - Rangkas)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2020	Rencana
43	Tangerang Baru IV	Inc. (Tangeran Baru III- Cikupa)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2020	Rencana
44	Tigaraksa III (GIS)	Inc. (Citra Habitat-Legok)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2020	Rencana



No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
45	Jatake IV	Jatake III	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2021	Rencana
46	Sulindafin	Inc. (Balaraja Lama - Cikupa)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2021	Lelang
47	PLTP Rawadano	Inc. (Menes - Asahimas)	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	30	2022	Rencana
48	Cengkareng III	Cengkareng II	150 kV	2 cct, TACSR 2x520	10	2023	Rencana
49	Cikupa III / Suwarna (GIS)	Inc. (Balaraja Lama - Cikupa)	150 kV	4 cct, ACSR 4xZebra	4	2023	Rencana
50	Legok II	Lengkong New	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2023	Rencana
51	Bintaro IV (GIS)	Bintaro III / Jombang (GIS)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2024	Rencana
52	BSD III	BSD II	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2024	Rencana
53	Citra Habitat III	Citra Habitat II	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	5	2024	Rencana
54	Sepatan III	Inc. (Lontar-Tangeran Baru)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2024	Rencana
55	Lippo Curug III	Inc. (Lippo Curug-Cikupa)	150 kV	4 cct, ACSR 4xZebra	20	2025	Rencana
56	PLTP Gunung Endut	Rangkas Bitung	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	80	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>1223</b>		

**Tabel B2.8 Pembangunan Gardu Induk Terkait Interkoneksi**

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Ketapang	500 kV DC	New	-	2019	Konstruksi
2	Muara Enim	500 kV DC	New	3000	2019	Konstruksi
3	Muara Enim	500 kV	New	2 LB	2019	Konstruksi
4	PLTU Sumsel-8	500 kV	New	2 LB	2019	Konstruksi
5	PLTU Sumsel-9&10	500 kV	New	2 LB	2021	Rencana
6	Muara Enim	500 kV	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
<b>Jumlah</b>				<b>3000</b>		

Seiring dengan pekerjaan Gardu Induk diatas maka pengembangan transmisi interkoneksi (HVDC) sepanjang 1300 kms hingga ke *Switching Point* Pulau Sumatera seperti ditampilkan dalam Tabel B2.9.

**Tabel B2.9 Pembangunan Transmisi Terkait Interkoneksi**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Muara Enim	Tx. Perbatasan Sumsel & Lampung	500 kV DC	2 cct, Bipole, HVDC OHL (4xFalcon)	200	2019	Konstruksi
2	PLTU Sumsel-8	Muara Enim	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	104	2019	Konstruksi
3	Tx. Perbatasan Sumsel & Lampung	Ketapang	500 kV DC	2 cct, Bipole, HVDC OHL (4xFalcon)	600	2019	Konstruksi
4	PLTU Sumsel-9&10	Muara Enim	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	396	2021	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>1300</b>		

Teknologi yang digunakan transmisi interkoneksi adalah HVDC karena teknologi ini mampu untuk mentransfer energi dengan tidak mengganggu kestabilan masing-masing sistem. Interkoneksi Sumatera Jawa mampu mentransfer daya sebesar 3000 MW.

### **Pengembangan Distribusi**

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 1,15 juta pelanggan atau rata-rata 115 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 9.791 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 6.259 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 4.425 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B2.10 berikut.

**Tabel B2.10 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2016	959	638	391	172,946	95
2017	929	569	408	125,108	92
2018	887	617	401	123,125	92
2019	922	640	446	100,286	98
2020	894	612	428	103,256	95
2021	930	623	463	101,085	101
2022	981	607	447	103,540	101
2023	1,070	646	476	105,278	106
2024	1,151	636	484	108,100	109
2025	1,069	670	482	111,518	106
<b>Jumlah</b>	<b>9,791</b>	<b>6,259</b>	<b>4,425</b>	<b>1,154,242</b>	<b>994</b>

### **B2.4. Ringkasan**

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Banten sampai dengan tahun 2025 adalah USD 13.3 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi untuk provinsi Banten sampai dengan tahun 2025 seperti tersebut dalam Tabel B2.11.

**Tabel B2.11 Rangkuman**

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2016	23,515	25,020	4,035	4	1,374	406	234
2017	26,997	28,707	4,628	636	2,860	406	1,169
2018	29,477	31,326	5,044	815	1,080	443	1,245
2019	32,200	34,195	5,497	4,037	2,980	788	6,543
2020	35,106	37,254	5,980	640	1,900	68	1,121
2021	37,639	39,914	6,399	13	860	30	164

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2022	40,705	43,134	6,904	119	420	30	578
2023	43,950	46,551	7,438		1,020	24	152
2024	47,528	50,319	8,026	815	1,060	45	908
2025	51,348	54,359	8,656	920	1,360	150	1,241
<b>Jumlah</b>	<b>368,466</b>	<b>390,778</b>		<b>7,998</b>	<b>14,914</b>	<b>2,389</b>	<b>13,357</b>

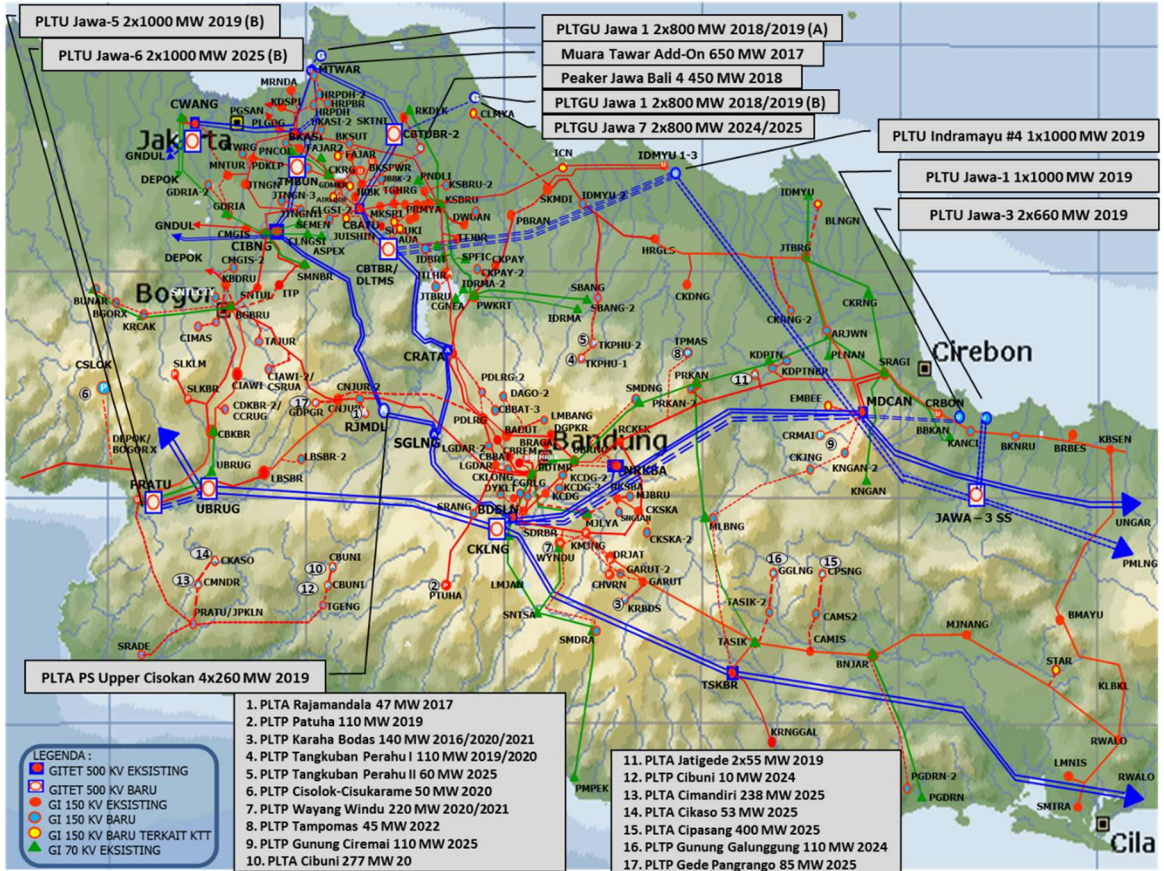
## LAMPIRAN B.3 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI JAWA BARAT

### B3.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Barat diperkirakan sampai Agustus 2015 sekitar 6.364 MW. Beban pasok oleh pembangkit yang berada di *grid* 500 kV dan 150 kV sebesar 8.588 MW.

Pembangkit di Jawa Barat yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTG/PLTGU Muara Tawar, PLTA Saguling, PLTA Cirata dan pembangkit yang berada di *grid* 150 kV adalah PLTU Indramayu, PLTGU Cikarang Listrindo, PLTU Cirebon, PLTU Pelabuhan Ratu, PLTG Sunyaragi serta beberapa PLTP dan PLTA.

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 7 GITET yaitu Bandung Selatan, Cibatu, Cirata, Tasikmalaya, Ujung Berung (belum optimal), Cibinong dan Mandirancan dengan kapasitas 7.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Barat ditunjukkan pada Gambar B3.1.



Gambar B3.1. Peta Jaringan Kelistrikan di Provinsi Jawa Barat

Kelistrikan Provinsi Jawa Barat terdiri atas 6 subsistem yaitu:

- GITET Bandung Selatan & memasok Kab/Kota Bandung dan Kota Cimahi. GITET Ujungberung saat belum dapat optimal membantu pasokan Kab/Kota Bandung dan Kota Cimahi.
- GITET Cirata dan PLTA Jatiluhur memasok Kab. Purwakarta, Kab. Subang dan Kab. Bandung Barat.
- GITET Tasikmalaya dan PLTP Kamojang, PLTP Darajat dan PLTP Wayang Windu memasok Kab. Tasikmalaya, Kab. Garut, Kab. Sumedang, Kab. Banjar dan Kab. Ciamis.
- GITET Mandirancan memasok Kab. Cirebon, Kab. Kuningan dan Kab. Indramayu.
- GITET Cibatu memasok Tambun, Cikarang dan Karawang, dan Kab. Bekasi.
- GITET Cibinong dan PLTP Salak memasok Kab. Bogor, Kab. Cianjur dan Kab Sukabumi beserta sebagian Jakarta Timur.

Rincian pembangkit terpasang sebesar 8.178 MW seperti ditunjukkan pada Tabel B3.1.

**Tabel B3.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang**

No.	Nama	Jenis	Jenis	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Ubrug	PLTA	Air	Indonesia Power	18	18
2	Kracak	PLTA	Air	Indonesia Power	19	19
3	Plengan	PLTA	Air	Indonesia Power	7	7
4	Lamajan	PLTA	Air	Indonesia Power	20	20
5	Cikalong	PLTA	Air	Indonesia Power	19	19
6	Bengkok	PLTA	Air	Indonesia Power	3	3
7	Dago	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
8	Parakan	PLTA	Air	Indonesia Power	10	10
9	Saguling	PLTA	Air	Indonesia Power	701	698
10	Cirata	PLTA	Air	PJB	1,008	948
11	Jatiluhur	PLTA	Air	Swasta	150	180
12	M. Tawar B-1	PLTGU	BBM/Gas	PJB	640	615
13	M. Tawar B-2	PLTG	BBM/Gas	PJB	280	274
14	M. Tawar B-3-4	PLTG	BBM/Gas	PLN	858	840
15	M. Tawar B-5	PLTGU	Gas	PLN	234	214
16	Cikarang Listrindo	PLTG	Gas	Swasta	300	300
17	Sunyaragi 1-2	PLTG	BBM/Gas	Indonesia Power	20	18
18	Sunyaragi 3-4	PLTG	BBM/Gas	Indonesia Power	0	0
19	Salak 1-3	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	165	170
20	Salak 4-6	PLTP	Panas Bumi	Swasta	165	183
21	Kamojang 1-3	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	140	105
22	Kamojang 4	PLTP	Panas Bumi	Swasta	60	61
23	Kamojang 5	PLTP	Panas Bumi	Swasta	30	33
24	Drajat 1	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	55	52
25	Drajat 2	PLTP	Panas Bumi	Swasta	70	90
26	Drajat 3	PLTP	Panas Bumi	Swasta	110	106
27	Wayang Windu	PLTP	Panas Bumi	Swasta	220	225
28	Indramayu 1-3	PLTU	Batubara	PLN	990	870
29	Cirebon	PLTU	Batubara	IPP	660	660
30	Pelabuhan Ratu 1-3	PLTU	Batubara	PLN	1,050	969
31	Bekasi Power	PLTGU	Gas	IPP	120	120
32	Patuha	PLTP	Panas Bumi	Swasta	55	55
<b>Jumlah</b>					<b>8178</b>	<b>7899</b>

### B3.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 – 2025 diperlihatkan pada Tabel B3.2.

Tabel B3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7.19	46,536	50,015	7,755	12,545,304
2017	7.74	50,866	54,603	8,455	13,125,536
2018	8.17	56,213	60,281	9,322	13,742,765
2019	8.72	60,224	64,528	9,965	13,970,876
2020	6.97	63,956	68,477	10,561	14,330,077
2021	6.97	68,504	73,309	11,291	14,562,543
2022	6.97	72,733	77,797	11,966	14,795,958
2023	6.97	77,279	82,618	12,690	15,030,793
2024	6.97	82,239	87,869	13,478	15,267,065
2025	6.97	87,641	93,615	14,340	15,505,147
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>7.37</b>	<b>7.29</b>	<b>7.21</b>	<b>7.07</b>	<b>2.38</b>

### B3.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

#### Potensi Sumber Energi

Provinsi Jawa Barat memiliki bermacam sumber energi untuk pembangkit tenaga listrik yang terdiri dari tenaga air 2.137,5 MW yang sebagian besar sudah dikembangkan berada pada 5 lokasi Cibareno-1, Rajamandala, Jatigede, Upper Cisokan dan Grindulu. Untuk minyak bumi sebesar 494,89 MMSTB, dan gas bumi sebesar 3,18 TSCF, serta potensi panas bumi yang dapat dikembangkan diperkirakan sebesar 5.839 MWe yang tersebar di 40 lokasi yaitu K.Ratu (Salak), Kiaraberes (Salak), Awi Bengkok, Ciseeng, Bujal Jasinga, Cisukarame, Selabintana, Cisolok, G. Pancar, Jampang, Tanggeung -Saguling, Cilayu, Kawah Cibuni, G. Patuha, K. Ciwidey, Maribaya, Tangkubanperahu, Sagalaherang, Ciarinem, G. Papandayan, G. Masigit – Guntur, Kamojang, Darajat, G.Tampomas, Cipacing, G. Wayang – Windu, G. Telagabodas , G. Galunggung, Ciheuras, Cigunung, Cibalong, G. Karaha, G. Sawal, Cipanas – Ciawi, G. Cakrabuana, G. Kromong, Sangkanurip, Subang dan Cibingbin. Selain itu terdapat potensi CBM sebesar 0,8 TCF<sup>2</sup>.

Sebagian besar pasokan gas untuk Muara Tawar saat ini berasal dari Pertamina, PGN dan MEDCO. Pasokan gas tersebut akan terus menurun sehingga diperlukan perpanjangan kontrak pasokan gas atau mencari pasokan gas baru.

<sup>2</sup> Sumber: Draft RUKN 2015-2034

## **Pengembangan Pembangkit**

Pengembangan pembangkit sampai dengan tahun 2025 sebesar 13.535 MW dengan perincian ditampilkan pada Tabel B3.3 berikut.

**Tabel B3.3 Rencana Pengembangan Pembangkit**

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	Swasta	PLTBm	Tersebar	12	2016	Rencana
2	Swasta	PLTM	Cianten 1	2	2016	Konstruksi
3	Swasta	PLTM	Cisanggiri	3	2016	Pendanaan
4	Swasta	PLTP	Karaha Bodas (FTP2)	30	2016	Konstruksi
5	Swasta	PLTSa	Tersebar	14	2016	Rencana
6	Swasta	PLTSa	Tersebar	10	2016	Rencana
7	PLN	PLTGU	Muara Tawar Add-on 2,3,4	650	2017	Rencana
8	Swasta	PLTA	Rajamandala	47	2017	Konstruksi
9	Swasta	PLTM	Cirompang	8	2017	Konstruksi
10	Swasta	PLTM	Cianten 2	5	2017	Konstruksi
11	Swasta	PLTM	Cianten 1B	6	2017	Pengadaan
12	Swasta	PLTM	Cianten 3	6	2017	Rencana
13	Swasta	PLTSa	Tersebar	10	2017	Rencana
14	Swasta	PLTB	Tersebar	80	2018	Rencana
15	Swasta	PLTGU	Jawa-1	800	2018	Pengadaan
16	Swasta	PLTGU/MG	Peaker Jawa-Bali 4	450	2018	Rencana
17	Swasta	PLTM	Cibalapulang	9	2018	Konstruksi
18	Swasta	PLTM	Cilaki 1B	10	2018	Pendanaan
19	Swasta	PLTM	Cibalapulang-2	7	2018	Pendanaan
20	Swasta	PLTM	Cibalapulang-3	6	2018	Pendanaan
21	Swasta	PLTM	Pusaka-1	9	2018	Pendanaan
22	Swasta	PLTM	Pusaka-3	3	2018	Pendanaan
23	Swasta	PLTSa	Tersebar	10	2018	Rencana
24	PLN	PLTA	Jatigede (FTP2)	55	2019	Konstruksi
25	PLN	PLTA	Jatigede (FTP2)	55	2019	Konstruksi
26	PLN	PLTU	Indramayu-4 (FTP2)	1,000	2019	Rencana
27	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2019	Konstruksi
28	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2019	Konstruksi
29	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2019	Konstruksi
30	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2019	Konstruksi
31	Swasta	PLTB	Tersebar	80	2019	Rencana
32	Swasta	PLTGU	Jawa-1	800	2019	Pengadaan
33	Swasta	PLTM	Cimandiri	3	2019	Pendanaan
34	Swasta	PLTM	Pakenjeng Bawah	6	2019	Pendanaan
35	Swasta	PLTM	Cikopo-2	7	2019	Pendanaan
36	Swasta	PLTM	Cicatih	6	2019	Pendanaan
37	Swasta	PLTP	Patuha (FTP2)	55	2019	Konstruksi
38	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 1 (FTP2)	55	2019	Rencana

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
39	Swasta	PLTP	Patuha (FTP2)	55	2019	Rencana
40	Swasta	PLTU	Jawa-1 (FTP2)	1,000	2019	Pengadaan
41	Swasta	PLTU	Jawa-3 (FTP2)	660	2019	Pengadaan
42	Swasta	PLTU	Jawa-3 (FTP2)	660	2019	Pengadaan
43	Swasta	PLTB	Tersebar	90	2020	Rencana
44	Swasta	PLTM	Kalapa Nunggal	3	2020	Pendanaan
45	Swasta	PLTM	Kertamukti	6	2020	Rencana
46	Swasta	PLTM	Pesantren-1	2	2020	Rencana
47	Swasta	PLTM	Cikaengan-2	7	2020	Pengadaan
48	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 1 (FTP2)	55	2020	Rencana
49	Swasta	PLTP	Karaha Bodas (FTP2)	55	2020	Rencana
50	Swasta	PLTP	Cisolok-Cisukarame (FTP2)	50	2020	Rencana
51	Swasta	PLTP	Wayang Windu 3 (FTP2)	110	2020	Rencana
52	Swasta	PLTM	Cikaengan	5	2021	Pengadaan
53	Swasta	PLTM	Cikandang	6	2021	Pengadaan
54	Swasta	PLTM	Sukamaju	8	2021	Rencana
55	Swasta	PLTM	Kanzy-5	5	2021	Rencana
56	Swasta	PLTM	Cilayu Kulon	5	2021	Rencana
57	Swasta	PLTM	Ciherang	2	2021	Rencana
58	Swasta	PLTM	Cibuni Mandiri	2	2021	Rencana
59	Swasta	PLTM	Cibuni	3	2021	Rencana
60	Swasta	PLTP	Karaha Bodas (FTP2)	55	2021	Rencana
61	Swasta	PLTP	Wayang Windu 4 (FTP2)	110	2021	Rencana
62	Swasta	PLTSa	Tersebar	16	2021	Rencana
63	Swasta	PLTM	Cilaki 1A	3	2022	Pengadaan
64	Swasta	PLTM	Ciasem	3	2022	Pengadaan
65	Swasta	PLTM	Caringin	4	2022	Pengadaan
66	Swasta	PLTP	Tampomas (FTP2)	45	2022	Rencana
67	Swasta	PLTM	Ciarinem	3	2023	Pengadaan
68	Swasta	PLTM	Cibatarua Panyairan	8	2023	Rencana
69	Swasta	PLTM	Toblong	6	2023	Rencana
70	Unallocated	PLTGU	Jawa-7	800	2024	Rencana
71	Swasta	PLTM	Jatisari	5	2024	Rencana
72	Swasta	PLTM	Cikaengan Najaten	7	2024	Rencana
73	Swasta	PLTM	Cirompang Mekarmukti	4	2024	Rencana
74	Swasta	PLTM	Cileat	5	2024	Rencana
75	Swasta	PLTM	Cimaja	3	2024	Rencana
76	Swasta	PLTP	Cibuni (FTP2)	10	2024	Rencana
77	Unallocated	PLTP	Gunung Galunggung	110	2024	Rencana
78	Unallocated	PLTA	Cimandiri-3	119	2025	Rencana
79	Unallocated	PLTA	Cimandiri-3	119	2025	Rencana
80	Unallocated	PLTA	Cikaso-3	53	2025	Rencana
81	Unallocated	PLTA	Cipasang	200	2025	Rencana
82	Unallocated	PLTA	Cipasang	200	2025	Rencana
83	Unallocated	PLTA	Cibuni-3	172	2025	Rencana
84	Unallocated	PLTA	Cibuni-4	105	2025	Rencana
85	Swasta	PLTB	Tersebar	160	2025	Rencana
86	Unallocated	PLTGU	Jawa-7	800	2025	Rencana



No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
87	Swasta	PLTM	Cijampang 1	1	2025	Pengadaan
88	Swasta	PLTM	Cikaniki 1	3	2025	Pengadaan
89	Swasta	PLTM	Cikaniki 2	3	2025	Pengadaan
90	Swasta	PLTM	Pakenjeng Atas	4	2025	Pengadaan
91	Swasta	PLTM	Cikawung Bawah	3	2025	Rencana
92	Swasta	PLTM	Cikawung Atas	5	2025	Rencana
93	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 2 (FTP2)	30	2025	Rencana
94	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 2 (FTP2)	30	2025	Rencana
95	Swasta	PLTP	Gunung Ciremai (FTP2)	55	2025	Rencana
96	Swasta	PLTP	Gunung Ciremai (FTP2)	55	2025	Rencana
97	Unallocated	PLTP	Gede Pangrango	85	2025	Rencana
98	PLN	PLTU	Jawa-6 (FTP2)	1,000	2025	Rencana
99	PLN	PLTU	Jawa-6 (FTP2)	1,000	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>				<b>13535</b>		

Ada beberapa pembangkit yang ditunda dan dipindahkan lokasinya dari Jawa Barat, yaitu:

- PLTU Jawa-6 yang dalam RUPTL sebelumnya direncanakan di Provinsi Jawa Barat terkendala masalah RTRW (Rencana Tata Ruang dan Wilayah) sehingga dibuka alternatif lokasi di Jawa Barat atau Banten.
- PLTGU/MG Peaker Jawa-Bali 1 yang semula direncanakan di lokasi Sunyaragi (Jawa Barat) tidak memperoleh kepastian pasokan gas, sehingga dipindah lokasinya ke Tambaklorok (Jawa Tengah) dan kapasitasnya ditingkatkan dari 400 MW menjadi 700 MW.
- PLTU Jawa-11 ditunda pelaksanaannya hingga setelah tahun 2025, untuk memenuhi target bauran energi dari batubara sekitar 50% pada tahun 2025 sesuai Draft RUKN 2015-2034.

## **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

### **Pengembangan Gardu Induk**

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV khususnya untuk meningkatkan penjualan dan pasokan di Industri-Industri dan Kawasan Industri di sepanjang Bekasi, Cikarang, dan Karawang beserta peningkatan pasokan di GITET eksisting. GITET baru pada RUPTL ini adalah GITET Ubrug sebagai GITET yang akan meningkatkan keandalan pasokan terkait dengan PLTU Pelabuhan Ratu.

Kapasitas total pengembangan GITET 500 kV sebesar 13.502 MVA seperti pada Tabel B3.4.

**Tabel B3.4 Pengembangan GITET 500 kV di Jawa Barat**

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Cibatu Baru / Deltamas	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2017	Rencana
2	Tambun (GIS)	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2017	Rencana
3	Cibatu Baru II / Sukatani	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2018	Rencana
4	Cikalong	500/150 kV	<i>New</i>	500	2018	Rencana
5	PLTGU Jawa-1	500 kV	<i>New</i>	2 LB	2018	Rencana
6	Bogor X	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2019	Rencana
7	Bogor X (Converter Station)	500 kV DC	<i>New</i>	3000	2019	Rencana
8	Indramayu	500 kV	<i>New</i>	4 LB	2019	Rencana
9	Jawa-3 PLTU	500 kV	<i>New</i>	2 LB	2019	Rencana
10	Jawa-3 Switching	500 kV	<i>New</i>	4 LB	2019	Rencana
11	PLTU Jawa-1	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
12	Upper Cisokan PLTA PS	500 kV	<i>New</i>	2 LB	2019	Rencana
13	Matenggeng PLTA PS	500 kV	<i>New</i>	4 LB	2023	Rencana
14	Ubrug	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2025	Rencana
15	Cibinong	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Konstruksi
16	Cirata	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Konstruksi
17	Gandul	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Konstruksi
18	Muara Tawar	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Konstruksi
19	New Ujungberung	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Konstruksi
20	Bandung Selatan	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Lelang
21	Cibatu	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2017	Rencana
22	Cibinong	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2017	Rencana
23	Cirata	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2017	Rencana
24	Gandul	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2017	Rencana
25	Bandung Selatan	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2018	Rencana
26	Mandirancan	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2018	Rencana
27	Mandirancan	500 kV	<i>Ext</i>	1 LB	2018	Rencana
28	Muara Tawar	500/150 kV	<i>Ext</i>	1000	2018	Konstruksi
29	Cibatu Baru / Deltamas	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
30	Depok	500 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2019	Rencana
31	Gandul	500 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2019	Rencana
32	Gandul	500 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2019	Rencana
33	Mandirancan	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
34	Tx. Mandirancan	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
35	Gandul	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2020	Rencana
36	Tambun (GIS)	500/150 kV	<i>Ext</i>	1000	2020	Rencana
	<b>Jumlah</b>			<b>13502</b>		

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GI 150 kV baru dan penambahan trafo pada GI eksisting dengan total kapasitas 12.270 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B3.5.

Tabel B3.5 Pengembangan GI 150 kV di Jawa Barat

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Arjawinangun Baru	150/20 kV	New	120	2016	Konstruksi
2	Bogor Baru II / Tajur (GIS)	150/20 kV	New	120	2016	Konstruksi
3	Bogor Kota (GIS)	150/20 kV	New	120	2016	Konstruksi
4	Cikarang Baru Lippo	150/20 kV	New	120	2016	Konstruksi
5	Cimanggis II / Tengah	150/20 kV	New	120	2016	Konstruksi
6	Jatiluhur Baru	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
7	Kanci	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
8	PLTP Karaha Bodas	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
9	Rajapaksi	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
10	Rancakasumba New	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
11	Sukatani Gobel	150/20 kV	New	120	2016	Konstruksi
12	Balongan	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
13	Bandung Timur Baru	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
14	Bekasi II / Pinggir Kali / Sumarecon	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
15	Bekasi Utara / Tarumajaya	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
16	Bengkong Baru / Dago II (GIS)	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
17	Bunar Baru	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
18	Cangkring Baru / Kapetakan	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
19	Cianjur II / PLTA Rajamandala	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
20	Cibatu Baru / Deltamas	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
21	Cikijing	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
22	Cikumpay II / Sadang	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
23	Dayeuhkolot (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
24	Depok II (GIS)	150/20 kV	New	180	2017	Lelang
25	Indomulia Cipta Nusantara	150 kV	New	5 LB	2017	Rencana
26	Jababeka II / Pamahan	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
27	Kadipaten	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
28	Kadipaten Baru II / Kertajati	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
29	Kiaracondong II / Rancanumpang	150/20 kV	New	120	2017	Lelang
30	KIIC II / Margakaya	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
31	Kracak Baru	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
32	Kuningan Baru	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
33	Majalaya Baru	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
34	Malangbong Baru	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
35	Muara Tawar	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
36	Pelabuhan Ratu Baru	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
37	Poncol Baru II (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
38	Rengasdengklok II / Cilamaya	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
39	Samator KIEC	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
40	Sawangan	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
41	Sumedang Baru / Tanjung Sari	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
42	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
43	Tanggeung / Cianjur Selatan	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
44	Babakan Baru	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
45	Bandung Selatan II / Soreang	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
46	Cibadak Baru II / Cicurug	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
47	Cikalong	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
48	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
49	Parakan Kondang Baru	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
50	Taman Mekar	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
51	Telukjambe II	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
52	Bogor X	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
53	Cikande II	150/20 kV	New	100	2019	Rencana
54	PLTP Tangkuban Perahu I	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
55	Rancakasumba II / Sangian	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
56	Subang Baru / Pamanukan	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
57	Dawuan II / Cipasanggrahan	150/20 kV	New	100	2020	Rencana
58	Pangandaran Baru / Cikatomas	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
59	PLTP Cisolok Sukarame	150/20 kV	New	4 LB	2020	Rencana
60	Sentul City	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
61	Panasia II / Warung Lobak	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
62	Fajar Surya Wisesa II / Muktiwari (GIS)	150/20 kV	New	100	2022	Rencana
63	Garut II / Leles	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
64	Lembursitu Baru II / Sukalarang	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
65	PLTP Tampomas	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
66	Ciamis II / Kawali	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
67	Ciawi Baru II / Cisarua	150/20 kV	New	120	2023	Rencana
68	Cibabat III / Gunung Batu	150/20 kV	New	100	2023	Rencana
69	Kosambi Baru II	150/20 kV	New	100	2024	Rencana
70	PLTP Cibuni	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
71	PLTP Gunung Galunggung	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
72	Sumadra Baru	150/20 kV	New	120	2024	Rencana
73	Cikasungka II / Nagreg	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
74	Lagadar II / Bojong	150/20 kV	New	100	2025	Rencana
75	PLTA Cibuni	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
76	PLTA Cikaso	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
77	PLTA Cimandiri	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
78	PLTA Cipasang	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
79	PLTP Gede Pangrango	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
80	PLTP Gunung Ciremai	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
81	PLTP Tangkuban Perahu II	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
82	Ubrug New	150 kV	New	4 LB	2025	Rencana
83	Bandung Selatan	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
84	Bandung Selatan	150 kV	Upr	2 LB	2016	Konstruksi
85	Banjar	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
86	Brebes	150 kV	Upr	2 LB	2016	Konstruksi
87	Brebes	150 kV	Upr	2 LB	2016	Konstruksi
88	Chandra Asri	150/20 kV	Ext	2 LB	2016	Rencana
89	Ciamis	150 kV	Upr	2 LB	2016	Konstruksi

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
90	Cianjur	150/20 kV	Ext	60	2016	Operasi
91	Ciawi Baru	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
92	Cibeureum	150/20 kV	Ext	60	2016	Rencana
93	Drajat	150 kV	Upr	4 LB	2016	Konstruksi
94	Garut	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
95	Garut	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
96	Garut	150 kV	Upr	2 LB	2016	Konstruksi
97	Garut	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
98	Haurgeulis	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
99	Kamojang	150 kV	Ext	2 LB	2016	Lelang
100	Kamojang	150 kV	Upr	4 LB	2016	Konstruksi
101	Kebasen	150 kV	Upr	2 LB	2016	Konstruksi
102	Kedungbadak Baru	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
103	Kedungbadak Baru	150/20 kV	Ext	60	2016	Rencana
104	Kosambi Baru	150/20 kV	Ext	60	2016	Operasi
105	Lembursitu Baru	150/20 kV	Ext	60	2016	Lelang
106	Malangbong	70/20 kV	Upr	30	2016	Konstruksi
107	Maligi	150 kV	Ext	1 LB	2016	Konstruksi
108	Pabuaran	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
109	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
110	Poncol Baru	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
111	Poncol Baru	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
112	Rancakasumba New	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
113	Santosa	70/20 kV	Ext	20	2016	Konstruksi
114	Sukamandi	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
115	Sunyaragi	150 kV	Upr	2 LB	2016	Konstruksi
116	Tasikmalaya New	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
117	Telukjambe	150 kV	Ext	2 LB	2016	Rencana
118	Arjawinangun	70/20 kV	Upr	30	2017	Rencana
119	Babakan	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
120	Banjar	150/70 kV	Upr	100	2017	Rencana
121	Bekasi	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
122	Bekasi	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
123	Bekasi	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
124	Bogor Baru	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
125	Bogor Baru	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
126	Chandra Asri	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
127	Cibatu	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
128	Cibatu	150 kV	Ext	-	2017	Rencana
129	Cikande	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
130	Cikarang Baru Lippo	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
131	Cikasangka	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
132	Cikedung	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
133	Cikijing	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
134	Cikumpay	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
135	Cimanggis	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
136	Cirata	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
137	Depok II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
138	Depok III / Rawadenok	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
139	Depok III / Rawadenok	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
140	Depok III / Rawadenok	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
141	Garut	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
142	ITP	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
143	Jatibarang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
144	Jatiluhur	150 kV	Upr	4 LB	2017	Rencana
145	Kadipaten Baru	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
146	Kedung Badak	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
147	Kedungbadak	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
148	Kedungbadak Baru	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
149	KIIC II / Margakaya	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
150	Kosambi Baru	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
151	Kuningan	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
152	Lagadar	150/20 kV	Upr	60	2017	Lelang
153	Malangbong Baru	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
154	Mandirancan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
155	Mekarsari	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
156	Padalarang	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
157	Padalarang	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
158	Padalarang	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
159	Padalarang Baru	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
160	Padalarang Baru	150/20 kV	Upr	60	2017	Lelang
161	Pameungpeuk	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
162	Panasia	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
163	Pangandaran	70/20 kV	Ext	-	2017	Rencana
164	Parakan	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
165	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
166	Peruri	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
167	Pinayungan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
168	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
169	Plumpang	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
170	Poncol Baru	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
171	Poncol Baru	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
172	Rancaekek	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
173	Rancakasumba	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
174	Rancakasumba	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
175	Rancakasumba New	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
176	Rancakasumba New	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
177	Rancakasumba New	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
178	Semen Baru Cibinong	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
179	Semen Baru Cibinong	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
180	Sentul	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
181	Sukamandi	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
182	Sunyaragi	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
183	Sunyaragi	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
184	Tasikmalaya	150/70 kV	Ext	100	2017	Rencana
185	Tasikmalaya New	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
186	Tatajabar Sejahtera	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
187	Tegal Herang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
188	Telukjambe	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
189	Ujungberung	150 kV	Ext	2 LB	2017	Lelang
190	Bandung Utara	150 kV	Ext	-	2018	Rencana
191	Bunar Baru	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
192	Cibeureum	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
193	Cigereleng	150 kV	Ext	-	2018	Rencana
194	Cikande	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
195	Cileungsi II / Jonggol	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
196	Gandul	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
197	Jababeka	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
198	Kadipaten Baru	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
199	Karangnunggal	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
200	Kemang	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
201	KIIC II / Margakaya	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
202	Kosambi Baru	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
203	Kracak Baru	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
204	Lagadar	150/20 kV	Ext	-	2018	Rencana
205	Mekarsari	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
206	Pabuaran	150/20 kV	Ext	-	2018	Rencana
207	Padalarang	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
208	Pameungpeuk	70/20 kV	Upr	30	2018	Rencana
209	Parungmulya	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
210	PLTU Labuhan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
211	Rancaekek	150/20 kV	Ext	-	2018	Rencana
212	Rancakasumba New	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
213	Rengasdengklok	70/20 kV	Ext	-	2018	Rencana
214	Sukamandi	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
215	Sukatani Gobel	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
216	Ujungberung	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
217	Bogor Baru II	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
218	Cianjur	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
219	Ciawi Baru	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
220	Padalarang	150/20 kV	Ext	-	2019	Rencana
221	Rancakasumba	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
222	Subang Baru / Pamanukan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
223	Banjar	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
224	Cimanggis II / Tengah	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
225	Dawuan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
226	Pabuaran	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
227	Tegal Herang	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
228	Trans I	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
229	Cianjur II / PLTA Rajamandala	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
230	Lembursitu Baru	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
231	Kanci	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
232	Rengasdengklok II / Cilamaya	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
233	Tasikmalaya	150/20 kV	Upr	60	2022	Rencana
234	Ciamis	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
235	Kadipaten Baru II / Kertajati	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
236	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
237	Tanggeung / Cianjur Selatan	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
238	Arjawinangun Baru	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
239	Tasikmalaya	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
240	Tasikmalaya New	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
241	Wayang Windu	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
242	Ciamis II / Kawali	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
243	Cianjur	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
244	Cianjur II / PLTA Rajamandala	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
245	Cikasungka	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
246	Mandirancan	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
247	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
248	PLTA Cimandiri	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
249	Poncol Baru II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
250	Sukatani Gobel	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
251	Tambun II / Pasar Kalong	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
252	Tanggeung	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
253	Telukjambe II	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
	<b>Jumlah</b>			<b>12270</b>		

### Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV beserta perkuatan SUTET terkait (termasuk sebagian pekerjaan *Central-West Java Transmission Lines*) sepanjang 1252 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B3.6.

**Tabel B3.6 Pengembangan Transmisi 500 kV di Jawa Barat**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Bandung Selatan	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	2 cct, ACSR 4xGannet	4	2017	Konstruksi
2	Cibatu Baru / Deltamas	Inc. (Cibatu - Cirata)	500 kV	4 cct, ACSR 4xGannet	8	2017	Rencana
3	Tambun (GIS)	Inc. (Bekasi - Cibinong)	500 kV	2 cct, ACSR 4xDove	12	2017	Lelang
4	Cibatu Baru II / Sukatani	Inc. (Muara Tawar - Cibatu)	500 kV	4 cct, ACSR 4xGannet	20	2018	Rencana
5	Cikalong	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	2 cct, ACSR 4xGannet	2	2018	Rencana
6	Mandirancan	Bandung Selatan	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	236	2018	Rencana
7	PLTGU Jawa-1	Muara Tawar atau Cibatu Baru II / Sukatani	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	2	2018	Rencana
8	Indramayu	Cibatu Baru / Deltamas	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	260	2019	Rencana
9	Jawa-3 Switchyard	Jawa-3 Switching	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	20	2019	Rencana
10	PLTU Jawa-1	Mandirancan	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	20	2019	Rencana
11	Suralaya Lama	Balaraja	500 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)	15	2019	Rencana



No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
12	Switching PLTU Jawa-3	Inc. (Batang - Indramayu)	500 kV	4 cct, ACSR 4xZebra	40	2019	Rencana
13	Tx. Mandirancan	Indramayu	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	180	2019	Rencana
14	Upper Cisokan PLTA PS	Inc. (Cibinong - Saguling)	500 kV	2 cct, ACSR 4xGannet	30	2019	Rencana
15	Gandul	Depok	500 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)	15	2020	Rencana
16	Matenggeng PLTA PS	Inc. (Tasikmalaya - Rawalo)	500 kV	4 cct, ACSR 4xDove	120	2023	Rencana
17	Indramayu	Cibatu Baru / Deltamas atau Tambun (GIS)	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	260	2025	Rencana
18	Ubrug	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	4 cct, ACSR 4xGannet	8	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>1252</b>		

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya beserta perkuatan transmisi dengan total sepanjang 4.279 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B3.7.

**Tabel C3.7 Pengembangan Transmisi 150 kV di Jawa Barat**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Arjawinangun Baru	Inc. (Jatibarang - Mandirancan)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	2	2016	Konstruksi
2	Bandung Selatan	Garut	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	66	2016	Konstruksi
3	Bandung Selatan	Tx. Wayang Windu	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	66	2016	Konstruksi
4	Bogor Baru II / Tajur (GIS)	Inc. (Bogor Baru - Cianjur)	150 kV	4 cct, ACSR 2xDove	0.4	2016	Konstruksi
5	Bogor Kota (GIS)	Kedungbadak Baru	150 kV	2 cct, CU 1x1000	20	2016	Konstruksi
6	Cikarang Baru Lippo	Inc. (Cibatu - Gandamekar)	150 kV	4 cct, ACSR 1xZebra	2	2016	Konstruksi
7	Cimanggis II / Tengah	Inc. (Kedungbadak - Depok / Rawadenok (Depok III))	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	15.2	2016	Konstruksi
8	Drajat	Tasikmalaya	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	130	2016	Konstruksi
9	Drajat	Garut	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	50.72	2016	Konstruksi
10	Gandul	Petukangan	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	28	2016	Lelang
11	Gandul	Serpong	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	40	2016	Konstruksi
12	Garut	Tasikmalaya	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	80.5	2016	Konstruksi
13	Jatiluhur Baru	PLTA Jatiluhur	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2016	Konstruksi
14	Jatiluhur Baru	Inc. (Kosambi Baru - Padalarang)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	91.6	2016	Konstruksi
15	Kamojang	Drajat	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	27.8	2016	Konstruksi
16	Kanci	Inc. (PLTU Kanci - Brebes)	150 kV	4 cct, 2xTACSR410	24	2016	Konstruksi
17	Kosambi Baru	Bekasi	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	118.2	2016	Konstruksi
18	Lagadar	Padalarang	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	21.66	2016	Konstruksi
19	Padalarang	Cibabat	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	40	2016	Konstruksi
20	PLTP Kamojang	Kamojang	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	2	2016	Lelang
21	PLTP Karaha Bodas	Garut	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2016	Konstruksi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
22	Rancakasumba New	Inc. (Ujungberung - Rancaekek)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	40	2016	Konstruksi
23	Sukatani / Gobel	Inc. (Bekasi Utara - Kosambi Baru)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2016	Konstruksi
24	Tasikmalaya New	Tx. Ciamis - Tasikmalaya	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	128	2016	Konstruksi
25	Tx. Wayang Windu	Kamojang	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	62	2016	Konstruksi
26	Aspek	Cileungsi	70 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	1	2017	Rencana
27	Balongan	Jatibarang	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	34	2017	Rencana
28	Bandung Timur Baru	Ujungberung	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	18	2017	Rencana
29	Bandung Utara	Padalarang	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	25.6	2017	Lelang
30	Bekasi	Plumpang	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	32	2017	Rencana
31	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	Bekasi	150 kV	2 cct, CU 2x1000	8	2017	Rencana
32	Bekasi Utara / Tarumajaya	Inc. (Bekasi - Kosambi Baru)	150 kV	4 cct, ACSR 1xZebra	16	2017	Rencana
33	Bengkong Baru / Dago II(GIS)	Inc. (Bandung Utara - Dago Pakar)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
34	Bogor Baru	Kedung Badak Baru	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	20	2017	Rencana
35	Bunar Baru	Rangkasbitung II	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	72	2017	Rencana
36	Cangkring Baru / Kapetakan	Inc. (Jatibarang - Haurgeulis)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
37	Cianjur II / PLTA Rajamandala	Inc. (Cianjur - Cigereleng)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	8	2017	Rencana
38	Cibadak Baru II / Cicurug	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	2 cct, TACSR 2x520	280	2017	Konstruksi
39	Cibadak Baru II / Cicurug	Inc. (Cibadak Baru - Ciawi)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2017	Rencana
40	Cibatu Baru / Deltamas	KIIC II / Margakaya	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	22	2017	Rencana
41	Cibatu Baru / Deltamas	Gandamekar	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	31	2017	Rencana
42	Cibinong	Cimanggis	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	13.2	2017	Rencana
43	Cigereleng	Bandung Selatan II / Soreang	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	78.2	2017	Rencana
44	Cigereleng	Lagadar	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	32.76	2017	Rencana
45	Cikijing	Mandirancan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	80	2017	Konstruksi
46	Cikumpay II / Sadang	Inc. (Cirata - Cikumpay)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
47	Dayeuhkolot (GIS)	Inc. (Bandung Selatan - Cigereleng)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	6	2017	Lelang
48	Depok II (GIS)	Inc. (Tx. Cimanggis - Rawadenok (Depok III))	150 kV	2 cct, ACSR 2xDrake	8	2017	Lelang
49	Depok III / Rawadenok	Depok II	150 kV	2 cct, CU 2x1000	8	2017	Lelang
50	Indomulia Cipta Nusantara	Inc. (Indramayu - Kosambi)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	12	2017	Rencana
51	ITP	Bogor Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
52	Jababeka II / Pamahan	Inc. (Jababeka - Tegalherang)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
53	Jatiluhur	Padalarang	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHen)	81.6	2017	Rencana
54	Kadipaten	Inc. (Sunyaragi - Rancaekek)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	8	2017	Rencana
55	Kadipaten Baru II / Kertajati	Kadipaten Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	32	2017	Rencana
56	Kiaracandong II / Rancanumpang	Inc. (Kiaracandong - Ujungberung)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	16	2017	Lelang
57	KIIC II / Margakaya	Pinayungan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
58	Kosambi Baru	Jatiluhur	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	45.8	2017	Rencana
59	Kracak Baru	Kedung Badak	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	20	2017	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
60	Kuningan Baru	Inc. (Cikijing - Mandiracan)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
61	Majalaya Baru	Rancakasumba	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	30	2017	Rencana
62	Malangbong Baru	New Tasikmalaya	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	74	2017	Lelang
63	Malangbong Baru	Cikijing	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	80	2017	Rencana
64	Muara Tawar	Inc. (Bekasi - Plumpang)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2017	Rencana
65	Pabuaran	Sukamandi	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	40	2017	Rencana
66	PLTGU Pelabuhan Ratu	Pelabuhan Ratu Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2017	Konstruksi
67	Poncol Baru II (GIS)	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	12	2017	Konstruksi
68	Poncol Baru II (GIS)	Poncol Baru	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	2	2017	Rencana
69	Purwakarta	Semen Pasific	70 kV	1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	17.5	2017	Rencana
70	Purwakarta	Kosambi Baru	70 kV	1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	23	2017	Rencana
71	Rajapaksi	Inc. (Cikarang - Gandamekar)	150 kV	4 cct, CU 1x2000	12	2017	Lelang
72	Rancaekek	Sunyaragi	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	166	2017	Konstruksi
73	Rengasdengklok II / Cilamaya	Sukamandi	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	40	2017	Rencana
74	Sumedang Baru / Tanjung Sari	Rancakasumba / Ujungberung New	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
75	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	Box Bojong Menteng	150 kV	2 cct, TACSR 2x520	2	2017	Rencana
76	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	Inc. (Pondok Kelapa - Tambun)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	8	2017	Rencana
77	Tanggeung / Cianjur Selatan	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	2 cct, ACSR 1xZebra	120	2017	Rencana
78	Babakan Baru	Inc. (Kanci - Brebes)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	60	2018	Rencana
79	Bandung Selatan II / Soreang	Inc. (Lagadar - Patuha)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
80	Bunar Baru	Kracak Baru	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	30	2018	Rencana
81	Cibatu Baru / Deltamas	AUA / Heksa / Taman Mekar	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	13.4	2018	Rencana
82	Cikalong	Inc. (Cigereleng - Lagadar)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2018	Rencana
83	Gandul	Kemang	150 kV	2 cct, CU 1x1000	24	2018	Rencana
84	KIIC II / Margakaya	Kosambi Baru	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	60	2018	Rencana
85	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	Padalarang Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
86	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	Cirata	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2018	Rencana
87	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	Inc. (Rancaekek - Sunyaragi)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
88	PLTGU / MG Peaker Jawa-Bali-4	Jababeka	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	10.2	2018	Rencana
89	PLTGU / MG Peaker Jawa-Bali-4	Sukatani	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	16	2018	Rencana
90	Telukjambe II	AUA / Heksa / Taman Mekar	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	28	2018	Rencana
91	Telukjambe II	Inc. (Tatajabar - Jatiluhur Baru)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	40	2018	Rencana
92	Bogor X	Inc. (Bunar Baru - Kracak Baru)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	8	2019	Rencana
93	Cianjur	Padalarang	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	83.2	2019	Rencana
94	Cikande II	Inc. (Serang - Cikande)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
95	PLTP Tangkuban Perahu I	Subang Baru / Pamanukan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	15	2019	Rencana
96	Rancakasumba II / Sangian	Rancakasumba	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
97	Rancakasumba New	Ujungberung	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Konstruksi
98	Sentul City	Bogor Baru II	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2019	Rencana
99	Subang Baru	Inc. (Sukamandi - Haurgeulis)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	40	2019	Rencana
100	Dawuan II / Cipasanggrahan	Dawuan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2020	Rencana
101	Pangandaran Baru / Cikatomas	Banjar	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	100	2020	Rencana
102	PLTP Cisolok Sukarame	Inc. (Pelabuhan Ratu - Bayah)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	32	2020	Rencana
103	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	Tambun	150 kV	2 cct, TACSR 2x520	12.4	2020	Rencana
104	Trans I	Box Bojong Menteng	150 kV	2 cct, TACSR 2x520	30	2020	Rencana
105	Panasia II / Warung Lobak	Inc. (Bandung Selatan - Panasia)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	40	2021	Rencana
106	Fajar Surya Wisesa II / Muktiwari (GIS)	Inc. (Kosambi Baru - Bekasi)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	100	2022	Rencana
107	Garut II / Leles	Inc. (Garut - Bandung Selatan)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	40	2022	Rencana
108	Lembursitu Baru II / Sukalarang	Inc. (Lembursitu Baru - Cianjur)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	2	2022	Rencana
109	PLTP Tampomas	Inc. (Sunyaragi - Rancaekek)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	35	2022	Rencana
110	Surade	Pelabuhan Ratu / Jampang Kulon	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2022	Rencana
111	Ciamis II / Kawali	Ciamis	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2023	Rencana
112	Ciawi Baru II / Cisarua	Inc. (Bogor Baru - Cianjur)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2023	Rencana
113	Cibabat III / Gunung Batu	Padalarang Baru II	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	12	2023	Rencana
114	Kosambi Baru II	Inc. (Kosambi Baru - Bekasi)	150 kV	4 cct, 2xTACSR410	32	2024	Rencana
115	PLTP Cibuni	Inc. (PLTA Cibuni - Tanggeung)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	100	2024	Rencana
116	PLTP Gunung Galunggung	Tasikmalaya	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2024	Rencana
117	Sumadra Baru	Wayang Windu	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2024	Rencana
118	Cikasungka II / Nagreg	Cikasungka	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	12	2025	Rencana
119	Lagadar II / Bojong	Inc. (Lagadar - Padalarang)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	8	2025	Rencana
120	PLTA Cibuni	Tanggeung	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
121	PLTA Cikaso	PLTA Cimandiri	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
122	PLTA Cimandiri	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
123	PLTA Cipasang	Ciamis II / Kawali	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
124	PLTP Gede Pangrango	Cianjur	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
125	PLTP Gunung Ciremai	Mandirancan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	40	2025	Rencana
126	PLTP Tangkuban Perahu II	Inc. (Tangkuban Perahu I - Subang Baru / Pamanukan)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	4	2025	Rencana
127	Ubrug New	Inc. (Pelabuhan Ratu - Cbadak Baru)	150 kV	4 cct, ACSR 4xZebra	8	2025	Rencana
	<b>Jumlah</b>				<b>4397</b>		

### **Pengembangan Distribusi**

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 3,8 juta pelanggan atau rata-rata 379 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 21.521 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 13.164 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 7.676 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B3.8.

**Tabel B3.8 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2016	2,339	1,432	865	829,397	297
2017	2,081	1,248	789	580,232	259
2018	2,078	1,377	793	617,229	263
2019	2,210	1,457	781	228,112	243
2020	2,118	1,320	770	359,201	244
2021	2,263	1,317	752	232,466	238
2022	2,137	1,277	697	233,415	224
2023	2,147	1,257	746	234,835	233
2024	2,083	1,242	740	236,271	230
2025	2,065	1,236	744	238,082	230
<b>Jumlah</b>	<b>21,521</b>	<b>13,164</b>	<b>7,676</b>	<b>3,789,240</b>	<b>2,461</b>

### **B3.4. Ringkasan**

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Jawa Barat sampai dengan tahun 2025 adalah USD 25.6 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B3.9.

**Tabel B3.9 Rangkuman**

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2016	46,536	50,015	7,755	71	2,625	1,116	892
2017	50,866	54,603	8,455	732	8,877	1,920	1,980
2018	56,213	60,281	9,322	1,383	4,530	682	2,151
2019	60,224	64,528	9,965	5,538	4,580	781	8,836
2020	63,956	68,477	10,561	378	1,600	199	1,648
2021	68,504	73,309	11,291	217	240	40	1,011
2022	72,733	77,797	11,966	55	520	187	501
2023	77,279	82,618	12,690	17	400	172	315
2024	82,239	87,869	13,478	944	460	162	1,522
2025	87,641	93,615	14,340	4,200	1,940	390	6,821
<b>Jumlah</b>	<b>666,192</b>	<b>713,113</b>		<b>13,535</b>	<b>25,772</b>	<b>5,649</b>	<b>25,676</b>

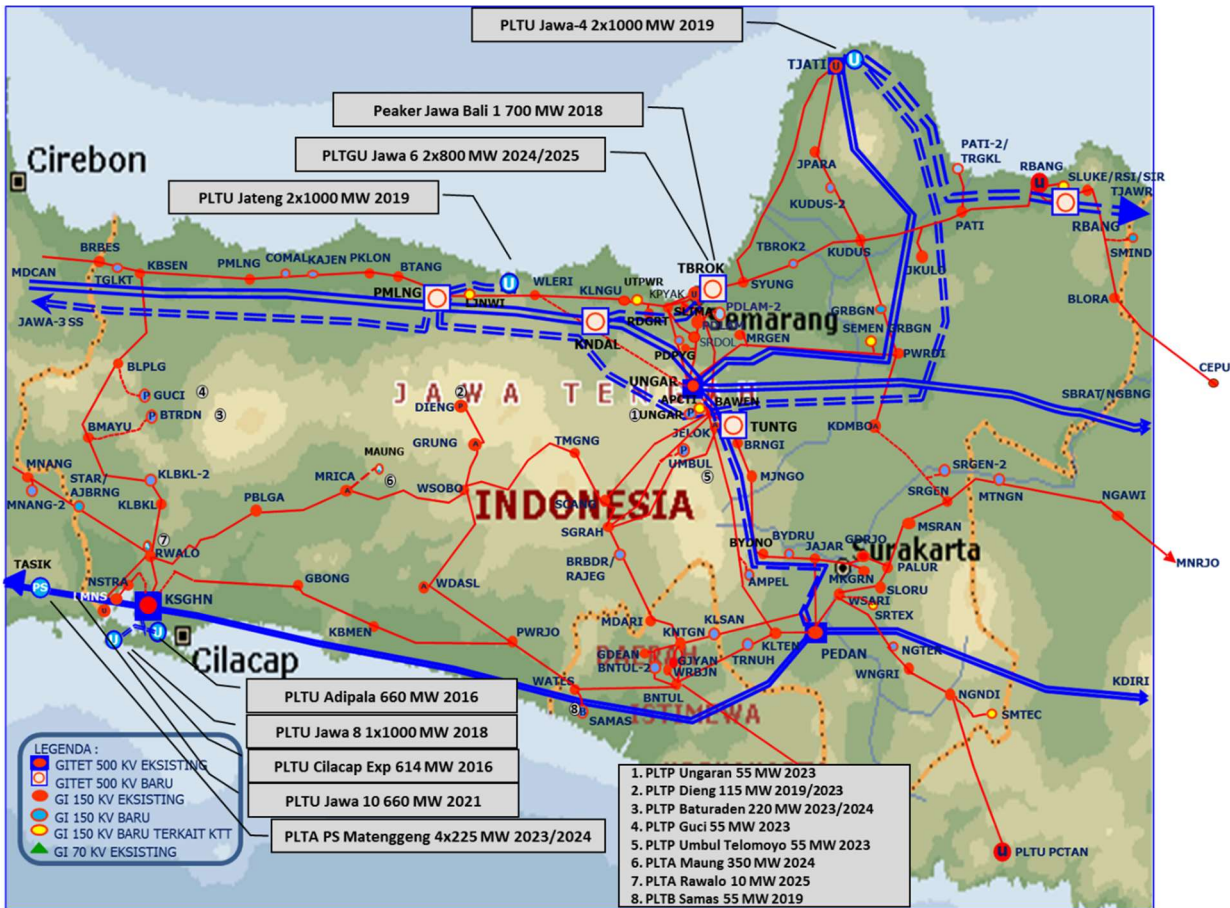
## LAMPIRAN B.4 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI JAWA TENGAH

### B4.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Tengah diperkirakan sampai Agustus tahun 2015 sekitar 3.313 MW. Beban pasok oleh pembangkit yang berada di *grid* 500 kV dan *grid* 150 kV dengan kapasitas hingga 5.625 MW.

Pembangkit listrik di Jawa Tengah yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTU Tanjung Jati B dan di *grid* 150 kV adalah PLTGU/PLTU Tambak Lorok, PLTU Cilacap, PLTP Dieng, PLTA Mrica dan PLTA tersebar. PLTU Adipala 660 MW direncanakan akan beroperasi pada kuartal tahun pertama tahun 2016.

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 3 GITET, yaitu Tanjung Jati, Ungaran dan Pedan, dengan kapasitas 3.500 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Tengah ditunjukkan pada Gambar B4.1.



Gambar B4.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Jawa Tengah

Kelistrikan Provinsi Jawa Tengah terdiri atas 3 subsistem yaitu:

1. GITET Ungaran dan PLTGU/PLTU Tambak Lorok memasok Kota Semarang, Kab. Salatiga, Kab. Demak, Kab. Jepara, Kab. Rembang, Kota Salatiga, Kab. Blora, Kab. Pati, Kab. Batang, Kab. Pemalang, Kab. Pekalongan, Kab. Brebes, Kab. Kendal dan Kota Tegal.

2. GITET Pedan memasok Kota Surakarta, Kab. Wonosobo, Kab. Wonogiri, Kab. Tumanggung, Kab. Magelang, Kab. Klaten, Kab. Wonosobo, Kab. Sragen dan DIY.
3. PLTU Cilacap memasok Kab. Cilacap, Kab. Banyumas, Kab. Purworejo, Kab. Purbalingga dan Kab. Kebumen.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B4.1.

**Tabel B4.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang**

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Jelok	PLTA	Air	Indonesia Power	21	20
2	Timo	PLTA	Air	Indonesia Power	12	12
3	Keteranganenger	PLTA	Air	Indonesia Power	8	8
4	Gerung	PLTA	Air	Indonesia Power	26	26
5	Wonogiri	PLTA	Air	Indonesia Power	12	12
6	Sempor	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
7	Mrica	PLTA	Air	Indonesia Power	181	179
8	Wadas Lintang	PLTA	Air	Indonesia Power	18	18
9	Kedung Ombo	PLTA	Air	Indonesia Power	23	22
10	Lambu	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
11	Pengkol	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
12	Selorejo	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
13	Tambak Lorok 1-2	PLTU	BBM	Indonesia Power	100	56
14	Tambak Lorok 3	PLTU	BBM	Indonesia Power	200	158
15	Tambak Lorok Blok 1	PLTGU	BBM	Indonesia Power	517	422
16	Tambak Lorok Blok 2	PLTGU	BBM	Indonesia Power	517	442
17	Cilacap	PLTG	BBM	Indonesia Power	55	40
18	Dieng	PLTP	Panas Bumi	Swasta	60	45
19	Cilacap 1-2	PLTU	Batubara	Swasta	600	562
20	Tanjung Jati B 1-2	PLTU	Batubara	PLN	1,320	1,322
21	Tanjung Jati B 3-4	PLTU	Batubara	PLN	1,320	1,322
22	Rembang	PLTU	Batubara	PLN	630	560
<b>Jumlah</b>					<b>5625</b>	<b>5233</b>

## **B4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016–2025 diperlihatkan pada Tabel B4.2.

**Tabel B4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6.52	22,158	23,597	3,465	9,186,868
2017	7.01	24,328	25,882	3,786	9,559,463
2018	7.41	26,273	27,926	4,069	9,928,793
2019	7.90	28,448	30,208	4,385	10,299,420
2020	6.32	30,342	32,188	4,654	10,563,140
2021	6.32	32,332	34,265	4,936	10,846,732
2022	6.32	34,423	36,449	5,231	11,054,337
2023	6.32	36,621	38,756	5,541	11,269,553

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2024	6.32	38,935	41,182	5,866	11,492,945
2025	6.32	41,371	43,759	6,209	11,725,141
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>6.68</b>	<b>7.18</b>	<b>7.10</b>	<b>6.70</b>	<b>2.75</b>

### B4.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

#### Potensi Sumber Energi

Provinsi Jawa Tengah memiliki potensi tenaga air yang dapat dikembangkan mencapai 360 MW dan panas bumi yang diperkirakan mencapai 1.981 MWe yang tersebar di 14 lokasi yaitu Banyugaram, Bumiayu, Baturaden - G. Slamet, Guci, Mangunan – Wanayasa, Candradimuka, Dieng, Krakal, Panulisan, G. Ungaran, G. Umbul – Telomoyo, Kuwuk, G. Lawu dan Klepu serta potensi dari batubara sebesar 0,82 juta ton<sup>3</sup>.

Saat ini pasokan gas untuk PLTGU Tambak Lorok sudah mulai tercukupi, yaitu dari Lapangan Gundih (SPP) dan dari Lapangan Kepodang (Petronas). Selain itu Pertamina berencana untuk membangun pipa gas Trans-Jawa yang rencananya akan dibangun dengan menghubungkan Gresik, Tambak Lorok, Cirebon hingga ke Bekasi/Jakarta. Pembangunan pipa Trans-Jawa itu sangat bermanfaat untuk mengintegrasikan pasokan gas ke pembangkit dan mempermudah manuver pasokan gas. Namun perlu diperhatikan lokasi sumber pasokan gas dan lokasi pembangkit sehingga tidak terbebani dengan biaya transportasi gas yang mahal.

#### Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 11.195 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B4.3 berikut.

Tabel B4.3. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	PLN	PLTMG	Karimunjawa	4.0	2016	Pengadaan
2	PLN	PLTU	Adipala	660.0	2016	Konstruksi
3	Swasta	PLTM	Banyubiru	0.2	2016	Konstruksi
4	Swasta	PLTM	Logawa Baseh	3.0	2016	Pendanaan
5	Swasta	PLTM	Banyumlayu	0.5	2016	Pengadaan
6	Swasta	PLTSa	Tersebar	7.0	2016	Rencana
7	Swasta	PLTU	Cilacap exp	614.0	2016	Konstruksi
8	Swasta	PLTM	Kunci Putih	1.0	2017	Konstruksi
9	Swasta	PLTGU/MG	Peaker Jawa-Bali 1	700.0	2018	Rencana
10	Swasta	PLTU	Jawa-8	1000.0	2018	Pengadaan
11	Swasta	PLTM	Lebak Barang	7.0	2019	Rencana

<sup>3</sup> Sumber: Draft RUKN 2015-2034



No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
12	Swasta	PLTP	Dieng (FTP2)	55.0	2019	Rencana
13	Swasta	PLTU	Jawa Tengah (PPP)	950.0	2019	Pendanaan
14	Swasta	PLTU	Jawa-4 (FTP2)	1000.0	2019	Rencana
15	Swasta	PLTU	Jawa Tengah (PPP)	950.0	2019	Pendanaan
16	Swasta	PLTU	Jawa-4 (FTP2)	1000.0	2019	Rencana
17	PLN	PLTMG	Karimunjawa	2.0	2020	Rencana
18	Swasta	PLTM	Karekan	8.0	2020	Rencana
19	Swasta	PLTM	Danawarih	0.6	2020	Rencana
20	Swasta	PLTM	Kalipelus	0.5	2020	Rencana
21	PLN	PLTS	Karimunjawa	1.0	2021	Rencana
22	Unallocated	PLTU	Jawa-10	660.0	2021	Rencana
23	Swasta	PLTM	Gelang	0.3	2022	Pengadaan
24	Swasta	PLTM	Adipasir 1	0.3	2022	Pengadaan
25	Swasta	PLTM	Adipasir 2	0.3	2022	Pengadaan
26	Swasta	PLTM	Ambal	2.1	2022	Pengadaan
27	Swasta	PLTM	Pagarpelah	3.2	2022	Pengadaan
28	Swasta	PLTM	Gunung Wugul	3.0	2022	Pengadaan
29	Swasta	PLTM	Pageruyung-1	4.4	2022	Rencana
30	Unallocated	PS	Matenggeng PS	225.0	2023	Rencana
31	Unallocated	PS	Matenggeng PS	225.0	2023	Rencana
32	Swasta	PLTM	Kaliwadas	0.4	2023	Rencana
33	Swasta	PLTP	Ungaran (FTP2)	55.0	2023	Rencana
34	Swasta	PLTP	Dieng (FTP2)	60.0	2023	Rencana
35	Swasta	PLTP	Baturaden (FTP2)	110.0	2023	Rencana
36	Swasta	PLTP	Guci (FTP2)	55.0	2023	Rencana
37	Swasta	PLTP	Umbul Telumoyo (FTP2)	55.0	2023	Rencana
38	Swasta	PLTSa	Tersebar	16.0	2023	Rencana
39	Unallocated	PLTGU	Jawa-6	800.0	2024	Rencana
40	Unallocated	PS	Matenggeng PS	225.0	2024	Rencana
41	Unallocated	PS	Matenggeng PS	225.0	2024	Rencana
42	Unallocated	PLTA	Maung	350.0	2024	Rencana
43	Swasta	PLTM	Preng-1	1.8	2024	Rencana
44	Swasta	PLTM	Preng-2	4.5	2024	Rencana
45	Swasta	PLTM	Tulis	9.0	2024	Rencana
46	Swasta	PLTM	Harjosari	9.9	2024	Rencana
47	Swasta	PLTM	Lambur	8.0	2024	Rencana
48	Swasta	PLTM	Prukut Sambirata	1.5	2024	Rencana
49	Swasta	PLTM	Dadapayam	3.0	2024	Rencana
50	Swasta	PLTM	Binangun	3.8	2024	Rencana
51	Swasta	PLTM	Jimat	0.5	2024	Rencana
52	Swasta	PLTM	Pageruyung (Damar)	2.1	2024	Rencana
53	Swasta	PLTP	Baturaden (FTP2)	110.0	2024	Rencana
54	Unallocated	PLTP	Gunung Lawu	55.0	2024	Rencana
55	Unallocated	PLTP	Gunung Lawu	55.0	2024	Rencana
56	Unallocated	PLTP	Gunung Lawu	55.0	2024	Rencana
57	Unallocated	PLTA	Rawalo-2	10.0	2025	Rencana
58	Unallocated	PLTGU	Jawa-6	800.0	2025	Rencana
59	Swasta	PLTM	Logawa Sunyalangu	1.5	2025	Konstruksi
60	Swasta	PLTM	Banjaran Kebonmanis	2.2	2025	Pendanaan
61	Swasta	PLTM	Logawa Babakan	1.3	2025	Pendanaan

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
62	Swasta	PLTM	Logawa Baseh Karangpelem	1.9	2025	Pendanaan
63	Swasta	PLTM	Palumbungan	1.6	2025	Pendanaan
64	Swasta	PLTM	Bendosari	4.0	2025	Pengadaan
65	Swasta	PLTM	Pugeran	6.0	2025	Pengadaan
66	Swasta	PLTM	Serayu	8.6	2025	Pengadaan
				<b>11195</b>		

Di Jawa Tengah terdapat subsistem *isolated* di Karimunjawa dengan beban puncak saat ini sekitar 2 MW dan diperkirakan akan meningkat menjadi 3,4 MW pada 2025. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut akan dibangun PLTMG CNG Karimunjawa 4 MW pada tahun 2016 serta PLTS 1 MW di 2021.

PLTGU/MG Peaker Jawa-Bali 1 yang semula direncanakan di lokasi Sunyaragi tidak memperoleh kepastian pasokan gas, sehingga dipindah lokasinya ke Tambaklorok (Jawa Tengah) yang pasokan gasnya tersedia. Sedangkan PLTU Jawa-13 yang semula direncanakan di Jawa Tengah, ditunda pelaksanaannya hingga setelah tahun 2025, untuk memenuhi target bauran energi dari batubara sekitar 50% pada tahun 2025 sesuai Draft RUKN 2015-2034.

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

#### **Pengembangan Gardu Induk**

Perkuatan pasokan di Jawa Tengah dengan adanya GITET Rawalo sebagai koneksi Pembangkit besar di Selatan Jawa beserta pasokan ke beban-beban konsumen di sekitar daerah tersebut. Pembangunan GITET 500 kV di Jawa Tengah akan mengantisipasi pertumbuhan beban di sekitar Pantura (GITET Batang ex-Pemalang) dan sekitar Boyolali (GITET Ampel / Tuntang). GITET Baru pada RUPTL ini adalah GITET Tambolorok (dan Switching Kendal) dan GITET Rembang sebagai perkuatan pasokan terkait pembangkit - pembangkit berkapasitas besar yang terkoneksi ke sistem 150 kV. Total pengembangan kapasitas sebesar 9.334 MVA seperti pada Tabel B4.4.

**Tabel B4.4. Pengembangan GITET 500 kV di Jawa Tengah**

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	PLTU Adipala	500 kV	<i>New</i>	4 LB	2016	Konstruksi
2	PLTU Cilacap Exp	500 kV	<i>New</i>	2 LB	2016	Konstruksi
3	Rawalo / Kesugihan	500/150 kV	<i>New</i>	500	2016	Konstruksi
4	Batang	500 kV	<i>New</i>	4 LB	2018	Rencana
5	Ampel / Tuntang	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2019	Rencana
6	PLTU Jateng	500 kV	<i>New</i>	3 LB	2019	Rencana
7	Rembang	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2025	Rencana
8	Switching Kendal	500 kV	<i>New</i>	4 LB	2025	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
9	Tambaklorok	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2025	Rencana
10	Pedan	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2016	Konstruksi
11	Pedan	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2016	Konstruksi
12	Pedan	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Lelang
13	Rawalo / Kesugihan	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2016	Konstruksi
14	Tanjung Jati B	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2017	Rencana
15	Ungaran	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2017	Rencana
16	Batang	500/150 kV	<i>Ext</i>	1000	2018	Rencana
17	Rawalo / Kesugihan	500/150 kV	<i>Ext</i>	1000	2018	Rencana
18	Ungaran	500 kV	<i>Ext</i>	1 LB	2018	Rencana
19	Pedan	500 kV	<i>Ext</i>	1 LB	2019	Rencana
20	Ungaran	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2020	Rencana
21	Ampel / Tuntang	500/150 kV	<i>Ext</i>	1000	2023	Rencana
22	Tanjung Jati	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2025	Rencana
	<b>Jumlah</b>			<b>9334</b>		

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GI 150 kV baru dan penambahan trafo di GI eksisting dengan total kapasitas 6.840 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B4.5.

**Tabel B4.5 Pengembangan GI 150 kV di Jawa Tengah**

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Nguter / Rayon Utama Makmur (RUM)	150 kV	<i>New</i>	5 LB	2016	Konstruksi
2	Semen Indonesia	150 kV	<i>New</i>	3 LB	2016	Lelang
3	Sinar Tambang Arta Lestari / Ajibarang	150/20 kV	<i>New</i>	30	2016	Konstruksi
4	Ampel	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Rencana
5	Comal	150/20 kV	<i>New</i>	60	2017	Rencana
6	Kudus II / Nalumsari	150/20 kV	<i>New</i>	60	2017	Rencana
7	Lohdjinawi	150/20 kV	<i>New</i>	60	2017	Rencana
8	Semen Grobogan	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Rencana
9	Semen Indonesia Rembang	150 kV	<i>New</i>	3 LB	2017	Rencana
10	Semen Ultratech	150 kV	<i>New</i>	3 LB	2017	Rencana
11	Sluke II (Smelter Rembang)	150/20 kV	<i>New</i>	2 LB	2017	Rencana
12	Tawang Sari (Sritex)	150/20 kV	<i>New</i>	60	2017	Rencana
13	Trunuh	150/20 kV	<i>New</i>	60	2017	Rencana
14	Batang New	150/20 kV	<i>New</i>	120	2018	Rencana
15	Pati II / Trangkil	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
16	Tambaklorok Baru / Gajah	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
17	Ampel New / Tuntang New	150 kV	<i>New</i>	8 LB	2019	Rencana
18	Pandeanlamper II / Banget Ayu	150/20 kV	<i>New</i>	120	2019	Rencana
19	Sanggrahan II / Rajeg	150/20 kV	<i>New</i>	60	2019	Rencana
20	Majenang II / Sidareja	150/20 kV	<i>New</i>	60	2020	Rencana
21	Tegal Kota	150/20 kV	<i>New</i>	120	2021	Rencana
22	Ampel New / Tuntang New	150 kV	<i>New</i>	-	2023	Rencana
23	PLTP Baturaden	150/20 kV	<i>New</i>	2 LB	2023	Rencana
24	PLTP Guci	150/20 kV	<i>New</i>	60	2023	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
25	PLTP Umbul Telomoyo	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
26	PLTP Ungaran	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
27	Kalibakal II	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
28	PLTA Maung	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
29	Sragen II	150/20 kV	New	120	2024	Rencana
30	Banyudono	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
31	Beringin	150/20 kV	Upr	60	2016	Operasi
32	Blora	150/20 kV	Upr	60	2016	Operasi
33	Bumiayu	150/20 kV	Upr	60	2016	Konstruksi
34	Cepu	150/20 kV	Upr	60	2016	Lelang
35	Gombang	150/20 kV	Ext	60	2016	Operasi
36	Grogol / Solo Baru	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
37	Kalibakal	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
38	Klaten	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
39	Krapyak	150/20 kV	Upr	60	2016	Konstruksi
40	Lomanis	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
41	Majenang	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
42	Mrica PLTA	150/20 kV	Upr	60	2016	Konstruksi
43	New Rawalo / Kesugihan	150 kV	Ext	-	2016	Konstruksi
44	Pandeanlamper	150/20 kV	Upr	60	2016	Operasi
45	Pati	150/20 kV	Upr	60	2016	Konstruksi
46	Pekalongan	150/20 kV	Upr	60	2016	Konstruksi
47	PLTU Tambaklorok (GIS)	150/20 kV	Upr	60	2016	Konstruksi
48	Purwodadi	150 kV	Upr	2 LB	2016	Konstruksi
49	Purworejo	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
50	Rawalo	150/20 kV	Upr	60	2016	Konstruksi
51	Sanggrahan	150/20 kV	Upr	60	2016	Operasi
52	Secang	150/20 kV	Upr	60	2016	Konstruksi
53	Semanu	150/20 kV	Upr	60	2016	Operasi
54	Sragen	150/20 kV	Upr	60	2016	Operasi
55	Sragen	150/20 kV	Upr	60	2016	Konstruksi
56	Sronдол	150/20 kV	Upr	60	2016	Konstruksi
57	Temanggung	150/20 kV	Ext	60	2016	Lelang
58	Ungaran	150 kV	Upr	2 LB	2016	Konstruksi
59	Ungaran	150/20 kV	Upr	60	2016	Konstruksi
60	Wonosobo	150/20 kV	Upr	60	2016	Konstruksi
61	Balapulang	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
62	Banyudono	150 kV	Ext	-	2017	Rencana
63	Banyudono	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
64	Banyudono	150/20 kV	Upr	60	2017	Lelang
65	Batang	150 kV	Ext	-	2017	Rencana
66	Batang	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
67	Batang	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
68	Beringin	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
69	Brebes	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
70	Grogol / Solo Baru	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
71	Jelok	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
72	Jelok	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
73	Jepara	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
74	Jepara	150/20 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
75	Kebasen	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Rencana
76	Kebasen	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
77	Kebumen	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Rencana
78	Kedungombo PLTA	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Rencana
79	Klaten	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Rencana
80	Krapyak	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Rencana
81	Kudus	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
82	Medari	150 kV	<i>Ext</i>	-	2017	Rencana
83	Medari	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
84	Medari	150 kV	<i>Upr</i>	1 LB	2017	Rencana
85	Mojosongo	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Lelang
86	Mranggen	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Lelang
87	Nguntoronadi	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
88	Palur Baru / Gondang Rejo	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
89	Pandeanlamper	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Lelang
90	Pedan	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Lelang
91	Pedan	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Lelang
92	Pedan	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
93	Pekalongan	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
94	Pekalongan	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
95	Pemalang	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
96	Pemalang	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
97	Pemalang	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
98	PLTU Rembang / Sluke	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
99	PLTU Rembang / Sluke	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
100	PLTU Rembang / Sluke	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
101	Pudak Payung (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
102	Purwodadi	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Lelang
103	Rembang	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Lelang
104	Sanggrahan	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Lelang
105	Sanggrahan	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
106	Sanggrahan	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
107	Semen Nusantara	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
108	Tambaklorok	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
109	Tambaklorok	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
110	Tanjung Jati	150 kV	<i>Ext</i>	-	2017	Rencana
111	Tanjung Jati	150/20 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
112	Weleri	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Lelang
113	Weleri	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Rencana
114	Weleri	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
115	Wonosari	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Rencana
116	Batang	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2018	Rencana
117	Beringin	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2018	Rencana
118	Jekulo	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2018	Rencana
119	Kentungan	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2018	Rencana
120	Medari	150 kV	<i>Upr</i>	1 LB	2018	Rencana
121	Mojosongo	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2018	Rencana
122	New Rawalo / Kesugihan	150 kV	<i>Ext</i>	-	2018	Rencana
123	Pati	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2018	Rencana
124	Pekalongan	150/20 kV	<i>Ext</i>	-	2018	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
125	Purbalingga	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
126	Ungaran	150/20 kV	Ext	-	2018	Rencana
127	Dieng	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
128	Gondangrejo	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
129	Jajar	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
130	Jajar	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
131	Kalibakal	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
132	Kalisari	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
133	Masaran	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
134	Masaran	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
135	Pandeanlamper	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
136	Pandeanlamper	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
137	Rawalo	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
138	Simpang Lima	150 kV	Ext	4 LB	2019	Rencana
139	Wonosari	150/20 kV	Upr	60	2019	Rencana
140	Bumiayu	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
141	Gondangrejo	150 kV	Upr	1 LB	2020	Rencana
142	Kalibakal	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
143	Kaliwungu	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
144	Kedungombo	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
145	Kudus II / Nalumsari	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
146	Majenang	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
147	Palur	150 kV	Upr	1 LB	2020	Rencana
148	Purwodadi	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
149	Ungaran	150 kV	Ext	-	2020	Rencana
150	Weleri	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
151	New Rawalo / Kesugihan	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
152	Sritex	150/20 kV	Ext	120	2021	Rencana
153	Tawang Sari (Sritex)	150/20 kV	Ext	-	2021	Rencana
154	Wonosobo	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
155	Ampel	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
156	Bawen	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
157	Blora	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
158	BSB (Bukit Semarang Baru) (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
159	Comal	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
160	Jepara	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
161	Lomanis	150/20 kV	Upr	60	2022	Rencana
162	Palur Baru / Gondang Rejo	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
163	Pati II / Trangkil	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
164	Sragen	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
165	Tambaklorok Baru / Gajah	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
166	Wadaslintang	150/20 kV	Upr	30	2022	Rencana
167	Balapulang	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
168	Bawen	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
169	Bumiayu	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
170	Dieng	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
171	Kaliwungu	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
172	Tawang Sari (Sritex)	150/20 kV	Ext	-	2023	Rencana
173	Ungaran	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
174	Brebes	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2024	Rencana
175	Gombang	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2024	Rencana
176	Kebasen II / Balapulang	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2024	Rencana
177	Kebumen	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2024	Rencana
178	Kedungombo PLTA	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2024	Rencana
179	Nguntoronadi	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2024	Rencana
180	PLTA Mrica	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2024	Rencana
181	Rawalo	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2024	Rencana
182	Sragen	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2024	Rencana
183	Jajar	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2025	Rencana
184	Rembang	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2025	Rencana
185	Rembang	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2025	Rencana
186	Semanu	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2025	Rencana
187	Tambaklorok Baru / Gajah	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>				<b>6840</b>		

### Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV beserta perkuatan transmisi terkait pembangunan koridor *backbone* baru di Utara Jawa (sebagian dari Central West Java Transmission Line) maka diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV dengan total sepanjang 1.318 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B4.6.

**Tabel B4.6. Pengembangan Transmisi 500 kV di Jawa Tengah**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Cilacap Exp. PLTU	Adipala PLTU	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	20	2016	Konstruksi
2	Rawalo / Kesugihan	PLTU Adipala	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	28.6	2016	Konstruksi
3	Tanjung Jati B	Tx. (Ungaran - Pedan)	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	260	2016	Konstruksi
4	Ampel / Tuntang	Inc. (Ungaran - Pedan)	500 kV	2 cct, ACSR 4xGannet	2	2019	Rencana
5	Batang	Tx. Mandirancan	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	334	2019	Rencana
6	Batang	Inc. (Ungaran - Mandirancan)	500 kV	4 cct, ACSR 4xGannet	80	2019	Rencana
7	Pedan	Ampel / Tuntang	500 kV	1 cct, ACSR 4xGannet	56	2019	Rencana
8	PLTU Jateng	Batang	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	40	2019	Rencana
9	Tx. (Ungaran - Pedan)	Batang	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	63	2019	Rencana
10	Ungaran	Ampel / Tuntang	500 kV	1 cct, ACSR 4xGannet	22	2019	Rencana
11	Switching Kendal	Inc. Ungaran - Mandirancan	500 kV	4 cct, ACSR 4xDove	12	2025	Rencana
12	Tambaklorok	Switching Kendal	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	60	2025	Rencana
13	Tanjung Jati	Rembang	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	340	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>1318</b>		

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV baru, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya beserta perkuatan transmisi dengan total sepanjang 1.999 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B4.7.

Tabel B4.7 Pengembangan Transmisi 150 kV di Jawa Tengah

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	New Rawalo / Kesugihan	Rawalo	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	3.6	2016	Konstruksi
2	Nguter / Rayon Utama Makmur (RUM)	Inc. (Wonogiri - Wonosari)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2016	Konstruksi
3	Purwodadi	Ungaran	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	68.2	2016	Konstruksi
4	Sayung	Tx. (Bawen - Tambaklorok)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2016	Konstruksi
5	Semen Indonesia	Inc. (Rembang - Blora)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	16	2016	Lelang
6	Semen Nusantara	Inc. (Kesugihan - Lomanis)	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	3.6	2016	Konstruksi
7	Sinar Tambang Arta Lestari / Ajibarang	Inc. (Rawalo - Majenang)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	36	2016	Konstruksi
8	Sunyaragi	Brebes	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	72.8	2016	Konstruksi
9	Tanjung Jati	Sayung	150 kV	2 cct, TACSR 2x520	120	2016	Konstruksi
10	Weleri	Ungaran	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	76	2016	Konstruksi
11	Ampel	Inc. (Bawen - Klaten)	150 kV	4 cct, 2xZebra	20	2017	Rencana
12	Banyudono	Inc. (Mojosongo - Jajar)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	0.2	2017	Rencana
13	Batang	Weleri	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	62	2017	Rencana
14	Beringin	Jelok	150 kV	2 cct, TACSR 2x420	16	2017	Rencana
15	Comal	Inc. (Pekalongan - Pemalang)	150 kV	4 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	40	2017	Rencana
16	Jelok	Sanggrahan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	86	2017	Rencana
17	Kebasen	Pemalang	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	56	2017	Rencana
18	Kudus	Jejara	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	53.4	2017	Rencana
19	Kudus II / Nalumsari	Inc. (Kudus - Jejara)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
20	Lohdjinawi	Inc. (Batang - Weleri)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2017	Rencana
21	Medari	Inc. (Sanggrahan - Kentungan)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	1	2017	Rencana
22	Pedan	Wonosari	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	44.28	2017	Rencana
23	Pekalongan	Batang	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	32.8	2017	Rencana
24	Pemalang	Pekalongan	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	62	2017	Rencana
25	PLTU Tambaklorok (GIS)	Tambaklorok	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
26	Sanggrahan	Medari	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	56	2017	Rencana
27	Semen Grobogan	Inc. (Mranggen - Purwodadi)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2017	Rencana
28	Semen Indonesia Rembang	PLTU Rembang / Sluke	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	16	2017	Rencana
29	Semen Ultratech	Nguntoronadi	150 kV	2 cct, ACSR 1xZebra	30	2017	Rencana
30	Sluke II (Smelter Rembang)	PLTU Rembang / Sluke	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2017	Rencana
31	Tanjung Jati	Jejara	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	48.2	2017	Rencana
32	Tawang Sari (Sritex)	Inc. (Wonogiri - Wonosari)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	2	2017	Rencana
33	Trunoh	Inc. (Bantul-Klaten)	150 kV	4 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)	1.2	2017	Rencana
34	Batang New	Inc. (Batang - Weleri)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	40	2018	Rencana
35	Beringin	Mojosongo	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2018	Rencana
36	Medari	Kentungan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	22	2018	Rencana
37	Pati II / Trangkil	Pati	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana



No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
38	Tambaklorok	Ungaran	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	58.2	2018	Rencana
39	Tambaklorok	Pandean Lamper	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	12.6	2018	Rencana
40	Tambaklorok Baru / Gajah	PLTU Tambaklorok	150 kV	4 cct, ACSR 2xHawk	20	2018	Rencana
41	Ampel New / Tuntang New	Inc. (Bawen - Klaten)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	2	2019	Rencana
42	Ampel New / Tuntang New	Inc. (Beringin - Jelok)	150 kV	4 cct, TACSR 2x420	10	2019	Rencana
43	Bantul	Tx. Trunuh	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)		2019	Rencana
44	Gondangrejo	Jajar	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)	18.8 8	2019	Rencana
45	Klaten	Tx. Trunuh	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)		2019	Rencana
46	Masaran	Inc. (Palur - Sragen)	150 kV	1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	25	2019	Rencana
47	Masaran	Sragen	150 kV	1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	10.9	2019	Rencana
48	Pandeanlamper	Simpang Lima	150 kV	2 cct, CU 1x1000	20	2019	Rencana
49	Pandeanlamper II / Banget Ayu	Pandeanlamper	150 kV	2 cct, CU 1x1000	10	2019	Rencana
50	PLTP Dieng	Dieng	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2019	Rencana
51	Rawalo	Kalibakal	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	32	2019	Rencana
52	Sanggrahan II / Rajeg	Inc. (Sanggrahan - Medari)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2019	Rencana
53	Simpang Lima	Kalisari	150 kV	2 cct, CU 1x1000	20	2019	Rencana
54	Kalibakal	Bumiayu	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	70.1 2	2020	Rencana
55	Majenang II / Sidareja	Majenang	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2020	Rencana
56	Palur	Gondangrejo	150 kV	1 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)	11.6	2020	Rencana
57	Purwodadi	Kedungombo	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	42.0 2	2020	Rencana
58	Weleri	Kaliwungu	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	43.9	2020	Rencana
59	Palur	Masaran	150 kV	1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	12.3	2021	Rencana
60	Tegal Kota	Inc. (Kebasen - Brebes)	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	10	2021	Rencana
61	PLTP Baturaden	Bumiayu	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2023	Rencana
62	PLTP Guci	Balapulung	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2023	Rencana
63	PLTP Umbul Telomoyo	Inc. (Sanggrahan - Bawen)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	64	2023	Rencana
64	PLTP Ungaran	Bawen	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2023	Rencana
65	Kalibakal II	Inc. (Kalibakal - Bumiayu)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	40	2024	Rencana
66	PLTA Maung	PLTA Mrica	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2024	Rencana
67	Sragen II	Kedungombo	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2024	Rencana
68	Sragen II	Sragen	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2024	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>1999</b>		

### Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 2,8 juta pelanggan atau rata-rata 281 ribu pelanggan setiap

tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 12.408 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 9.745 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 3.405 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B4.8 berikut.

**Tabel B4.8 Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2016	1,530	946	269	276,315	88
2017	1,245	973	255	372,595	87
2018	1,262	1,053	282	369,330	91
2019	1,266	1,054	312	370,626	95
2020	1,190	1,042	346	263,720	91
2021	1,160	1,012	338	283,592	91
2022	1,234	1,025	361	207,605	90
2023	1,193	909	386	215,217	91
2024	1,167	870	414	223,392	94
2025	1,160	861	443	232,196	98
<b>Jumlah</b>	<b>12,408</b>	<b>9,745</b>	<b>3,405</b>	<b>2,814,587</b>	<b>916</b>

#### **B4.4. Ringkasan**

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Jawa Tengah sampai dengan tahun 2025 adalah USD 18,2 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B4.9.

**Tabel B4.9 Rangkuman**

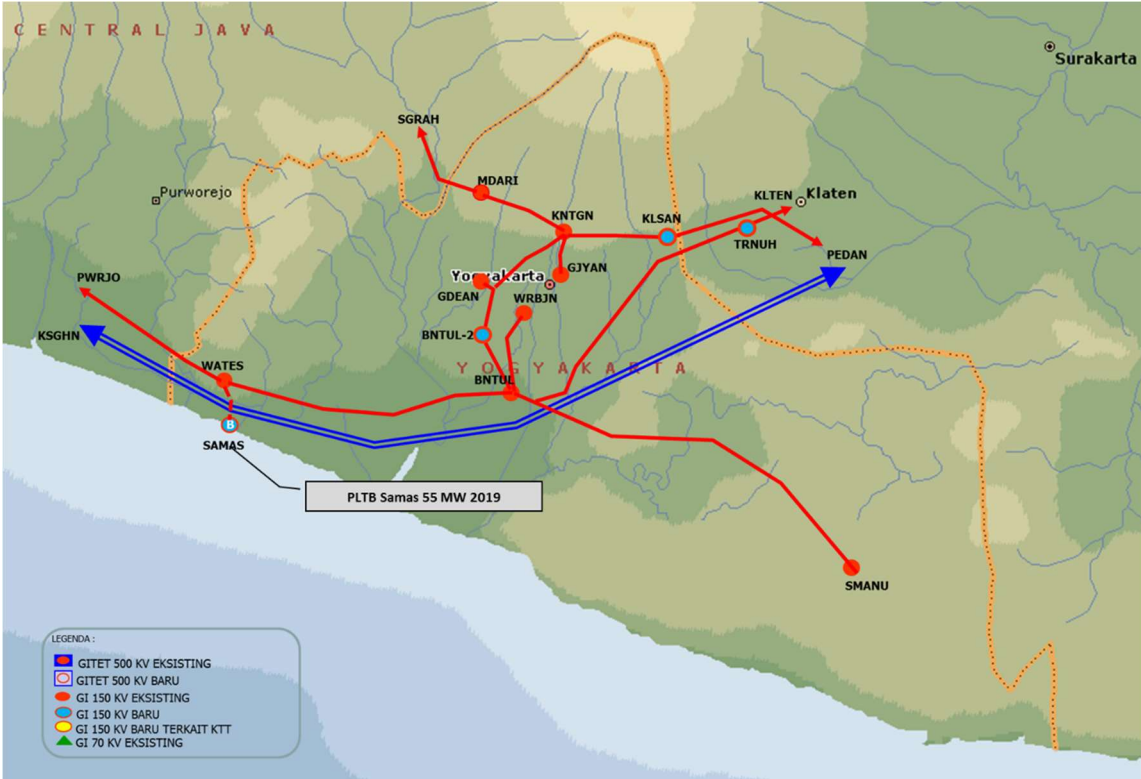
Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2016	22,158	23,597	3,465	1,289	3,877	745	2,150
2017	24,328	25,882	3,786	1	2,647	717	343
2018	26,273	27,926	4,069	1,700	2,420	233	2,250
2019	28,448	30,208	4,385	3,962	1,360	776	6,223
2020	30,342	32,188	4,654	11	620	178	164
2021	32,332	34,265	4,936	661	360	22	1,042
2022	34,423	36,449	5,231	14	690		145
2023	36,621	38,756	5,541	801	1,360	164	1,873
2024	38,935	41,182	5,866	1,919	600	70	2,905
2025	41,371	43,759	6,209	837	2,240	412	1,174
<b>Jumlah</b>	<b>315,230</b>	<b>334,213</b>		<b>11,195</b>	<b>16,174</b>	<b>3,316</b>	<b>18,269</b>

**LAMPIRAN B.5**  
**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO)**  
**DI PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA (DIY)**

**B5.1. Kondisi Saat Ini**

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi DIY diperkirakan sampai Agustus tahun 2015 sekitar 410 MW, seluruhnya dipasok dari subsistem Pedan di provinsi Jawa Tengah.

Peta sistem kelistrikan DIY Jakarta ditunjukkan pada Gambar B5.1.



**Gambar B5.1. Peta Kelistrikan di Provinsi DIY**

**B5.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 – 2025 diperlihatkan pada tabel B5.1.

Tabel B5.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6.81	2,655	2,821	452	1,102,586
2017	7.33	2,968	3,150	504	1,175,021
2018	7.74	3,268	3,465	554	1,249,283
2019	8.25	3,612	3,826	611	1,326,262
2020	6.60	3,910	4,138	659	1,399,617
2021	6.60	4,228	4,470	711	1,453,091
2022	6.60	4,566	4,823	767	1,500,429
2023	6.60	4,927	5,202	826	1,549,777
2024	6.60	5,312	5,605	888	1,601,287
2025	6.60	5,722	6,037	955	1,655,126
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>6.98</b>	<b>8.90</b>	<b>8.82</b>	<b>8.67</b>	<b>4.62</b>

### B5.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

#### Potensi Sumber Energi

Provinsi D.I.Yogyakarta memiliki potensi panas bumi yang diperkirakan mencapai 10 MWe di 1 lokasi yaitu pada Parangtritis, Gunung Kidul<sup>4</sup>.

#### Pengembangan Pembangkit

Di provinsi D.I. Yogyakarta direncanakan penambahan pembangkit sebesar 60,6 MW yang terdiri atas PLT Bayu Samas 50 MW (2018), PLTM Semawung 0,6 MW (2020) dan PLT Bayu Tersebar 10 MW (2025).

#### Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

##### Pengembangan Gardu Induk

Untuk melayani pertumbuhan beban akan dibangun GI baru dan ekstension trafo di GI eksisting dengan total sebesar 660 MVA seperti pada Tabel B5.2.

Tabel B5.2 Pengembangan GI 150 kV di DIY

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Bantul II / Tuksono	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
2	Kentungan Baru / Kalasan	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
3	Kentungan	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
4	Wirobrajan	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
5	Godean	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
6	Wates	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
7	Wates	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
8	Godean	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
9	Kentungan Baru / Kalasan	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
10	Godean	150/20 kV	Upr	60	2024	Rencana
	<b>Jumlah</b>			<b>660</b>		

<sup>4</sup> Sumber: Draft RUKN 2012-2031

### **Pengembangan Transmisi**

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 76 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B5.3.

**Tabel B5.3 Pengembangan Transmisi 150 kV di DIY**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	PLTB Samas	Wates	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	46	2018	Rencana
2	Bantul II / Tuksono	Inc. (Bantul - Godean / Kentungan)	150 kV	4 cct, ACSR 1xHawk	10	2019	Rencana
3	Kentungan Baru / Kalasan	Inc. (Pedan - Kentungan)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2019	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>76</b>		

### **Pengembangan Distribusi**

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 623 ribu pelanggan atau rata-rata 62 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 1.653 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 1.299 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 1.207 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B5.5 berikut.

**Tabel B5.4 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2016	189	117	99	70,546	21
2017	157	122	93	72,435	19
2018	162	135	102	74,262	21
2019	166	138	112	76,979	22
2020	158	139	123	73,354	23
2021	156	137	120	53,474	22
2022	169	140	127	47,338	22
2023	166	126	135	49,348	23
2024	164	122	143	51,510	24
2025	166	123	153	53,839	25
<b>Jumlah</b>	<b>1,653</b>	<b>1,299</b>	<b>1,207</b>	<b>623,086</b>	<b>223</b>

### **B5.4. Ringkasan**

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi DI Yogyakarta sampai dengan tahun 2025 adalah USD 400 juta. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B5.5.

Tabel B5.5 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2016	2,655	2,821	452		120		25
2017	2,968	3,150	504		60		22
2018	3,268	3,465	554	50	0	46	137
2019	3,612	3,826	611		300	30	48
2020	3,910	4,138	659	1	60		26
2021	4,228	4,470	711				22
2022	4,566	4,823	767				22
2023	4,927	5,202	826		60		25
2024	5,312	5,605	888		60		26
2025	5,722	6,037	955	10			47
<b>Jumlah</b>	<b>41,169</b>	<b>43,537</b>		<b>61</b>	<b>660</b>	<b>76</b>	<b>400</b>

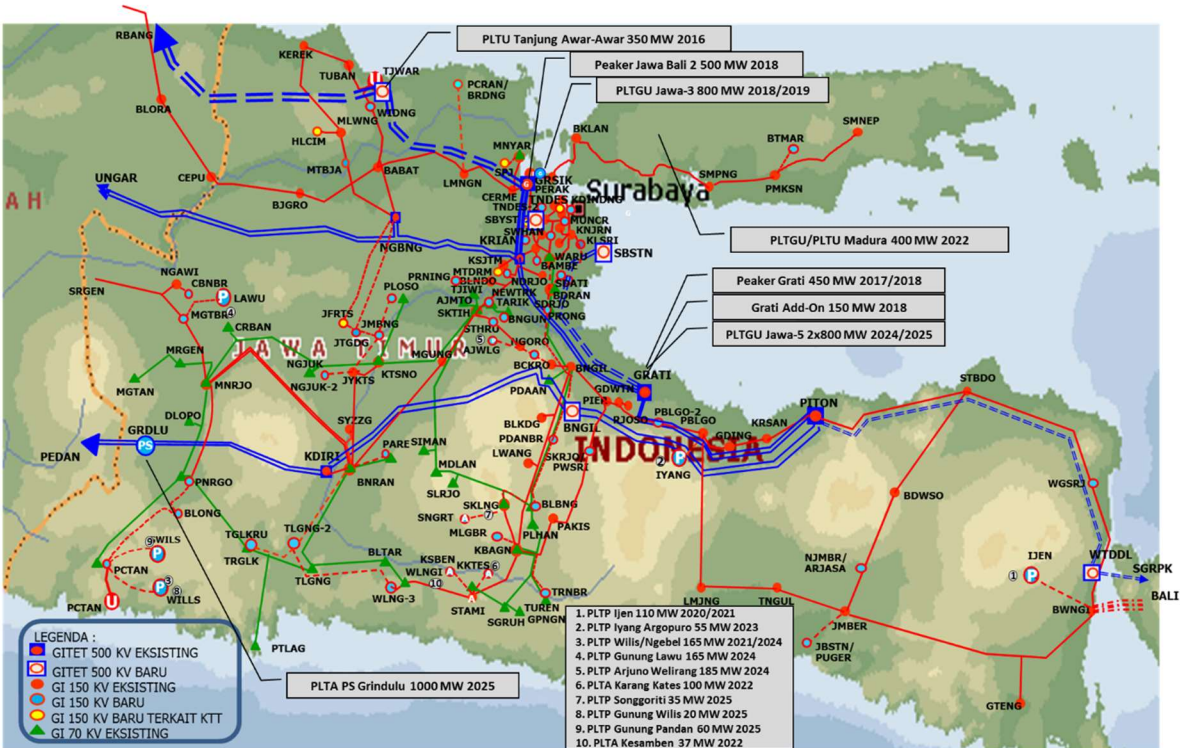
## LAMPIRAN B.6 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI JAWA TIMUR

### B6.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Timur diperkirakan sampai Agustus tahun 2015 sekitar 5.096 MW. Beban dipasok dari pembangkit yang berada di *grid* 500 kV dan 150 kV dengan kapasitas 9.125 MW.

Pembangkit listrik di Jawa Timur yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTU Paiton, PLTGU Gresik dan PLTGU Grati, sedang yang terhubung ke *grid* 150 kV adalah PLTGU/PLTU Gresik, PLTU Perak, PLTG Grati, PLTU Pacitan, PLTU Tanjung Awar-awar dan PLTA tersebar (Sutami, Tulung Agung, dll).

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 6 GITET, yaitu Krian, Gresik, Grati, Kediri, Paiton dan Ngimbang, dengan kapasitas 8.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Timur ditunjukkan pada Gambar B6.1.



Gambar B6.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Jawa Timur

Kelistrikan Provinsi Jawa Timur terdiri atas 5 sub-sistem yaitu :

- GITET Krian memasok Kota Surabaya dan Kab. Sidoarjo
- GITET Gresik dan PLTGU/PLTU Gresik memasok Kab. Gresik, Kab. Tuban, Kab. Magetan, Kab. Lamongan, Kab. Pemekasan, Kab. Sumenep, Kab. Sampang dan Kab. Bangkalan.
- GITET Grati dan PLTG Grati memasok Kab. Pasuruan, Kab. Probolinggo, Kota Malang dan Kab. Batu.

- GITET Kediri dan PLTA tersebar memasok kota Kediri, kota Madiun, kota Mojokerto, Kab. Ponorogo, Kab. Mojokerto dan Kab. Pacitan.
- GITET Paiton memasok Kab. Banyuwangi, Kab. Jember, Kab. Jombang, Kab. Situbondo dan Kab. Bondowoso.
- GITET Ngimbang memasok Kab. Tuban, Kab. Bojonegoro, Kab. Pciran dan Kab. Lamongan.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B6.1.

**Tabel B6.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang**

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis	Pemilik	Kapasitas	Daya
					Terpasang MW	Mampu MW
1	Karang Kates	PLTA	Air	PJB	105	103
2	Wlingi	PLTA	Air	PJB	54	54
3	Ledoyo	PLTA	Air	PJB	5	5
4	Selorejo	PLTA	Air	PJB	5	5
5	Sengguruh	PLTA	Air	PJB	29	29
6	Tulung Agung	PLTA	Air	PJB	36	36
7	Mendalan	PLTA	Air	PJB	23	21
8	Siman	PLTA	Air	PJB	11	10
9	Madiun	PLTA	Air	PJB	8	8
10	Paiton	PLTU	Batubara	PJB	800	740
11	Paiton PEC	PLTU	Batubara	Swasta	1,230	1,220
12	Paiton JP	PLTU	Batubara	Swasta	1,220	1,220
13	Gresik 1-2	PLTU	Gas	PJB	200	160
14	Gresik 3-4	PLTU	Gas	PJB	400	340
15	Perak	PLTU	BBM	Indonesia Power	100	72
16	Gresik	PLTG	Gas	PJB	62	31
17	Gilitimur	PLTG	BBM	PJB	40	0
18	Grati Blok 1	PLTGU	Gas	Indonesia Power	462	456
19	Grati Blok 2	PLTG	Gas	Indonesia Power	302	300
20	Gresik B-1	PLTGU	Gas	PJB	526	480
21	Gresik B-2	PLTGU	Gas	PJB	526	480
22	Gresik B-3	PLTGU	Gas	PJB	526	480
23	Paiton 3	PLTU	Batubara	Swasta	815	815
24	Paiton 9	PLTU	Batubara	PLN	660	615
25	Pacitan 1-2	PLTU	Batubara	PLN	630	560
26	Tanjung Awar-awar 1	PLTU	Batubara	PLN	350	323
<b>Jumlah</b>					<b>9125</b>	<b>8561</b>

## B6.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016-2025 diperlihatkan pada Tabel B6.2.

**Tabel B6.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7.70	33,242	35,248	4,968	10,531,166
2017	8.29	37,102	39,303	5,532	10,880,814



Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	8.75	40,355	42,713	6,003	11,231,693
2019	9.34	44,016	46,543	6,533	11,582,698
2020	7.47	47,481	50,160	7,030	11,933,567
2021	7.47	51,257	54,097	7,572	12,006,121
2022	7.47	55,280	58,294	8,148	12,074,797
2023	7.47	59,698	62,920	8,782	12,140,604
2024	7.47	64,496	67,940	9,469	12,203,551
2025	7.47	69,546	73,260	10,197	12,262,647
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>7.89</b>	<b>8.55</b>	<b>8.47</b>	<b>8.32</b>	<b>1.71</b>

### **B6.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

#### **Potensi Sumber Energi**

Provinsi Jawa Timur memiliki potensi sumber energi yang terdiri dari potensi gas bumi yang dapat dikembangkan sebesar 5,89 TSCF, minyak bumi 1.312,03 MMSTB, batubara 0,08 juta ton dan tenaga air 2.162,0 MW pada 4 lokasi yaitu Grindulu-PS-3, K.Konto-PS, Karangates Ext. dan Kalikonto-2. Serta panas bumi yang diperkirakan mencapai 1.314 MWe yang tersebar di 11 lokasi yaitu pada Melati Pacitan, Rejosari Pacitan, Telaga Ngebel Ponorogo, G. Pandan Madiun, G. Arjuno – Welirang, Cangar, Songgoriti, Tirtosari Sumenep, Argopuro Probolinggo, Tiris - G. Lamongan Probolinggo dan Blawan - Ijen Bondowoso<sup>5</sup>.

Pasokan gas untuk pembangkit PLN di Jawa Timur (Gresik dan Grati) cukup besar, antara lain dari Kodeco, Hess, KEI, WNE dan Santos. Namun demikian volumenya akan semakin menurun dan diperkirakan akan terjadi kekurangan pasokan gas untuk pembangkit di Jawa Timur pada tahun 2019. Walaupun demikian sebenarnya potensi gas di Jawa Timur cukup banyak, sehingga diharapkan kekurangan tersebut dapat terpenuhi. Selain itu juga diperkirakan ada potensi gas dari Lapangan Cepu, sehingga direncanakan pembangunan PLTGU di Gresik sebesar 800 MW.

Pertagas berencana untuk membangun pipa gas Trans-Jawa, yaitu gas akan dialirkan melalui pipa yang rencananya akan dibangun dengan menghubungkan Grati, Gresik, Tambak Lorok hingga Cirebon. Pembangunan pipa Trans-Jawa itu sangat bermanfaat untuk mengintegrasikan pasokan gas ke pembangkit dan mempermudah manuver pasokan gas. Namun perlu diperhatikan lokasi sumber pasokan gas dan lokasi pembangkit sehingga tidak terbebani dengan biaya transportasi gas yang mahal.

<sup>5</sup> Sumber: Draft RUKN 2015-2034

### **Pengembangan Pembangkit**

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 6.114 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B6.3.

**Tabel B6.3 Rencana Pengembangan Pembangkit**

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	PLN	PLTU	Tj. Awar-awar	350	2016	Konstruksi
2	Swasta	PLTSa	Tersebar	9	2016	Rencana
3	PLN	PLTGU	Peaker Grati	300	2017	Konstruksi
4	PLN	PLTMG	Bawean	2	2017	Rencana
5	PLN	PLTMG	Kangean	2	2017	Rencana
6	PLN	PLTMG	Sapudi	1	2017	Rencana
7	PLN	PLTGU	Peaker Grati	150	2018	Konstruksi
8	PLN	PLTGU	Grati Add-on Blok 2	150	2018	Rencana
9	Swasta	PLTGU	Jawa-3	500	2018	Rencana
10	Swasta	PLTGU	Jawa-3	300	2019	Rencana
11	Swasta	PLTGU/MG	Peaker Jawa-Bali 2	500	2018	Rencana
12	Swasta	PLTSa	Tersebar	9.96	2019	Rencana
13	Unallocated	PLTMG	Kangean	1	2020	Rencana
14	PLN	PLTS	Bawean	1	2020	Rencana
15	Swasta	PLTM	Pacet	1.5	2020	Pengadaan
16	Swasta	PLTM	Lodagung	1.3	2020	Rencana
17	Swasta	PLTP	Ijen (FTP2)	55	2020	Rencana
18	Unallocated	PLTMG	Bawean	3	2021	Rencana
19	Swasta	PLTP	Ijen (FTP2)	55	2021	Rencana
20	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2021	Rencana
21	Unallocated	PLTA	Karangates #4-5	100	2022	Rencana
22	Unallocated	PLTA	Kesamben	37	2022	Rencana
23	Swasta	PLTSa	Tersebar	36	2022	Rencana
24	Unallocated	PLTU/GU	Madura	400	2022	Rencana
25	Unallocated	PLTMG	Sapudi	1	2023	Rencana
26	Swasta	PLTM	Kanzy-1	2.36	2023	Rencana
27	Swasta	PLTP	Iyang Argopuro (FTP2)	55	2023	Rencana
28	Unallocated	PLTGU	Jawa-5	800	2024	Rencana
29	Swasta	PLTM	Jompo 1 (Jompo Atas)	2.118	2024	Rencana
30	Swasta	PLTM	Jompo 2 (Jompo Bawah)	3.163	2024	Rencana
31	Swasta	PLTM	Kali Tengah (Sungai Tengah)	1.412	2024	Rencana
32	Swasta	PLTM	Ketajek	3.256	2024	Rencana
33	Swasta	PLTM	Zeelandia	2.18	2024	Rencana
34	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2024	Rencana
35	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2024	Rencana
36	Unallocated	PLTP	Arjuno Welirang	185	2024	Rencana
37	Unallocated	PLTGU	Jawa-5	800	2025	Rencana
38	Unallocated	PS	Grindulu	250	2025	Rencana
39	Unallocated	PS	Grindulu	250	2025	Rencana
40	Unallocated	PS	Grindulu	250	2025	Rencana
41	Unallocated	PS	Grindulu	250	2025	Rencana
42	Swasta	PLTM	Lodoyo	9.5	2025	Rencana
43	Swasta	PLTM	Balelo	4.3	2025	Pengadaan

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
44	Unallocated	PLTP	Songgoriti	35	2025	Rencana
45	Unallocated	PLTP	Gunung Wilis	10	2025	Rencana
46	Unallocated	PLTP	Gunung Wilis	10	2025	Rencana
47	Unallocated	PLTP	Gunung Pandan	60	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>				<b>6114</b>		

Di Jawa Timur terdapat 7 subsistem *isolated*, yaitu Bawean, Kangean, Sapudi, Sepeken, Mandangin, Gili Genting dan Gili Ketapang. Subsistem Bawean dengan beban puncak saat ini sekitar 3,5 MW dan diperkirakan akan meningkat menjadi 7,8 MW pada 2025. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut sudah dibangun PLTMG Bawean 3 MW pada tahun 2015 dan tambahan lagi sebesar 2 MW di 2017 dan 3 MW di 2021. Selain itu juga terdapat beberapa sistem *isolated* di Sumenep yang dipasok dengan PLTD direncanakan akan dilaksanakan gasifikasi, yaitu di pulau Kangean dan Sapudi. Saat ini beban puncak pulau Kangean sebesar 2,7 MW direncanakan akan dibangun PLTMG 2 MW tahun 2017 dan tambahan 1 MW pada tahun 2020. Sedangkan pulau Sapudi direncanakan akan dibangun PLTMG 1 MW tahun 2017 dan tambahan 1 MW pada tahun 2023.

Kebutuhan listrik di Madura dipasok melalui kabel laut Gresik-Gilitimur dan kabel XLPE Suramadu. Saat ini pulau Madura membebani *grid* 150 kV Surabaya Kota yang sudah sulit mendapatkan tambahan pasokan dari pembangkit baru maupun dari GITET baru. Untuk meningkatkan mutu dan pelayanan di pulau Madura diperlukan pembangunan pembangkit PLTU/GU dengan kapasitas sebesar 400 MW di Madura. Apabila pasokan gas tersedia, maka akan dibangun PLTGU 400 MW sesuai dengan kebijakan pemerintah untuk meningkatkan porsi bauran energi dari gas. Namun apabila pasokan gas tidak tersedia, maka akan dibangun PLTU batubara 400 MW. Sebelum beroperasinya PLTU/GU 400 MW tersebut, direncanakan tambahan pembangkit *interim* 50 MW yang bertujuan untuk mengatasi permasalahan rendahnya tegangan di ujung timur pulau Madura dengan memanfaatkan pasokan gas yang telah tersedia di Gresik. Sebelum pembangkit *interim* tersebut diimplementasikan, perlu dilakukan kajian kelayakan operasi dan ekonomi untuk mengetahui pola operasi pembangkit yang tepat dan tarif pembangkit yang layak.

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

#### **Pengembangan Gardu Induk**

Pembangunan GITET untuk meningkatkan pasokan ke Surabaya dari GITET Tandes dan GITET Surabaya Selatan, sedangkan GITET Bangil akan memasok

Pasuruan dan Malang. GITET baru pada RUPTL ini adalah GITET Tanjung Awar-Awar sebagai perkuatan pasokan terkait Pembangkit Tanjung Awar-Awar. Kapasitas total sebesar 6.668 MVA seperti pada Tabel B6.4.

**Tabel B6.4 Pengembangan GITET 500 kV di Jawa Timur**

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Bangil	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2017	Rencana
2	Tandes	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2018	Rencana
3	Surabaya Selatan	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2019	Konstruksi
4	Grindulu PLTA PS	500 kV	<i>New</i>	4 LB	2025	Rencana
5	Tanjung Awar-Awar	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2025	Rencana
6	Grati	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Konstruksi
7	Kediri	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Konstruksi
8	Krian	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Konstruksi
9	Ngimbang	500/150 kV	<i>Spare</i>	167	2016	Konstruksi
10	Gresik	500/150 kV	<i>Spare</i>	500	2017	Rencana
11	Kediri	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2018	Rencana
12	Paiton (GIS)	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Konstruksi
13	Paiton	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2020	Rencana
14	Gresik	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2025	Rencana
15	Surabaya Selatan	500/150 kV	<i>Ext</i>	500	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>				<b>6668</b>		

Selanjutnya untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GI 150 kV baru dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 11.490 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B6.5.

**Tabel B6.5 Pengembangan GI 150 kV di Jawa Timur**

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Bambe	150/20 kV	<i>New</i>	120	2016	Konstruksi
2	Gempol / New Porong	150/20 kV	<i>New</i>	60	2016	Konstruksi
3	Jatigedong / Cheil Jedang	150 kV	<i>New</i>	3 LB	2016	Konstruksi
4	Java Fortis	150 kV	<i>New</i>	3 LB	2016	Rencana
5	Kalisari	150/20 kV	<i>New</i>	60	2016	Konstruksi
6	Tandes II / Sambikerep	150/20 kV	<i>New</i>	120	2016	Konstruksi
7	Wlingi II	150/20 kV	<i>New</i>	60	2016	Konstruksi
8	Bangil New	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Rencana
9	Blimbing Baru	150/20 kV	<i>New</i>	180	2017	Rencana
10	Buduran (GIS)	150 kV	<i>New</i>	2 LB	2017	Rencana
11	Gembong (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	60	2017	Rencana
12	Kedinding (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	60	2017	Lelang
13	Multi Baja Industri	150 kV	<i>New</i>	5 LB	2017	Rencana
14	New Buduran / Sedati (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Konstruksi
15	Pandaan Baru	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Rencana
16	Simogunung (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Konstruksi
17	Surabaya Steel	150 kV	<i>New</i>	5 LB	2017	Lelang

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
18	The Master Steel (Semangat Pangeran Jayakarta)	150 kV	<i>New</i>	3 LB	2017	Lelang
19	Tulungagung II	150/20 kV	<i>New</i>	60	2017	Konstruksi
20	Jember II / Arjasa	150/20 kV	<i>New</i>	120	2018	Rencana
21	Tandes New	150/20 kV	<i>New</i>	120	2018	Rencana
22	Bungah	150/20 kV	<i>New</i>	200	2019	Rencana
23	Caruban Baru	150/20 kV	<i>New</i>	120	2019	Rencana
24	Driyorejo II / Wringinanom	150/20 kV	<i>New</i>	100	2019	Rencana
25	Jember Selatan / Puger	150/20 kV	<i>New</i>	100	2019	Rencana
26	Magetan Baru	150/20 kV	<i>New</i>	120	2019	Rencana
27	Ngawi	150 kV	<i>New</i>	2 LB	2019	Rencana
28	Perning	150/20 kV	<i>New</i>	100	2019	Rencana
29	Trenggalek Baru	150/20 kV	<i>New</i>	120	2019	Rencana
30	Batu Marmar	150/20 kV	<i>New</i>	120	2020	Rencana
31	New Tarik	150/20 kV	<i>New</i>	100	2020	Rencana
32	Pare Baru	150/20 kV	<i>New</i>	120	2020	Rencana
33	PLTP Ijen	150/20 kV	<i>New</i>	60	2020	Rencana
34	Probolinggo II / Tongas	150/20 kV	<i>New</i>	100	2020	Rencana
35	Sungkono (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	100	2020	Rencana
36	Turen Baru	150/20 kV	<i>New</i>	120	2020	Rencana
37	Wongsorejo	150/20 kV	<i>New</i>	100	2020	Rencana
38	Balong	150/20 kV	<i>New</i>	120	2021	Rencana
39	Mantingan	150/20 kV	<i>New</i>	60	2021	Rencana
40	PLTP Wilis / Ngebel	150/20 kV	<i>New</i>	60	2021	Rencana
41	Gunung Anyar	150/20 kV	<i>New</i>	100	2022	Rencana
42	Madura PLTU	150 kV	<i>New</i>	2 LB	2022	Rencana
43	PLTA Karangates	150/20 kV	<i>New</i>	60	2022	Rencana
44	Sekarputih II / Gondang	150/20 kV	<i>New</i>	100	2022	Rencana
45	Sukodono	150/20 kV	<i>New</i>	100	2022	Rencana
46	Widang	150/20 kV	<i>New</i>	120	2022	Rencana
47	Ngoro II	150/20 kV	<i>New</i>	100	2023	Rencana
48	PLTP Iyang Argopuro	150/20 kV	<i>New</i>	60	2023	Rencana
49	PLTP Gunung Lawu	150/20 kV	<i>New</i>	60	2024	Rencana
50	Muncar	150/20 kV	<i>New</i>	100	2025	Rencana
51	PLTP Gunung Pandan	150/20 kV	<i>New</i>	60	2025	Rencana
52	PLTP Songgoriti	150/20 kV	<i>New</i>	60	2025	Rencana
53	Bulukandang	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2016	Operasi
54	Bumi Cokro	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2016	Konstruksi
55	Gili Timur	150/20 kV	<i>Upr</i>	30	2016	Konstruksi
56	Karangpilang	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2016	Konstruksi
57	Kediri Baru	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2016	Konstruksi
58	Lamongan	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2016	Konstruksi
59	Manyar	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2016	Konstruksi
60	Mojoagung	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2016	Konstruksi
61	New Jombang	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2016	Konstruksi
62	Pier	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2016	Konstruksi
63	PLTU Perak	150 kV	<i>Ext</i>	1 LB	2016	Lelang
64	Sekarputih	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2016	Rencana
65	Tulungagung II	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2016	Konstruksi

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
66	Alta Prima	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
67	Alta Prima	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
68	Babadan	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
69	Babat / Baureno	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
70	Babat / Baureno	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
71	Babat / Baureno	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
72	Bangil (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
73	Blimbing Baru	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
74	Blitar Baru	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
75	Cerme	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
76	Cerme	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
77	Cheil Jedang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
78	Cheil Jedang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
79	Driyorejo (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
80	Gempol / New Porong	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
81	Grati	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
82	Jember	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
83	Kebonagung	150/70 kV	Upr	100	2017	Lelang
84	Kediri	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
85	Kediri Baru	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
86	Kertosono	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
87	Kertosono	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
88	Kertosono	150/70 kV	Ext	100	2017	Lelang
89	Kraksaan	150 kV	Upr	4 LB	2017	Konstruksi
90	Lamongan	150 kV	Upr	4 LB	2017	Rencana
91	Lumajang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
92	Manyar	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
93	Manyar	150/70 kV	Upr	100	2017	Rencana
94	Mliwang	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
95	Nganjuk	70/20 kV	Upr	30	2017	Rencana
96	Ngimbang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
97	Ngoro	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
98	Pacitan Baru	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
99	Paiton	150 kV	Upr	2 LB	2017	Konstruksi
100	Pare	70/20 kV	Upr	30	2017	Rencana
101	Pier	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
102	PLTA Sengguruh	70/20 kV	Ext	30	2017	Lelang
103	PLTA Wlingi	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
104	PLTU Pacitan / Sudimoro	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
105	Ponorogo II	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
106	Probolinggo	150/20 kV	Upr	60	2017	Lelang
107	Probolinggo	150 kV	Upr	2 LB	2017	Konstruksi
108	Rungkut	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
109	Sawahan	150 kV	Upr	2 LB	2017	Konstruksi
110	Sby Selatan (Wonorejo)	150/20 kV	Ext	60	2017	Lelang
111	Segoro Madu	150/20 kV	Ext	20	2017	Rencana
112	Segoromadu	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
113	Sekarputih	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
114	Sekarputih	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
115	Sekarputih	70/20 kV	Upr	100	2017	Konstruksi

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
116	Sekarputih	150/70 kV	<i>Upr</i>	100	2017	Konstruksi
117	Sengkaling	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
118	Sengkaling	70/20 kV	<i>Upr</i>	100	2017	Konstruksi
119	Sengkaling	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Rencana
120	Sukolilo	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
121	Sukolilo	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
122	Sumenep	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Rencana
123	Tandes	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Konstruksi
124	Tanggul	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
125	Tarik	70/20 kV	<i>Upr</i>	30	2017	Rencana
126	Tuban	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
127	Undaan (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
128	Wonogiri	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Rencana
129	Balongsendo	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
130	Banaran	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
131	Bangil	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2018	Rencana
132	Brondong / Paciran	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
133	Cerme	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
134	Jaya Kertas	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
135	Karangpilang	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
136	Kenjeran	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2018	Rencana
137	Krian	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
138	Manyar	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
139	New Jombang	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
140	Pakis / Malang Timur	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2018	Rencana
141	Pamekasan	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2018	Rencana
142	Sampang	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2018	Rencana
143	Ujung	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2018	Rencana
144	Bangkalan	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
145	Cerme	150/20 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2019	Rencana
146	Karangates	70/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
147	Kedinding (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
148	Kraksaan	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2019	Rencana
149	Manisrejo	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
150	Manyar	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Rencana
151	Manyar	150/20 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2019	Rencana
152	Sby. Selatan (Wonorejo)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
153	Segoro Madu	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
154	Sidoarjo	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
155	Surabaya Selatan	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2019	Konstruksi
156	Wonokromo (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
157	Banaran	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2020	Rencana
158	Banyuwangi	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2020	Rencana
159	Gondang Wetan	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2020	Rencana
160	Kalisari	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2020	Rencana
161	Lawang	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2020	Rencana
162	Mojoagung	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2020	Rencana
163	Ngagel	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2020	Rencana
164	Nganjuk	70/20 kV	<i>Upr</i>	30	2020	Rencana
165	Ngawi	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2020	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
166	Pamekasan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
167	Petrokimia	150/20 kV	Ext	-	2020	Rencana
168	Petrokimia	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
169	Siman	70/20 kV	Ext	30	2020	Rencana
170	Sutami	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
171	Tulungagung II	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
172	Wlingi II	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
173	Bojonegoro	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
174	Genteng	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
175	Genteng	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
176	Gili Timur	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
177	Kebonagung	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
178	Kedinding (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
179	New Buduran / Sedati	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
180	New Jombang	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
181	Pacitan Baru	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
182	Pandaan Baru	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
183	Segoro Madu	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
184	Situbondo	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
185	Bambe	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
186	Bangkalan atau Pamekasan	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
187	Banyuwangi	150/20 kV	Upr	60	2022	Rencana
188	Bondowoso	150/20 kV	Upr	60	2022	Rencana
189	Kasih Jatim	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
190	Manisrejo	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
191	Manyar	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
192	Paciran	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
193	Petrokimia	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
194	Sidoarjo	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
195	Sukorejo II / Purwosari	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
196	Sutami	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
197	Tuban	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
198	Wonorejo	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
199	Babadan	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
200	Gondang Wetan	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
201	Kedinding (GIS)	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
202	Kertosono	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
203	Mojoagung	150/20 kV	Upr	60	2023	Rencana
204	Pakis / Malang Timur	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
205	Perning	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
206	PLTA Sengguruh	70/20 kV	Ext	30	2023	Rencana
207	Probolinggo	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
208	Wonogiri	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
209	Banyuwangi	150/20 kV	Upr	60	2024	Rencana
210	Bojonegoro	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
211	Caruban Baru	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
212	Gempol / New Porong	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
213	Karangpilang	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
214	Lawang	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana



No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
215	Lumajang	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2024	Rencana
216	Sengkaling	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2024	Rencana
217	Tandes	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2024	Rencana
218	Tuban	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2024	Rencana
219	Babat / Baureno	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2025	Rencana
220	Driyorejo II / Wringinanom	150/20 kV	<i>Ext</i>	100	2025	Rencana
221	Kedinding (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2025	Rencana
222	Kertosono	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2025	Rencana
223	Kraksaan	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2025	Rencana
224	Magetan	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2025	Rencana
225	New Jombang	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2025	Rencana
226	Ngoro	150 kV	<i>Ext</i>	1 LB	2025	Rencana
227	Sengkaling	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2025	Rencana
228	Tanjung Awar-Awar	500 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>				<b>11490</b>		

### Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 734 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B6.6.

**Tabel B6.6 Pengembangan Transmisi 500 kV di Jawa Timur**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Bangil	Inc. (Paiton - Kediri)	500 kV	2 cct, ACSR 4xGannet	4	2017	Rencana
2	Tandes	Inc. (Krian - Gresik)	500 kV	4 cct, ACSR 4xGannet	20	2018	Rencana
3	Paiton (GIS)	Watudodol	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	262	2019	Konstruksi
4	Surabaya Selatan	Tx. Gunung Anyar	500 kV	2 cct, ACSR 4xDove	60	2019	Konstruksi
5	Tx. Gunung Anyar	Tx. Kalang Anyar	500 kV	2 cct, CU 2x1000	20	2019	Rencana
6	Tx. Kalang Anyar	Grati	500 kV	2 cct, ACSR 4xDove	100	2019	Konstruksi
7	Watudodol	Segararupek	500 kV	2 cct, ACS 380	8.24	2019	Konstruksi
8	Grindulu PLTA PS	Inc. (Pedan - Kediri)	500 kV	4 cct, ACSR 4xGannet	40	2025	Rencana
9	Rembang	Tanjung Awar-Awar	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	20	2025	Rencana
10	Tanjung Awar-Awar	Gresik	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	200	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>734</b>		

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 2.590 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B6.7.

**Tabel B6.7 Pengembangan Transmisi 150 kV di Jawa Timur**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Bambe	Karangpilang	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2016	Konstruksi
2	Gempol / New Porong	Inc. (Buduran - Bangil)	150 kV	4 cct, TACSR 1x330	8	2016	Konstruksi
3	Sukolilo	Kalisari	150 kV	2 cct, CU 1x1600	2.4	2016	Konstruksi
4	Tandes II / Sambu Kerep	Inc. (Waru - Gresik)	150 kV	2 cct, CU 1x1000	4	2016	Konstruksi
5	The Master Steel (Semangat Pangeran Jayakarta)	Manyar	70 kV	1 cct, CU 1x1000	2	2016	Konstruksi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
6	Wlingi II	Tulungagung II	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	68	2016	Konstruksi
7	Bangil New	Inc. (Blimbing Baru - Gempol / New Porong)	150 kV	2 cct, TACSR 2x520	20	2017	Rencana
8	Bangil New	Inc. (Bangil - Lawang   Bulu Kandang)	150 kV	4 cct, ACSR 1x330	20	2017	Rencana
9	Blimbing Baru	Inc. (Kebon Agung - Lawang)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	2	2017	Rencana
10	Cheil Jedang	Ngimbang	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	22	2017	Rencana
11	Grati	Pier	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	64	2017	Konstruksi
12	Java Fortis	Cheil Jedang	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2017	Rencana
13	Jember II / Arjasa	Inc. (Bondowoso - Jember)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
14	Kalisari	Surabaya Selatan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	24	2017	Konstruksi
15	Kedinding (GIS)	Tx. Ujung (Sementara Tx. Bangkalan)	150 kV	1 cct, CU 1x1200	1.2	2017	Rencana
16	Kedinding (GIS)	Tx. Kenjeran	150 kV	1 cct, CU 1x1200	1.2	2017	Rencana
17	Kediri Baru	Jayakertas / Kertosono	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	64	2017	Rencana
18	Kedungombo	Sragen	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	30	2017	Rencana
19	Kraksaan	Probolinggo	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting TACSR 1x330)	58.8	2017	Konstruksi
20	Multi Baja Industri	Inc. (Ngimbang - Mliwang)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	64	2017	Rencana
21	New Buduran / Sedati (GIS)	Buduran (GIS)	150 kV	4 cct, TACSR 1x330	4	2017	Rencana
22	Paiton	Kraksaan	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting TACSR 1x330)	39.6	2017	Konstruksi
23	Pandaan Baru	Bangil (GIS)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	40	2017	Rencana
24	Sekarputih	Kertosono	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	88.2	2017	Rencana
25	Sengkaling	Blimbing Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	18	2017	Rencana
26	Simogunung (GIS)	Inc. (Sawahan - Waru)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Konstruksi
27	Surabaya Steel	Inc. (Krian - Cerme & KasihJatim - Cerme)	150 kV	4 cct, ACSR 2xGannet	8	2017	Rencana
28	Tandes	Sawahan	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting ACSR 2x330)	8	2017	Rencana
29	Tandes New	Tandes	150 kV	2 cct, TACSR 2x520	20	2017	Rencana
30	Tulungagung II	Kediri	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	80	2017	Konstruksi
31	Tx. Bangil	Blimbing Baru	150 kV	2 cct, TACSR 1x520	90	2017	Rencana
32	Tx. Bangil	Gempol / New Porong	150 kV	4 cct, TACSR 1x330	20	2017	Rencana
33	Waru	Rungkut	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Konstruksi
34	New Wlingi	Wlingi	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	28	2018	Rencana
35	Perak	Ujung	150 kV	2 cct, ACSR 2x330	6.31	2018	Rencana
36	Perak	Krempangan	150 kV	2 cct, CU 1x1000	10	2018	Rencana
37	Sukolilo	Kenjeran	150 kV	2 cct, ACSR 2x330	8.74	2018	Rencana
38	Tandes	Perak	150 kV	2 cct, ACSR 2x330	17.7	2018	Rencana
39	Tandes New	Tx. Sawahan	150 kV	2 cct, TACSR 2x520	20	2018	Rencana
40	Tx Ujung	Ujung	150 kV	1 cct, CU 2x800	3.155	2018	Rencana
41	Ujung	Kenjeran	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1x330)	17	2018	Rencana
42	Bangkalan	Tx. Bangkalan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	24	2019	Rencana
43	Bungah	Paciran	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	50	2019	Rencana
44	Caruban Baru	Ngawi	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
45	Driyorejo II / Wringinanom	Inc. (Balongbendo - Krian)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
46	Jember Selatan / Puger	Tanggul	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	38	2019	Rencana
47	Kedinding (GIS)	Tx. Bangkalan	150 kV	2 cct, CU 1x800	22	2019	Rencana
48	Magetan Baru	Ngawi	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	50	2019	Rencana
49	Perning	Balombangdo	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	30	2019	Rencana
50	Trenggalek Baru	Tulungagung II	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	59.6	2019	Rencana
51	Undaan	Kenjeran	150 kV	2 cct, CU 2x1600	10	2019	Rencana
52	Batu Marmar	Pamekasan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	40	2020	Rencana
53	New Tarik	Inc. (Balombangdo - Sekarputih dan Driyorejo II - Sekarputih)	150 kV	4 cct, ACSR 2x340	8	2020	Rencana
54	Pare Baru	Banaran	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2020	Rencana
55	PLTA Kesamben	Sutami	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2020	Rencana
56	PLTP Ijen	Banyuwangi	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2020	Rencana
57	Probolinggo II / Tongas	Inc. (Probolinggo - Gondangwetan)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	12	2020	Rencana
58	Sungkono (GIS)	Inc. (Sawahen - Waru)	150 kV	4 cct, ACSR 2x340	20	2020	Rencana
59	Turen Baru	Inc. (Kebon Agung - Pakis)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	80	2020	Rencana
60	Wongsorejo	Inc. (Situbondo - Banyuwangi)	150 kV	4 cct, ACSR AW 2x340	20	2020	Rencana
61	Balong	Inc. (Ponorogo New - Pacitan)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2021	Rencana
62	Bangkalan	Sampang	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	110.64	2021	Rencana
63	Bungah	Manyar	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	50	2021	Rencana
64	Mantingan	Inc. (Sragen - Ngawi)	150 kV	4 cct, ACSR 2xHawk	20	2021	Rencana
65	Pamekasan	Sumenep	150 kV	1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	47.17	2021	Rencana
66	PLTP Wilis / Ngebel	Pacitan Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2021	Rencana
67	Sampang	Pamekasan	150 kV	1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	27.22	2021	Rencana
68	Sampang	Sumenep	150 kV	1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	74.39	2021	Rencana
69	Tuban	Paciran	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	90	2021	Rencana
70	Gunung Anyar	Wonorejo	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2022	Rencana
71	Madura PLTU	Bangkalan atau Pamekasan	150 kV	2 cct, TACSR 2x410	40	2022	Rencana
72	Ngoro	New Porong	150 kV	2 cct, CU 2x800	40	2022	Rencana
73	PLTA Karangates	Sutami	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2022	Rencana
74	Sekarputih II / Gondang	Inc. (Sekarputih - Kertosono)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2022	Rencana
75	Sukodono	Balombangdo	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2022	Rencana
76	Widang	Inc. (Tj. Awar Awar - Babat)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2022	Rencana
77	Kedinding (GIS)	Tx. Ujung	150 kV	1 cct, CU 1x1200	1.2	2023	Rencana
78	Kedinding (GIS)	Tx. Kenjeran	150 kV	1 cct, CU 1x1200	1.2	2023	Rencana
79	Kedinding (GIS)	Tx. Bangkalan	150 kV	2 cct, CU 1x800	2.4	2023	Rencana
80	Ngoro II	Inc. (Ngoro - Bumicokro)	150 kV	4 cct, ACSR 2xZebra	12	2023	Rencana
81	PLTP Iyang Argopuro	Probolinggo	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2023	Rencana
82	Muncar	Genteng	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	32	2025	Rencana
83	Ngawi	Cepu	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	64	2025	Rencana
84	Pacitan Baru	Kertosono	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2025	Rencana
85	PLTP Gunung Lawu	Magetan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	32	2025	Rencana
86	PLTP Songgoriti	Sengkaling	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>2590</b>		

### **Pengembangan Distribusi**

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 2,1 juta pelanggan atau rata-rata 2 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 13.350 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 10.657 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 6.541 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B6.8 berikut.

**Tabel B6.8 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2016	1,295	1,009	617	349,155	151
2017	1,222	1,057	607	349,648	149
2018	1,296	1,009	614	350,879	151
2019	1,389	1,082	609	351,005	155
2020	1,318	1,026	620	350,869	153
2021	1,245	1,038	616	72,554	134
2022	1,343	1,045	645	68,676	140
2023	1,450	1,112	689	65,807	150
2024	1,343	1,097	749	62,947	153
2025	1,448	1,183	774	59,096	161
<b>Jumlah</b>	<b>13,350</b>	<b>10,657</b>	<b>6,541</b>	<b>2,080,636</b>	<b>1,496</b>

### **B6.4. Ringkasan**

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Jawa Timur sampai dengan tahun 2025 adalah USD 11.1 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B6.9.

**Tabel B6.9 Rangkuman**

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi Juta USD
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	
2016	33,242	35,248	4,968	359	1,478	94	741
2017	37,102	39,303	5,532	305	4,790	861	825
2018	40,355	42,713	6,003	1,300	2,520	131	1,513
2019	44,016	46,543	6,533	310	2,220	774	1,070
2020	47,481	50,160	7,030	60	1,920	270	503
2021	51,257	54,097	7,572	113	900	499	680
2022	55,280	58,294	8,148	573	960	160	840
2023	59,698	62,920	8,782	58	650	77	439
2024	64,496	67,940	9,469	1,107	660		2,104
2025	69,546	73,260	10,197	1,929	2,060	458	2,464
<b>Jumlah</b>	<b>502,473</b>	<b>530,477</b>		<b>6,114</b>	<b>18,158</b>	<b>3,324</b>	<b>11,179</b>

## LAMPIRAN B.7 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI BALI

### B7.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem Bali tahun 2015 mencapai sebesar 808 MW. Daya pasok dari pasokan dari kabel laut Jawa-Bali 400 MW dan pembangkit 150 kV sebesar 998 MW yang terdiri atas pembangkit BBM 618 MW, PLTU Celukan Bawang 380 MW dan PLT Sampah 2 MW. Dengan beroperasinya PLTU Celukan Bawang, maka pembangkit BBM tidak perlu dioperasikan untuk menekan biaya penyediaan tenaga listrik. Saat ini sedang dilaksanakan pembangunan mini LNG terminal di Bali, sehingga diharapkan tidak ada lagi pembangkit di Bali yang menggunakan BBM.

Peta sistem kelistrikan Bali ditunjukkan pada Gambar B7.1.



Gambar B7.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Bali

Pasokan dari Jawa melalui kabel laut Jawa-Bali (4 sirkit) dengan daya mampu 340 MW, sehingga jumlah daya mampu sistem Bali sebesar 1.302 MW.

Rincian pembangkit terpasang ditunjukkan pada Tabel B7.1.

**Tabel B7.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang**

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Pesanggaran	PLTG	BBM	Indonesia Power	126	112
2	Gilimanuk	PLTG	BBM	Indonesia Power	134	130
3	Pemaron	PLTG	BBM	Indonesia Power	98	80
4	Pesanggaran	PLTD	BBM	Indonesia Power	0	0
5	Pesanggaran BOO	PLTD	BBM	Indonesia Power	10	10
6	Pesanggaran BOT	PLTD	BBM	Indonesia Power	51	50
7	Pesanggaran	PLTDG	BBM	Indonesia Power	200	200
8	Celukan Bawang	PLTU	Batubara	Swasta	380	380
<b>Jumlah</b>					<b>998</b>	<b>962</b>

### **B7.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 – 2025 diperlihatkan pada Tabel B7.2.

**Tabel B7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6.70	4,919	5,211	877	1,242,931
2017	7.21	5,627	5,956	1,002	1,310,357
2018	7.61	6,152	6,506	1,094	1,367,325
2019	8.12	6,708	7,087	1,192	1,409,075
2020	6.49	7,253	7,656	1,274	1,452,708
2021	6.49	7,826	8,253	1,374	1,498,546
2022	6.49	8,440	8,893	1,480	1,540,919
2023	6.49	9,090	9,572	1,594	1,585,762
2024	6.49	9,794	10,310	1,716	1,633,374
2025	6.49	10,559	11,115	1,831	1,683,971
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>6.86</b>	<b>8.86</b>	<b>8.78</b>	<b>8.53</b>	<b>3.43</b>

### **B7.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik Bali diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi.

#### **Potensi Sumber Energi**

Provinsi Bali sebagai tujuan wisata memiliki potensi energi baru dan terbarukan yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik terdiri dari potensi panas bumi yang dapat dikembangkan sebesar 354 MWe terdapat di 6 lokasi yaitu Banyuwedang Buleleng, Seririt Buleleng, Batukao Tabanan, Penebel Tabanan

dan Buyan-Bratan Buleleng dan Kintamani-Batu<sup>6</sup>. Selain itu juga terdapat potensi tenaga air sebesar 30 MW, tenaga surya dan pembangkit menggunakan bahan bakar sampah, sejalan dengan visi pemerintah provinsi Bali, yaitu *clean and green*. Kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit di Bali harus dikirim dari provinsi lain, meliputi BBM, batubara terkait dengan PLTU Celukan Bawang dan mini LNG ke Pesanggaran sesuai dengan kelayakan keekonomiannya.

### **Pengembangan Pembangkit**

Untuk memenuhi sebagian dari kebutuhan listrik Bali hingga tahun 2025, direncanakan tambahan pembangkit sebesar 33 MW yang terdiri dari pembangkit seperti diberikan pada Tabel B7.3<sup>7</sup>.

**Tabel B7.3 Rencana Pengembangan Pembangkit**

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	Swasta	PLTBM	Tersebar	0.4	2016	Rencana
2	Swasta	PLTSa	Tersebar	1.7	2016	Rencana
3	Swasta	PLTS	Tersebar	50	2018	Rencana
4	Swasta	PLTS	Tersebar	50	2019	Rencana
5	Swasta	PLTSa	Tersebar	3	2017	Rencana
6	Swasta	PLTM	Muara	1.4	2018	Pendanaan
7	Swasta	PLTB	Tersebar	5	2019	Rencana
8	Swasta	PLTB	Tersebar	5	2020	Rencana
9	Swasta	PLTSa	Tersebar	0.5	2021	Rencana
10	Swasta	PLTM	Telagawaja	4	2022	Pengadaan
11	Swasta	PLTM	Sambangan	1.852	2022	Pengadaan
12	Swasta	PLTM	Ayung	2.34	2024	Rencana
13	Swasta	PLTM	Tukad Daya	8.2	2024	Rencana
14	Swasta	PLTM	Sunduwati	2.2	2024	Rencana
15	Swasta	PLTM	Telagawaja Ayu	1	2024	Rencana
16	Swasta	PLTM	Tukad Balian	2.5	2024	Rencana
17	Swasta	PLTP	Bedugul	10	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>				<b>149</b>		

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

#### **Pengembangan Gardu Induk**

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV di Bali dengan kapasitas 1.000 MVA terkait *Jawa Bali Crossing* seperti pada Tabel B7.4.

<sup>6</sup> Sumber: Draft RUKN 2015-2034

<sup>7</sup> Pembangkit di Bali hanya memenuhi sebagian dari kebutuhan, selebihnya akan dipasok dari pulau Jawa melalui saluran transmisi.

**Tabel B7.4. Pengembangan GITET 500 kV di Bali**

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas	COD	Status
				(MVA atau LB)		
1	Antosari (GIS)	500/150 kV	<i>New</i>	1000	2019	Konstruksi
	<b>Jumlah</b>			<b>1000</b>		

Selanjutnya untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GI 150 kV baru dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 1.590 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B7.5.

**Tabel B7.5 Pengembangan GI 150 kV di Bali**

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	New Sanur	150/20 kV	<i>New</i>	60	2016	Konstruksi
2	Pesanggaran (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	13 LB	2016	Konstruksi
3	Kapal II / Tanah Lot (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	120	2017	Rencana
4	Nusa Dua II / Pecatu (GIS)	150/20 kV	<i>New</i>	60	2017	Rencana
5	Gianyar II	150/20 kV	<i>New</i>	60	2019	Rencana
6	Pesanggaran II	150/20 kV	<i>New</i>	120	2021	Rencana
7	Kubu	150/20 kV	<i>New</i>	120	2023	Rencana
8	Padangsambian II	150/20 kV	<i>New</i>	60	2023	Rencana
9	PLTP Bedugul	150/20 kV	<i>New</i>	60	2025	Rencana
10	Kapal	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2016	Konstruksi
11	Amlapura	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Lelang
12	Bandara (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
13	Gilimanuk	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2017	Konstruksi
14	Negara	150 kV	<i>Upr</i>	4 LB	2017	Konstruksi
15	Negara	150 kV	<i>Upr</i>	4 LB	2017	Konstruksi
16	Nusa Dua	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2017	Rencana
17	Sanur	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Lelang
18	Antosari (Ekstension)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Konstruksi
19	Gilimanuk	150 kV	<i>Upr</i>	2 LB	2018	Konstruksi
20	Padangsambian	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
21	Negara	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
22	Payangan	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
23	Pemecutan Kelod	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
24	Amlapura	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2023	Rencana
25	Kapal II / Tanah Lot (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2023	Rencana
26	Kapal II / Tanah Lot (GIS)	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2023	Rencana
27	New Sanur	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2023	Rencana
28	Pemaron	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2023	Rencana
29	Bandara (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2024	Rencana
30	Baturiti	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2024	Rencana
31	Pesanggaran II	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2024	Rencana
32	Amlapura	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2025	Rencana
33	Antosari	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2025	Rencana
34	Baturiti	150 kV	<i>Ext</i>	2 LB	2025	Rencana
	<b>Jumlah</b>			<b>1590</b>		



## Pengembangan Transmisi

Sejalan dengan visi pemerintah provinsi Bali yaitu *clean and green* maka pembangunan PLTU batubara skala besar di Bali diperkirakan akan lebih sulit untuk dilakukan. Sementara itu pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik meningkat pesat sehingga dibutuhkan tambahan pasokan daya yang sangat besar. Salah satu upaya PLN untuk memenuhi kebutuhan listrik jangka panjang di Bali tersebut adalah membangun transmisi berkapasitas sangat besar dari Jawa ke pulau Bali. Teknologi yang sesuai untuk tujuan ini adalah transmisi bertegangan 500 kV. Transmisi ini berkapasitas sekitar 2.450 MW dengan panjang sekitar 185 kms dan akan menyeberangi selat Bali dengan kawat udara dengan jarak span 2,7 km. Transmisi ini dikenal dengan nama proyek *Jawa-Bali Crossing*.

Pembangunan transmisi ini juga bermanfaat untuk menurunkan biaya produksi listrik di Bali yang selama ini dilayani dengan pembangkit BBM, karena listrik murah dari PLTU batubara di Jawa dapat disalurkan melalui transmisi tersebut.

Menurut survei awal yang telah dilakukan, rute transmisi 500 kV ini masuk ke kawasan Taman Nasional Baluran di Jawa Timur dan Taman Nasional Bali Barat, izin dari Kementerian Kehutanan dan Kementerian Lingkungan Hidup sudah terbit pada bulan April 2013. Transmisi 500 kV direncanakan beroperasi pada tahun 2018. SUTET yang diperlukan sepanjang 205 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B7.6.

**Tabel B7.6 Pembangunan SUTET 500 kV**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Gilimanuk	Antosari	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	184.8	2019	Konstruksi
2	Segararupek	Gilimanuk	500 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	20	2019	Konstruksi
<b>Jumlah</b>					<b>205</b>		

Selain *Jawa Bali Crossing* juga akan dikembangkan transmisi 150 kV di Bali sepanjang 702 kms seperti ditampilkan dalam seperti dapat dilihat pada tabel B7.7.

**Tabel B7.7 Pembangunan Transmisi 150 kV**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Negara	Gilimanuk	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	76.08	2016	Rencana
2	New Sanur	Inc. (Gianyar - Sanur)	150 kV	4 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	2	2016	Konstruksi
3	Antosari	Negara	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	44	2017	Rencana
4	Antosari	Kapal	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	46.62	2017	Rencana
5	Bandara (GIS)	Nusa Dua	150 kV	2 cct, CU 1x1200	20	2017	Rencana
6	Baturiti	Payangan	150 kV	1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	28.01	2017	Rencana
7	Celukan Bawang & Tx	Pemaron	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	56.9	2017	Rencana
8	Kapal II / Tanah Lot (GIS)	Inc. (Antosari - Kapal)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	40	2017	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
9	Nusa Dua II / Pecatu (GIS)	Inc. (Bandara - Nusa Dua)	150 kV	4 cct, CU 1x1200	20	2017	Rencana
10	Payangan	Kapal	150 kV	1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	21.48	2017	Rencana
11	Pemaron	Baturiti	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	40.86	2017	Rencana
12	Pemecutan Kelod	Nusa Dua	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	33.64	2017	Rencana
13	Pesanggaran	Sanur	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	15.5	2017	Rencana
14	Sanur	Gianyar	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	36.76	2017	Rencana
15	Antosari (Ekstension)	Inc. (Celukan Bawang PLTU - Kapal)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	54	2018	Konstruksi
16	Kapal	Gianyar	150 kV	2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	38.42	2018	Rencana
17	Kapal	Pemecutan Kelod	150 kV	1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	14.09	2019	Rencana
18	Pesanggaran (GIS)	Tx. Nusa Dua	150 kV	2 cct, CU 1x1200	10	2019	Rencana
19	Gianyar II	Inc. (Kapal - Gianyar)	150 kV	4 cct, TACSR 2x410	20	2020	Rencana
20	Pesanggaran II	Inc. (Pesanggaran - Kuta)	150 kV	4 cct, TACSR 1x240	20	2021	Rencana
21	Kubu	Amlapura	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	40	2023	Rencana
22	Padangsambian II	Kapal II / Tanah Lot (GIS)	150 kV	2 cct, CU 1x1000	20	2023	Rencana
23	PLTP Bedugul	Baturiti	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	4	2025	Rencana
<b>Jumlah</b>					<b>702</b>		

### Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 514 ribu pelanggan atau rata-rata 51 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 2.099 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 3.880 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 950 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B7.8 berikut.

**Tabel B7.8 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2016	232	450	104	73,065	47
2017	230	406	106	67,426	46
2018	228	413	107	56,968	46
2019	217	468	109	41,750	46
2020	211	398	102	43,633	43
2021	203	367	81	45,839	37
2022	193	346	82	42,372	37
2023	188	333	84	44,843	36
2024	191	336	85	47,612	37
2025	206	363	90	50,597	40
<b>Jumlah</b>	<b>2,099</b>	<b>3,880</b>	<b>950</b>	<b>514,105</b>	<b>414</b>

#### B7.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Bali sampai dengan tahun 2025 adalah USD 1,7 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi diperlihatkan pada Tabel B7.9.

Tabel B7.9 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2016	4,919	5,211	877	2	120	78	132
2017	5,627	5,956	1,002	3	300	404	470
2018	6,152	6,506	1,094	1	120	92	72
2019	6,708	7,087	1,192	5	1,240	229	225
2020	7,253	7,656	1,274	105		20	406
2021	7,826	8,253	1,374	1	120	20	49
2022	8,440	8,893	1,480	6			48
2023	9,090	9,572	1,594		330	60	154
2024	9,794	10,310	1,716	16	180		78
2025	10,559	11,115	1,831	10	180	4	91
<b>Jumlah</b>	<b>76,368</b>	<b>80,558</b>		<b>149</b>	<b>2,590</b>	<b>907</b>	<b>1,724</b>

## **LAMPIRAN C**

### **RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH OPERASI INDONESIA TIMUR**

**LAMPIRAN C1. PROVINSI KALIMANTAN BARAT**

**LAMPIRAN C2. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN**

**LAMPIRAN C3. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH**

**LAMPIRAN C4. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR**

**LAMPIRAN C5. PROVINSI KALIMANTAN UTARA**

**LAMPIRAN C6. PROVINSI SULAWESI UTARA**

**LAMPIRAN C7. PROVINSI SULAWESI TENGAH**

**LAMPIRAN C8. PROVINSI GORONTALO**

**LAMPIRAN C9. PROVINSI SULAWESI SELATAN**

**LAMPIRAN C10. PROVINSI SULAWESI TENGGARA**

**LAMPIRAN C11. PROVINSI SULAWESI BARAT**

**LAMPIRAN C12. PROVINSI MALUKU**

**LAMPIRAN C13. PROVINSI MALUKU UTARA**

**LAMPIRAN C14. PROVINSI PAPUA**

**LAMPIRAN C15. PROVINSI PAPUA BARAT**

**LAMPIRAN C16. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT (NTB)**

**LAMPIRAN C17. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR (NTT)**

**LAMPIRAN C.1**  
**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)**  
**DI PROVINSI KALIMANTAN BARAT**

**C1.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini**

Sistem kelistrikan di Kalimantan Barat terdiri atas satu sistem interkoneksi 150 kV dan beberapa sistem isolated. Sistem interkoneksi meliputi sekitar Pontianak hingga Singkawang. Sistem isolated terdiri atas Sistem Sambas, Bengkayang, Ngabang, Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Putussibau, Ketapang, dan sistem tersebar.

Pertumbuhan penjualan 5 tahun terakhir di Kalimantan Barat rata-rata 10,03% pertahun. Penjualan tenaga listrik diserap oleh konsumen rumah tangga dan sosial (65,11%), konsumen komersil (21,02%), konsumen industri (4,98%) dan konsumen publik (8,88%). Rasio pelanggan rumah tangga berlistrik PLN di Kalimantan Barat pada akhir tahun 2015 adalah sebesar 74,71%. Sistem interkoneksi merupakan yang terbesar dimana sekitar 66,77% produksi listrik di Kalimantan Barat berada di sistem ini.

Sampai dengan Bulan September 2015, lebih dari 95% pasokan listrik di Kalimantan Barat bersumber dari pembangkit berbahan bakar minyak. Kecukupan dan keandalan pasokan masih relatif rendah karena umur beberapa mesin diesel sudah tua dan cadangan pembangkitan tidak memadai. Pasokan listrik di Kalimantan Barat terdiri atas PLTD Sewa 266 MW (52,71%), PLTD/PLTG Sendiri 222 MW (43,97%) , dan sisanya berasal dari PLTS, PLTMH, dan pembelian listrik dari Excess Power dari Sarawak, Malaysia. Kapasitas terpasang pembangkit adalah 506 MW dengan daya mampu 434 MW dan total beban puncak sebesar 405 MW. Komposisi pembangkit di sistem kelistrikan Kalimantan Barat diperlihatkan pada Tabel C1.1.

**Tabel C1.1. Komposisi Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat**

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Interkoneksi	PLTD/G	BBM	PLN/Sewa	319	284	283
2	Bengkayang	PLTD/M	BBM/Air	PLN/Sewa	4	3	3
3	Ngabang	PLTD	BBM	PLN/Sewa	9	7	6
4	Sanggau	PLTD	BBM/Air	PLN/Sewa	24	22	26
5	Sekadau	PLTD	BBM	PLN/Sewa	12	11	7
6	Sintang	PLTD	BBM	PLN/Sewa	22	19	22
7	Putussibau	PLTD	BBM	PLN/Sewa	7	6	6
8	Nangapinoh	PLTD	BBM	PLN/Sewa	8	8	7
9	Ketapang	PLTD	BBM	PLN/Sewa	31	23	29
10	<i>Isolated</i>	PLTD	BBM	PLN/Sewa	70	51	15
<b>TOTAL</b>					<b>506</b>	<b>434</b>	<b>405</b>

**C1.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Perhitungan proyeksi pertumbuhan penduduk mempertimbangkan realisasi penjualan tenaga listrik, pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk, target peningkatan rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN di masa datang dan harga jual

listrik. Pertumbuhan ekonomi selama 2010-2014 cukup tinggi yaitu rata-rata 5,7% per tahun. Penduduk Kalimantan Barat tiap tahunnya tumbuh rata-rata 1,69% pertahun. Harga jual listrik cukup mempengaruhi kenaikan penjualan, terutama pada pelanggan sektor komersil dan industri. Proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 dapat dilihat pada Tabel C1.2.

**Tabel C1.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Prov. Kalbar**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6.6	2,100	2,507	416	996,414
2017	7.1	2,347	2,798	464	1,048,816
2018	7.5	2,612	3,111	515	1,102,953
2019	8.0	2,945	3,504	579	1,158,921
2020	6.4	3,271	3,888	641	1,216,902
2021	6.4	3,639	4,321	711	1,277,012
2022	6.4	4,012	4,740	779	1,309,180
2023	6.4	4,445	5,249	861	1,343,215
2024	6.4	4,930	5,812	952	1,379,429
2025	6.4	5,474	6,441	1,053	1,418,152
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>6.8%</b>	<b>11.2%</b>	<b>11.1%</b>	<b>10.9%</b>	<b>4.0%</b>

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi 150 kV dan pengambil alihan beban sistem-sistem tersebar yaitu Sistem Sambas, Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Ngabang dan Ketapang secara bertahap, maka diprediksi beban puncak pada tahun 2025 menjadi 1.124 MW atau tumbuh rata-rata 10,7% per tahun.

### **C1.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

#### **Potensi Sumber Energi**

Potensi sumber energi di Provinsi Kalimantan Barat berupa tenaga air, biomassa, batubara, dan uranium. Pemanfaatan potensi tenaga air menjadi PLTA/PLTM pada umumnya perlu didahului dengan survey dan studi yang mendalam. Pada saat ini potensi yang dapat dikembangkan adalah PLTA Nanga Pinoh dengan kapasitas sekitar 98 MW.

Potensi Biomassa di Provinsi Kalimantan Barat paling banyak didapat dari adanya limbah perkebunan sawit yang tersebar di Provinsi Kalimantan Barat sebagai bahan energi primer untuk PLTU Biomassa. Pemanfaatan potensi ini sebenarnya sangat didukung oleh banyaknya pabrik pengolahan sawit yang ada di Kalimantan Barat. Selain itu, potensi sampah kota sebesar 300 ton/hari dapat dimanfaatkan menjadi sumber energi PLTU berbasis sampah.

Potensi batubara sebesar 160,6 juta ton tersebar di kabupaten Sintang, Melawi, dan Kapuas Hulu, berupa batubara dengan kandungan kalori yang tinggi (4.795-7.880 kcal/kg), namun pada saat ini belum dilakukan eksploitasi karena terkendala

infrastruktur transportasi. Sumber batubara ini dapat digunakan sebagai bahan bakar untuk PLTU di Sanggau dan Sintang.

Potensi uranium yang digunakan sebagai energi primer PLTN, terdapat di Kabupaten Melawi. Namun pemanfaatan uranium sebagai energi primer masih menunggu adanya kebijakan dari Pemerintah yang didukung studi kelayakan pembangunan PLTN.

### **Pengembangan Pembangkit**

Pembangkit di Kalimantan Barat didominasi oleh pembangkit-pembangkit berbahan bakar minyak. Komposisi pembangkit ini menyebabkan tingginya biaya pokok produksi (BPP) di Provinsi tersebut. Untuk penurunan BPP dan sekaligus meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Kalimantan Barat, dilakukan pembangunan pembangkit non-BBM seperti PLTU Parit Baru (FTP1 & FTP2) dan PLTU Pantai Kura-Kura (FTP1). Pembangkit-pembangkit ini terinterkoneksi ke sistem Khatulistiwa. Sedangkan untuk menekan BPP di subsistem lainnya dilakukan pembangunan PLTU Skala kecil (Sintang, dan Ketapang).

Hingga tahun 2025, kebutuhan tenaga listrik dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit non-BBM serta pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTM, PLTBM dan PLT Sampah di sistem interkoneksi dan sistem-sistem isolated sebagaimana ditampilkan pada Tabel C1.3.

**Tabel C1.3. Pengembangan Pembangkit**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS	COD	Status
1	Sintang	PLTU	PLN	3x7	2016/17	Konstruksi
2	Ketapang	PLTU	PLN	10	2016	Konstruksi
3	MPP Kalbar	PLTG	PLN	100	2016	Committed
3	Parit Baru (FTP1)	PLTU	PLN	2x50	2017/18	Konstruksi
4	Pantai Kura-Kura (FTP1)	PLTU	PLN	2x27.5	2018	Konstruksi
5	Parit Baru (FTP2)	PLTU	PLN	2x50	2018	Konstruksi
6	Mahap	PLTM	PLN	1.3	2019	Rencana
7	Jitan	PLTM	PLN	3.4	2019	Rencana
8	Kalis	PLTM	PLN	3	2019	Rencana
9	Kembayung 1	PLTM	PLN	4.5	2019	Rencana
10	Kembayung 2	PLTM	PLN	2.5	2019	Rencana
11	Melanggar	PLTM	PLN	0.5	2019	Rencana
12	Ketapang (IPP)	PLTU	Swasta	2x6	2016/17	Konstruksi
13	Tersebar	PLTSa	Swasta	7	2017-2018	Rencana
14	Tersebar	PLTBM	Swasta	40	2017-2019	Rencana
15	Kalbar/Pontianak Peaker	PLTG/MG	Swasta	100	2018	Committed
16	Kalbar 1	PLTU	Swasta	2x100	2019	Committed
17	Kalbar 2	PLTU	Swasta	1x200	2021	Rencana
18	Kalbar 3	PLTU	Swasta	1x200	2022	Rencana
19	Tersebar	PLTSa	Swasta	2	2023	Rencana
20	Tersebar	PLTSa	Swasta	2	2024	Rencana
21	Tersebar	PLTBM	Swasta	5	2025	Rencana
22	Kalbar Peaker 2	PLTGU	<i>Unallocated</i>	250	2023/24	Rencana
23	Kalbar 4	PLTU	<i>Unallocated</i>	1x200	2025	Rencana
<b>JUMLAH</b>				<b>1,629</b>		

### **Pembelian Tenaga Listrik dari Sarawak**

Sebagai bagian dari rencana penyediaan tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Barat, PLN berencana membeli tenaga listrik dari Sarawak melalui transmisi interkoneksi 275 kV dengan daya kontrak pembelian hingga 230 MW. PLN bermaksud mengimpor tenaga listrik untuk memenuhi kebutuhan *base load* sebesar 50 MW dan kebutuhan *peak load* hingga 230 MW dalam kurun waktu 5 tahun (2016-2020). Kontrak ini dapat diperpanjang berdasarkan kesepakatan kedua belah pihak. Rencana import *base load* sebesar 50 MW adalah untuk mengantisipasi ketidakpastian penyediaan pembangkit *base load* di Sistem Kalimantan Barat. Sedangkan impor *peak load* sebesar hingga 230 MW adalah untuk menggantikan pemakaian BBM di Sistem Kalimantan Barat.

Dengan pola *transfer energy* seperti ini PLN akan terhindar dari pemakaian BBM untuk pembangkit beban puncak dalam periode sampai dengan tahun 2020. Namun untuk mengurangi ketergantungan yang sangat besar terhadap pasokan/impor dari Sarawak, maka direncanakan pula pembangunan pembangkit *peaker* dengan kapasitas 100 MW yang menggunakan bahan bakar LNG dan PLTU Kalbar-1, PLTU Kalbar-2, PLTU Kalbar-3 dan PLTU Kalbar-4 yang menggunakan bahan bakar batubara.

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)**

#### **Pengembangan GI**

Di Provinsi Kalimantan Barat akan dikembangkan GI 150 kV baru dan pengembangan trafo GI eksisting sebesar 1.830 MVA. Selain itu akan dibangun pula GI 275 kV sebagai simpul interkoneksi antara Kalimantan Barat dan Serawak. Rencana pembangunan GI diberikan pada Tabel C1.4 dan Tabel C1.5. Pengembangan transmisi dan Gardu Induk ini ditujukan untuk memastikan ketersediaan tenaga listrik di setiap wilayah di Kalimantan Barat dengan melakukan transfer energi dari pusat pembangkit yang ada di daerah barat Kalimantan Barat.

**Tabel C1.4. Pengembangan GI 150 kV**



No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Ngabang	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
2	Bengkayang	150/20 kV	New	30	2016	Operasi
3	Tayan	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
4	PLTU Singkawang/Kura2	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
5	Sanggau	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
6	Sekadau	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
7	Ketapang	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
8	Sintang	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
9	Sukadana	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
10	Kendawangan	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
11	Cemara	150/20 kV	NEW	60	2019	Rencana
12	Sandai	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
13	Putussibau	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
14	Nanga Pinoh	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
15	Kota Baru 2	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
16	Siantan	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
17	Tayan (arah Ngabang)	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Rencana
18	Kota Baru	150/20 kV	Ext	60	2016	Rencana
19	Singkawang	150/20 kV	Uprate	60	2016	Rencana
20	Sei Raya	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
21	Sei Raya (arah Kota Baru)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Pengadaan
22	Singkawang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
23	Sambas	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
24	Tayan (arah Sanggau)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Konstruksi
25	Sintang	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
26	Sanggau	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
27	Kota Baru	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
28	Parit Baru	150/20 kV	Uprate	60	2018	Rencana
29	Cemara	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
30	Kota Baru	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
31	Ngabang	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
32	Tayan (arah Sandai)	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
33	Mempawah	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
34	Sintang	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
35	Ketapang	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
36	Sintang	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
37	Sei Raya	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
38	Singkawang	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
39	Siantan	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
40	Nanga Pinoh	150 kV	Ext LB	2 LB	2023	Rencana
41	Putussibau	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
42	Sekadau	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
43	Kota Baru	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
44	Parit Baru	150/20 kV	Ext	30	2025	Rencana
45	Sukadana	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
	Total			1830		

Tabel C1.5. Pengembangan GITET 275 kV

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)		COD
1	Bengkayang	275/150 kV	New	500	Konstruksi	2016
	Total			500		

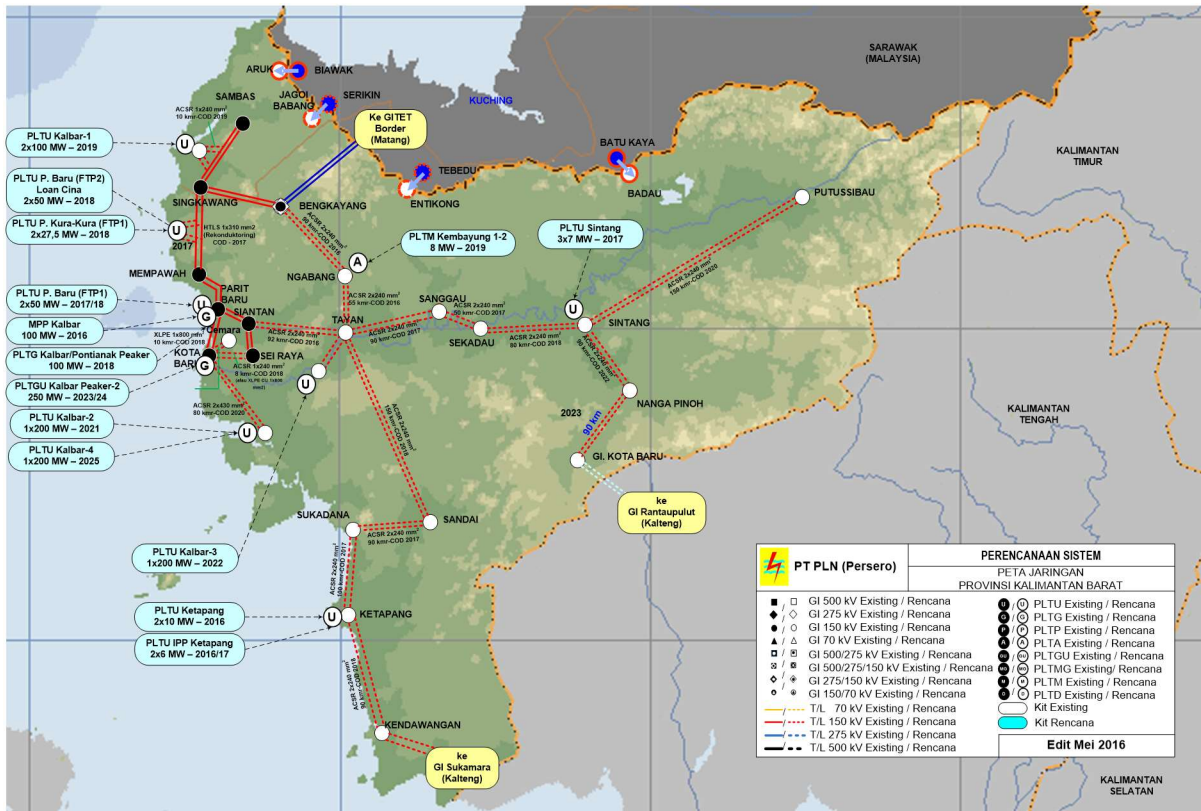
### Pengembangan Transmisi

Pengembangan jaringan transmisi di Provinsi Kalimantan Barat hingga tahun 2025 adalah sepanjang 3.346 kms dengan rincian seperti terlihat pada Tabel C1.6.

**Tabel C1.6. Pengembangan Transmisi 150 kV**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Bengkayang	Perbatasan	275 kV	2 cct, 2 Zebra	180	2016	Selesai
2	Siantan	Tayan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	184	2016	Konstruksi
3	Bengkayang	Ngabang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2016	Konstruksi
4	Ngabang	Tayan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	110	2016	Konstruksi
5	PLTU Singkawang/Kura2	Inc. 2 pi (Singkawang-Mempawah)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2017	Konstruksi
6	Sanggau	Sekadau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	100	2017	Konstruksi
7	Tayan	Sanggau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2017	Pengadaan
8	Singkawang	PLTU Singkawang (Perpres)/Kura2	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm <sup>2</sup>	60	2017	Rencana
9	PLTU Singkawang/Kura2	Nempawan	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm <sup>2</sup>	60	2017	Rencana
10	Nempawan	Parit Baru	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm <sup>2</sup>	60	2017	Rencana
11	Sei Raya	Kota Baru	150 kV	2 cct, 2xZebra	32	2018	Konstruksi
12	Sintang	Sekadau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2018	Pengadaan
13	Kotabaru	Cemara	150 kV	2 cct, 2 Zebra	20	2018	Rencana
14	Ketapang	Sukadana	150 kV	2 cct, 2 Hawk	200	2018	Rencana
15	Kendawangan	Ketapang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	190	2018	Rencana
16	Singkawang	Bengkayang	150 kV	Rekonduktoring, HTLS	120	2018	Rencana
17	Sukadana	Sandai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2020	Rencana
18	Sandai	Tayan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	300	2020	Rencana
19	Sintang	Putusibau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	300	2020	Rencana
20	PLTU Kalbar-2	Kotabaru	150 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2020	Rencana
21	PLTU Kalbar-3	Tayan	150 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2021	Rencana
22	Sintang	Nanga Pinoh	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2022	Rencana
23	Nanga Pinoh	Kota Baru 2	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2023	Rencana
24	Sukamara (Kalteng)	Kendawangan (Kalbar)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	190	2025	Rencana
	Total				3346		

Untuk mewujudkan interkoneksi antara Kalimantan Barat dan Sarawak tersebut, PLN sedang menyelesaikan pembangunan transmisi 275 kV sepanjang 180 kms dari GI Bengkayang ke perbatasan Negara dan trafo IBT berkapasitas 2x250 MVA. Pengembangan kelistrikan Kalimantan Barat dapat dilihat pada Gambar C1.1.



Gambar C1.1. Pengembangan Kelistrikan Provinsi Kalimantan Barat

### Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik tahun 2016-2025, tambahan pelanggan yang dapat dilayani adalah sekitar 47,2 ribu sambungan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM sepanjang 2.093 kms, JTR sekitar 2.120 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi 164 MVA. Tabel C1.7. memperlihatkan rencana pengembangan sistem distribusi di Kalimantan Barat tahun 2016-2025.

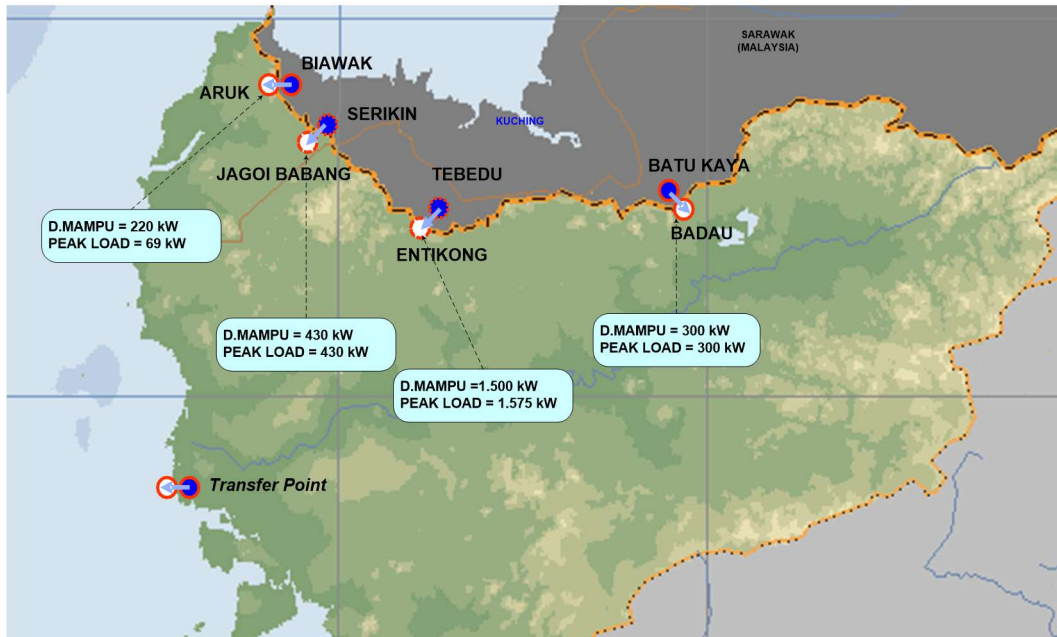
Tabel C1.7. Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	181.3	195.5	14.8	50,727
2017	266.7	206.9	16.0	52,401
2018	216.4	207.0	16.1	54,137
2019	204.3	210.4	16.2	55,969
2020	201.0	210.9	16.4	57,981
2021	201.7	212.0	16.6	60,109
2022	199.4	211.8	16.6	32,168
2023	199.5	212.9	16.6	34,035
2024	200.1	214.7	16.7	36,214
2025	222.2	238.4	18.0	38,723
<b>2016-2025</b>	<b>2,093</b>	<b>2,120</b>	<b>164</b>	<b>472,465</b>

### C1.4 Elektrifikasi Daerah Perbatasan Antar Negara

Kebutuhan energi listrik untuk daerah terpencil di perbatasan antara Kalimantan Barat dan Sarawak masih belum tercukupi. Sementara kondisi kelistrikan di wilayah Sarawak jauh lebih baik. Hal ini menimbulkan terjadinya kesenjangan yang cukup

signifikan. Untuk mengurangi kesenjangan tersebut, PLN melakukan pembelian tenaga listrik skala kecil untuk 2 sistem isolated di daerah perbatasan yaitu sistem Sajingan sebesar 200 kVA dan sistem Badau sebesar 400 kVA. Berikutnya untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik yang semakin meningkat di daerah perbatasan, akan dilakukan penambahan daya di Sajingan menjadi sebesar 800 kVA dan pembelian listrik baru di Entikong sebesar 1500 kVA. Peta kelistrikan di daerah perbatasan diberikan pada Gambar C1.2.



Gambar C1.2. Peta Kelistrikan di Daerah Perbatasan

### C1.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi di Provinsi Kalimantan Barat tahun 2016-2025 diberikan pada Tabel C1.8.

Tabel C1.8. Ringkasan

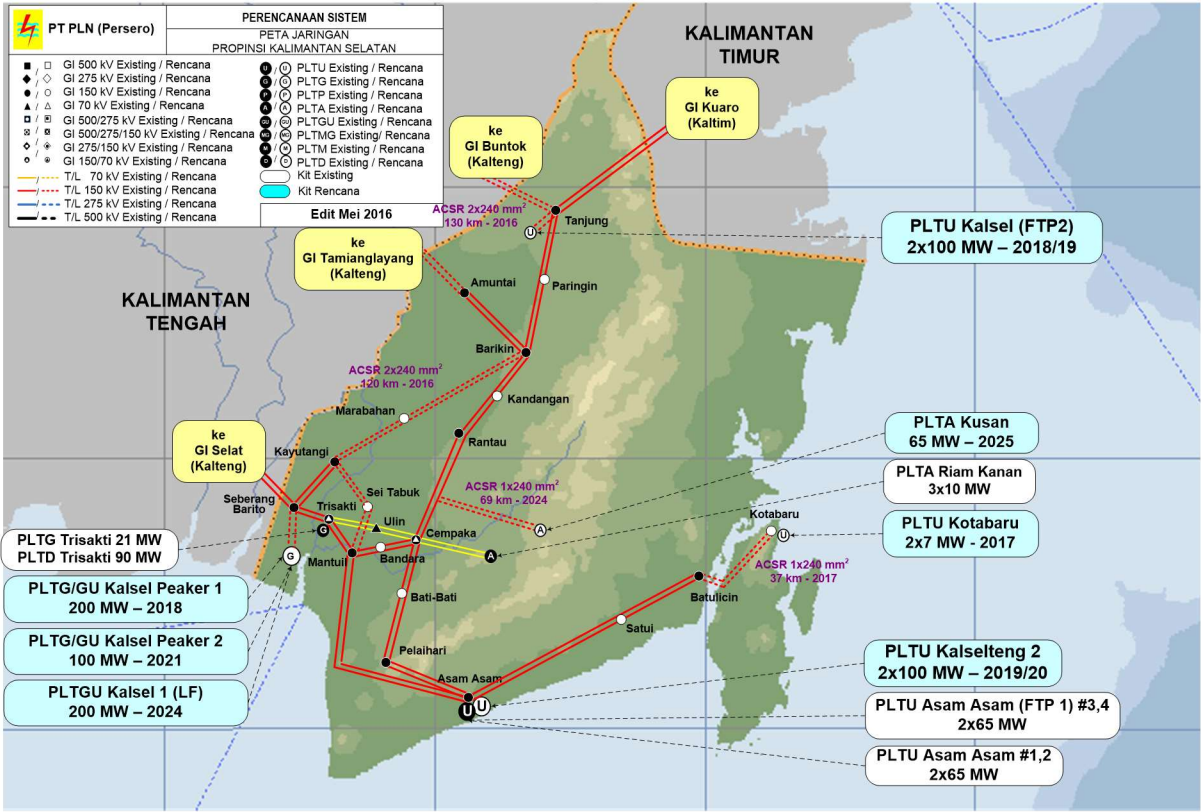
Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	2100	2507	416	133	710	654	287
2017	2347	2798	464	95	330	500	244
2018	2612	3111	515	327	300	742	520
2019	2945	3504	579	215	180	0	348
2020	3271	3888	641	0	210	780	96
2021	3639	4321	711	200	120	60	307
2022	4012	4740	779	200	150	240	326
2023	4445	5249	861	162	180	180	221
2024	4930	5812	952	92	60	0	112
2025	5474	6441	1053	205	90	190	297
Jumlah				1,629	2,330	3,346	2,756

**LAMPIRAN B.2**  
**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)**  
**DI PROVINSI KALIMANTAN SELATAN**

**C2.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini**

Sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Selatan sebagian besar dipasok dari Sistem Barito, sedangkan sistem-sistem isolated tersebar antara lain Kotabaru serta Unit Listrik Desa (ULD) dipasok dari PLTD setempat. Sampai dengan September 2015, daya terpasang total adalah 588 MW dengan daya mampu sekitar 498 MW dan beban puncak 389 MW. Jumlah pelanggan pada waktu yang sama adalah sekitar 990 ribu pelanggan. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 adalah sebesar 86,04%.

Sistem Barito merupakan sistem interkoneksi kelistrikan terbesar di Kalimantan Selatan, membentang dari Batu Licin sampai Tanjung hingga ke Sampit di Kalimantan Tengah. Konfigurasi sistem kelistrikan interkoneksi di Kalimantan Selatan saat ini dan rencana kedepan dapat dilihat pada Gambar C2.1.



Gambar C2.1 Peta pengembangan sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Selatan

**Sistem Barito**

Sistem Barito merupakan sistem interkoneksi dengan jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV, dipasok dari beberapa jenis pembangkit meliputi PLTA, PLTU, PLTD minyak dan PLTG minyak termasuk *excess power*. Sistem Barito merupakan pemasok utama kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah dengan total daya terpasang 639 MW, daya mampu sekitar 540 MW dan beban puncak 494 MW. Sedangkan beban puncak di Kalsel yang tersambung ke sistem

Barito adalah 370 MW. Pusat beban Sistem Barito berada di Provinsi Kalimantan Selatan dengan porsi sekitar 75% dari seluruh beban Sistem Barito.

Pada tahun 2013, Sistem Barito telah mendapatkan pasokan pembangkit baru sebesar 2x65 MW dengan selesainya pembangunan PLTU Asam-asam unit 3 dan unit 4. Sewa PLTD masih dipertahankan sampai dengan beroperasinya PLTU Pulang Pisau dan PLTMG Bangkanai karena potensi penambahan pelanggan di sistem Barito yang cukup besar, baik pelanggan dari sektor rumah tangga, sektor bisnis maupun sektor industri.

### **Sistem Isolated**

Di Kalimantan Selatan masih terdapat sistem-sistem kecil isolated tersebar, dan beberapa diantaranya relatif besar yaitu:

- Sistem Kotabaru merupakan sistem isolated, terletak di Kabupaten Kotabaru. Sistem ini melayani kebutuhan listrik di Pulau Laut, yang terpisah dari daratan pulau Kalimantan dengan pasokan listrik dari PLTD setempat, terhubung ke beban melalui jaringan distribusi 20 kV. Sistem Kotabaru direncanakan akan dinterkoneksi dengan sistem Barito melalui jaringan transmisi SUTT 150 kV dan kabel laut yang menghubungkan Batulicin dengan Kotabaru (Pulau Laut).
- ULD merupakan sistem kelistrikan kecil yang tersebar di daerah terpencil untuk memenuhi kebutuhan masyarakat desa setempat dan bebannya masih rendah. Jumlah ULD adalah sebanyak 18 unit dengan daya terpasang 7,8 MW.

Daya terpasang dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Kalimantan Selatan dapat dilihat pada Tabel C2.1.

**Tabel C2.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Kalimantan Selatan**

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Barito	PLTU	Batubara	PLN	260	223	<b>370.35</b>
		PLTA	Air	PLN	30	28.5	
		PLTG	BBM	PLN	21	16.5	
		PLTD	BBM	PLN	87.11	57.75	
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	74.5	67.5	
		PLTU	Batubara	SWASTA - EXCESS	86	81	
		<b>JUMLAH :</b>				<b>558.61</b>	
2	Sistem Kotabaru	PLTD	BBM	PLN	5.4	4.6	<b>10.7</b>
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	10	10	
		<b>JUMLAH :</b>				<b>15.4</b>	
3	ULD Isolated Tersebar	PLTD	BBM	PLN	14.4	10.8	7.8
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA			
<b>TOTAL KALSEL :</b>					<b>588.41</b>	<b>499.65</b>	<b>388.85</b>

## C2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Provinsi Kalsel memiliki sumber daya energi yang melimpah dengan tersedianya cadangan batubara dan gas methane yang cukup besar. Selain itu, di beberapa kawasan sudah banyak dibuka perkebunan kelapa sawit. Pengusahaan sumber daya alam batubara dan mulai berkembangnya perkebunan kelapa sawit, telah membuat ekonomi Kalsel tumbuh positif dan mempunyai prospek yang bagus. Kondisi demikian akan berpengaruh kepada pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di Kalimantan Selatan.

Berdasarkan realisasi penjualan lima tahun terakhir termasuk adanya daftar tunggu yang cukup besar dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 diberikan pada Tabel C2.2.

Tabel C2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	5.7	2,486	3,035	493	1,051,053
2017	6.1	2,911	3,600	567	1,097,365
2018	6.3	3,219	4,023	622	1,145,454
2019	6.4	3,553	4,404	678	1,195,497
2020	6.2	3,897	4,793	736	1,246,227
2021	6.2	4,240	5,178	793	1,298,418
2022	6.2	4,552	5,526	845	1,325,571
2023	6.2	4,884	5,899	900	1,352,846
2024	6.2	5,238	6,291	958	1,380,260
2025	6.2	5,614	6,715	1,021	1,407,911
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>6.2%</b>	<b>9.5%</b>	<b>9.3%</b>	<b>8.5%</b>	<b>3.3%</b>

## C2.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan yang meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Kalimantan Selatan dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat dan sebaran penduduknya sebagai berikut.

### Potensi Energi Primer

Provinsi Kalimantan Selatan merupakan salah satu daerah di Indonesia yang memiliki sumber energi primer sangat besar, meliputi batubara, gas methan batubara (*coal bed methana/CBM*) dan tenaga air. Potensi batubaranya sangat besar dengan berbagai tingkat kalori sebagaimana dapat dilihat pada Tabel C2.3. Deposit batubara diperkirakan lebih dari 1,8 miliar ton, sementara produksinya rata-rata mencapai 12 juta ton per tahun. Energi primer yang berpotensi untuk dikembangkan khususnya bagi desa-desa tertinggal yang sulit dijangkau oleh jaringan PLN adalah tenaga air (mini hidro) dan energi surya. Sampai saat ini batubara Kalsel telah dipakai sebagai bahan bakar di berbagai PLTU di Indonesia termasuk di PLTU Asam-Asam.

Tabel C2.3 Potensi Batubara Kalimantan Selatan

No	Kualitas Kelas	Kriteria (Kal/gr, adb)	Sumberdaya (Juta Ton)				Cadangan (Juta Ton)
			Tereka	Tertunjuk	Terukur	Jumlah	
1	Kalori Rendah	<5100	371	0	601	972	536
2	Kalori Sedang	5100 - 6100	4793	301	2526	7621	1287
3	Kalori Tinggi	6100 - 7100	336	33	110	479	44
4	Kalori Sangat Tinggi	>7100	18	0	12	30	0
<b>TOTAL</b>			<b>5518</b>	<b>334</b>	<b>3249</b>	<b>9101</b>	<b>1868</b>

Sumber : Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi KESDM, 2006

### **Sumber Tenaga Air/Hidro**

Selain batubara dan gas methane, Provinsi Kalimantan Selatan juga mempunyai potensi tenaga air yang cukup besar. Beberapa diantaranya adalah DAS Barito, Riam Kanan, Riam Kiwa, Balangan, Batang Alai, Amandit, Tapin, Kintap, Batulicin, dan Sampanahan. Umumnya DAS tersebut berhulu di pegunungan Meratus dan bermuara di laut Jawa dan selat Makassar. Keberadaan DAS tersebut kurang berpotensi untuk dijadikan PLTA *run-off-river* karena topografinya yang landai. Secara rinci potensi tenaga air dapat dilihat pada Tabel C2.4.

**Tabel C2.4 Potensi energi air di Kalimantan Selatan**

NO	NAMA BENDUNGAN	KABUPATEN	KAPASITAS
1	PLTA Kusan	Tanah Bumbu	65 MW
2	PLTM Riam Kiwa	Banjar	10 MW
3	PLTM Muara Kendihin	Hulu Sungai Selatan	0,6 MW
4	PLTM Kiram Atas	Banjar	0.86 MW
5	PLTM Sampanahan	Kotabaru	0.6 MW
6	PLTM Gendang Timburu	Kotabaru	0,6 MW
<b>Total</b>			<b>99,6 MW</b>

Sumber: Dinas Pertambangan dan Energi, Provinsi Kalimantan Selatan

### **Pengembangan Pembangkit**

Untuk memenuhi kebutuhan listrik periode 2016-2025, direncanakan penambahan proyek pembangkit listrik dengan total kapasitas 992 MW. Proyek pembangkit ini meliputi PLTU batubara, PLTA dan PLTG/MG/GU *peaker* serta beberapa pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTBM dan PLT sampah. Tabel C2.5 menampilkan perincian pengembangan pembangkit di Kalimantan Selatan.

**Tabel C2.5 Rencana Pengembangan Pembangkit di Kalimantan Selatan**



NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Tersebar	PLTS	PLN	2	2016	Konstruksi
2	Kotabaru	PLTU	PLN	2x7	2017	Konstruksi
3	Kalsel Peaker 1	PLTGU/MGU	PLN	200	2018	Rencana
4	Kalselteng 2	PLTU	PLN	2x100	2019/20	Pengadaan
5	Kalsel Peaker 2	PLTG/MG	PLN	100	2021	Rencana
6	Kusan	PLTA	PLN	65	2025	Rencana
7	Tersebar	PLTBM	Swasta	5	2016	Konstruksi
8	Tersebar	PLTSa	Swasta	6	2018-2024	Rencana
9	Kalsel (FTP2)	PLTU	Swasta	2x100	2018/19	Committed
10	Kalsel 1 (Load Follower)	PLTGU	Unallocated	200	2024	Rencana
<b>JUMLAH</b>				<b>992</b>		

## Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

### Pengembangan Transmisi

Secara umum, pengembangan transmisi di Kalimantan Selatan dimaksudkan untuk menyalurkan daya dari pusat pembangkit ke pusat beban termasuk untuk menjangkau daerah isolated yang masih menggunakan PLTD. Selain itu, juga dimaksudkan untuk mengatasi *bottleneck* melalui kegiatan *uprating*. Pembangunan transmisi ini juga dimaksudkan untuk membangun interkoneksi ke pulau Laut sehingga dalam jangka panjang pulau Laut akan dipasok dari sistem Barito di daratan yang lebih efisien.

Selama periode 2016-2025 direncanakan akan dibangun saluran transmisi 150 kV sepanjang 970 kms dengan rincian seperti ditampilkan dalam Tabel C2.6.

**Tabel C2.6 Rencana pembangunan Transmisi 150 kV**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Tanjung	Perbatasan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	244	2016	Konstruksi
2	Bandara	Incomer 2 phi ( Cempaka-Mantuil)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	2	2016	Konstruksi
3	Barikin	Kayutangi	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	240	2016	Konstruksi
4	Satui	Incomer 1 phi (Asam-asam - Batulicin)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	30	2016	Rencana
5	Batu Licin	Landing point Batulicin	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	6	2017	Rencana
6	Landing point P. Laut	Kotabaru	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	74	2017	Rencana
7	Landing point Batulicin	Landing point P. Laut	150 kV	2 cct, kabel laut	6	2017	Rencana
8	Seberang Barito	Trisakti	150 kV	2 cct, Uprating ke AC3	12	2017	Rencana
9	Trisakti	Ulin (GIS)	150 kV	Uprating tegangan	20	2018	Rencana
10	Sei Tabuk	Mantuil	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	30	2018	Rencana
11	PLTU Kalsel 1 (FTP 2)	Tanjung	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	100	2018	Rencana
12	Kayutangi	Sei Tabuk	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	30	2018	Rencana
13	PLTGU Kalselteng Peaker	Seberang Barito	150 kV	2 cct, 2 x ZEBRA	6	2018	Rencana
14	Sei Tabuk	Ulin (GIS)	150 kV	Uprating tegangan	20	2019	Rencana
15	GI Bati-Bati	Inc. 1 phi (Asam Asam-Cempaka)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	12	2019	Rencana
16	PLTA Kusan	1 phi (Cempaka - Rantau)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	138	2024	Rencana
	Total				970		

### Pengembangan Gardu Induk (GI)

Jumlah GI baru yang direncanakan akan dibangun sampai dengan tahun 2025 adalah 8 buah. Kapasitas total GI termasuk perluasannya sampai tahun 2025 adalah 1.830 MVA.

Rencana pembangunan GI baru tersebut dapat dibuat dengan konfigurasi dan fasilitas minimal namun tetap memenuhi standar teknis dan keselamatan. Hal ini dimaksudkan

untuk mengakomodasi beban yang masih rendah dan relatif kurang berkembang untuk dapat dibangun gardu induk minimalis, guna mempercepat perluasan pembangunan, menekan biaya investasi dan meningkatkan efisiensi serta pelayanan. Untuk lokasi yang lahannya sangat terbatas seperti di GI Ulin, dapat dipertimbangkan dibangun dengan konstruksi GIS (*gas insulated switchgear*).

SCADA Kalsel saat ini masih dalam tahap penyelesaian dan diharapkan dapat selesai serta beroperasi pada tahun 2016. Proyek ini sebelumnya didanai melalui APBN dan dilanjutkan melalui pendanaan APLN.

Tabel C2.7 Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Bandara	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
2	Satui	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
3	Kotabaru	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
4	Paringin	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
5	Sei Tabuk	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
6	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
7	Marabahan	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
8	Bati-Bati	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
9	Barikin (arah kayutangi)	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
10	Tanjung Ext LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
11	Tanjung	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
12	Cempaka	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
13	Trisakti	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
14	Batulicin	150/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
15	Mantuil	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
16	Rantau	150/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
17	Batulicin (Arah Kotabaru)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Rencana
18	Pelaihari	150/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
19	Amuntai	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
20	Barikin	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
21	Kayutangi	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
22	Trisakti	150 kV	EXT LB	2 LB	2018	Rencana
23	Tanjung Ext LB (PLTU Kalsel (FTP2))	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
24	Riam Kanan	70/20 kV	Uprating	30	2018	Rencana
25	Kayutangi (arah Sei Tabuk)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
26	Trisakti (arah Ulin (GIS))	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
27	Mantuil (arah Sei Tabuk)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
28	Seberang Barito (arah Kalselteng Peaka	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
29	Satui	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
30	Trisakti	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
31	Kotabaru	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
32	Batulicin	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
33	Sei Tabuk (arah Ulin (GIS))	150 kV	Ext LB	2 LB	2019	Rencana
34	Pulang Pisau	150/20 kV	Extension	30	2020	Rencana
35	Kayutangi	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
36	Cempaka	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
37	Rantau	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
38	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
39	Trisakti	70/20 kV	Uprating	30	2023	Rencana
40	Asam-Asam	150/20 kV	Uprating	60	2023	Rencana
41	Bandara	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
42	Trisakti	150/20 kV	Extension	120	2024	Rencana
43	Seberang Barito	150/20 kV	Extension	30	2024	Rencana
44	Amuntai (arah Tamiang Layang)	150 kV	Ext LB	2 LB	2024	Rencana
45	Cempaka	150/20 kV	Extension	120	2025	Rencana
	Total			1830		

### Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, direncanakan juga pembangunan jaringan distribusi 20 kV. Proyeksi kebutuhan jaringan distribusi sampai tahun 2025 termasuk untuk listrik pedesaan adalah 7.629 kms untuk JTM, 7.691 kms untuk JTR dan 658 MVA untuk trafo distribusi. Penambahan infrastruktur tersebut dimaksudkan untuk mendukung penambahan

pelanggan sebanyak 401 ribu . Rincian pengembangan sistem distribusi Kalimantan Selatan ditunjukkan pada Tabel C2.8.

**Tabel C2.8 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	637	520	65	44,653
2017	593	573	55	46,312
2018	596	643	62	48,089
2019	667	715	71	50,043
2020	722	770	74	50,730
2021	782	833	83	52,191
2022	802	812	66	27,153
2023	871	874	70	27,275
2024	945	941	66	27,414
2025	1,013	1,009	45	27,651
<b>2016-2025</b>	<b>7,629</b>	<b>7,691</b>	<b>658</b>	<b>401,511</b>

#### **C2.4 Sistem Kelistrikan Isolated**

Kalimantan Selatan dengan wilayah daratan yang sangat luas mempunyai banyak kelompok penduduk yang tersebar jauh dan terisolasi. Sistem kelistrikannya dipasok dari PLTD dan dikelola oleh Unit Listrik Desa (ULD). Sistem ini secara bertahap diupayakan dapat tersambung ke grid (sistem) Barito melalui *grid extension* sehingga lebih andal dan efisien. Untuk daerah yang jauh dari grid dengan beban yang relatif kecil, direncanakan akan dibangun PLTS komunal. Selain itu PLN juga akan bekerja sama dengan investor untuk mengembangkan PLTS komunal melalui kontrak IPP.

#### **C2.5 Ringkasan**

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 di Provinsi Kalimantan Selatan diberikan pada Tabel C2.9.

**Tabel C2.9 Ringkasan**

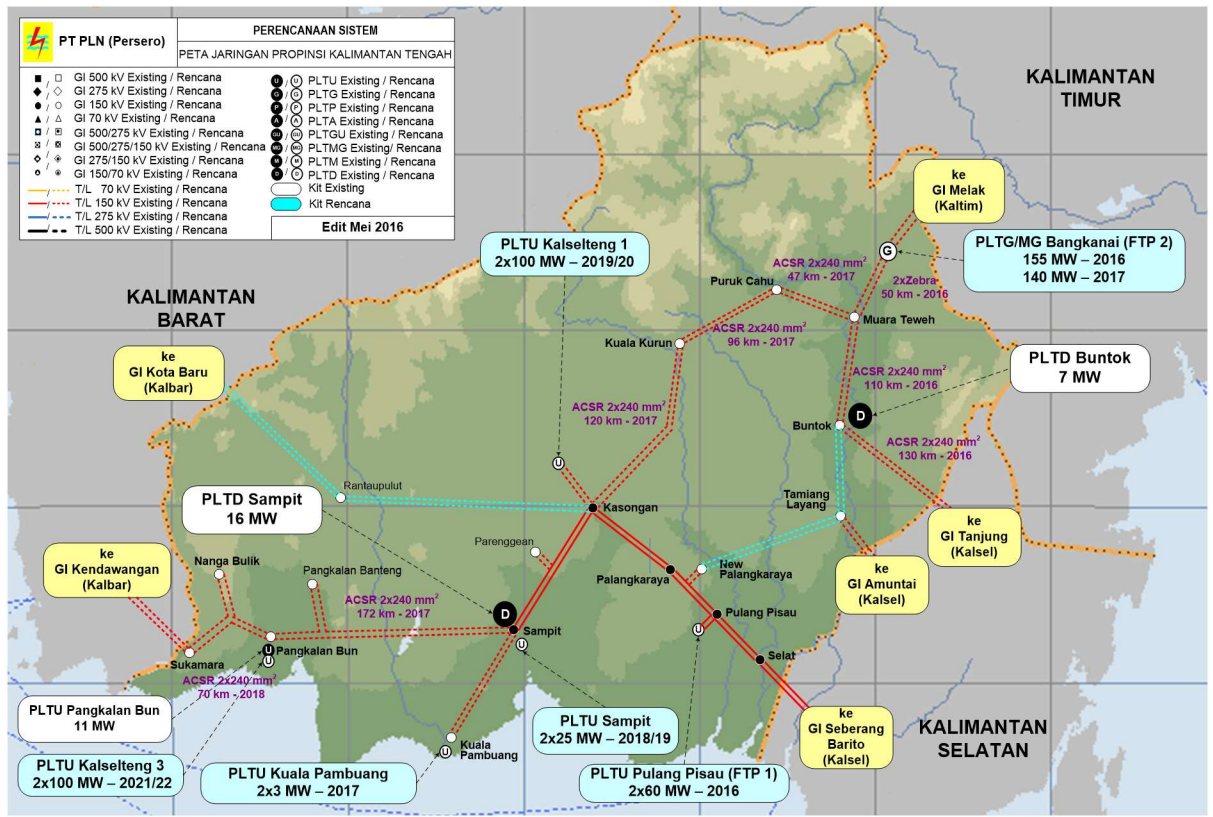
Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	2,486	3,035	493	7	390	516	147
2017	2,911	3,600	567	14	240	98	93
2018	3,219	4,023	622	302	210	186	425
2019	3,553	4,404	678	200	300	32	333
2020	3,897	4,793	736	100	90	0	178
2021	4,240	5,178	793	100	120	0	110
2022	4,552	5,526	845	0	60	0	35
2023	4,884	5,899	900	2	150	0	44
2024	5,238	6,291	958	202	150	138	267
2025	5,614	6,715	1,021	65	120	0	139
<b>Jumlah</b>				<b>992</b>	<b>1,830</b>	<b>970</b>	<b>1,770</b>

## LAMPIRAN C.3

### RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN TENGAH

#### C3.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Kalimantan Tengah dipasok dari sistem interkoneksi 150 kV Barito melalui beberapa GI di Kalteng yaitu GI Selat, GI Pulang Pisau, GI Palangkaraya, GI Kasongandan GI Sampit. GI Selat memasok beban di Kabupaten Kuala Kapuas dan sekitarnya, GI Pulang Pisau memasok beban di Kabupaten Pulang Pisau, GI Palangkaraya memasok beban Kota Palangkaraya, GI Kasongan memasok Kabupaten Katingan dan GI Sampit memasok sebagian daerah Kab Kotawaringin Timur dan Kabupaten Seruyan. Sistem kelistrikan lainnya merupakan sistem isolated dengan daya mampu pembangkitan rata-rata dalam kondisi cukup namun tanpa cadangan yang memadai. Peta sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah dan rencana pengembangannya sebagaimana diperlihatkan pada Gambar B. 3.1



Gambar C3.1. Peta kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah

Kapasitas terpasang seluruh pembangkit di Provinsi Kalimantan Tengah adalah 186 MW, dengan daya mampu sekitar 155 MW dan beban puncak tertinggi *non coincident* adalah 198 MW. Sebagian beban Kalimantan Tengah yaitu 123 MW dipasok dari Sistem Barito dan selebihnya 75 MW tersebar di berbagai tempat terisolasi dipasok dari pembangkit setempat.

Sampai dengan triwulan III tahun 2015, jumlah pelanggan PLN di Provinsi Kalimantan Tengah adalah 465 ribu pelanggan dengan rasio jumlah pelanggan rumah tangga

berlistrik PLN pada tahun 2015 adalah sebesar 62,44%. Rincian data pembangkitan, kemampuan mesin dan beban puncak tertinggi sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah dapat dilihat pada Tabel C3.1.

**Tabel C3.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah**

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Barito	PLTD	BBM	PLN	32.4	20.3	123.45
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	41.5	39	
		PLTU	Batubara	SWASTA - EXCESS	3	3	
		PLTG	Biogas	SWASTA - EXCESS	3	3	
		JUMLAH :			79.9	65.3	
2	Sistem Pangkalan Bun	PLTD	BBM	PLN	12.82	6.4	29.65
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	13.4	13.4	
		PLTU	Biomass	SWASTA - EXCESS	2	2	
		PLTU	Batubara	SWASTA - IPP	11	11	
		JUMLAH :			39.22	32.8	
3	Sistem Buntok	PLTD	BBM	PLN	5.58	4.3	9.13
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	7	7	
		JUMLAH :			12.58	11.3	
4	Sistem Muara Teweh	PLTD	BBM	PLN	3.53	2.7	8.23
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	7.5	7.5	
		JUMLAH :			11.03	10.2	
5	Sistem Kuala Pambuang	PLTD	BBM	PLN	1.8	1.1	3.07
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	4	4	
		JUMLAH :			5.8	5.1	
6	Sistem Nanga Bulik	PLTD	BBM	PLN	2.5	1.7	3.58
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	2	2	
		JUMLAH :			4.5	3.7	
7	Sistem Kuala Kurun	PLTD	BBM	PLN	2.07	0.9	3.32
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	3	3	
		JUMLAH :			5.07	3.9	
8	Sistem Puruk Cahu	PLTD	BBM	PLN	1.5	0.8	3.94
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	4	4	
		JUMLAH :			5.5	4.8	
9	Sistem Sukamara	PLTD	BBM	PLN	1	0.7	2.51
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	2	2	
		JUMLAH :			3	2.7	
10	ULD Isolated Tersebar	PLTD	BBM	PLN	19.7	14.9	11.1
<b>TOTAL KALTENG :</b>					<b>186.3</b>	<b>154.7</b>	<b>197.98</b>

### **C3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kalimantan Tengah dalam lima tahun terakhir tumbuh cukup tinggi yaitu rata-rata sebesar 6,8% per tahun. Sektor pertanian, perkebunan sawit, pertambangan batubara dan perdagangan menjadikan ekonomi Kalimantan Tengah tumbuh dinamis dan prospektif. Kondisi tersebut berpengaruh pada kebutuhan listrik di Kalimantan Tengah yang terus meningkat. Mengingat rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di Kalimantan Tengah masih cukup rendah, maka pertumbuhan kebutuhan listrik hingga 5 tahun mendatang diperkirakan masih tinggi.

Memperhatikan realisasi penjualan dalam lima tahun sebelumnya termasuk dengan memperhitungkan daftar tunggu yang cukup besar dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan jumlah penduduk dan

peningkatan rasio elektrifikasi dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Kalimantan Tengah tahun 2016–2025 diberikan pada Tabel C3.2.

**Tabel C3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Tengah**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	8.4	1,175	1,411	236	514,700
2017	9.1	1,348	1,649	272	553,799
2018	9.6	1,483	1,838	296	596,043
2019	10.2	1,634	2,002	322	641,841
2020	8.2	1,786	2,163	349	689,159
2021	8.2	1,946	2,334	376	737,862
2022	8.2	2,120	2,519	406	789,821
2023	8.2	2,310	2,720	438	845,256
2024	8.2	2,464	2,885	464	880,285
2025	8.2	2,631	3,066	493	916,425
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>7.4</b>	<b>9.4%</b>	<b>9.1%</b>	<b>8.6%</b>	<b>6.6%</b>

### **C3.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Rencana pembangunan sarana kelistrikan meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Kalimantan Tengah dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

#### **Potensi Energi Primer**

Provinsi Kalimantan Tengah merupakan salah satu daerah di Indonesia yang menyimpan potensi energi primer sangat besar utamanya batubara. Energi yang lain juga tersedia antara lain adalah gas alam dan tenaga air.

#### **Batubara**

Provinsi Kalimantan Tengah mempunyai potensi batubara yang besar terutama di kabupaten Barito Utara. Survey yang telah dilakukan sejak tahun 1975 oleh beberapa institusi, baik pemerintah maupun perusahaan asing seperti PT BHP - Biliton memperkirakan terdapat sekitar 400 juta ton batubara dengan nilai kalori di atas 7.000 kkal per kg dan juga ditemukan batubara dengan kandungan kalori di atas 8.000 kkal per kg di kabupaten Barito Utara dan Murung Raya bagian utara. Batubara banyak ditemukan di daerah Muara Bakah, Bakanon, Sungai Montalat, Sungai Lahei, Sungai Maruwai dan sekitarnya.

Potensi batubara di Kalimantan Tengah dapat dilihat pada Tabel C3.3

**Tabel C3.3 Potensi Batubara Kalimantan Tengah**

No	Kualitas Kelas	Kriteria (Kal/gr, adb)	Sumberdaya (Juta Ton)					Cadangan (Juta Ton)
			Hipotetik	Tertera	Tertunjuk	Terukur	Jumlah	
1	Kalori Rendah	<5100		484			484	
2	Kalori Sedang	5100 - 6100		297	5	44	346	4
3	Kalori Tinggi	6100 - 7100	123	263		73	458	
4	Kalori Sangat Tinggi	>7100		248		77	325	45
<b>TOTAL</b>			123	974	5	194	1613	49

Sumber : Pusat Sumber Daya Geologi, 2006

### **Gas Alam**

Potensi gas alam di Kalimantan Tengah terdapat di Bangkanai kabupaten Barito Utara, yang dapat menghasilkan gas alam 20 mmscfd selama 20 tahun. Diperkirakan volume gas akan turun secara bertahap menjadi 16 mmscfd mulai tahun ke-16.

### **Sumber Tenaga Air**

Kalimantan Tengah memiliki potensi tenaga air di DAS Barito dan Katingan di Puruk Cahu, Muara Teweh dan Kasongan. Status potensi tersebut dalam tahap identifikasi oleh Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Kalimantan Tengah, dan memerlukan studi lebih lanjut untuk dapat dikembangkan. Beberapa potensi tenaga air yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik ditampilkan pada Tabel C3.4 berikut.

**Tabel C3.4 Potensi Tenaga Air di Kalimantan Tengah**

No	Nama Bendungan	Kabupaten	Kapasitas
1	PLTA Riam Jerawi	Katingan	72 MW
2	PLTA Muara Juloi	Murung Raya	284 MW
<b>Total</b>			<b>356 MW</b>

### **Pengembangan Pembangkit**

Untuk memenuhi kebutuhan beban sampai dengan tahun 2025 termasuk memenuhi daftar tunggu, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 883 MW. Jenis pembangkit yang akan dibangun adalah PLTU batubara di beberapa lokasi dan PLTG/MG gas alam di Bangkanai sebagai pembangkit *peaker* dengan menggunakan *CNG (compressed natural gas)* sebagai *storage* serta beberapa pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTBM dan PLT sampah. Tabel C3.5 berikut menampilkan perincian pengembangan pembangkit di Kalimantan Tengah.

**Tabel C3.5 Rencana Pengembangan Pembangkit**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Bangkanai (FTP2)	PLTMG	PLN	155	2016	Konstruksi
2	Pulang Pisau (FTP1)	PLTU	PLN	2x60	2016	Konstruksi
3	Bangkanai (FTP2)	PLTG/MG	PLN	140	2017	Rencana
4	Kuala Pambuang	PLTU	PLN	2x3	2017	Konstruksi
5	Sampit	PLTU	PLN	2x25	2018/19	Konstruksi
6	Tersebar	PLTSa	Swasta	2	2017	Rencana
7	Tersebar	PLTBM	Swasta	10	2018	Rencana
8	Kalselteng 1	PLTU	Swasta	2x100	2019/20	Committed
9	Kalselteng 3	PLTU	Swasta	2x100	2021/22	Pengadaan
<b>JUMLAH</b>				<b>883</b>		



## **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

### **Pengembangan Transmisi**

Rencana pembangunan transmisi 150 kV dimaksudkan untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke pusat beban, menyambung sistem isolated masuk ke grid Barito dan untuk meningkatkan keandalan sistem. Lokasi PLTG/MG Bangkanai jauh dari pusat beban dan sebaran penduduknya sangat berjauhan sehingga transmisi 150 kV yang akan dibangun sangat panjang. Pembangunan transmisi ini akan dapat melistriki lebih banyak penduduk Kalimantan Tengah sekaligus untuk mengambil alih peran PLTD minyak sehingga masuk ke grid Kalselteng 150 kV. Selama tahun 2016-2025 transmisi 150 kV yang akan dibangun adalah sekitar 2.616 kms. Sesuai Gambar B 3.1. terdapat rencana interkoneksi dengan sistem Kalimantan Barat untuk meningkatkan keandalan pasokan dan fleksibilitas operasi. Rincian rencana pembangunan transmisi ditampilkan dalam Tabel C3.6.

**Tabel C3.6 Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Tanjung	Buntok	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	260	2016	Konstruksi
2	Muara Teweh	Buntok	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	220	2016	Konstruksi
3	PLTG/MG Bangkanai	Muara Teweh	150 kV	2 cct, 2 x Zebra	100	2016	Konstruksi
4	PLTU Pulang Pisau	Incomer 2 phi (P. Raya -Selat)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	4	2016	Konstruksi
5	PLTU Sampit	Incomer / Sampit	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	84	2017	Konstruksi
6	Sampit	Pangkalan Bun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	344	2017	Konstruksi
7	Muara Teweh	Puruk Cahu	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	94	2017	Konstruksi
8	Puruk Cahu	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	196	2017	Konstruksi
9	Paringin	Inc. 1 phi (Barikin-Tanjung)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	2	2017	Rencana
10	Palangkaraya [New]	Incomer 1 phi (Selat - P raya)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	2	2017	Rencana
11	Parenggean	Incomer 1 phi (Kasongan - Sampit)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	30	2017	Rencana
12	GI Pangkalan Banteng	Incomer 1-phi (P Bun-Sampit)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	48	2017	Rencana
13	Kasongan	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	240	2018	Rencana
14	GI Pangkalan Bun	GI Sukamara	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	140	2018	Rencana
15	GI Nangabulik	Incomer 1-phi (P Bun-S mara)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	70	2018	Rencana
16	Palangkaraya	Selat	150 kV	2 cct, Uprating ke AC3	248	2018	Rencana
17	Selat	Seberang Barito	150 kV	2 cct, Uprating ke AC3	84	2018	Rencana
18	PLTU Kalselteng 1	Kasongan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	120	2018	Rencana
19	Amuntai	Tamiang Layang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	30	2024	Rencana
20	Sampit	Kuala Pambuang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	160	2024	Rencana
21	Sukamara	Kendawangan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	140	2025	Rencana
	Total				2616		

### **Pengembangan Gardu Induk**

Selama periode 2016-2025, akan dibangun gardu induk baru dan dilakukan perluasan untuk beberapa gardu induk. Total tambahan kapasitas trafo adalah 870 MVA, termasuk trafo untuk perluasan. Rencana pengembangan gardu induk ditunjukkan pada Tabel C3.7.

**Tabel C3.7 Rencana Pengembangan GI**

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Buntok	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
2	Muara Teweh	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
3	Pangkalan Bun	150/20 kV	New	30	2017	Pengadaan
4	Parenggean	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
5	New Palangkaraya	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
6	Puruk Cahu	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
7	Pangkalan Banteng	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
8	Kuala Kurun	150/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
9	Sukamara	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
10	Nangabulik	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
11	Tamiang Layang	150/20 kV	New	30	2024	Rencana
12	Kuala Pambuang	150/20 kV	New	30	2024	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
13	Buntok Ext LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
14	Muara Teweh Ext LB (PLTG)	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
15	Sampit	150/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
16	Sampit Ext LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Konstruksi
17	Kuala Kurun (arah Kasongan)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Rencana
18	Kasongan (Arah Kuala Kurun)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Rencana
19	Kasongan	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
20	Pangkalan Bun	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
21	Sampit Ext LB (PLTU Sampit )	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Konstruksi
22	Sampit	150/20 kV	Extension	60	2018	Rencana
23	Selat	150/20 kV	Uprating	60	2020	Rencana
24	Buntok	150/20 kV	Extension	30	2022	Rencana
25	Palangkaraya	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
26	New Palangkaraya	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
27	Pangkalan Bun	150/20 kV	Extension	60	2025	Rencana
	Total			870		

### **Pengembangan Distribusi**

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, dilakukan juga rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan. Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2016-2025 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 9.539 kms untuk JTM, 5.334 kms untuk JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 463 MVA. Secara rinci penambahan infrastruktur tersebut ditampilkan pada Tabel C3.8.

Untuk meningkatkan rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN dan melayani pelanggan lebih banyak setelah pembangkit sudah cukup, khusus pada tahun 2016 akan disambung sekitar 36 ribu pelanggan baru dan tahun-tahun berikutnya akan disambung rata-rata 43 ribu pelanggan per tahun.

**Tabel C3.8 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	301	246	82	36,155
2017	275	266	69	39,099
2018	275	296	79	42,244
2019	307	329	90	45,798
2020	331	353	94	47,318
2021	359	382	105	48,703
2022	374	378	86	51,959
2023	412	414	92	55,435
2024	445	443	87	35,029
2025	475	473	60	36,140
2016-2025	9,539	5,334	463	545,890

### C3.4 Sistem-Sistem Isolated

Sistem kelistrikan kecil pada daerah terpencil yang saat ini dipasok dari PLTD minyak, pada dasarnya akan beralih masuk ke grid Barito dengan *grid extension*, kecuali sistem isolated yang berlokasi sangat jauh dari grid Barito. Untuk daerah yang jauh dari grid dengan beban relatif besar seperti di Kuala Pambuang, direncanakan dibangun PLTMG *dual fuel* sambil menunggu beban cukup besar untuk dibangun transmisi 150 kV ke sistem Barito. Sedangkan untuk daerah isolated yang bebannya masih rendah, direncanakan akan dibangun beberapa PLTS komunal *hybrid* dengan PLTD.

### C3.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2025 sebagaimana diperlihatkan pada Tabel C3.9.

**Tabel C3.9 Ringkasan**

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	1,175	1,411	236	275	90	668	471
2017	1,348	1,649	272	148	300	716	293
2018	1,483	1,838	296	35	150	902	248
2019	1,634	2,002	322	125	0	0	223
2020	1,786	2,163	349	100	60	0	185
2021	1,946	2,334	376	100	0	0	182
2022	2,120	2,519	406	100	30	0	189
2023	2,310	2,720	438	0	120	0	56
2024	2,464	2,885	464	0	60	190	97
2025	2,631	3,066	493	0	60	140	81
Jumlah				883	870	2,616	2,025

**LAMPIRAN C.4**  
**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)**  
**DI PROVINSI KALIMANTAN TIMUR**

**C4.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini**

Sistem kelistrikan di Kalimantan Timur terdiri atas sistem interkoneksi 150 kV dan sistem isolated 20 kV. Secara keseluruhan, peran pembangkit-pembangkit berbahan bakar minyak sudah mulai berkurang dengan beroperasinya PLTU IPP CFK ekspansi 50 MW dan PLTG IPP Senipah 82 MW, sehingga biaya pokok produksi sudah mulai turun. Peta kelistrikan Provinsi Kalimantan Timur secara sederhana ditunjukkan pada Gambar C4.1. Pada Bulan September 2015, kapasitas terpasang keseluruhan sistem adalah 771 MW, daya mampu sekitar 508 MW dan beban puncak 481 MW (termasuk *captive power*) serta beberapa sistem isolated 20 kV tersebar dengan beban diatas 10 MW sesuai Tabel C4.1.

**Tabel C4.1 Kondisi kelistrikan sistem Kaltim sd. September 2015**

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Mahakam	PLTU/GU/G/D	Batubara/Gas/BBM	Swasta/PLN	660.6	425.2	405.1
2	Petung	PLTD/MG	BBM/Gas	PLN	21.2	14.0	13.8
3	Tanah Grogot	PLTD	BBM	PLN	17.2	13.8	13.2
4	Melak	PLTD	BBM	PLN	24.7	16.0	11.0
5	Sangattta	PLTD	BBM	PLN	19.7	18.2	17.1
6	Berau	PLTU/D	Batubara/BBM	PLN	27.6	21.4	20.9
<b>TOTAL</b>					<b>771.0</b>	<b>508.4</b>	<b>481.0</b>

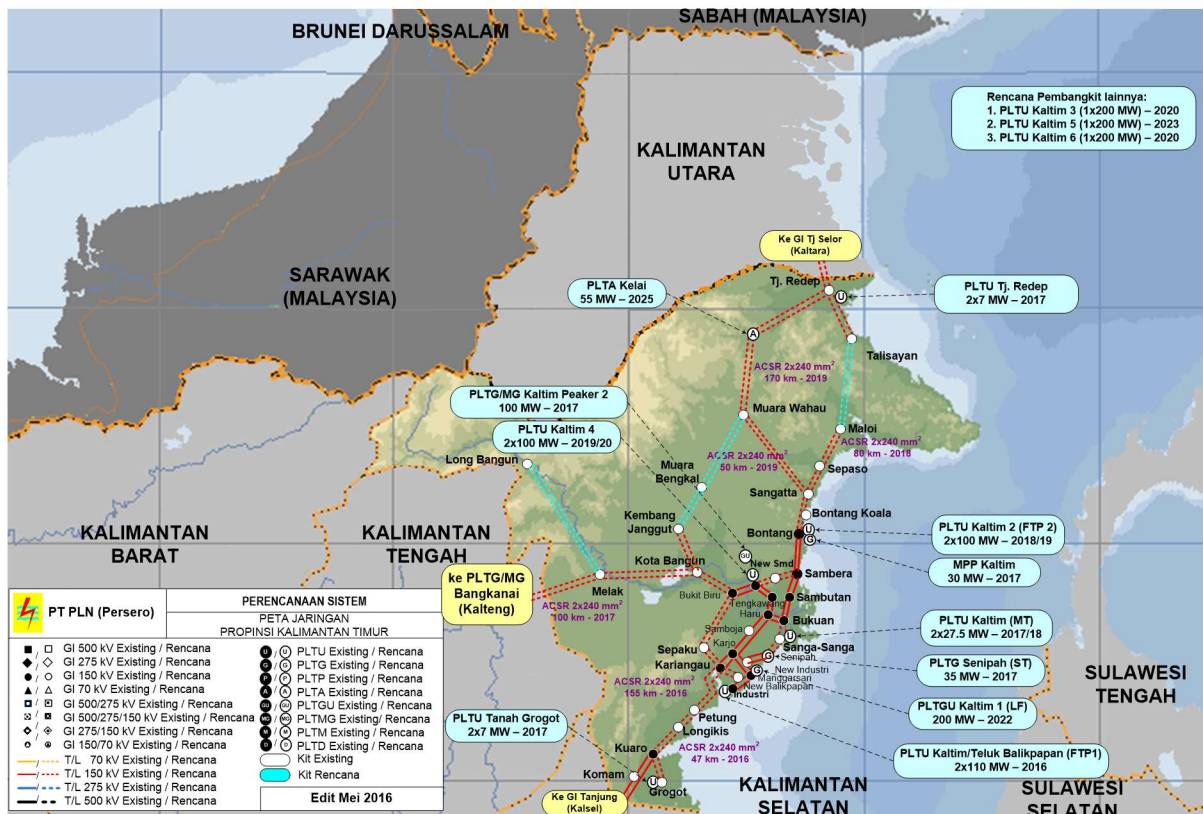
Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Kalimantan Timur adalah sebesar 85,80%.

Sistem kelistrikan yang paling berkembang di Kalimantan Timur adalah sistem Mahakam, yaitu sebuah sistem interkoneksi tegangan tinggi 150 kV yang melayani kota Balikpapan, Samarinda, Tenggarong dan Bontang. Pertumbuhan beban di sistem ini sangat tinggi dan diperkirakan pada akhir tahun 2015 beban puncak akan mencapai 457 MW sudah termasuk *captive power* yang akan dilayani oleh PLN. Sistem Mahakam dipasok dari beberapa jenis pembangkit yaitu PLTU, PLTGU, PLTG, PLTMG dan PLTD, baik milik PLN maupun IPP serta mesin sewa dan *excess power*. Kemampuan sistem ini masih terbatas karena belum tersedia cadangan yang cukup sehingga penambahan pelanggan baru terutama yang memerlukan daya cukup besar, masih dikendalikan dan disesuaikan dengan kemampuan pembangkit. Apabila terdapat pemeliharaan atau gangguan unit pembangkit kapasitas besar, maka sistem ini bisa mengalami defisit daya.

Sistem kelistrikan di beberapa Kabupaten lainnya yaitu Kabupaten Kutai Barat (Melak), Kutai Timur (Sangatta), Penajam Paser Utara (Petung), Kabupaten Paser (Tanah Grogot) dan Kabupaten Mahakam Ulu (Long Bagun), masih dilayani melalui jaringan tegangan menengah 20 kV dan dipasok dari PLTD BBM. Khusus untuk kota Petung, selain PLTD BBM juga dipasok dari PLTMG berbahan bakar gas alam. Kemampuan daya di sistem kelistrikan ini juga sama, yaitu masih mengalami

keterbatasan akibat dalam beberapa tahun terakhir hampir tidak ada penambahan kapasitas pembangkit baru, sedangkan beban yang ada terus tumbuh dengan cepat.

Untuk beberapa daerah yang berpenduduk relatif sedikit dan terpencil, sistem kelistrikan masih sangat kecil dan dilayani jaringan tegangan rendah 220 volt yang tersambung langsung dengan PLTD setempat.



Gambar C4.1 Peta kelistrikan di Provinsi Kaltim

### C4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Kalimantan Timur

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kaltim dalam 5 tahun terakhir rata-rata sekitar 6,3% per tahun selama 2010–2014. Pertumbuhan penjualan tenaga listrik tumbuh rata-rata 8,78% per tahun. Porsi terbesar pemakaian listrik adalah dari pelanggan sektor rumah tangga (rata-rata 61,37% per di tahun 2014).

Dalam beberapa tahun terakhir, kondisi sistem kelistrikan di Kaltim masih belum mampu mengimbangi pertumbuhan beban listrik yang begitu tinggi karena keterbatasan daya pembangkit. Akibatnya daftar tunggu terutama calon pelanggan bisnis dan industri belum dapat dilayani, membuat tambahan beban yang akan datang diperkirakan naik cukup tinggi setelah PLTU batubara beroperasi.

Mengacu pada realisasi penjualan tenaga listrik, termasuk adanya daftar tunggu calon pelanggan yang cukup besar, dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan usaha meningkatkan rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 ditunjukkan pada Tabel C5.2. Daftar tunggu konsumen besar akan dapat dilayani setelah pembangkit-pembangkit baru skala besar yang saat ini dalam tahap konstruksi sudah beroperasi.

**Tabel C4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	8.7	3,154	3,623	624	916,993
2017	9.3	3,548	4,070	700	984,106
2018	9.8	3,934	4,510	776	1,048,646
2019	10.5	4,384	5,021	863	1,112,472
2020	8.4	4,783	5,472	940	1,162,278
2021	8.4	5,213	5,962	1,024	1,208,669
2022	8.4	5,661	6,473	1,111	1,237,510
2023	8.4	6,149	7,029	1,205	1,267,233
2024	8.4	6,680	7,635	1,308	1,297,878
2025	8.4	7,259	8,292	1,420	1,329,486
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>8.9%</b>	<b>9.7%</b>	<b>9.6%</b>	<b>9.6%</b>	<b>4.2%</b>

### **C4.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Sebagai upaya untuk memenuhi kebutuhan listrik yang tinggi di Provinsi Kalimantan Timur, direncanakan akan dibangun pembangkit, transmisi, gardu induk dan jaringan distribusi, dengan mempertimbangkan ketersediaan potensi energi primer setempat.

#### **Potensi Energi Primer**

Kalimantan Timur sebagai daerah penghasil batubara dan migas dalam jumlah besar merupakan lumbung energi nasional. Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Pemprov Kalimantan Timur, sumber energi yang ada meliputi (termasuk Kalimantan Utara):

- Cadangan batubara mencapai 25 milyar ton dengan tingkat produksi mencapai 120 juta ton per tahun,
- Cadangan gas bumi mencapai 46 TSCF dengan produksi 2 TSCF per tahun, termasuk perkiraan sisa cadangan Blok Mahakam sebesar 5,7 TSCF.
- Cadangan minyak bumi di Kalimantan Timur sebesar 985 MMSTB dan produksinya mencapai 57 MMSTB per tahun,
- Potensi gas metan batubara (CBM) sebesar 108 TSCF,
- Potensi tenaga air cukup besar, antara lain 350 MW di Tabang, Kutai Kartanegara yang lokasinya sekitar 214 km dari kota Tenggarong dan 630 MW Boh 2 di Kabupaten Kutai Kartanegara yang perlu dilakukan studi lebih lanjut.
- Potensi tenaga air mini Hydro antara 200 kW hingga 500 kW di sebelah hulu sungai Mahakam, juga perlu dilakukan studi lebih lanjut.

#### **Pengembangan Pembangkit**

Sesuai dengan ketersediaan sumber energi primer di Kaltim, untuk memenuhi kebutuhan listriknya akan dibangun pembangkit yaitu PLTU batubara, PLTG/MG/GU dan PLTA. Selama periode 2016-2025, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 2.313 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C4.3 berikut.

**Tabel C4.3 Rencana Pengembangan Pembangkit**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Teluk Balikpapan (FTP1)	PLTU	PLN	2x110	2016	Konstruksi
2	MPP Kaltim	PLTG/MG	PLN	30	2017	Pengadaan
3	Tanjung Redep	PLTU	PLN	2x7	2017	Konstruksi
4	Kaltim Peaker 2	PLTG/MG	PLN	100	2017	Rencana
5	Kelai	PLTA	PLN	55	2025	Rencana
6	Tersebar	PLTA	PLN	200	2024/25	Rencana
7	Tanah Grogot	PLTU	Swasta	2x7	2017	Konstruksi
8	Senipah (ST)	PLTGU	Swasta	35	2017	Pengadaan
9	Tersebar	PLTBM	Swasta	21.6	2017/18	Rencana
10	Kaltim (MT)	PLTU	Swasta	2x27.5	2017/18	Konstruksi
11	Kaltim (FTP2)	PLTU	Swasta	2x100	2018/19	<i>Committed</i>
12	Tersebar	PLTSa	Swasta	18	2018-2025	Rencana
13	Kaltim 4	PLTU	Swasta	2x100	2019/20	Pengadaan
14	Kaltim 3	PLTU	Swasta	1x200	2020	Pengadaan
15	Kaltim 6	PLTU	Swasta	1x200	2020	Pengadaan
16	Tersebar	PLTA	Swasta	350	2024/25	Rencana
17	Kaltim 1 (Load Follower)	PLTGU	<i>Unallocated</i>	200	2022	Rencana
18	Kaltim 5	PLTU	<i>Unallocated</i>	1x200	2023	Rencana
JUMLAH				<b>2,313</b>		

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

#### **Pengembangan Transmisi**

Beban Sistem kelistrikan Kalimantan Timur sudah cukup besar tetapi masih banyak daerah yang belum terjangkau oleh sistem interkoneksi Mahakam. Sebagai upaya untuk mengembangkan kelistrikan di Kaltim dan menurunkan penggunaan BBM, di daerah-daerah terpencil yang masih menggunakan PLTD secara bertahap akan dibangun jaringan transmisi 150 kV dan diinterkoneksi dengan sistem Mahakam.

Untuk mempercepat pengembangan kelistrikan di Kabupaten Kutai Barat (Melak) akan dibangun Transmisi 150 kV dari PLTMG Bangkanai ke Melak, jalur tersebut nantinya akan menjadi backbone interkoneksi 150 kV dari Kalimantan Tengah ke Kalimantan Timur melalui daerah Tanjung Issuy dan Muara Muntai.

Untuk menginterkoneksi sistem isolated 20 kV dengan sistem Mahakam dan sekaligus menghubungkan ke sistem di Kalimantan Utara, akan dibangun jaringan transmisi 150 kV, membentang dari Bontang sampai dengan Tanjung Redeb melalui Sangatta, Muara Wahau. Selama periode 2016-2025, direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV sepanjang 2.099 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 367 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C4.4.

**Tabel C4.4. Rencana Pengembangan Transmisi di Kaltim**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Kuaro	Perbatasan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	93	2016	Operasi
2	PLTU Teluk Balikpapan	Incomer 2 phi (Karjo - Kuaro)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 428 mm <sup>2</sup>	16	2016	Konstruksi
3	Senipah	Palaran	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	110	2016	Konstruksi
4	Karang Joang	Kuaro	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	182	2016	Konstruksi
5	Petung	Incomer 2 phi (Karjo - Kuaro)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	46	2016	Konstruksi
6	Tenggarong	Kota Bangun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	120	2016	Konstruksi
7	GI New Balikpapan	Incomer 2 phi (Manggarsari-Indus)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	2	2016	Rencana
8	Bontang	Sangatta	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	90	2017	Konstruksi
9	New Samarinda	Embalut	150 kV	2 cct, 2xZebra	32	2017	Pengadaan
10	PLTG Bangkanai	Melak	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	200	2017	Rencana
11	New Samarinda	Sambera	150 kV	2 cct, 2xZebra	40	2017	Rencana
12	GI New Balikpapan	GI Kariangau	150 kV	2 cct, 2xZebra	40	2017	Rencana
13	Kuaro	Grogot	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	32	2017	Rencana
14	PLTU Kaltim 2 (FTP-2)	Bontang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	30	2017	Rencana
15	Melak	GI Kotabangun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	268	2017	Rencana
16	Lati	Tanjung Redep	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	60	2017	Rencana
17	Sangatta	Maloi	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	160	2018	Rencana
18	Muara Wahau	Sangatta	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	100	2019	Rencana
19	Muara Wahau	Tanjung Redep	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	240	2019	Rencana
20	Tanjung Redep	Talisayan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	70	2019	Rencana
21	Tenggarong/Bukit Biru	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	70	2020	Rencana
22	Kariangau	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	50	2020	Rencana
23	Kembang Janggut	Kotabangun	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	40	2020	Rencana
24	PLTU Kaltim 3	Bukuan/Palaran	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	8	2020	Rencana
	Total				2099		

### **Pengembangan Gardu Induk (GI)**

Rencana pengembangan GI di Kalimantan Timur sebagian besar untuk menjangkau sistem isolated menggantikan peran PLTD dan sebagian lainnya untuk peningkatan pelayanan dan keandalan serta untuk mengantisipasi GI yang sudah tidak dapat dikembangkan lagi.

Jumlah GI 150 kV yang akan dibangun dalam periode 2016-2025 tersebar di 27 baru serta untuk perluasannya, dengan kapasitas total 2.650 MVA. Rincian pengembangan gardu induk di Provinsi Kalimantan Timur diperlihatkan pada Tabel C4.5.

**Tabel C4.5 Pengembangan GI**



No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Senipah	150/20 kV	NEW	30	2016	Konstruksi
2	Kariangau	150/20 kV	NEW	60	2016	Rencana
3	Kotabangun	150/20 kV	NEW	20	2016	Konstruksi
4	New Balikpapan	150/20 kV	NEW	60	2016	Pengadaan
5	New Samarinda	150/20 kV	NEW	60	2016	Konstruksi
6	Petung	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
7	Kuaro / Tanah Grogot	150/20 kV	NEW	20	2016	Konstruksi
8	New Industri	150/20 kV	NEW	60	2017	Rencana
9	Melak	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
10	Lati	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
11	Sanga-Sanga	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
12	Sangatta	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
13	Tana Paser (Grogot)	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
14	Komam (Batu Sopang)	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
15	Longikis	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
16	Berau / Tj Redep	150/20 kV	NEW	60	2017	Rencana
17	Sepaso	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
18	Maloy	150/20 kV	NEW	30	2018	Rencana
19	Samboja	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
20	Talisayan	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
21	Bontang Koala	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
22	Muara Wahau	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
23	Kembang Janggut	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
24	Semai-Sepaku	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
25	GIS Balikpapan	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
26	GIS Samarinda	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
27	Muara Bengkal	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
28	Bukuan/Palaran	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
29	Tenggarong / Bukit Biru	150/20 kV	Uprating	60	2016	Rencana
30	Sambutan	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
31	Industri/Gunung Malang	150/20 kV	Uprating	60	2016	Rencana
32	Sei Kleidang / Harapan Baru	150/20 kV	Uprating	60	2016	Rencana
33	Kotabangun	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
34	Kariangau (arah New Balikpapan)	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Rencana
35	Sambera (arah New Samarinda)	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Rencana
36	Batakan/Manggarsari	150/20 kV	Uprating	60	2016	Rencana
37	Bontang	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
38	Bontang Ext LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Rencana
39	Embalut	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Rencana
40	PLTU Teluk Balikpapan (arah New Balikpapan)	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Rencana
41	Kuaro (arah Grogot)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Rencana
42	Bontang (arah PLTU Kaltim FTP2)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Rencana
43	Karang Joang/Giri Rejo	150/20 kV	Uprating	60	2017	Rencana
44	Petung	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
45	New Samarinda	150/20 kV	Extension	60	2018	Rencana
46	Sangatta (arah M. Wahau)	150 kV	Ext LB	2 LB	2019	Rencana
47	Tanjung Redeb (arah M. Wahau)	150 kV	Ext LB	2 LB	2019	Rencana
48	New Balikpapan	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
49	Batakan/Manggarsari	150/20 kV	Uprating	60	2019	Rencana
50	Kariangau (arah Sepaku)	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
51	Tenggarong (arah Sepaku)	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
52	Tana Paser (Grogot)	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
53	Tenggarong / Bukit Biru	150/20 kV	Extension	120	2021	Rencana
54	Sangatta	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
55	Berau / Tj Redep	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
56	Tanjung Redeb (arah Talisayan)	150 kV	Ext LB	2 LB	2022	Rencana
57	Sambutan	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
58	Karang Joang/Giri Rejo	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
59	Embalut	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
60	Tengkawang	150/20 kV	Uprating	60	2023	Rencana
61	Maloy	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
62	Senipah	150/20 kV	Extension	60	2025	Rencana
	Total			2650		

### **Pengembangan Distribusi**

Rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan selama kurun waktu 2016-2025 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C4.6, untuk mendukung rencana penambahan pelanggan baru rata-rata 47 ribu sambungan per tahun. Jaringan distribusi yang akan dibangun meliputi JTM sepanjang 7.647 kms, JTR sekitar 5.776 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 1.683 MVA.

**Tabel C4.6. Rincian Pengembangan Distribusi**

<b>Tahun</b>	<b>JTM kms</b>	<b>JTR kms</b>	<b>Trafo MVA</b>	<b>Pelanggan</b>
2016	786	585	170	63,789
2017	815	606	191	67,112
2018	840	625	214	64,540
2019	865	644	119	63,827
2020	874	650	130	49,806
2021	709	528	142	46,392
2022	713	530	156	28,841
2023	717	533	170	29,723
2024	721	536	187	30,645
2025	605	540	204	31,609
<b>2016-2025</b>	<b>7,647</b>	<b>5,776</b>	<b>1,683</b>	<b>476,282</b>

## **C4.4 Sistem Kelistrikan Isolated**

### **Sistem Kelistrikan Daerah Terpencil**

Sistem kelistrikan skala sangat kecil di daerah terpencil yang sangat jauh dari pusat beban, saat ini direncanakan akan dilengkapi dengan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS), termasuk melalui kerja sama dengan Pemerintah Daerah.

Untuk daerah-daerah yang memiliki potensi tenaga mini hidro, dapat dikembangkan menjadi PLTM dan pemerintah daerah serta swasta dapat berpartisipasi dalam pembangunannya.

Selain itu, untuk daerah–daerah yang mempunyai potensi excess power pembangkit non BBM dan energi terbarukan, PLN berencana mengembangkan kerjasama untuk meyerap kelebihan daya dalam rangka mengurangi konsumsi BBM, seperti yang saat ini telah dilakukan kerjasama *excess power* di Kembang Janggut (Pembangkit Biogas), Talisayan (Pembangkit Biomassa) dan Karang Dalam (Pembangkit Biomassa).

### **Sistem Kelistrikan Daerah Perbatasan**

Kabupaten di Kalimantan Timur yang berbatasan langsung dengan Serawak, Malaysia yaitu Kabupaten Mahakam Ulu yang merupakan wilayah pemekaran baru dari Kabupaten Kutai Barat. Kondisi di daerah perbatasan ini sebagian besar belum berlistrik. Potensi air dari hulu sungai Mahakam layak dikembangkan sebagai PLMTH dan perlu dilakukan studi lebih lanjut. Selain itu PLN akan melakukan kerjasama

dengan Pemerintah Daerah dan Satuan Kerja Listrik Perdesaan untuk membangun PLTMH dan PLTS.

PLN juga tengah berupaya untuk mendapatkan pasokan gas alam, termasuk gas skala kecil, untuk kebutuhan pembangkit listrik setempat guna menggantikan penggunaan BBM dan penambahan pelanggan.

#### C.4.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 adalah sebagaimana terdapat dalam Tabel C4.7.

Tabel C4.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	3,154	3,623	624	220	700	569	522
2017	3,548	4,070	700	233	540	792	490
2018	3,934	4,510	776	143	210	160	318
2019	4,384	5,021	863	200	210	410	428
2020	4,783	5,472	940	500	120	160	762
2021	5,213	5,962	1,024	0	480	0	82
2022	5,661	6,473	1,111	200	210	8	273
2023	6,149	7,029	1,205	206	60	0	334
2024	6,680	7,635	1,308	275	60	0	481
2025	7,259	8,292	1,420	336	60	0	572
Jumlah				2,313	2,650	2,099	4,261

**LAMPIRAN C.5**  
**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)**  
**DI PROVINSI KALIMANTAN UTARA**

**C5.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini**

Sesuai Undang-Undang No. 20 tahun 2012 tanggal 16 November 2012, Provinsi Kalimantan Utara secara resmi terbentuk, terdiri dari 4 Kabupaten yaitu Bulungan, Malinau, Nunukan, Tana Tidung dan 1 Kota Tarakan, yang sebelumnya masuk wilayah Provinsi Kalimantan Timur.

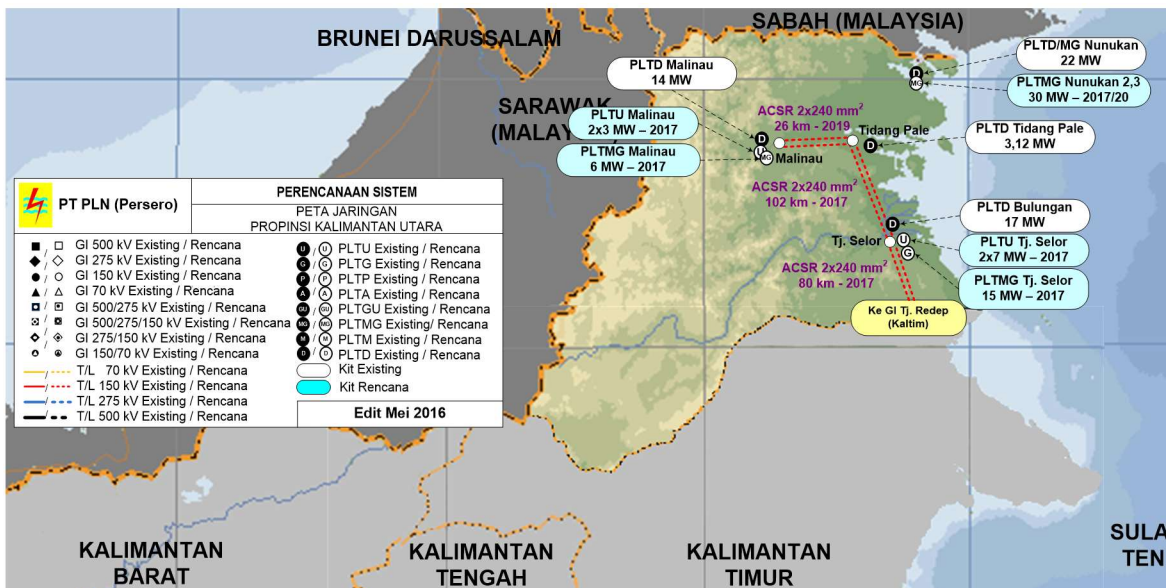
Sejalan dengan terbentuknya Provinsi Kalimantan Utara, maka kebutuhan tenaga listrik dalam beberapa tahun kedepan diperkirakan akan tumbuh tinggi, terutama di kota-kota besar yaitu Tanjung Selor sebagai ibukota provinsi dan ibukota Kabupaten yaitu Tana Tidung, Malinau serta Nunukan.

Sesuai kondisi geografis, sistem kelistrikan di Kalimantan Utara masih merupakan sistem isolated tersebar di setiap Kabupaten/Kota dan dipasok dari PLTD minyak melalui jaringan 20 kV, sehingga biaya pokok produksi masih tinggi. Sampai dengan bulan September 2015, kapasitas terpasang pembangkit dengan beban diatas 1 MW adalah 69,4 MW, daya mampu sekitar 34,3 MW dan beban puncak 32,2 MW sesuai Tabel C5.1. Pada umumnya sistem kelistrikan di Kalimantan Utara dalam kondisi terbatas kecuali Nunukan karena sudah ada tambahan PLTMG gas 8 MW. Untuk beberapa daerah yang berpenduduk relatif sedikit dan terpencil, sistem kelistrikannya masih sangat kecil dan dilayani jaringan tegangan rendah 220 volt yang tersambung langsung dengan PLTD setempat.

Pertumbuhan beban di Kalimantan Utara cukup tinggi dan diperkirakan pada akhir tahun 2015 beban puncak diperkirakan akan mencapai sekitar 35,6 MW. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 adalah sebesar 66,62%.

**Tabel C5.1 Kondisi kelistrikan sistem Kalimantan Utara sd. September 2015**

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Bulungan	PLTD	BBM	PLN	18.9	9.3	9.2
2	Nunukan	PLTD/MG	BBM/Gas	PLN	24.7	11.0	10.7
3	Malinau	PLTD	BBM	PLN	13.1	5.6	6.7
4	Tidung Pale	PLTD	BBM	PLN	3.4	2.7	1.6
5	Bunyu	PLTMG/D	Gas/BBM	PLN	4.0	2.6	1.3
6	Sebatik	PLTD/S	BBM/Surya	PLN	5.3	3.2	2.7
<b>TOTAL</b>					<b>69.4</b>	<b>34.4</b>	<b>32.2</b>



Gambar C5.1 Peta kelistrikan di Provinsi Kalimantan Utara

### C5.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Kalimantan Utara

Pertumbuhan ekonomi kelima Kabupaten/Kota yang berada di wilayah Provinsi Kalimantan Utara (Kaltara) dalam lima tahun terakhir cukup tinggi yaitu mencapai rata-rata 8,06% per tahun selama 2010-2014. Kondisi ini sejalan dengan kebutuhan tenaga listrik yang tumbuh tinggi<sup>1</sup>, yaitu mencapai rata-rata 11,06% per tahun. Pertumbuhan tertinggi adalah pada sektor rumah tangga (12,9% per tahun), sedangkan terendah adalah pada sektor industri.

Dalam beberapa tahun terakhir, kondisi sistem kelistrikan di Kaltara tidak mampu mengimbangi pertumbuhan beban listrik yang begitu tinggi karena keterbatasan daya pembangkit. Diperkirakan beban akan naik sangat tinggi setelah pembangkit non-BBM yaitu PLTU batubara dan PLTMG beroperasi.

Mengacu pada realisasi penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 ditunjukkan pada Tabel C5.2.

<sup>1</sup> Tidak termasuk Tarakan

**Tabel C5.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	8.7	223	248	48	65,161
2017	9.3	249	280	54	69,519
2018	9.8	275	310	59	73,651
2019	10.5	305	344	66	77,696
2020	8.4	331	378	73	80,737
2021	8.4	358	410	79	83,527
2022	8.4	387	443	86	85,101
2023	8.4	419	479	93	86,742
2024	8.4	453	518	101	88,452
2025	8.4	491	560	110	90,237
Pertumbuhan (%)	8.9%	9.2%	9.5%	9.8%	3.7%

### **C5.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Dalam rangka untuk memenuhi kebutuhan listrik yang tinggi di Provinsi Kalimantan Utara, direncanakan akan dibangun pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi, dengan mempertimbangkan ketersediaan potensi energi primer setempat dan sebaran penduduknya.

#### **Potensi Energi Primer**

Kalimantan Utara merupakan salah satu lumbung energi nasional yaitu sebagai daerah penghasil batubara, juga minyak dan gas bumi. Berdasarkan informasi dari Pemprov Kalimantan Utara, sumber energi primer yang ada meliputi :

- Potensi batubara mencapai 1.607,3 juta ton.
- Gas alam di lapangan South Sebuk Blok Simenggaris sebesar 25 mscf, juga di lapangan Bangkudulis sebesar 18 mmcsfd. Rencana Pemerintah, pasokan gas alam untuk kelistrikan akan ditingkatkan dari 7,65 tscf menjadi 7,9 tscf.
- Potensi tenaga air yang sangat besar, terdapat di daerah aliran sungai (DAS) Kayan mencapai sekitar 6.000 MW yang berlokasi sekitar 300 km dari rencana kawasan industri Maloi/Sangkulirang, Kalimantan Timur. Selain itu juga terdapat potensi PLTA Sembakung, PLTA Bahau dan PLTA Sesayap di Kabupaten Malinau. Potensi beberapa PLTA tersebut perlu dilakukan studi kelayakan untuk dapat dikembangkan lebih lanjut.
- Potensi tenaga air skala kecil untuk PLTMH di Krayan sekitar 2 MW.

#### **Pengembangan Pembangkit**

Sesuai dengan ketersediaan sumber energi primer di Kaltara, untuk memenuhi kebutuhan listriknya akan dibangun beberapa pembangkit yaitu PLTU batubara dan PLTMG. Pemanfaatan potensi DAS Kayan yang sangat besar untuk PLTA, perlu kajian yang lebih mendalam dan komprehensif serta mempertimbangkan rencana jangka panjang interkoneksi antara Negara terkait dengan kemampuan menyerap energi listrik yang akan diproduksi, risiko berkenaan variasi musin yang terkait erat dengan daya mampu PLTA serta permasalahan kestabilan sistem.

Namun demikian, dalam rangka mempercepat pembangunan kelistrikan dan peningkatan ekonomi di Kaltara, bilamana terdapat pihak swasta yang bersedia mengembangkan potensi DAS Kayan menjadi PLTA Kayan Cascade yang diperuntukkan melayani beban kawasan industri khusus, maka PLN akan mempertimbangkan membeli kelebihan daya dari PLTA tersebut untuk melayani kebutuhan listrik di Kalimantan Utara sesuai kebutuhan.

Selama periode 2016-2025, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 291 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C5.3 berikut. Diluar Tabel tersebut, juga terdapat rencana pengembangan pembangkit energi terbarukan pada sistem berbeban diatas 3 MW yaitu dengan membangun PLTS IPP On-Grid (1 MW) yaitu di sistem Tanjung Selor.

**Tabel C5.3 Rencana Pengembangan Pembangkit**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Malinau	PLTMG	PLN	6	2017	Pengadaan
2	Malinau	PLTU	PLN	2x3	2017	Konstruksi
3	Tanjung Selor	PLTMG	PLN	15	2017	Pengadaan
4	Tanjung Selor	PLTU	PLN	2x7	2017	Konstruksi
5	Nunukan 2	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
6	Nunukan 3	PLTMG	PLN	20	2020	Rencana
7	Tersebar	PLTA	Swasta	220	2024/25	Rencana
JUMLAH				<b>291</b>		

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

#### **Pengembangan Transmisi**

Rencana pengembangan sistem kelistrikan interkoneksi transmisi 150 kV di Kaltara dimaksudkan untuk mendukung peningkatan pelayanan dan efisiensi serta pemenuhan kebutuhan daya yang cukup dan andal. Dengan adanya interkoneksi, maka akan dapat dibangun pembangkit dengan kapasitas yang lebih besar dan lebih efisien serta andal.

Memperhatikan beban sistem kelistrikan di Kalimantan Utara masih rendah, maka rencana proyek transmisi akan dibangun secara bertahap. Pada tahap pertama akan dibangun transmisi 150 kV Tanjung Selor–Tanjung Redep, kemudian dikembangkan ke arah Tidang Pale dan Malinau sekaligus untuk mengantisipasi pemanfaatan potensi gas di lapangan Sembakung dan Bangkudulis. Selanjutnya akan disambung dengan sistem Kaltim agar menjadi lebih andal dan efisien.

Selama periode 2016-2025, direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV sepanjang 416 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 71 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C5.4.

**Tabel C5.4. Rencana Pengembangan Transmisi di Kaltara**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Tanjung Redep	Tanjung Selor	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	160	2017	Pengadaan
2	Tj Selor	Tidang Pale	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	204	2017	Rencana
3	Tidang Pale	Malinau	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	52	2019	Rencana
	Total				416		

### **Pengembangan Gardu Induk (GI)**

Rencana pembangunan GI di Kalimantan Utara bertujuan untuk menyalurkan daya dari pembangkit non-BBM ke beban sistem yang masih dilayani dari PLTD, menjangkau sistem isolated kecil agar bisa mendapat pasokan yang lebih andal dan lebih murah. Pengembangan GI ini merupakan bagian dari rencana pengembangan kelistrikan di Provinsi Kalimantan Utara.

Jumlah GI 150 kV yang akan dibangun dalam periode 2016-2025 tersebar di 3 lokasi termasuk untuk perluasannya, dengan kapasitas total 170 MVA dan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 12 juta namun belum termasuk kebutuhan investasi untuk gardu induk pembangkit, seperti diperlihatkan pada Tabel C5.5.

**Tabel C5.5 Pengembangan GI**

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Bulungan / Tj Selor	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
2	Tidang Pale/Tana Tidung	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
3	Malinau	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
4	Malinau	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
	Total			180		

### **Pengembangan Distribusi**

Rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan selama kurun waktu 2016-2025 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C5.6, untuk mendukung rencana penambahan pelanggan baru rata-rata 2.925 sambungan per tahun. Jaringan distribusi yang akan dibangun meliputi JTM sepanjang 528 kms, JTR sekitar 401 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 117 MVA.

**Tabel C5.6. Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	56	42	12	4,173
2017	57	43	13	4,358
2018	59	44	15	4,132
2019	60	45	8	4,045
2020	60	45	9	3,041
2021	49	36	10	2,790
2022	49	36	11	1,574
2023	49	36	12	1,641
2024	49	37	13	1,711
2025	41	37	14	1,784
2016-2025	528	401	117	29,249



## C5.4 Sistem Kelistrikan Kalimantan Utara dan Sistem Isolated

### Sistem Kelistrikan Daerah Terpencil

Sistem kelistrikan skala sangat kecil di daerah terpencil yang sangat jauh dari pusat beban, saat ini direncanakan akan dilengkapi dengan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS), termasuk melalui kerja sama dengan Pemerintah Daerah.

Untuk daerah-daerah yang memiliki potensi tenaga mini hidro, dapat dikembangkan menjadi PLTMH dengan melibatkan Pemerintah Daerah serta pihak swasta untuk pembangunannya.

### Sistem Kelistrikan Daerah Perbatasan

Ada dua kabupaten di Kalimantan Utara yang berbatasan langsung dengan Sabah, Malaysia yaitu Kabupaten Nunukan dan Kabupaten Tana Tidung. Sebagian besar penduduk di kedua daerah tersebut masih belum menikmati aliran listrik PLN. Untuk memperluas elektrifikasi di dua kabupaten tersebut, PLN akan meningkatkan kapasitas PLTMG dengan memanfaatkan gas alam yang ada di Sembakung / Sebaung di daratan Kaltara. Selanjutnya listrik yang dibangkitkan akan disalurkan ke Nunukan dan Sebatik melalui jaringan kabel laut 20 kV. PLN juga tengah berupaya untuk mendapatkan pasokan gas alam termasuk gas skala kecil, untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik setempat guna menggantikan penggunaan BBM dan penambahan pelanggan. Sedangkan untuk daerah disekitar perbatasan yang umumnya berbeban rendah, akan ditambah PLTD skala kecil sesuai dengan kebutuhan.

## C5.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi tahun 2016-2025 adalah sebagaimana terdapat dalam Tabel C5.7

Tabel C5.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	223	248	48	0	0	0	5
2017	249	280	54	51	90	364	142
2018	275	310	59	0	0	0	5
2019	305	344	66	0	30	52	16
2020	331	378	73	20	0	0	20
2021	358	410	79	0	0	0	4
2022	387	443	86	0	0	0	4
2023	419	479	93	0	0	0	4
2024	453	518	101	110	60	0	172
2025	491	560	110	110	0	0	169
Jumlah				291	180	416	543

## LAMPIRAN C.6

### RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI UTARA

#### C6.1 Kondisi Kelistrikan Sulawesi Utara Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Sulawesi Utara terdiri dari sistem interkoneksi 150 kV dan 70 kV yang disebut Sistem Minahasa dan sistem kelistrikan 20 kV isolated. Sistem Minahasa telah tersambung dengan sistem kelistrikan Provinsi Gorontalo dan selanjutnya akan disambung sampai ke Tolitoli dan Buol Provinsi Sulawesi Tengah dan disebut Sistem Sulawesi Bagian Utara (*Sulbagut*). Sistem Minahasa melayani Kota dan Kabupaten se Provinsi Sulawesi Utara yang berada di daratan. Sedangkan sistem kelistrikan 20 kV melayani kota/daerah yang berlokasi di Kepulauan yaitu Kabupaten Kepulauan Sitaro, Kepulauan Sangihe dan Kepulauan Talaud, termasuk sistem isolated pulau terluar Indonesia yaitu Pulau Miangas, Marore dan Marampit.

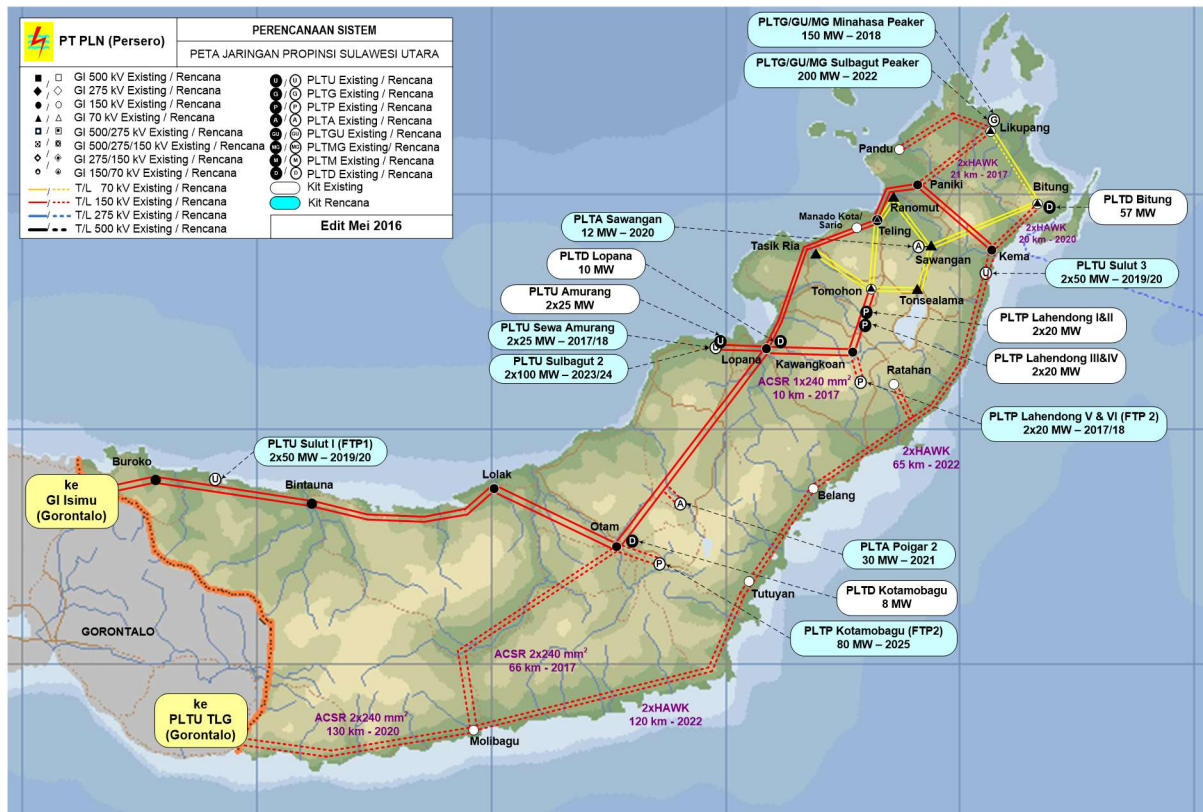
Beberapa pulau kecil di sekitar Kota Manado, Kota Bitung dan Kabupaten Minahasa Utara juga disuplai dari sistem isolated 20 kV meliputi Pulau; Bunaken, Pampusungan, Manado Tua, Bangka, Talise, Nain, Mantehage dan Gangga.

Kemampuan sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Utara pada saat ini sekitar 306 MW yang meliputi pembangkit di sistem interkoneksi 150/70 kV sebesar 278 MW dan di sistem 20 kV sebesar 28 MW. Namun melihat keterbatasan uap panas bumi PLTP Lahendong dan variasi musim sehingga kemampuan PLTA sering kali menurun pada musim kering. Sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Utara saat ini dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTP, PLTU, PLTA/M dan PLTD HSD dengan total kapasitas terpasang sebesar 393 MW dengan beban puncak sistem ini adalah 266 MW. Sistem kelistrikan sistem interkoneksi Sulawesi Bagian Utara (*Sulbagut*) 150 kV saat ini berada dalam kondisi defisit sehingga sering dilakukan pemadaman bergilir. Untuk sistem isolated 20 kV, hampir cadangan di semua sistem dibawah 10% (dibawah cadangan yang wajar) sehingga masih sering terjadi pemadaman. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Utara adalah sebesar 87,75%.

Tabel C6.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Utara. Sedangkan Gambar C6.1. adalah peta sistem kelistrikan existing sub sistem Minahasa (bagian dari Sistem Sulbagut) dan rencana pengembangannya.

**Tabel C6.1 Data Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Utara**

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	
1	Sistem Interkoneksi 150/70 kV 1 Sistem Minahasa-Kotamobagu	PLTD	BBM	PLN/Sewa	159.5	118.5	245.1	
		PLTP	Panas bumi	PLN	80.0	75.0		
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	58.4	51.2		
		PLTU	Batubara	PLN	50.0	33.0		
2	Sistem Grid 20 kV							
		1 Tahuna	PLTD	BBM	PLN/Sewa	11.4	8.8	7.3
			PLTA/M	Air	PLN	1.0	0.2	
			PLTS	Surya	PLN	0.1	0.1	
		2 Talaud	PLTD	BBM	PLN/Sewa	6.3	4.1	3.2
		3 Siau/Ondong	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4.9	2.8	2.8
		4 Lirung	PLTD	BBM	PLN	3.9	1.4	1.2
		5 Tagulandang	PLTD	BBM	PLN	3.7	1.4	1.2
		6 Molibagu	PLTD	BBM	PLN/Sewa	5.2	4.2	2.5
			7 <i>Isolated</i> tersebar daerah Tahuna	PLTD	BBM	PLN/Sewa	3.4	2.2
8 <i>Isolated</i> tersebar daerah Manado	PLTS	Surya	PLN	0.6	0.4			
	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4.0	2.6	1.8		
Total					393	306	266	



Gambar C6.1 Peta kelistrikan di Provinsi Sulawesi Utara

## C6.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Utara dalam beberapa tahun terakhir cukup tinggi yaitu pada kisaran 7,6% per tahun. Berdasarkan sumbangannya, sektor PHR (Perdagangan, Hotel dan Restoran) masih menjadi pendorong utama pertumbuhan ekonomi diikuti oleh sektor bangunan serta sektor pengangkutan dan komunikasi.

Sulawesi Utara merupakan daerah tujuan wisata dan kegiatan MICE (*Meeting, Incentive, Convention, Exhibition*), sehingga akan menjadi salah satu faktor pendorong tingginya pertumbuhan sektor PHR serta sektor pengangkutan dan komunikasi.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir rata-rata mencapai 9,12% per tahun. Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor publik dengan pertumbuhan dalam 5 tahun terakhir mencapai 12,4% dan sektor rumah tangga dengan pertumbuhan 10,0%.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik 2016-2025 diperlihatkan pada Tabel C6.2.

**Tabel C6.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Utara**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	8.2	1,504	1,809	294	611,776
2017	8.9	1,738	2,086	337	637,191
2018	9.4	1,950	2,335	375	658,647
2019	10.0	2,153	2,575	411	676,443
2020	8.0	2,336	2,790	442	689,156
2021	8.0	2,533	3,021	476	699,062
2022	8.0	2,746	3,272	513	708,227
2023	8.0	2,980	3,549	553	717,678
2024	8.0	3,235	3,852	597	726,443
2025	8.0	3,518	4,177	643	736,550
Pertumbuhan (%)	8.4	9.9%	9.8%	9.1%	2.1%

### **C6.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Sulawesi Utara dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat dan kondisi geografis serta sebaran penduduknya, sebagai berikut.

#### **Potensi Energi Primer**

Sulawesi Utara memiliki potensi sumber energi terbarukan yang cukup besar berupa panas bumi hingga 700 MW yang tersebar di Lahendong, Tompaso dan Kotamobagu (Gunung Ambang). Dari potensi panas bumi tersebut, yang sudah dieksploitasi sebesar 80 MW yaitu PLTP Lahendong unit 1, 2, 3 dan 4, sedangkan yang berpotensi untuk dikembangkan adalah potensi sebagaimana terdapat pada Tabel C6.3, termasuk potensi tenaga air dan tidak menutup kemungkinan akan ditemukan potensi PLTM lainnya.

**Tabel C6.3. Potensi Energi Primer di Sulawesi Utara**

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Interkoneksi ke sistem	Jarak kit ke sistem	Status
1	Poigar II	Wulumahatus/Modoingding	30	Sistem Minahasa		
2	Poigar III	Wulumahatus/Modoingding	20	Sistem Minahasa		
3	Woran	Woran/Tombasian	0,6	Sistem Minahasa	0,1	SSI
4	Morea	Morea/Belang	0,6	Sistem Minahasa	1	SSI
5	Molobog	Molobog/Kotabuan	0,6	Sistem Minahasa	1	SSI
6	Lobong II	Bilalang IV/Passi	0,5	Sistem Minahasa	4	SSI
7	Apado	Bilalang IV/Passi	0,3	Sistem Minahasa	0,55	SSI
8	Kinali	Otam/Pasi	1,2	Sistem Minahasa	1	SSI
9	Bilalang	Bilalang I/Pasi	0,3	Sistem Minahasa	0,4	SSI
10	Salongo	Salongo/Bolaang Uki	0,9	Sistem Minahasa	5,5	SSI
11	Tangangah	Tengah/Bolaang Uki	1,2	Sistem Minahasa	1,2	SSI
12	Milangodaa I	Milangodaa I/ Bolaang Uki	0,7	Sistem Minahasa	4,5	FS Tahun 2008
13	Milangodaa II	Milangodaa II/ Bolaang Uki	0,7	Sistem Minahasa	5	FS Tahun 2008
14	Pilolahunga	Mamalia/Bolaang Uki	0,8	Sistem Minahasa	2,5	SSI
15	Ulupeiang II	Ulung Peliang/Tamako	0,3	Sistem Tahuna	1,5	SSI
16	Belengan	Belengan/Manganitu	1,2	Sistem Tahuna	0,05	SSI
Jumlah Potensi Air			59,9			

Potensi Panas Bumi

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Interkoneksi ke sistem	Jarak kit ke sistem	Status
1	Lahendong V	Tompaso	20	Sistem Minahasa		On Going
2	Lahendong VI	Tompaso	20	Sistem Minahasa		On Going
3	Gunung Ambang	Kotamobagu	400	Sistem Minahasa		Pra FS

Kendala yang dihadapi untuk mengembangkan potensi panas bumi dan beberapa tenaga air yang cukup besar adalah masalah status lahan dimana sebagian besar potensi tersebut berada di kawasan hutan cagar alam Gunung Ambang di Kabupaten Bolaang Mongondow.

Beberapa potensi tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA dan terdapat di kawasan tersebut adalah Poigar II (30 MW), Poigar III (20 MW), namun untuk Poigar II ijin pengalihan status hutan dari Kementerian Kehutanan sudah terbit sehingga proses pembangunan bisa dilanjutkan.

Untuk daerah pulau-pulau, sumber energi primer yang tersedia adalah tenaga angin dan radiasi matahari. Mengingat karakteristik tenaga angin dan tenaga matahari yang tidak kontinu (intermitten), maka untuk pengembangannya lebih cocok dibuat hybrid dengan PLTD eksisting.

### **Pengembangan Pembangkit**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025 direncanakan tambahan pembangkit baru termasuk pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTM dan PLTS. Jenis pembangkit yang akan dibangun meliputi PLTU, PLTG/MG, PLTA serta PLTP. Total penambahan kapasitas sampai dengan tahun 2025 adalah 1.016 MW. Tabel C6.4 berikut menampilkan rincian rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Utara.

**Tabel C6.4 Pengembangan Pembangkit di Sulawesi Utara**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Talau	PLTU	PLN	2x3	2017	Konstruksi
2	Tahuna	PLTMG	PLN	10	2018	Pengadaan
3	Minahasa Peaker	PLTG	PLN	150	2018	Rencana
4	Lelipang	PLTM	PLN	0.5	2019	Rencana
5	Tahuna	PLTMG	PLN	10	2020	Pengadaan
6	Sawangan	PLTA	PLN	2x6	2020	Rencana
7	Sulut 1	PLTU	PLN	2x50	2019/20	Rencana
8	Kotamobagu (FTP 2)	PLTP	PLN	80	2025	Rencana
9	Amurang	PLTU	Sewa	2x25	2017/18	Konstruksi
10	Lahendong V (FTP 2)	PLTP	Swasta	20	2017	Konstruksi
11	Lahendong VI (FTP 2)	PLTP	Swasta	20	2018	Konstruksi
12	Duminanga	PLTM	Swasta	3.5	2019	Rencana
13	Pidung	PLTM	Swasta	2	2019	Rencana
14	Ranowangko	PLTM	Swasta	2.2	2019	Rencana
15	Sulut 3	PLTU	Swasta	2x50	2019/20	Pengadaan
16	Tersebar	PLTS	Swasta	10	2021	Rencana
17	Poigar 2	PLTA	Swasta	30	2021	Rencana
18	Tersebar	PLTM	Swasta	9.7	2021-2024	Rencana
19	Sulbagut 1 (Load Follower)	PLTGU	Unallocated	200	2024	Rencana
20	Sulbagut 2	PLTU	Unallocated	2x100	2023-2024	Rencana
JUMLAH				<b>1016</b>		

**Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

**Pengembangan Transmisi**

Kondisi beban sistem kelistrikan Sulut sudah cukup besar dan untuk menjangkau daerah yang semakin jauh, direncanakan pengembangan transmisi menggunakan tegangan 150 kV dan sebagian kecil 70 kV. Berdasarkan proyeksi beban dan kondisi geografis di Sulawesi Utara, sampai dengan tahun 2025 jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV yang akan dibangun sepanjang 1.014 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 168 juta seperti ditampilkan pada Tabel C6.5.

**Tabel C6.5 Pembangunan Transmisi 150 kV dan 70 kV**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Likupang	Bitung	70 kV	1 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	32	2016	Operasi
2	Otam	Molibagu	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	132	2017	Konstruksi
3	PLTP Lahendong V & VI	Kawangkoan	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	10	2017	Rencana
4	Likupang	Paniki	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	42	2017	Rencana
5	PLTG/MG Minahasa Peaker	Likupang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	1	2017	Rencana
6	PLTU Sulut 1 (FTP1)	Incomer double phi (Lolak - Buroko)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	10	2018	Rencana
7	Sario (GIS)/Manado Kota	Inc 2 phi (Teling (GIS)-Lopana)	150 kV	Steel Pole atau UGC	8	2018	Rencana
8	PLTU Sulut 3	Tanjung Merah (Kema)	150 kV	2 cct, 2xZebra	20	2018	Rencana
9	Likupang	Pandu	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	24	2019	Rencana
10	PLTA Sawangan	Sawangan	70 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	1	2020	Rencana
11	GI Molibagu	PLTU TLG (Molotabu)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	206	2020	Rencana
12	PLTA Poigar	Incomer 1 phi (Otam-Lopana)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	30	2020	Rencana
13	Kema	Bitung	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	40	2020	Rencana
14	Likupang	Bitung	150 kV	uprate ke tegangan 150 kV	32	2020	Rencana
15	Ratahan	Inc 1 phi (Kema-Belang)	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	24	2022	Rencana
16	Kema	Belang	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	130	2022	Rencana
17	Belang	Molibagu	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	240	2022	Rencana
18	PLTP Kotamobagu	Otam	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	32	2024	Rencana
	Total				1014		

### **Pengembangan Gardu Induk (GI)**

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi, gardu induk yang akan dibangun sampai dengan tahun 2025 adalah 10 gardu induk baru 150 kV dan extension pada 9 GI 150 kV dan 70 kV dengan total kapasitas trafo sekitar 880 MVA. Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 53 juta sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C6.6,

**Tabel C6.6 Pengembangan Gardu Induk**

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Likupang (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Rencana
2	Molibagu	150/20 kV	New	20	2017	Rencana
3	Sario (GIS)/Manado Kota	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
4	Bintauna (Town Feeder)	150/20 kV	New	20	2018	Rencana
5	Pandu	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
6	Bitung Baru	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
7	Bitung (IBT)	150/70 kV	New	60	2020	Rencana
8	Belang	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
9	Ratahan	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
10	Tutuyan	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
11	Otam	150/20 kV	Extension	60	2016	Selesai
12	Teling (GIS)	150/20 kV	Extension	60	2016	Konstruksi
13	Tonsealama	70/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
14	Kawangkoan	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
15	Tomohon	150/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
16	Kema/Tanjung Merah	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
17	Tasik Ria	70/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
18	Paniki	150/20 kV	Extension	60	2018	Rencana
19	Lopana	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
	Total			880		

### **Pengembangan Distribusi**

Pengembangan distribusi di Provinsi Sulawesi Utara dimaksudkan untuk mendukung rencana tambahan pelanggan baru sekitar 154 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025 atau rata-rata sekitar 15 ribu sambungan baru pertahun. Pengembangan jaringan distribusi tersebut belum termasuk adanya rencana interkoneksi dari daratan Sulawesi Utara dengan pulau kecil yang berdekatan, dimana dalam implementasinya akan didahului dengan studi kelayakan dan studi dasar laut.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2016-2025 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 3.653 kms JTM, 1.994 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 850 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C6.7.

**Tabel C6.7 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	393	187	62	29,783
2017	487	284	78	25,414
2018	505	290	84	21,457
2019	498	286	92	17,796
2020	466	272	93	12,713
2021	392	191	90	9,906
2022	289	148	89	9,166
2023	233	118	86	9,450
2024	187	104	93	8,766
2025	203	114	84	10,106
<b>2016-2025</b>	<b>3,653</b>	<b>1,994</b>	<b>850</b>	<b>154,557</b>

#### **C6.4 Sistem Kelistrikan di Kepulauan**

Gugusan kepulauan di Sulawesi Utara merupakan bagian dari Sabuk Wallacea, sebagian pulau memiliki gunung berapi. Jarak antar pulau cukup jauh dan transportasi laut yang digunakan masih sebatas kapal motor berkapasitas kecil, kecuali untuk pulau Sangihe, Talaud, dan Siau. Akses untuk mendapatkan energi primer dari luar sangat dipengaruhi oleh kondisi cuaca terutama gelombang laut.

Di Kabupaten Kepulauan Talaud terdapat empat pulau terdepan dari wilayah NKRI, yakni pulau Miangas, Marore, Marampit dan pulau Karatung. Mengingat letaknya yang sangat strategis bagi NKRI, kecukupan dan keandalan pasokan listrik PLN yang ada sangat penting. Oleh karena itu, beberapa diantaranya telah ditingkatkan kemampuannya dengan menambah PLTD baru.

#### **C6.5 Ringkasan**

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 adalah seperti pada Tabel C6.8.

**Tabel C6.8 Ringkasan**

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	1,504	1,809	294	0	240	32	40
2017	1,738	2,086	337	51	170	185	146
2018	1,950	2,335	375	206	140	38	222
2019	2,153	2,575	411	108	60	24	212
2020	2,336	2,790	442	122	120	309	270
2021	2,533	3,021	476	43	0	0	118
2022	2,746	3,272	513	200	150	426	309
2023	2,980	3,549	553	100	0	0	163
2024	3,235	3,852	597	106	0	0	178
2025	3,518	4,177	643	80	0	0	134
<b>Jumlah</b>				<b>1,016</b>	<b>880</b>	<b>1,014</b>	<b>1,793</b>



## LAMPIRAN C.7

### RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI TENGAH

#### C7.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem ketenagalistrikan di Provinsi Sulawesi Tengah secara umum terdiri dari sistem interkoneksi 70 kV, 150 kV dan sistem kelistrikan 20 kV. Sistem interkoneksi 70 kV dan 150 kV saat ini membentang dari Palu sampai ke Poso, melayani beban kota Palu, Donggala, Parigi, Poso, Tentena dan sebagian Kabupaten Sigi.

Sistem kelistrikan interkoneksi Sulawesi Tengah ini mendapatkan pasokan daya dari beberapa pembangkit utamanya dari PLTU Tawaeli, PLTA Poso dan PLTD Silae, disalurkan ke pelanggan melalui GI 70 kV Talise dan Parigi, GI 150 kV Palu Baru (Sidera), Poso, Tentena dan Trafo Mobile di Tambarana perbatasan Poso – Parigi.

Untuk sistem kelistrikan yang dipasok melalui jaringan 20 kV meliputi Sistem Bungku, Sistem Kolonedale, Sistem Banggai Laut, sistem Luwuk-Toili, Sistem Ampana-Bunta, Sistem Tolitoli, Sistem Moutong-Kotaraya, Sistem Leok, Sistem Bangkir, dan beberapa sistem kecil isolated tersebar lainnya.

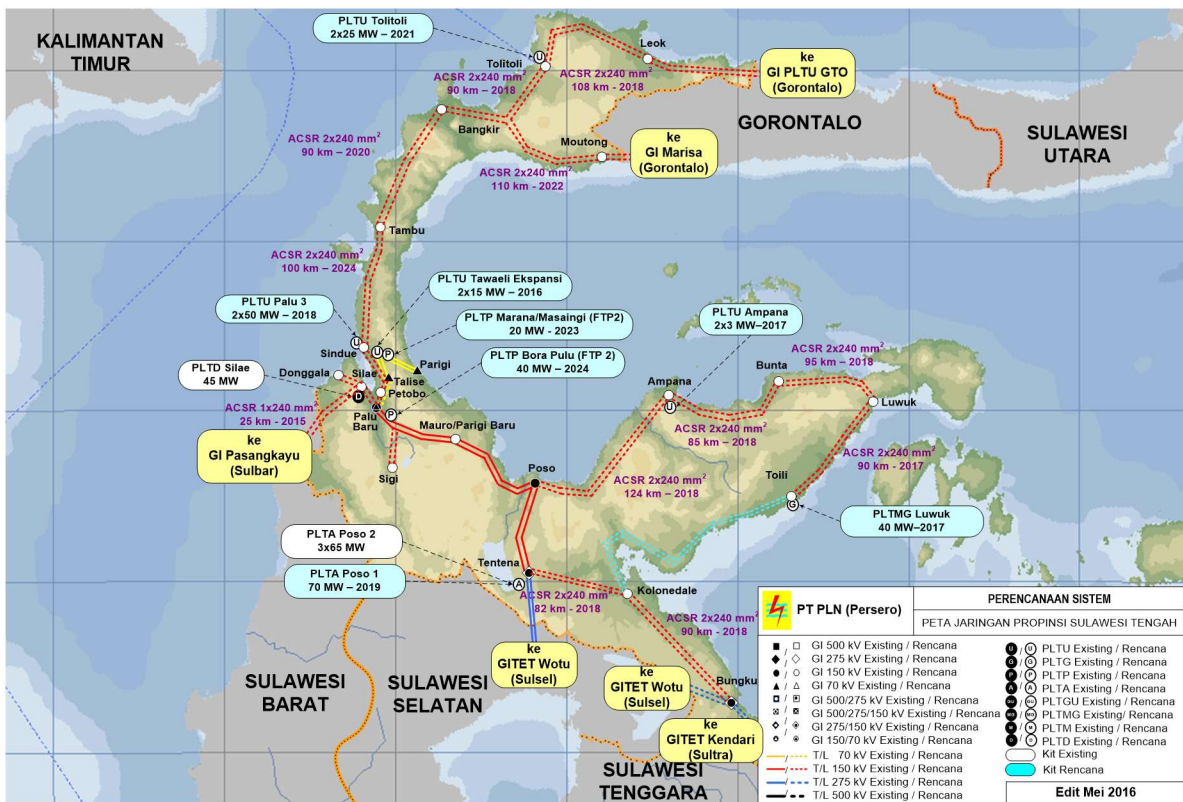
Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Tengah adalah sebesar 72,28%. Sampai dengan Triwulan III tahun 2015, sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Tengah dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTU, PLTD dan PLTA/M, total kapasitas terpasang sebesar 338,2 MW dengan komposisi pembangkit masih didominasi oleh PLTD berbahan bakar HSD sebesar 216,2 MW (63,92%), PLTA/M 95 MW (28,1%) dan PLTU sebesar 27 MW (7,98%).

Pasokan daya dari PLTA Poso ke sistem kelistrikan Sulawesi Tengah belum maksimal, mengingat proyek transmisi 150 kV dari GI Palu Baru – GI Silae dan Palu Baru – Talise masih dalam tahap konstruksi. Diperkirakan pada akhir tahun 2015 atau pada triwulan ke I tahun 2016 proyek tersebut sudah selesai. Jika proyek pembangunan transmisi tersebut sudah selesai, maka pasokan listrik ke kota Palu dan sekitarnya akan menjadi lebih baik dan lebih andal.

Tabel C7.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Tengah, sedangkan Gambar C7.1. adalah peta sistem kelistrikan eksisting Sulawesi Tengah dan rencana pengembangannya.

Tabel C7.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Tengah

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	
1	<b>Sistem Interkoneksi 70 kV</b>							
	1.Sistem Palu-Parigi	PLTD	BBM	PLN/Sewa	91.0	74.0	103.6	
		PLTU	Batubara	IPP	27.0	27.0		
1	<b>Sistem Interkoneksi 150 kV</b>							
	1. Sistem Poso-Tentena	PLTD	BBM	PLN/Sewa	6.0	-	56.6	
		PLTA/M	Air	PLN/Swasta	74.8	66.4		
2	<b>Sistem Grid 20 kV</b>							
	3.Luwuk-Toili	PLTD	BBM	PLN/Sewa	25.2	21.7	22.2	
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	8.4	5.5		
	4.Ampana-Bunta	PLTD	BBM	PLN/Sewa	9.8	8.4	9.7	
		PLTA/M	Air	PLN	3.3	3.2		
	5.Toli-toli	PLTD	BBM	PLN/Sewa	14.5	11.0	12.6	
		PLTA/M	Air	PLN	1.6	1.4		
	6.Moutong - Kotaraya	PLTD	BBM	PLN/Sewa	12.3	10.7	10.4	
		PLTA/M	Air	PLN	2.0	1.7		
	7.Kolonedale	PLTD	BBM	PLN/Sewa	5.9	4.3	7.4	
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	3.0	3.0		
	8.Bungku	PLTD	BBM	PLN/Sewa	7.5	5.9	4.9	
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	2.0	2.0		
	9.Banggai	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4.8	4.7	2.3	
	10.Leok	PLTD	BBM	PLN/Sewa	11.2	7.1	6.8	
	11.Bangkir	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4.2	3.6	2.8	
	12.Isolated tersebar Area Palu	PLTD	BBM	PLN/Sewa	5.0	3.5	3.0	
	13.Isolated tersebar Area Luwuk	PLTD	BBM	PLN/Sewa	15.4	11.5	10.5	
	14.Isolated tersebar Area Toli-Toli	PLTD	BBM	PLN/Sewa	3.3	1.9	1.9	
<b>Total</b>					<b>338.2</b>	<b>278.3</b>	<b>254.8</b>	



Gambar C7.1. Sistem Kelistrikan Sulawesi Tengah

**C7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulawesi Tengah**

Di kota Palu sedang dikembangkan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) Palu sebagai kawasan industri, untuk mengembangkan sektor industri baik yang berbasis potensi

lokal maupun industri manufaktur. Beberapa proyek komoditas KEK Palu antara lain smelter nikel, pengolahan kakao, pengolahan karet, pengolahan rumput laut, perakitan alat berat, dan pengolahan akhir produk elektrik. Adanya KEK Palu, diharapkan akan dapat meningkatkan perekonomian Sulawesi Tengah.

Selain itu, di Kabupaten Morowali sedang dibangun kawasan industri Tsingshan untuk pengolahan hasil tambang mineral yaitu smelter nikel dan kedepan akan dikembangkan industri turunannya antara lain stainless steel. Diperkirakan kedepan akan tumbuh beberapa kawasan industri lain di Provinsi Sulawesi Tengah.

Memperhatikan data penjualan tenaga listrik dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional termasuk adanya kawasan industri, penambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016-2025 diberikan pada Tabel C7.2.

**Tabel C7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7.63	1,051	1,206	233	572,118
2017	7.69	1,178	1,351	260	613,490
2018	7.75	1,297	1,485	283	650,207
2019	7.81	1,409	1,609	305	680,484
2020	7.88	1,520	1,732	326	704,936
2021	7.94	1,629	1,850	346	723,297
2022	8.00	1,750	1,981	368	744,375
2023	8.06	1,877	2,120	391	763,434
2024	8.13	2,008	2,262	414	779,378
2025	8.19	2,146	2,408	437	794,105
Pertumbuhan (%)	7.91	8.3%	8.0%	7.2%	3.7%

### **C7.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Sulawesi Tengah dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat termasuk pola sebaran penduduknya sebagai berikut.

#### **Potensi Energi Primer**

Potensi energi primer yang tersedia di Sulawesi Tengah sangat besar dan berpeluang untuk dikembangkan terutama tenaga air dan gas alam. Sedangkan untuk panas bumi potensinya juga cukup besar namun statusnya masih spekulatif dan terduga dengan total sekitar 380 MWe.

Potensi tenaga air yang besar adalah DAS Poso yang dapat dikembangkan menjadi PLTA skala besar hingga 575 MW. Selain itu juga terdapat potensi pengembangan PLTA di Kabupaten Morowali sebesar 160 MW dari DAS La'a. Sedangkan potensi PLTM terdapat di beberapa lokasi tersebar di Kabupaten Banggai, Morowali, Tojo Una-Una, Poso, Parigi Moutong dan Tolitoli.

Menurut *Indonesia Energy Outlook and Statistic 2006* yang dibuat oleh Pengkajian Energi Universitas Indonesia, di Sulawesi Tengah terdapat potensi tenaga air skala kecil yang tersebar di Poso, Palu, Tentena, Taripa, Tomata, Moutong, Luwuk, Bunta, Tataba-Bulagi, dengan kapasitas total sekitar 64 MW. Selain itu juga terdapat potensi tenaga panas bumi yang cukup besar dan tersebar di Donggala dan Poso hingga lebih dari 500 MWe, dengan status resource masih speculative serta reserve possible, sehingga masih memerlukan studi lebih lanjut.

Sedangkan potensi gas alam di Sulawesi Tengah cukup besar yaitu di Donggi dan Senoro di Kabupaten Banggai. Namun yang dialokasikan untuk pembangkit listrik sekitar 25 mmscfd yang berasal dari lapangan gas Matindok dan Cendanapura.

### **Rencana Pengembangan Pembangkit**

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 595 MW dengan rincian seperti ditampilkan pada Tabel C7.3.

**Tabel C7.3 Pengembangan pembangkit Sulawesi Tengah**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status Proyek
1	Ampana	PLTU	PLN	2x3	2017	Konstruksi
2	Buleleng	PLTM	PLN	1.2	2017	Konstruksi
3	Palu 3	PLTU	PLN	2x50	2018	Pengadaan
4	Luwuk	PLTMG	PLN	40	2018	Rencana
5	Halulai	PLTM	PLN	1.2	2019	Rencana
6	Tolitoli	PLTU	PLN	2x25	2021	Rencana
7	Tersebar	PLTS	Swasta	30	2017-2019	Rencana
8	Tawaeli (Ekspansi)	PLTU	Swasta	2x15	2016	Konstruksi
9	Tomasa	PLTM	Swasta	10	2019	Committed
10	Biak I	PLTM	Swasta	1.5	2019	Committed
11	Biak II	PLTM	Swasta	1.3	2019	Committed
12	Biak III	PLTM	Swasta	1.2	2019	Committed
13	Koro Kabalo	PLTM	Swasta	2.5	2019	Pengadaan
14	Alani	PLTM	Swasta	5.6	2019	Committed
15	Bambalo 2	PLTM	Swasta	1.8	2019	Rencana
16	Pono	PLTM	Swasta	6	2019	Rencana
17	Poso 1	PLTA	Swasta	2x35	2020	Committed
18	Bongkaso	PLTM	Swasta	1.4	2022	Rencana
19	Marana (FTP 2)	PLTP	Swasta	20	2023	Rencana
20	Tersebar	PLTSa	Swasta	1	2023	Rencana
21	Tersebar	PLTM	Swasta	14	2024	Rencana
22	Bora Pulu (FTP 2)	PLTP	Swasta	40	2024	Rencana
23	Tersebar	PLTA	Swasta	160	2024/25	Rencana
JUMLAH				<b>595</b>		

Pengembangan pembangkit di Sulawesi Tengah diprioritaskan menggunakan energi terbarukan utamanya PLTA mengingat potensinya yang sangat besar. Namun demikian, untuk menghindari kemungkinan terjadi kekurangan daya dikemudian hari akibat variasi musim yang sangat berpengaruh pada kemampuan PLTA, akan dibangun juga PLTU Batubara. Untuk daerah yang mempunyai potensi gas dan mini hidro, akan dikembangkan juga PLTMG dan PLTM untuk memenuhi kebutuhan beban setempat.

## **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

### **Pengembangan Transmisi**

Di Sulteng akan dikembangkan dua sistem interkoneksi yaitu Sistem Palu-Parigi-Poso telah menyatu dengan sistem Sulselrabar dan sistem Tolitoli yang akan menyatu dengan sistem Sulut-Gorontalo. Transmisi 150 kV untuk evakuasi daya dari PLTA Poso ke sistem Palu-Parigi telah beroperasi, sedangkan transmisi yang kearah Donggala dan Pasangkayu masih dalam tahap konstruksi.

Panjang saluran transmisi baru yang akan dibangun untuk kedua sistem tersebut selama periode 2016-2025 adalah 2.444 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 413 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C7.4.

Terkait dengan rencana evakuasi daya dari PLTU Palu 3 (2x50 MW) ke sistem Palu-Poso melalui GI 150 kV Talise serta rencana interkoneksi dengan sistem Sulawesi Bagian Utara, maka transmisi ruas Palu Baru-Talise 70 kV kedepan akan dinaikkan tegangannya menjadi 150 kV dan merelokasi IBT 150/70 kV dari GI Palu Baru ke GI Talise.

**Tabel C7.4 Pembangunan Transmisi di Sulawesi Tengah**

No.	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Palu Baru	Silae	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	50	2016	Konstruksi
2	Palu Baru	Talise	70 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	40	2016	Konstruksi
3	PLTU Tawaeli Ekspansi	TIP 24 (Talise-Parigi)	70 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	14	2016	Konstruksi
4	PLTMG Luwuk	Luwuk	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	180	2017	Rencana
5	PLTU Palu 3	Talise Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	90	2018	Rencana
6	Toli-toli	Leok	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	216	2018	Rencana
7	Toli-toli	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	180	2018	Rencana
8	Poso	Ampana	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	248	2018	Rencana
9	Bunta	Luwuk	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	190	2018	Rencana
10	Kolonedale	Tentena	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	130	2018	Rencana
11	Kolonedale	Bungku	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	180	2018	Rencana
12	Sindue	PLTU Palu 3	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	10	2018	Rencana
13	Ampana	Bunta	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	170	2018	Rencana
14	Leok	Bolontio	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	220	2018	Rencana
15	Petobo/Talise Baru	Inc 1 phi (Talise-Palu Baru)	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	10	2019	Rencana
16	Donggala	Silae	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	36	2019	Rencana
17	Tambu	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	90	2020	Rencana
18	Sigi	Inc. 1 Phi Palu Baru - Mauro/Parigi New	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	30	2020	Rencana
19	Moutong	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	220	2022	Rencana
20	PLTP Borapulu (FTP2)	Incomer double phi (Palu Baru-Poso)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	40	2023	Rencana
21	PLTU Palu 3 (Sindue)	Tambu	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	100	2024	Rencana
	Total				2444		

### **Pengembangan Gardu Induk**

Penambahan gardu induk baru termasuk perluasan untuk menyalurkan daya listrik ke pusat beban selama periode 2016-2025 adalah 17 gardu induk baru beserta ekstensionnya dengan kapasitas total 1.150 MVA meliputi GITET 275 kV, GI 150 kV dan 70 kV.

Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 85 juta belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, sebagaimana diperlihatkan pada Tabel C7.5.

Tabel C7.5 Pengembangan GI dan GITET di Sulawesi Tengah

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Toili	150/20 kV	New	20	2017	Rencana
2	Luwuk	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
3	Moutong	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
4	Toli-Toli	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
5	Leok/Buol	150/20 kV	New	20	2018	Rencana
6	Ampana	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
7	Bangkir	150/20 kV	New	20	2018	Rencana
8	Sindue	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
9	Kolonedale	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
10	Bunta	150/20 kV	New	20	2018	Rencana
11	Bungku	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
12	Mauro/Parigi New	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
13	Petobo	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
14	Donggala	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
15	Tambu	150/20 kV	New	20	2020	Rencana
16	Sigi	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
17	GITET Bungku	275/150 kV	New	90	2024	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
18	Palu Baru (IBT)	150/70 kV	Extension	30	2016	Konstruksi
19	Palu Baru	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
20	Silae	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
21	Parigi	70/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
22	Poso	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
23	Talise (IBT)	150/70 kV	Extension	30	2017	Rencana
24	Talise	150/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
25	Tentena	150/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
26	Otam	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
27	Toli-Toli	150/20 kV	Extension	30	2023	Rencana
28	Tambu	150/20 kV	Extension	30	2025	Rencana
29	Sawangan	70/20 kV	Extension	60	2025	Rencana
	Total			1150		

### **Pengembangan Distribusi**

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, juga akan dibangun jaringan distribusi termasuk untuk melayani listrik pedesaan. Sampai dengan tahun 2025, jaringan distribusi yang akan dibangun sekitar 2.389 kms JTM, 1.304 kms JTR dan 631 MVA trafo distribusi, sebagaimana ditunjukkan dalam Tabel C7.6. Pengembangan sistem distribusi tersebut untuk melayani tambahan pelanggan baru sekitar 262 ribu pelanggan sampai dengan tahun 2025 atau rata-rata 26.942 pelanggan per tahun.

**Tabel C7.6 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	271	129	45	47,433
2017	330	193	56	41,372
2018	336	193	61	36,717
2019	326	187	68	30,276
2020	303	177	69	24,453
2021	252	123	67	18,360
2022	184	94	67	21,078
2023	147	74	65	19,059
2024	116	65	70	15,944
2025	124	69	63	14,727
<b>2016-2025</b>	<b>2,389</b>	<b>1,304</b>	<b>631</b>	<b>269,420</b>

#### **C7.4 Ringkasan**

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2025 diperlihatkan pada Tabel C7.7.

**Tabel C7.7 Ringkasan**

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	1,051	1,206	233	30	180	104	99
2017	1,178	1,351	260	57	230	180	155
2018	1,297	1,485	283	100	300	1,634	485
2019	1,409	1,609	305	51	120	46	186
2020	1,520	1,732	326	70	50	120	156
2021	1,629	1,850	346	50	0	0	110
2022	1,750	1,981	368	1	60	220	63
2023	1,877	2,120	391	21	30	40	83
2024	2,008	2,262	414	134	90	100	294
2025	2,146	2,408	437	80	90	0	139
<b>Jumlah</b>				<b>595</b>	<b>1,150</b>	<b>2,444</b>	<b>1,770</b>

## LAMPIRAN C.8

### RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI GORONTALO

#### C8.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem ketenagalistrikan di Provinsi Gorontalo saat ini merupakan bagian dari sistem interkoneksi 150 kV Sulawesi Utara – Gorontalo. Kedepan, sistem 150 kV ini akan dikembangkan sampai ke Sulawesi Tengah dan membentuk sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Utara atau disebut Sistem *Sulbagut*. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Gorontalo adalah sebesar 74,19%

Sub-sistem interkoneksi 150 kV Gorontalo melayani beberapa kota dan kabupaten di Provinsi Gorontalo yaitu Kota Gorontalo, Kabupaten Gorontalo, Kabupaten Bone Bolango, Kabupaten Gorontalo Utara, Kabupaten Pohuwatu, dan Kabupaten Boalemo melalui empat gardu induk yaitu GI Botupingge, GI Isimu, GI Marisa dan GI Buroko.

Sistem kelistrikan tersebut dipasok dari beberapa pembangkit di Provinsi Gorontalo sebagai bagian dari sistem interkoneksi Sulbagut meliputi PLTD, PLTM dan PLTU dengan total kapasitas terpasang sebesar 84,1 MW, terdiri dari PLTD HSD 59,6 MW, diikuti PLTU 21 MW dan PLTM 3,5 MW. Daya mampu pembangkit di Gorontalo saat ini sekitar 65 MW dengan beban puncak tertinggi yang pernah dicapai sebesar 81,9 MW. Kondisi ini menyebabkan adanya aliran daya dari Sulawesi Utara ke Gorontalo melalui jaringan transmisi 150 kV untuk memenuhi kebutuhan listrik di Gorontalo. Sistem kelistrikan interkoneksi Sulawesi Bagian Utara (*Sulbagut*) 150 kV saat ini berada dalam kondisi defisit dan sering terjadi pemadaman bergilir.

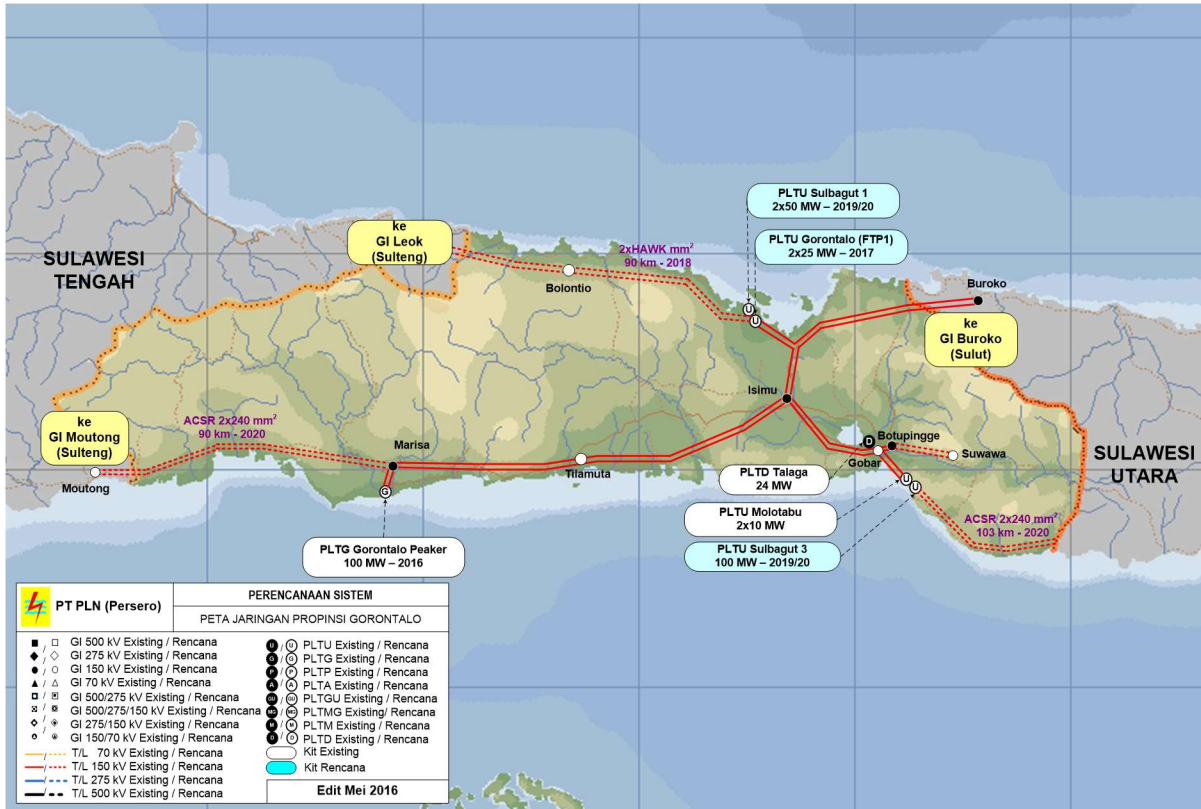
Adanya tambahan PLTG Gorontalo sebesar 100 MW pada akhir tahun 2015 atau awal tahun 2016 serta PLTU Anggrek unit 1 sebesar 25 MW pada akhir tahun 2016 akan menambah daya mampu sistem pembangkitan di Gorontalo dan mengurangi konsumsi BBM dari pembangkit PLTD.

Tabel C8.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Gorontalo, sedangkan Gambar C8.1 adalah peta sistem kelistrikan eksisting Gorontalo dan rencana pengembangannya.



Tabel C8.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Gorontalo

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	<b>Sistem Interkoneksi 150/70 kV</b>						
	1. Gorontalo	PLTD	BBM	PLN/Sewa	59.6	41.0	81.9
		PLTM	Air	PLN/IPP	3.5	3.0	
		PLTU	Batubara	IPP	21.0	21.0	
<b>Total</b>					<b>84.1</b>	<b>65.0</b>	<b>81.9</b>



Gambar C8.1 Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Gorontalo

### C8.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Gorontalo

Infrastruktur dan fasilitas umum di Provinsi Gorontalo terus dibangun dan dikembangkan untuk dapat mengejar ketertinggalan dari provinsi lain. Pemerintah daerah juga meluncurkan berbagai program unggulan berbasis potensi daerah setempat agar ekonomi dapat tumbuh lebih cepat. Pada beberapa tahun terakhir ekonomi Gorontalo berhasil tumbuh signifikan mencapai rata-rata diatas 7,6% per tahun, dan hal ini mendorong kebutuhan pasokan listrik meningkat signifikan.

Memperhatikan perkembangan penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setempat, penambahan jumlah penduduk serta target peningkatan rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, kebutuhan listrik 2016-2025 diperkirakan akan tumbuh seperti ditunjukkan pada Tabel C8.2.

**Tabel C8.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	9.6	463	535	98	227,198
2017	10.3	536	620	111	242,686
2018	10.9	607	701	124	258,223
2019	11.6	676	779	137	274,345
2020	9.3	741	851	148	290,858
2021	9.3	799	921	157	296,576
2022	9.3	861	992	168	301,338
2023	9.3	930	1,071	179	307,154
2024	9.3	1,006	1,157	191	313,195
2025	9.3	1,086	1,248	204	318,532
Pertumbuhan (%)	9.8	10.0%	9.9%	8.6%	3.9%

### **C8.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Untuk memenuhi pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di Gorontalo dalam jumlah yang cukup dan andal, direncanakan akan dibangun beberapa proyek pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi, dengan memperhatikan potensi energi primer setempat.

#### **Potensi Energi Primer**

Di Gorontalo terdapat potensi tenaga air dan panas bumi, walaupun tidak terlalu besar namun mempunyai peluang untuk dikembangkan. Menurut *Energy Outlook and Statistic 2006* yang dibuat oleh Pengkajian Energi Universitas Indonesia, potensi tenaga air skala kecil terdapat di Sumalata dengan potensi total sekitar 8 MW. Sedangkan potensi panas bumi terdapat di Suwawa dengan cadangan terduga sebesar 40 MWe.

#### **Pengembangan Pembangkit**

Posisi Gorontalo relatif dekat dengan pulau Kalimantan yang merupakan sumber utama batubara sehingga di Gorontalo direncanakan akan dibangun beberapa PLTU batubara, baik oleh PLN maupun oleh swasta. Selain itu juga direncanakan akan dibangun PLTG peaker<sup>2</sup> untuk memenuhi kebutuhan beban puncak. Sampai dengan tahun 2025, tambahan kapasitas pembangkit yang akan dibangun sekitar 425 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C8.3.

Mengenai rencana pengembangan tenaga air yang merupakan energi bersih terbarukan, selain dari yang sudah terdaftar dalam Tabel C8.3, tetap dimungkinkan untuk dikembangkan PLTM serta PLTBM selama hal itu sesuai dengan kebutuhan beban, atau dapat direncanakan sebagai pengganti pembangkit BBM sesuai peranannya dalam sistem kelistrikan.

<sup>2</sup> Berbahan bakar gas LNG

**Tabel C8.3 Pengembangan Pembangkit**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Gorontalo Peaker	PLTG	PLN	100	2016	Konstruksi
2	PLTS Tersebar	PLTS	PLN	2	2016	Konstruksi
3	Gorontalo (FTP1)	PLTU	PLN	2x25	2017	Konstruksi
4	Tersebar	PLTS	Swasta	2	2016	Konstruksi
5	Tersebar	PLTBM	Swasta	6	2016	Konstruksi
6	Tersebar	PLTS	Swasta	25	2017-2021	Rencana
7	Tersebar	PLTBM	Swasta	6	2018	Rencana
8	lya	PLTM	Swasta	2	2019	Committed
9	Sulbagut 3	PLTU	Swasta	2x50	2019/20	Pengadaan
10	Sulbagut 1	PLTU	Swasta	2x50	2019/20	Committed
11	Tersebar	PLTP	Swasta	25	2024-2025	Rencana
12	Tersebar	PLTM	Swasta	7.4	2024	Rencana
JUMLAH				<b>425</b>		

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

#### **Pengembangan Transmisi**

Seiring dengan rencana pembangunan PLTU dan rencana interkoneksi dengan sistem Tolitoli dan sekitarnya serta untuk menyalurkan daya dari pusat pembangkit ke pusat beban, direncanakan pengembangan saluran transmisi 150 kV sepanjang 300 kms dengan biaya investasi sekitar US\$ 51 juta sebagaimana ditampilkan pada Tabel C8.4.

Peta rencana pengembangan transmisi 150 kV sistem Gorontalo sebagaimana ditunjukkan pada Gambar C8.4.

**Tabel B.8-4. Pengembangan Transmisi 150 kV**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	PLTG Gorontalo Peaker	Marisa	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	20	2016	Konstruksi
2	Bolontio	PLTU Anggrek	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	70	2018	Rencana
3	Marisa	Moutong	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	180	2020	Rencana
4	Botupingge	Suwawa	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	30	2024	Rencana
	Total				300		

#### **Pengembangan Gardu Induk**

Sampai dengan tahun 2025 akan dibangun 3 gardu induk (GI) 150 kV termasuk perluasan dan penambahan trafo tersebar di beberapa lokasi dengan kapasitas keseluruhan 330 MVA dan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 19 juta, seperti pada Tabel C8.5.

Tabel C8.5 Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	GI Gorontalo Baru	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
2	Tilamuta	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
3	Bolontio	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
4	Botupingge	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
5	Isimu	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
6	Marisa	150/20 kV	Extension	30	2023	Rencana
7	Gorontalo Baru	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
	Total			330		

### **Pengembangan Distribusi**

Sampai dengan tahun 2025 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 106 ribu sambungan. Untuk mendukung rencana tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melistriki daerah perdesaan yaitu JTM sepanjang 1.139 kms, JTR sekitar 622 kms dan tambahan trafo distribusi sekitar 571 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C8.6.

Tabel C8.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	119	57	38	14,871
2017	150	88	50	15,488
2018	157	90	54	15,537
2019	156	90	61	16,123
2020	148	86	63	16,512
2021	124	60	61	5,718
2022	91	46	61	4,762
2023	73	37	59	5,816
2024	58	32	65	6,041
2025	63	35	59	5,337
2016-2025	1,139	622	571	106,205

## C8.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 adalah seperti tersebut dalam Tabel C8.7.

Tabel C8.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	463	535	98	110	120	20	104
2017	536	620	111	55	90	0	127
2018	607	701	124	6	30	70	31
2019	676	779	137	112	0	0	207
2020	741	851	148	100	0	180	198
2021	799	921	157	10	0	0	50
2022	861	992	168	0	0	0	13
2023	930	1,071	179	0	90	0	17
2024	1,006	1,157	191	27	0	30	91
2025	1,086	1,248	204	5	0	0	26
Jumlah				425	330	300	862

## LAMPIRAN C.9

### RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI SELATAN

#### C9.1 Kondisi kelistrikan saat ini

Sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Selatan saat ini terdiri dari sistem interkoneksi 70 kV, 150 kV, 275 kV dan sistem isolated 20 kV serta sistem tegangan rendah 220 Volt di pulau-pulau terpencil. Sistem interkoneksi tersebut merupakan bagian dari sistem interkoneksi Sulawesi Bagian Selatan (*Sulbagsel*), dipasok dari PLTU, PLTA, PLTG/GU, PLTD dan PLTMH. Transmisi 275 kV digunakan untuk transfer energi dari PLTA Poso ke sistem Sulselbar melalui GI Palopo. Sedangkan sistem kecil isolated 20 kV dan 220 Volt di pulau-pulau seperti di Kabupaten Selayar, Kabupaten Pangkep, dipasok dari PLTD setempat. Kapasitas terpasang pembangkit di Provinsi Sulawesi Selatan adalah sebesar 1.367 MW. Daya mampu pembangkit yang ada sekitar 1.102 MW, sedangkan beban puncak sampai triwulan III tahun 2015 adalah sebesar 950 MW. Jumlah gardu induk eksisting di Sulsel adalah 33 buah dengan kapasitas total 1.888 MVA. Mengenai sistem kelistrikan di Kabupaten Selayar dan pulau-pulau di Kabupaten Pangkep, dilayani PLTD BBM dan sebagian PLTM dengan daya mampu pembangkit sekitar 16,3 MW dan beban puncak 15,8 MW. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Selatan adalah sebesar 84,46%.

Tabel C9.1 berikut adalah rincian pembangkit existing di Provinsi Sulawesi Selatan, sedangkan Gambar C9.1 adalah peta sistem kelistrikan eksisting Provinsi Sulawesi Selatan dan rencana pengembangannya.

Tabel C9.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Selatan

No	Sistem/Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	
1	Sulsel	Bakaru 1	PLTA	Air	PLN	63.0	63.0	
		Bakaru 2	PLTA	Air	PLN	63.0	63.0	
		Bili Bili	PLTA	Air	PLN	20.0	18.0	
		Sawitb	PLTM	Air	PLN	1.6	1.0	
		Balla Mamasa	PLTM	Air	PLN	0.7	0.5	
		Kalukku mamuju	PLTM	Air	PLN	1.4	-	
		Bonehau mamasa	PLTM	Air	PLN	4.0	-	
		Budong2 mamuju	PLTM	Air	PLN	2.0	-	
		Barru #1	PLTU	Batubara	PLN	50.0	40.0	
		Barru #2	PLTU	Batubara	PLN	50.0	40.0	
		Westcan	PLTG	BBM	PLN	14.4	-	
		Alsthom 1	PLTG	BBM	PLN	21.3	-	
		Alsthom 2	PLTG	BBM	PLN	20.1	-	
		GE 1	PLTG	BBM	PLN	33.4	25.0	
		GE 2	PLTG	BBM	PLN	33.4	25.0	
		Mitsubishi 1	PLTD	BBM	PLN	12.6	8.0	
		Mitsubishi 2	PLTD	BBM	PLN	12.6	8.0	
		SWD 1	PLTD	BBM	PLN	12.4	8.0	
		SWD 2	PLTD	BBM	PLN	12.4	-	
		GT 11	PLTG	Gas	IPP	42.5	42.5	
		GT 12	PLTG	Gas	IPP	42.5	42.5	
		ST 18	PLTGU	CC Gas	IPP	50.0	50.0	
		GT 21	PLTG	Gas	IPP	60.0	60.0	
		GT 22	PLTG	Gas	IPP	60.0	60.0	
		ST 28	PLTGU	CC Gas	IPP	60.0	60.0	
		Suppa	PLTD	BBM	IPP	62.2	62.2	
		Jeneponto#1	PLTU	Batubara	IPP	100.0	100.0	
		Jeneponto#2	PLTU	Batubara	IPP	100.0	100.0	
		Tangka Manipi Sinjai	PLTM	Air	IPP	10.0	6.0	
		Simbuang Luwu	PLTM	Air	IPP	3.0	2.0	
		Siteba Palopo	PLTM	Air	IPP	7.5	5.0	
		Malea Tabr	PLTM	Air	IPP	14.0	10.0	
		Ranteballa palopo	PLTM	Air	IPP	2.4	2.0	
Bungin Enrekang	PLTM	Air	IPP	3.0	2.5			
Poso 1	PLTA	Air	IPP	65.0	40.0			
Poso 2	PLTA	Air	IPP	65.0	40.0			
Poso 3	PLTA	Air	IPP	65.0	-			
Saluanoa Luwu	PLTM	Air	IPP	2.0	1.5			
Tallasa	PLTD	BBM	Sewa	80.0	75.0			
Tallo Lama	PLTD	BBM	Sewa	20.0	20.0			
Sewatama Masamba	PLTD	BBM	Sewa	5.0	5.0			
<b>Total Sistem Sulsel</b>					<b>1,347.4</b>	<b>1,085.7</b>	<b>934.0</b>	
2	Isolated	Selayar	PLTD	BBM	PLN	8.8	5.6	5.1
		Mallii (PT Vale excess Power)	PLTA	Air	Sewa	10.7	10.7	10.7
		<b>Total Sistem Sulsel</b>					<b>19.5</b>	<b>16.3</b>
<b>Total</b>					<b>1,366.9</b>	<b>1,102.0</b>	<b>949.8</b>	



Gambar C9.1 Peta Sistem Kelistrikan Sulsel

### C9.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulsel

Makassar sebagai ibukota Provinsi Sulawesi Selatan telah tumbuh menjadi daerah industri dan sekaligus sebagai pusat perdagangan untuk kawasan timur Indonesia (KTI). Perkembangan ekonomi kota Makassar dan sekitarnya memberikan kontribusi paling besar terhadap pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Selatan. Dalam lima tahun terakhir, ekonomi Provinsi Sulawesi Selatan mengalami pertumbuhan yang menggembirakan yaitu mencapai rata-rata 8% pertahun, lebih tinggi daripada pertumbuhan ekonomi nasional.

Pertumbuhan ekonomi yang tinggi tersebut telah mendorong peningkatan kebutuhan listrik yang juga tumbuh signifikan. Seiring akan berlakunya UU No. 4 tahun 2009, sudah ada beberapa investor yang mengajukan permohonan sambungan listrik ke PLN untuk keperluan industri pengolahan bahan tambang (smelter) di beberapa daerah seperti di Kabupaten Bantaeng dan Kabupaten Luwu. Rencana kebutuhan daya dari industri ini bisa mencapai 200 MW dan bahkan bisa lebih. Oleh karena itu perlu diimbangi dengan penyediaan kapasitas listrik yang memadai dan andal agar momentum pertumbuhan ekonomi dapat tetap terjaga dengan baik.

Penjualan listrik di Provinsi Sulawesi Selatan dalam beberapa tahun terakhir tumbuh cukup tinggi, mencapai diatas 10% per tahun. Berdasarkan kondisi tersebut diatas dan adanya calon pelanggan besar smelter, memperhatikan pertumbuhan ekonomi regional serta target pencapaian rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Sulawesi Selatan 2016–2025 diberikan pada Tabel C9.2.



**Tabel C9.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	8.9	4,856	5,486	941	1,819,730
2017	9.4	5,830	6,582	1,128	1,857,581
2018	9.7	7,159	8,075	1,383	1,948,596
2019	9.9	7,790	8,779	1,502	2,041,303
2020	9.5	8,740	9,846	1,683	2,135,396
2021	9.5	9,478	10,673	1,822	2,166,906
2022	9.5	10,287	11,580	1,975	2,198,571
2023	9.5	11,174	12,574	2,143	2,230,386
2024	9.5	12,145	13,662	2,326	2,262,400
2025	9.5	13,210	14,858	2,527	2,294,930
Pertumbuhan (%)	9.5	11.9%	11.8%	11.7%	2.6%

### **C9.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Rencana pembangunan sarana kelistrikan meliputi pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Sulawesi Selatan dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan listrik dan ketersediaan potensi energi primer setempat serta sebaran penduduknya.

#### **Potensi Sumber Energi**

Provinsi Sulawesi Selatan mempunyai banyak sumber energi primer terutama berupa tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA. Potensi tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA sekitar 1.836 MW dan yang dapat kembangkan menjadi PLTM sekitar 160 MW. Selain itu, juga terdapat potensi gas alam di Kabupaten Wajo dengan cadangan terukur sebesar 470 BSCF. Di beberapa kabupaten di Sulawesi Selatan terdapat potensi batubara, namun jumlah cadangan terukur hanya 37,3 juta ton<sup>3</sup>.

#### **Pengembangan Pembangkit**

Kebutuhan listrik di Provinsi Sulawesi Selatan sebagian besar berada di area bagian selatan yaitu di Kota Makassar dan sekitarnya. Sedangkan potensi energi primer (hidro dan gas) berada di bagian utara dan tengah Provinsi ini. Kondisi ini menjadi persoalan tersendiri terkait dengan kestabilan sistem karena transmisi yang menghubungkan pusat pembangkit ke pusat beban sangat panjang. PLTA baru yang direncanakan akan dibangun adalah PLTA Bakaru-II, PLTA Bakaru III, PLTA Malea.

Selain itu, untuk memenuhi kebutuhan listrik yang tumbuh cepat, direncanakan akan dibangun pembangkit non BBM dengan lokasi mendekati pusat beban yaitu PLTU batubara di Jeneponto, dan PLTGU Makassar Peaker di Maros. Beban di Sulsel juga akan dipenuhi dari pembangkit yang berada di luar Provinsi Sulsel yaitu PLTA Poso, PLTA Poko, PLTA Seko, PLTA Tumbuan. Terdapat PLTA lain juga yang potensial untuk dibangun namun masih terkendala belum adanya FS, masalah perijinan dan

<sup>3</sup> Sumber: informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Sulsel.

lainnya. Disamping itu juga akan dikembangkan pembangkit energi baru terbarukan lain seperti PLTB di Sidrap dan Jeneponto.

Untuk sistem kelistrikan isolated di Kabupaten Selayar, akan dibangun pembangkit dual fuel engine (PLTMG) guna memenuhi kebutuhan jangka panjang. Tambahan pembangkit baru di Provinsi Sulsel hingga tahun 2025 mencapai sekitar 4.555 MW, dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C9.3 berikut:

**Tabel C9.3 Pengembangan Pembangkit di Provinsi Sulsel**

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Selayar	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
2	Makassar Peaker	PLTGU	PLN	450	2017/18	Rencana
3	Punagaya (FTP2)	PLTU	PLN	2x100	2018	Konstruksi
4	Sulsel Barru 2	PLTU	PLN	1x100	2018	Pengadaan
5	Sulsel Peaker	PLTGU	PLN	450	2018/19	Rencana
6	Sulsel 2	PLTU	PLN	2x200	2019/20	Pengadaan
7	Bakaru 2	PLTA	PLN	140	2021/22	Rencana
8	Selayar 2	PLTMG	PLN	10	2021	Rencana
9	Poko	PLTA	PLN	130	2022/23	Rencana
10	Bakaru 3	PLTA	PLN	146	2023	Rencana
11	Tersebar	PLTBM	Swasta	10	2017	Rencana
12	Tersebar	PLTSa	Swasta	1	2017	Rencana
13	Wajo	PLTMG	Swasta	20	2017	Pengadaan
14	Bantaeng 1	PLTM	Swasta	4.2	2017	Konstruksi
15	Bungin III	PLTM	Swasta	5	2017	Konstruksi
16	Sidrap	PLTB	Swasta	70	2017	Committed
17	Mallawa	PLTM	Swasta	5	2018	Pengadaan
18	Datara	PLTM	Swasta	7	2018	Committed
19	Belajen	PLTM	Swasta	8.3	2018	Konstruksi
20	Tersebar	PLTB	Swasta	160	2019-2023	Rencana
21	Jeneponto 2	PLTU	Swasta	2x125	2018/19	Committed
22	Kondongan	PLTM	Swasta	3.45	2019	Pengadaan
23	Pasui	PLTM	Swasta	1.9	2019	Pengadaan
24	Baliase	PLTM	Swasta	9	2019	Pengadaan
25	Malua	PLTM	Swasta	5	2019	Pengadaan
26	Pasui 2	PLTM	Swasta	6	2019	Pengadaan
27	Pongbatik	PLTM	Swasta	3	2019	Committed
28	Madong	PLTM	Swasta	10	2020	Pengadaan
29	Salu Uro	PLTA	Swasta	2x47.5	2020/21	Rencana
30	Malea (FTP 2)	PLTA	Swasta	90	2021	Committed
31	Kalaena 1	PLTA	Swasta	2x27	2021/22	Rencana
32	Seko 1	PLTA	Swasta	480	2023/24	Rencana
33	Tumbuan 1	PLTA	Swasta	300	2023/25	Rencana
34	Tersebar	PLTM	Swasta	15	2024	Rencana
35	Bonto Batu	PLTA	Swasta	46	2025	Rencana
36	Buttu Batu	PLTA	Swasta	2x100	2024	Rencana
37	Tersebar	PLTA	Swasta	210	2023-2025	Rencana
38	Sulbagsel 1 (Load Follower)	PLTGU	Unallocated	450	2024	Rencana
JUMLAH				4,555		

Untuk pengembangan pembangkit perlu di pertimbangkan *reserve margin* sistem yang cukup. Namun pada tahun 2016 dan 2017, *reserve margin* Sistem Sulbagsel, sistem yang mensuplai listrik di Provinsi Sulawesi Selatan, relative rendah ( 14% dan 18%). Hal ini disebabkan karena pada tahun-tahun tersebut beban smelter di Bantaeng telah diperhitungkan. Selain itu, PLTbayu Sidrap 70 MW tidak diperhitungkan untuk *reserve margin* karena karakteristik pembangkit yang *intermitten*.

## Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

### Pengembangan Transmisi

Pembangkit tenaga hidro di Sulsel berkapasitas cukup besar dan berlokasi jauh dari pusat beban sehingga untuk menyalurkan dayanya termasuk untuk melayani beban smelter di Kabupaten Bantaeng, direncanakan pembangunan transmisi *ekstra high voltage* (EHV) minimal 275 kV. Pemilihan tegangan EHV akan disesuaikan dengan hasil kajian master plan perencanaan transmisi Sulawesi. Sedangkan pengembangan transmisi 150 kV diarahkan untuk evakuasi daya dari pembangkit lainnya dan untuk mengatasi *bottleneck*. Secara keseluruhan transmisi yang akan dibangun hingga tahun 2025 sekitar 2.286 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 770 juta. Ruas transmisi yang direncanakan akan dibangun dapat dilihat pada Tabel C9.4.

**Tabel C9.4 Pembangunan Transmisi**

No.	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Daya Baru	Incomer 2 phi (Maros-Sungguminasa)	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	16	2016	Rencana
2	Panakukang baru/Bolangi (Ne	Inc. 1 phi (Maros-Sungguminasa)	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	2	2016	Konstruksi
3	Wotu	Malili (New)	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	82	2016	Konstruksi
4	PLTU Barru 2	Inc. 2 phi (Sidrap-Maros)	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	5	2017	Rencana
5	Keera	Inc. 1 phi Sengkang-Siwa	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	13	2017	Rencana
6	Siwa	Palopo	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	180	2017	Konstruksi
7	Sungguminasa	Lanna	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	20	2017	Rencana
8	Sengkang	Siwa	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	133	2017	Konstruksi
9	Wotu	Inc 2 phi (Tentena-Papolo)	275 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	3	2017	Pengadaan
10	Wotu	GI Masamba	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	110	2017	Pengadaan
11	KIMA Makassar	Daya Baru	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 400 mm	28	2017	Rencana
12	Malili	Lasusua	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	290	2017	Konstruksi
13	PLTGU Makassar Peaker	Maros	150 kV	2 cct, 4 x Zebra	10	2017	Rencana
14	KIMA Maros	Maros	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	12	2018	Rencana
15	Maros	Tallo Lama	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	20	2018	Rencana
16	Punagaya	Bantaeng (Smelter)	150 kV	2 cct, 4 x Zebra	60	2018	Rencana
17	PLTU Jeneponto 2	GI Punagaya	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	4	2018	Konstruksi
18	Makale	Rantepao	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	30	2018	Rencana
19	Bulukumba	Bira	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	80	2019	Rencana
20	Punagaya	Tanjung Bunga	150 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	90	2019	Rencana
21	PLTA Kalaena 1	GI Masamba	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	10	2020	Rencana
22	Tanjung Bunga	Bontoala	150 kV	1 cct, Zebra, 430 mm	12	2020	Rencana
23	PLTA Malea	Makale	150 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	30	2020	Rencana
24	Enrekang	PLTA Bakaru II	275 kV	2 cct, 4 x 429 ACSR (Zebra)	50	2020	Rencana
25	Enrekang	Sidrap	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	80	2022	Rencana
26	Enrekang	Palopo	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	160	2022	Rencana
27	Sidrap	Daya Baru	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	350	2022	Rencana
28	Daya Baru	Punagaya	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	140	2024	Rencana
29	PLTA Bonto Batu	Inc. 2 phi (Makale-Sidrap)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	6	2024	Rencana
30	GITET Wotu	GITET Bungku	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	260	2024	Rencana
	Total				2286		

### Pengembangan Gardu Induk (GI)

Terkait dengan rencana pembangunan transmisi 275 kV juga akan dibangun GITET baru 275/150 kV di empat lokasi dan juga akan dibangun GI baru 150 kV serta penambahan kapasitas trafo pada GI eksisting. Untuk GI 70 kV kedepan sudah tidak dikembangkan lagi kecuali pada lokasi-lokasi dimana sistem 150 kV belum dapat menggantikan peran GI 70 kV sehingga untuk sementara akan dipertahankan. Penambahan gardu induk baru dan kapasitas trafo GI ini akan dapat menampung penambahan pelanggan baru serta meningkatkan keandalan penyaluran.

Penambahan kapasitas trafo GI hingga tahun 2025 adalah 4.410 MVA dengan biaya investasi sekitar US\$ 314 juta, sebagaimana terdapat pada Tabel C9.5.

**Tabel C9.5 Pembangunan Gardu Induk**

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Malili + 4 LB	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
2	Siwa	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
3	Bantaeng	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
4	Keera	150/20 kV	New	2 LB	2016	Rencana
5	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
6	Bontoala (GIS)	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
7	Masamba	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
8	Daya Baru/Pattalasang + 4 LB	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
9	Enrekang	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
10	Wotu - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2017	Pengadaan
11	Lanna	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
12	Punagaya	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
13	Bantaeng (Smelter)	150/20 kV	New	8 LB	2017	Konstruksi
14	GITET Wotu	275/150 kV	New	90	2017	Pengadaan
15	KIMA Maros	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
16	Rantepao	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
17	Bira	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
18	Kajuara	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
19	Luwu	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
20	Enrekang - IBT	275/150 kV	New	300	2020	Rencana
21	Sidrap - IBT	275/150 kV	New	200	2022	Rencana
22	Maros/Daya Baru - IBT	275/150 kV	New	300	2022	Rencana
23	Bantaeng/JNP - IBT	275/150 kV	New	200	2022	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>EKSTENSION</b>					
24	Sengkang, Ext LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Selesai
25	Siwa, Ext 4 LB	150 kV	Ext 4 LB	4 LB	2016	Konstruksi
26	Palopo	150/20 kV	Extension	30	2016	Pengadaan
27	Bulukumba	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
28	Maros	150/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
29	KIMA Makassar	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
30	Tanjung Bunga	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
31	Panakkukang	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
32	GITET Wotu (IBT)	275/150 kV	Relokasi	90	2017	Rencana
33	Sidrap	150/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
34	Sungguminasa	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
35	Siwa	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
36	Sinjai	150/20 kV	Extension	30	2018	Rencana
37	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	Extension	120	2018	Rencana
38	Tallasa	150/20 kV	Extension	60	2018	Rencana
39	Tanjung Bunga, Ext 2 LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2019	Rencana
40	Malili	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
41	Sengkang	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
42	Daya Baru/Pattalasang	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
43	Makale, Ext 2 LB (arah PLTA)	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
44	Bakaru, Ext 4 LB	150 kV	Ext 4 LB	4 LB	2021	Rencana
45	Soppeng	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
46	Pinrang	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
47	Palopo	150/20 kV	Extension	120	2021	Rencana
48	Bantaeng	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
49	Tanjung Bunga	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
50	Lanna	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
51	Enrekang - IBT (arah Bakaru II)	275 kV	Extension	Ext Dia	2022	Rencana
52	Bontoala (GIS)	150/20 kV	Extension	120	2022	Rencana
53	Wotu	150/20 kV	Extension	30	2022	Rencana
54	KIMA Makassar	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
55	Panakkukang	150/20 kV	Extension	120	2022	Rencana
56	Sungguminasa	150/20 kV	Extension	120	2022	Rencana
57	Pangkep	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
58	Sidrap	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
59	Sidrap, Ext 2 LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2023	Rencana
60	Pare-Pare	150/20 kV	Extension	30	2024	Rencana
61	Bone	150/20 kV	Extension	30	2024	Rencana
62	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	Extension	120	2024	Rencana
63	GITET Wotu (arah Seko&Bungku)	275 kV	Extension	Ext 2 Dia	2024	Rencana
64	Tanjung Bunga	150/20 kV	Extension	120	2024	Rencana
65	Daya Baru/Pattalasang	150/20 kV	Extension	120	2024	Rencana
66	Polmas	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
67	Kolaka	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
68	Makale	150/20 kV	Extension	60	2025	Rencana
69	Enrekang	150/20 kV	Extension	20	2025	Rencana
70	Tallo Lama	150/20 kV	Extension	120	2025	Rencana
	Total			4410		

### **Pengembangan Distribusi**

Sampai dengan tahun 2025 diproyeksikan akan ada tambahan pelanggan baru sebanyak 513 ribu pelanggan. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan jaringan distribusi tegangan menengah sepanjang 8.017 kms, jaringan

tegangan rendah 6.166 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi 3.045 MVA, seperti dalam Tabel C9.6.

**Tabel C9.6 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	910	605	250	37,852
2017	1,001	640	283	37,852
2018	910	589	289	91,014
2019	887	611	281	92,707
2020	905	652	308	94,093
2021	684	601	324	31,510
2022	650	601	329	31,665
2023	667	611	329	31,815
2024	708	631	327	32,014
2025	696	626	326	32,530
<b>2016-2025</b>	<b>8,017</b>	<b>6,166</b>	<b>3,045</b>	<b>513,052</b>

### **C9.5 Ringkasan**

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 adalah sebagaimana terdapat dalam Tabel C9.7.

**Tabel C9.7 Ringkasan**

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	4,856	5,486	941	0	510	100	115
2017	5,830	6,582	1,128	420	540	792	708
2018	7,159	8,075	1,383	895	300	126	1,213
2019	7,790	8,779	1,502	563	330	170	865
2020	8,740	9,846	1,683	298	0	102	526
2021	9,478	10,673	1,822	245	420	0	442
2022	10,287	11,580	1,975	164	1,450	590	748
2023	11,174	12,574	2,143	681	120	0	1,091
2024	12,145	13,662	2,326	928	540	406	1,475
2025	13,210	14,858	2,527	361	200	0	614
<b>Jumlah</b>				<b>4,555</b>	<b>4,410</b>	<b>2,286</b>	<b>7,797</b>

## LAMPIRAN C.10

### RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI TENGGARA

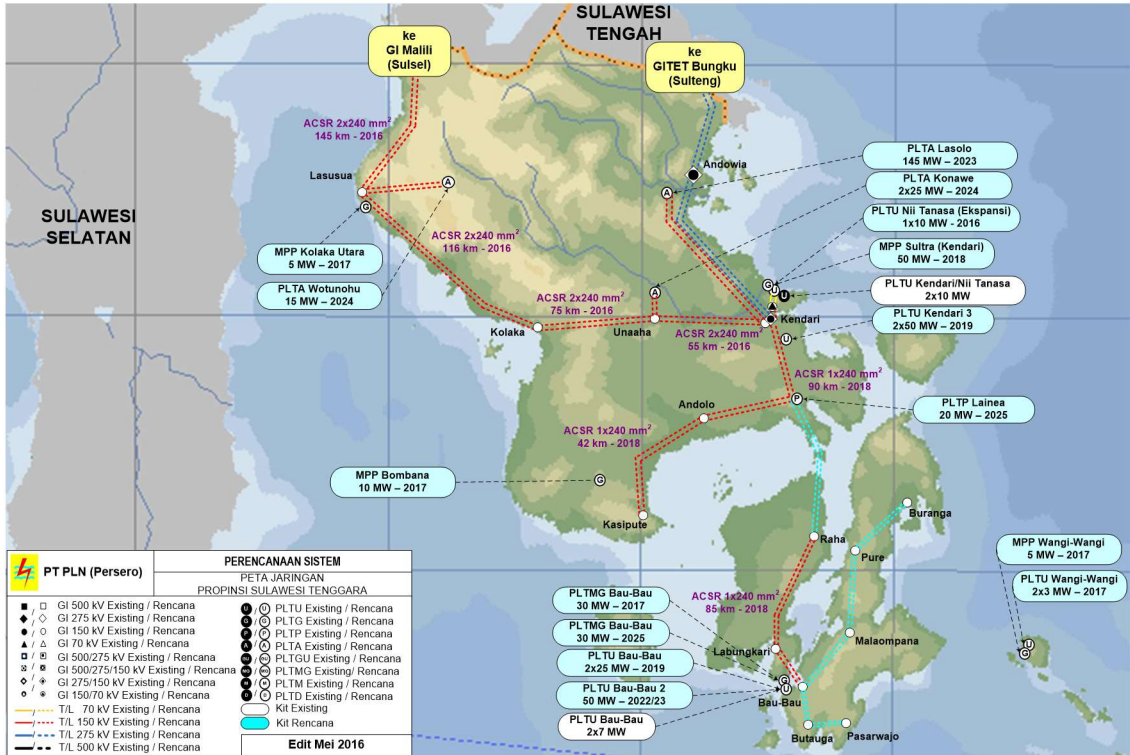
#### C10.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Sulawesi Tenggara terdiri dari beberapa sistem, namun yang terbesar berada di Kendari dengan pasokan utama dari PLTU Nii Tanasa 2x10 MW dengan kontribusi sekitar 20% dan dari beberapa PLTD. Daya dari PLTU Nii Tanasa disalurkan ke GI Kendari melalui transmisi 70 kV. Sedangkan beberapa sistem kelistrikan lainnya yang lebih kecil, beroperasi secara isolated untuk melayani beban setempat dengan sumber pasokan utama dari PLTD dan sebagian dari PLTM. Sistem isolated tersebut banyak terdapat di pulau-pulau yang tersebar di kabupaten Wakatobi, Pulau Muna dan Buton. Untuk pasokan listrik di pulau kecil, disalurkan ke pelanggan langsung melalui jaringan tegangan rendah 220 Volt karena bebannya masih sangat rendah.

Kapasitas terpasang pembangkit berbeban diatas 1 MW yang masuk ke sistem 20 kV adalah 234 MW dengan daya mampu sekitar 165 MW. Beban puncak keseluruhan sistem kelistrikan (*non coincident*) di Provinsi Sulawesi Tenggara sampai dengan triwulan III 2015 adalah sebesar 151 MW.

Sebagai upaya memperbaiki bauran energi di Provinsi Sulawesi Tenggara, pada tahun 2012 juga telah beroperasi pembangkit dengan energi terbarukan yaitu PLTS Kapota 200 kWp dan PLTS Kabaena 400 kWp. Sedang pada tahun 2013, telah beroperasi PLTM Mikuasi.

Peta kelistrikan saat ini dan rencana pengembangan sistem kelistrikan Sulawesi Tenggara ditunjukkan pada Gambar C10.1.



Gambar C10.1 Peta sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Tenggara

Rincian pembangkit terpasang pada sistem 70 kV dan sistem 20 kV seperti ditunjukkan pada Tabel C10.1.

**Tabel C10.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang**

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Kendari	PLTU/PLTD	Batubara/BBM	PLN	106.2	75.6	75.8
2	Lambuya	PLTD	BBM	PLN	16.5	10.3	12.3
3	Kolaka	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	25.1	19.6	16.5
4	Raha	PLTD	BBM	PLN	11.8	10.5	10.2
5	Bau-Bau	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	47.4	29.0	19.7
6	Wangi-Wangi	PLTD	BBM	PLN	5.9	4.7	3.6
7	Lasusua	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	10.1	7.8	6.2
8	Bombana	PLTD	BBM	PLN	7.6	5.4	5.2
9	Ereke	PLTD	BBM	PLN	3.4	1.8	1.6
<b>Total</b>					<b>233.9</b>	<b>164.6</b>	<b>151.2</b>

### **C10.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulawesi Tenggara**

Kendari, Kolaka, Bau-Bau, Raha dan Wangi-Wangi adalah kota-kota utama di Sulawesi Tenggara yang berkembang cukup pesat. Potensi alam yang kaya akan cadangan nikel mendorong pertumbuhan ekonomi setempat, selain potensi perikanan yang juga terus meningkat secara signifikan dalam pemenuhan kebutuhan ekspor. Kota Wangi-wangi merupakan pintu masuk ke kepulauan Wakatobi, dimana terdapat obyek wisata Taman Nasional Laut Wakatobi yang sangat terkenal dan telah berkembang cukup pesat. Kebutuhan listriknya terus meningkat seiring dengan perkembangan kota-kota tersebut.

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Tenggara selama 5 tahun terakhir cukup tinggi, yaitu mencapai rata-rata 8,23% per tahun. Sejalan dengan itu pertumbuhan pemakaian energi listrik dalam periode yang sama meningkat rata-rata 14% per tahun. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Tenggara masih sebesar 62,19%, sehingga potensi pelanggan rumah tangga baru masih banyak.

Berdasarkan pertumbuhan penjualan listrik dalam lima tahun terakhir, dan dengan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi yang tinggi, penambahan jumlah penduduk, serta rencana pembangunan *smelter*, maka kebutuhan listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara akan tumbuh seperti pada Tabel C10.2.



**Tabel C10.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	8.23	808	910	169	424,384
2017	8.85	978	1,156	208	467,749
2018	9.35	1,161	1,377	244	512,602
2019	9.98	1,363	1,602	283	558,944
2020	7.98	1,563	1,825	322	606,303
2021	7.98	1,967	2,288	401	622,919
2022	7.98	2,390	2,768	482	646,682
2023	7.98	2,996	3,457	598	667,420
2024	7.98	3,609	4,148	713	685,732
2025	7.98	3,769	4,315	736	709,239
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>8.43</b>	<b>18.8%</b>	<b>19.1%</b>	<b>17.9%</b>	<b>5.9%</b>

### **C10.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Rencana pengembangan pembangkit, transmisi dan sistem distribusi dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara, dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan listrik dan ketersediaan potensi energi primer setempat serta sebaran penduduknya.

#### **Potensi Sumber Energi**

Di Provinsi Sulawesi Tenggara terdapat cukup banyak potensi sumber energi, terutama tenaga air dengan potensi PLTA sekitar 266 MW dan potensi PLTM sekitar 17 MW. Selain itu, juga terdapat potensi panas bumi walaupun tidak besar, yaitu di Laenia di Kendari dan Mangolo di Kolaka.

#### **Pengembangan Pembangkit**

Untuk memenuhi kebutuhan daya listrik di Sulawesi Tenggara, akan dibangun beberapa pembangkit yaitu PLTU batubara, PLTA, PLTP, dan PLTMG *dual fuel*, PLTS dengan kelas kapasitas disesuaikan dengan kondisi sistem setempat.

Dari potensi energi terbarukan yang ada, PLN berencana akan membangun PLTA Konawe berkapasitas 2x10,5 MW. Pembangunan PLTA tersebut akan diselaraskan dengan rencana pembangunan waduk di aliran sungai Konawe melalui kerjasama dengan institusi pengelola sungai (Balai Wilayah Sungai) setempat, untuk memenuhi kebutuhan beban di Sulawesi Tenggara.

Selama periode 2016–2025, di Provinsi Sulawesi Tenggara akan dibangun pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 592 MW yang akan terhubung ke sistem 150 kV dan sebagian terhubung ke jaringan 20 kV pada sistem isolated. Rencana penambahan pembangkit selengkapnya dapat dilihat pada Tabel C10.3.

**Tabel C10.3 Pengembangan Pembangkit**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Kendari (Ekspansi)	PLTU	PLN	10	2016	Konstruksi
2	Rongi	PLTM	PLN	0.8	2017	Konstruksi
3	Lapai 2	PLTM	PLN	4	2017	Konstruksi
4	Bau-Bau	PLTMG	PLN	30	2017	Pengadaan
5	MPP Wangi-Wangi	PLTG/MG	PLN	5	2017	Pengadaan
6	MPP Bombana	PLTG/MG	PLN	10	2017	Pengadaan
7	MPP Kolaka Utara	PLTG/MG	PLN	5	2017	Pengadaan
8	MPP Kendari	PLTG/MG	PLN	50	2018	Pengadaan
9	Lapai 1	PLTM	PLN	4	2019	Rencana
10	Riorita	PLTM	PLN	0.5	2019	Rencana
11	Toaha	PLTM	PLN	0.5	2019	Rencana
12	Wangi-Wangi	PLTU	PLN	2x3	2019	Konstruksi
13	Wangi-Wangi	PLTMG	PLN	5	2020	Rencana
14	Konawe	PLTA	PLN	21	2024	Rencana
15	Watunohu	PLTA	PLN	15	2024	Rencana
16	Bau-Bau	PLTMG	PLN	30	2025	Rencana
17	Tersebar	PLTS	Swasta	30	2017-2023	Rencana
18	Kendari 3	PLTU	Swasta	2x50	2019	Committed
19	Bau-Bau	PLTU	Swasta	2x25	2019	Rencana
20	Lasolo	PLTA	Swasta	2x72.5	2023	Rencana
21	Bau-Bau	PLTU	Unallocated	2x25	2022/23	Rencana
22	Tersebar	PLTP	Unallocated	20	2025	Rencana
JUMLAH				592		

Sebagaimana diketahui, sistem interkoneksi Sulsel arah Kendari masih mengalami hambatan sehingga dalam satu hingga dua tahun kedepan, kondisi kelistrikan di Kendari diperkirakan belum tercukupi. Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Kendari (sistem Sultra), akan dipasang *mobile power plant* (MPP) kapasitas total 50 MW dengan teknologi *dual fuel* dan diharapkan pada tahun 2017 sudah beroperasi.

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

#### **Pengembangan Transmisi**

Pembangunan transmisi 150 kV di Provinsi Sulawesi Tenggara sebagian besar digunakan untuk membangun interkoneksi sistem Sultra dengan sistem Sulsel yang terbentang dari Malili (Sulsel), Lasusua, Kolaka, Unaaha sampai ke Kendari, dalam rangka mengganti pasokan yang selama ini menggunakan PLTD minyak beralih ke sistem interkoneksi yang lebih murah. Selain itu, pembangunan transmisi juga terkait dengan proyek pembangkit yaitu untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke beban melalui sistem 150 kV. Selanjutnya transmisi 150 kV tersebut akan dikembangkan untuk melayani ibukota Kabupaten yang selama ini masih berupa sistem isolated. Pembangunan transmisi juga dimaksudkan untuk menginterkoneksi sistem Raha di Pulau Muna dengan sistem Baubau di Pulau Buton. Pembangunan interkoneksi antar pulau tersebut akan didahului dengan kajian kelayakan.

Sebagaimana diketahui bahwa di Sultra saat ini banyak permintaan daya listrik untuk industri pengolahan tambang mineral Nickel (smelter) dengan daya cukup besar, total

mencapai lebih dari 500 MVA. Untuk melayani potensi beban industri tersebut, kebutuhan listrik akan dipenuhi dari beberap PLTA skala besar yang berada di daerah sekitar perbatasan Sulsel, Sulteng dan Sulbar. Dalam rangka menyalurkan daya listrik dari beberapa PLTA tersebut ke Sultra, direncanakan akan dibangun transmisi EHV dengan level tegangan sekurang-kurang 275 kV mulai dari GITET Wotu sampai GITET Kendari.

Keseluruhan panjang transmisi yang akan dibangun selama periode 2016-2025 adalah 1.711 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 412 juta sebagaimana terdapat dalam Tabel C10.4.

**Tabel C10.4 Pembangunan Transmisi**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Lasusua	Kolaka	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	232	2016	Konstruksi
2	Kolaka	Unaaha	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	150	2016	Konstruksi
3	Unaaha	GI Kendari 150 kV	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	110	2016	Konstruksi
4	GI Kendari 150 kV	GI Kendari 70 kV / Puuwatu	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	30	2017	Rencana
5	MPP Kendari	GI Kendari 70 kV	70 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	40	2017	Rencana
6	Raha	Bau-Bau	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	170	2018	Rencana
7	PLTU Kendari 3	Kendari 150 kV	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	40	2018	Rencana
8	GI Kendari 150 kV	GI Andolo	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	180	2018	Rencana
9	GI Andolo	GI Kasipute	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	84	2018	Rencana
10	PLTA Lasolo	Kendari 150 kV	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	120	2022	Rencana
11	PLTA Konawe	Unaaha	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	80	2023	Rencana
12	PLTA Watunohu 1	Lasusua	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	80	2023	Rencana
13	GITET Bungku	GITET Andowia	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	260	2024	Rencana
14	GITET Andowia	GITET Kendari	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	135	2024	Rencana
	Total				1711		

### **Pengembangan Gardu Induk**

Dalam rangka untuk meningkatkan mutu pelayanan, beberapa ibukota kabupaten direncanakan akan disambung ke sistem interkoneksi sehingga di Kabupaten tersebut perlu dibangun gardu induk. Selama periode tahun 2016-2025 akan dibangun gardu Induk baru 150/20 kV, GITET 275/150 kV dan IBT 150/70 kV di 11 lokasi, dengan kapasitas total 890 MVA. Proyek tersebut akan memerlukan dana investasi sekitar US\$ 70 juta belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, seperti diberikan dalam Tabel C10.5.

Tabel C10.5 Pembangunan Gardu Induk

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Kendari 150 kV	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
2	Unaaha + 4 LB	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
3	Kendari - IBT 2x31,5 MVA	150/70 kV	New	60	2016	Konstruksi
4	Kolaka - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
5	Lasusua - (GI Baru) + 4 LB	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
6	Raha	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
7	Bau Bau	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
8	Andolo	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
9	Kasipute	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
10	GITET Andowia	275/150 kV	New	90	2024	Rencana
11	GITET Kendari	275/150 kV	New	90	2024	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
12	Kolaka, Ext 4 LB	150 kV	Ext 4 LB	4 LB	2016	Konstruksi
13	Kendari 150 kV	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
14	Kendari, Ext 4 LB	150 kV	Ext 4 LB	4 LB	2016	Konstruksi
15	Nii Tanasa	70/20 kV	Relokasi	20	2017	Rencana
16	Raha	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
17	Bau Bau	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
18	Kendari	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
19	Unaaha	150/20 kV	Extension	60	2025	Rencana
	Total			890		

### **Pengembangan Jaringan Distribusi**

Untuk memenuhi kebutuhan listrik Provinsi Sulawesi Tenggara hingga tahun 2025, direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 335 ribu pelanggan. Untuk menunjang penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melayani perdesaan, yaitu JTM sepanjang 1.539 kms, JTR sekitar 1.225 kms dan trafo distribusi sebesar 555 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C10.6.

**Tabel C10.6 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	127	85	46	51,048
2017	147	94	53	43,365
2018	139	90	54	44,853
2019	146	100	54	46,342
2020	152	110	59	47,359
2021	133	117	60	16,616
2022	142	131	60	23,763
2023	168	154	58	20,738
2024	198	176	56	18,312
2025	187	168	54	23,507
<b>2016-2025</b>	<b>1,539</b>	<b>1,225</b>	<b>555</b>	<b>335,903</b>

#### **C10.4 Ringkasan**

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi Provinsi Sulawesi Tenggara tahun 2016–2025 adalah seperti pada Tabel C10.7.

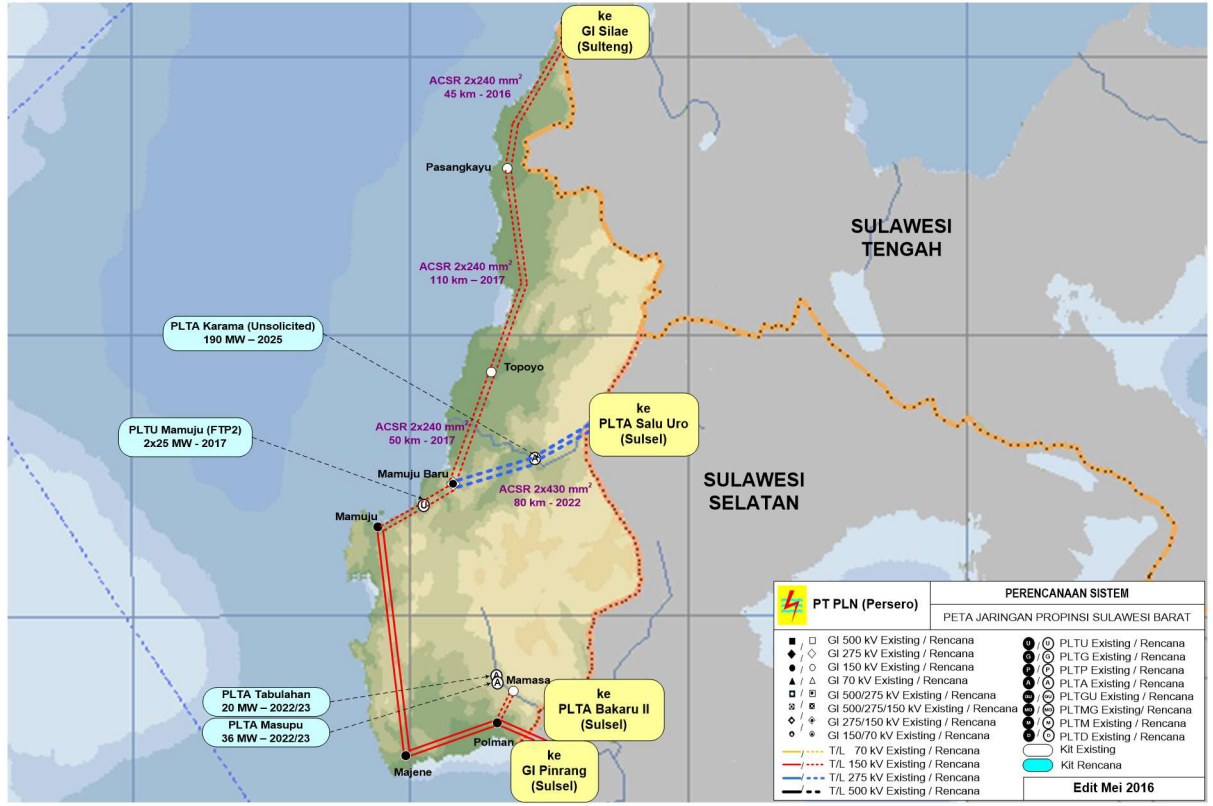
**Tabel C10.7 Ringkasan**

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	808	910	169	10	270	492	141
2017	978	1,156	208	62	20	70	103
2018	1,161	1,377	244	50	180	474	131
2019	1,363	1,602	283	161	60	0	280
2020	1,563	1,825	322	12	60	0	46
2021	1,967	2,288	401	0	0	0	13
2022	2,390	2,768	482	35	0	120	113
2023	2,996	3,457	598	177	60	160	330
2024	3,609	4,148	713	36	180	395	290
2025	3,769	4,315	736	50	60	0	97
<b>Jumlah</b>				<b>592</b>	<b>890</b>	<b>1,711</b>	<b>1,543</b>

**LAMPIRAN C.11**  
**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)**  
**DI PROVINSI SULAWESI BARAT**

**C11.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini**

Kebutuhan tenaga listrik Provinsi Sulawesi Barat saat ini sebagian besar dipasok dari 3 gardu induk 150 kV, yaitu Polewali, Majene dan Mamuju yang terinterkoneksi dengan sistem Sulawesi Selatan. Gardu induk tersebut mendapat pasokan dari pembangkit-pembangkit yang ada di sistem kelistrikan interkoneksi Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat (Sulselbar). Selain itu terdapat pembangkit skala kecil yang beroperasi pada sistem isolated 20 kV untuk memenuhi kebutuhan setempat yang pada umumnya dipasok dari PLTD. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Barat masih relatif rendah, yaitu adalah sebesar 57,32%. Peta kelistrikan saat ini dan rencana pengembangannya di Provinsi Sulawesi Barat dapat dilihat pada Gambar C11.1.



**Gambar C11.1. Peta kelistrikan Provinsi Sulawesi Barat**

Kapasitas trafo ketiga gardu induk tersebut saat ini adalah 136 MVA dan pembangkit yang beroperasi secara isolated Baru sebagaimana diberikan pada Tabel C11.1.

**Tabel C11.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang**

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Mamuju	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
2	<i>Isolated</i>						
	1. Mambi	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
	2. Babana	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
	3. Topoyo	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
	4. Karossa	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
	5. Baras	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
	6. Pasang Kayu	PLTD	BBM	PLN	8.41	7.03	5.83
	7. Sarjo	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
<b>Total</b>					<b>8.4</b>	<b>7.0</b>	<b>5.8</b>

### **C11.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulbar**

Provinsi Sulawesi Barat dengan Mamuju sebagai ibukotanya merupakan daerah yang sedang berkembang. Kondisi ekonomi Sulawesi Barat dalam lima tahun terakhir tumbuh mengesankan mencapai rata-rata 9,85%.

Dengan pertumbuhan konsumsi listrik dalam lima tahun terakhir yang mencapai rata-rata 16,6% per tahun dan memperhatikan potensi pertumbuhan ekonomi regional, penambahan jumlah penduduk serta peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016–2025 diberikan pada Tabel C11.2.

**Tabel C11.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Barat**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7.43	274	306	61	201,872
2017	7.56	299	337	67	220,573
2018	7.93	327	371	73	239,538
2019	8.42	357	405	80	258,171
2020	8.67	389	441	87	277,899
2021	8.80	425	480	94	291,948
2022	8.55	463	523	104	300,748
2023	8.55	505	569	113	309,798
2024	8.55	550	618	123	319,172
2025	8.55	599	672	134	328,856
Pertumbuhan (%)	8.30	9.10%	9.14%	9.07%	5.60%

### **C11.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

#### **Potensi Energi Primer**

Provinsi Sulawesi Barat dengan kondisi alamnya yang bergunung-gunung dengan hutan masih asli, menyimpan potensi tenaga air yang sangat besar untuk dapat dikembangkan menjadi PLTA, dan di beberapa lokasi dapat dikembangkan menjadi PLTM. Diperkirakan potensi PLTA di Sulawesi Barat bisa mencapai 1.000 MW.

Potensi tenaga air cukup besar, antara lain 450 MW di Tumbuan, Kecamatan Kalumpang, PLTA Karama 190 MW di Mamuju, perlu dilakukan studi lebih lanjut.

### **Pengembangan Pembangkit**

Memperhatikan besarnya potensi tenaga air tersebut, prioritas pertama dalam mengembangkan pembangkit adalah membangun PLTA. Rencana pembangunan PLTA tersebut harus diawali dengan studi kelayakan yang baik dan lengkap termasuk adanya data curah hujan yang memadai dan berkualitas.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2025, di Provinsi Sulawesi Barat direncanakan akan dibangun pembangkit dengan kapasitas total hingga 601 MW yang akan tersambung ke sistem 150 kV sistem Sulselbar. Apabila tambahan pembangkit baru tersebut selesai beroperasi, maka kelebihan dayanya akan dikirim ke daerah lain melalui sistem interkoneksi 150 kV. Rencana pengembangan pembangkit tersebut diberikan pada Tabel C11.3.

**Tabel C11.3 Pengembangan Pembangkit**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Mamuju	PLTU	Swasta	2x25	2017	Konstruksi
2	Tersebar	PLTBM	Swasta	5	2020	Rencana
3	Tabulahan	PLTA	Swasta	2x10	2022/23	Rencana
4	Masupu	PLTA	Swasta	2x18	2022/23	Rencana
5	Tersebar	PLTA	Swasta	300	2024/25	Rencana
6	Karama Peaking (Unsolicited)	PLTA	Swasta	190	2025	Rencana
JUMLAH				601		

Proyek PLTA Karama ini merupakan sebuah proyek Kerjasama Pemerintah Swasta (KPS) “*unsolicited*”. Proyek tersebut mengalami hambatan utamanya masalah sosial sehingga sampai saat ini belum bisa berjalan. Untuk menghindari masalah sosial tersebut, saat ini sedang dilakukan studi ulang dan sesuai hasil pra-studi kelayakan, solusi yang akan ditempuh adalah menurunkan tinggi bendungan sehingga luas genangan menjadi berkurang. Akibatnya, kapasitas PLTA akan turun dari semula 450 MW menjadi sekitar 190 MW. Hasil pra-studi tersebut dijadikan dasar untuk penyusunan neraca daya sistem Sulselbar.

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

#### **Pengembangan Transmisi**

Untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke pusat beban dan dalam rangka menyambung beban yang selama ini dilayani oleh PLTD terhubung ke sistem, akan dibangun transmisi 150 kV. Di Provinsi Sulawesi Barat direncanakan pembangunan transmisi 150 kV dari Silae (Sulteng) sampai ke Mamuju melalui Pasang Kayu dan Topoyo, dan transmisi dari PLTA Poko ke Bakar. Selain itu, juga direncanakan akan pembangunan transmisi EHV dengan level tegangan sekurang-kurangnya 275 kV untuk menyalurkan daya dari PLTA Tumbuan dan Karama serta PLTA besar lainnya ke Mamuju, dan selanjutnya ke arah Enrekang (Sulsel). Namun demikian, pemilihan



level tegangan dan pelaksanaan pembangunannya akan disesuaikan dengan hasil studi master plan sistem Sulawesi yang saat ini sedang dilakukan.

Panjang total saluran transmisi yang akan dibangun mencapai 1.252 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 464 juta seperti pada Tabel C11.4.

**Tabel C11.4 Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Pasangkayu	Silae	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	90	2017	Konstruksi
2	PLTU Mamuju (FTP2)	Mamuju	150 kV	2 cct, 2xHawk, 240 mm	118	2017	Konstruksi
3	Mamuju Baru	Inc. 2 phi (PLTU Mamuju-Mamuju)	150 kV	2 cct, 2xHawk, 240 mm	4	2017	Konstruksi
4	PLTU Mamuju (FTP2)	Topoyo	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	50	2017	Konstruksi
5	Topoyo	Pasangkayu	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	220	2017	Konstruksi
6	Polman	Mamasa	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	80	2019	Rencana
7	PLTA Salu Uro	Mamuju Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	110	2019	Rencana
8	PLTA Salu Uro	Wotu	275 kV	2 cct, 4 x 429 ACSR (Zebra)	300	2020	Rencana
9	PLTA Poko	Bakaru II	275 kV	2 cct, 4 x 429 ACSR (Zebra)	40	2021	Rencana
10	PLTA Poko	PLTA Salu Uro	275 kV	2 cct, 4 x 429 ACSR (Zebra)	240	2021	Rencana
	Total				1252		

### **Pengembangan Gardu Induk**

Seiring dengan pembangunan transmisi, di Sulawesi Barat akan dibangun beberapa gardu induk terkait. Di Pasangkayu akan dibangun gardu induk baru 150/20 kV 30 MVA yang terhubung ke sistem Palu–Poso melalui GI Silae di kota Palu provinsi Sulawesi Tengah. Selain itu direncanakan penambahan trafo di GI eksisting kapasitas 30 MVA. Sedangkan yang terkait dengan proyek PLTA Karama, akan dibangun GITET 275/150 kV dan GI Mamuju Baru 150/20 kV tetapi pelaksanaan pembangunannya akan menunggu hasil studi *master plan* sistem Sulawesi.

Total daya GI yang akan dibangun termasuk IBT 275/150 kV adalah 440 MVA, dengan dana investasi yang diperlukan sekitar US\$ 39 juta, belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk GI pembangkit, seperti pada Tabel C11.5.

**Tabel C11.5 Pembangunan Gardu Induk**

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Pasangkayu	150/20 kV	New	30	2017	Pengadaan
2	Topoyo	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
3	Mamuju Baru	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
4	Mamasa	150/20 kV	new	30	2019	Rencana
6	Mamuju Baru - IBT	275/150 kV	New	200	2021	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
5	Mamuju	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
7	Polmas	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
	Total			440		

### **Pengembangan Distribusi**

Hingga tahun 2025 akan dilakukan penambahan sambungan baru sekitar 141 ribu pelanggan. Jaringan distribusi yang akan dibangun, termasuk untuk melistriki perdesaan, terdiri dari JTM sepanjang 370 kms, JTR sekitar 283 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 319 MVA. Rincian pengembangan distribusi di Sulawesi Barat diberikan pada Tabel C11.6.

**Tabel C11.6 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	46	31	21	14,784
2017	48	31	24	18,702
2018	41	27	26	18,965
2019	41	28	27	18,632
2020	40	29	31	19,729
2021	31	27	34	14,049
2022	29	27	37	8,800
2023	30	28	38	9,050
2024	32	29	40	9,374
2025	32	28	42	9,684
<b>2016-2025</b>	<b>370</b>	<b>283</b>	<b>319</b>	<b>141,768</b>

### **C11.4 Ringkasan**

Ringkasan prakiraan kebutuhan tenaga listrik, rencana pembangunan fasilitas sistem kelistrikan dan kebutuhan investasi di Provinsi Sulawesi Barat sampai dengan tahun 2025 sebagaimana terdapat dalam Tabel C11.7.

**Tabel C11.7 Ringkasan**

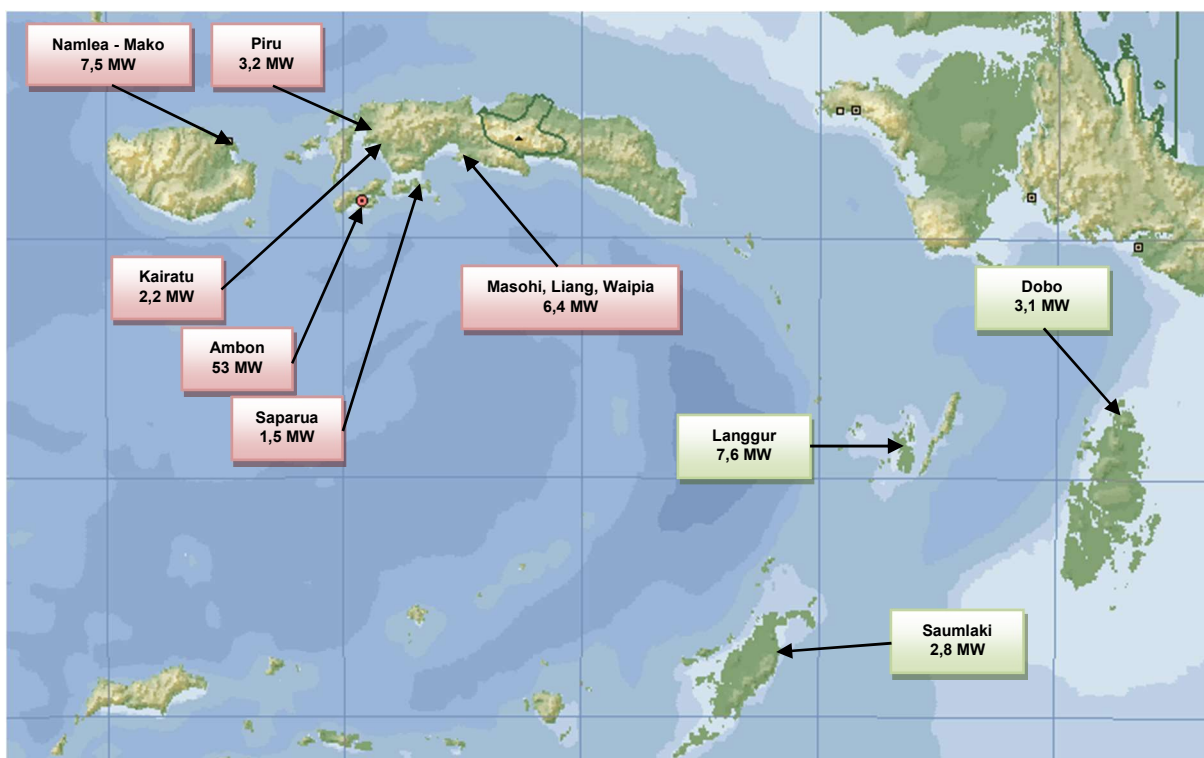
Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	274	306	61	0	0	0	5
2017	299	337	67	50	90	482	185
2018	327	371	73	0	0	0	5
2019	357	405	80	0	30	190	51
2020	389	441	87	5	60	0	8
2021	425	480	94	0	200	280	192
2022	463	523	104	28	0	300	223
2023	505	569	113	28	0	0	48
2024	550	618	123	150	60	0	233
2025	599	672	134	340	0	0	516
<b>Jumlah</b>				<b>601</b>	<b>440</b>	<b>1,252</b>	<b>1,466</b>

## LAMPIRAN C.12 RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI MALUKU

### C12.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku saat ini terdiri dari 8 sistem kelistrikan dengan beban diatas 2 MW adalah Sistem Ambon, Masohi-Waipia-Liang, Kairatu-Piru, Namlea-Mako, Saparua, Tual, Dobo, dan Saumlaki. Selain itu terdapat 44 pusat pembangkit kecil tersebar.

Beban puncak total *non coincident* seluruh Provinsi Maluku sekitar 106 MW, dipasok dari pembangkit-pembangkit PLTD dan PLTS tersebar yang terhubung langsung ke sistem distribusi 20 kV dan sebagian tersambung langsung ke jaringan 220 Volt pada masing-masing sistem kelistrikan seperti ditunjukkan pada Gambar C12.1



Gambar 12.1 Peta Lokasi Pembangkit di Provinsi Maluku

Sistem kelistrikan terbesar di Provinsi Maluku adalah sistem Ambon, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit 88,3 MW termasuk PLTD sewa, dengan daya mampu sekitar 64,6 MW dan beban puncak 53,0 MW. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Maluku adalah sebesar 75,24%. Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku dengan beban puncak diatas 2 MW posisi bulan September 2015 sebagaimana dapat dilihat pada Tabel C12.1.

Tabel B.12.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	<b>Sistem Ambon</b>						
	1. Hative Kecil	PLTD	BBM	PLN	21,5	8,6	
	2. Sewa Mesin Hative Kecil	PLTD	BBM	PLN	20,0	16,0	
	3. Poka	PLTD	BBM	PLN	20,8	14,0	
	4. Sewa Mesin Poka	PLTD	BBM	PLN	26,0	26,0	
	<b>TOTAL</b>				<b>88,3</b>	<b>64,6</b>	<b>53,0</b>
2	<b>Sistem Masohi</b>						
	1. Masohi	PLTD	BBM	PLN	4,7	0,8	4,9
	2. Sewa Mesin Masohi	PLTD	BBM	PLN	6,0	6,0	
	3. Waipia	PLTD	BBM	PLN	0,4	0,1	0,3
	4. Liang	PLTD	BBM	PLN	0,0	0,0	1,2
	5. Sewa Mesin Liang	PLTD	BBM	PLN	1,0	1,0	
	<b>TOTAL</b>				<b>12,1</b>	<b>7,9</b>	<b>6,4</b>
3	<b>Sistem Kairatu - Piru</b>						
	1. Kairatu	PLTD	BBM	PLN	1,3	0,3	2,2
	2. Sewa Mesin Kairatu	PLTD	BBM	PLN	4,0	4,0	
	3. Piru	PLTD	BBM	PLN	1,5	0,8	3,2
	4. Sewa Mesin Piru	PLTD	BBM	PLN	2,0	2,0	
	<b>TOTAL</b>				<b>8,8</b>	<b>7,2</b>	<b>5,4</b>
4	<b>Sistem Namlea - Mako</b>						
	1. Namlea	PLTD	BBM	PLN	4,6	2,3	5,1
	2. Sewa Mesin Namlea	PLTD	BBM	PLN	5,0	5,0	
	3. Mako	PLTD	BBM	PLN	1,3	0,4	2,4
	4. Sewa Mesin Mako	PLTD	BBM	PLN	2,0	0,2	
	<b>TOTAL</b>				<b>12,9</b>	<b>7,9</b>	<b>7,5</b>
5	<b>Sistem Saparua</b>						
	Saparua	PLTD	BBM	PLN	<b>3,2</b>	<b>1,0</b>	<b>1,5</b>
6	<b>Sistem Tual</b>						
	1. Langgur	PLTD	BBM	PLN	9,8	2,8	
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	4,0	4,0	
	<b>TOTAL</b>				<b>13,8</b>	<b>6,8</b>	<b>7,6</b>
7	<b>Sistem Saumlaki</b>						
	1. Saumlaki	PLTD	BBM	PLN	7,0	4,7	2,8
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	1,5	1,5	
	<b>TOTAL</b>				<b>8,5</b>	<b>6,2</b>	<b>2,8</b>
8	<b>Sistem Dobo</b>						
	1. Dobo	PLTD	BBM	PLN	2,5	1,2	3,1
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	1,5	1,5	
	<b>TOTAL</b>				<b>4,0</b>	<b>2,7</b>	<b>3,1</b>
<b>Total</b>					<b>151,4</b>	<b>104,1</b>	<b>87,2</b>

## C12.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kota Ambon mempunyai populasi terbesar di Provinsi Maluku dan jumlah pelanggan PLN paling banyak berada di Ambon dibanding kota lainnya. Kondisi ekonomi Maluku dalam lima tahun terakhir tumbuh lebih baik dibanding sebelumnya yaitu rata-rata diatas 6,14% per tahun. Sektor Pertanian, perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa lainnya mempunyai kontribusi dominan dalam peningkatan pertumbuhan ekonomi di Provinsi Maluku. Kondisi ekonomi yang membaik ini dan ditopang oleh kondisi keamanan yang kondusif, akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Maluku.

Jumlah pelanggan PLN di Provinsi Maluku masih didominasi oleh kelompok rumah tangga dengan konsumsi mencapai 63%, disusul kelompok komersial 22%, publik 13% dan sisanya adalah konsumen industri.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi yang semakin membaik, penambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 - 2025 diperlihatkan pada Tabel C12.2.

**Tabel C12.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	8.81	573	652	121	322,240
2017	9.48	667	776	139	338,811
2018	10.01	756	884	155	356,401
2019	10.68	856	993	174	371,567
2020	8.54	945	1,097	190	384,538
2021	8.54	1,041	1,202	206	398,221
2022	8.54	1,144	1,314	224	412,705
2023	8.54	1,256	1,435	243	427,662
2024	8.54	1,377	1,564	264	441,986
2025	8.54	1,507	1,704	285	457,377
Pertumbuhan (%)	9.02	11.38%	11.31%	10.06%	3.97%

### **C12.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Rencana pembangunan sarana kelistrikan meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di provinsi Maluku dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

#### **Potensi Sumber Energi**

Sumber energi yang tersedia di Maluku untuk pembangkit listrik terbatas pada sumber-sumber *hydro* yang berada di Pulau Seram dan Pulau Buru serta panas bumi di Pulau Ambon dan Pulau Haruku.

Potensi panas bumi di Pulau Ambon tepatnya di desa Suli akan dimanfaatkan untuk proyek PLTP Tulehu 2x10 MW. Sumur eksplorasi sudah menghasilkan indikasi bahwa uap panas bumi di Tulehu (Desa Suli) cukup untuk membangkitkan listrik. Sedangkan di Haruku masih berupa potensi dan perlu dilakukan survey lebih lanjut. Selain itu, di Pulau Seram terdapat potensi hidro yang cukup besar bisa mencapai 100 MW lebih, namun sebagian diantaranya berada di kawasan hutan konservasi sehingga ada kemungkinan akan mengalami hambatan jikaseluruh potensi tersebut dikembangkan menjadi PLTA/M.

#### **Pengembangan Pembangkit**

Permasalahan jangka pendek dan mendesak untuk diselesaikan di Provinsi Maluku terutama kota Ambon adalah pasokan daya listrik yang tidak mencukupi dan

pembangkit yang ada masih menggunakan BBM. Sementara disisi lain, pelaksanaan proyek pembangkit non-BBM dan transmisi masih mengalami hambatan, sedangkan beban diperkirakan terus tumbuh tinggi. Akibatnya, sampai dengan dua atau tiga tahun kedepan, sistem kelistrikan di Ambon diperkirakan masih akan mengalami defisit daya. Untuk menyelesaikan permasalahan tersebut, di Ambon akan disiapkan PLTMG dengan kapasitas total 30 MW yang diharapkan pada tahun 2017 sudah bisa beroperasi.

Demikian juga dengan kondisi sistem kecil isolated tersebar di pulau-pulau lainnya tidak berbeda jauh dengan keadaan di sistem Ambon. Untuk mengatasi kondisi tersebut, akan dibangun pembangkit *dual fuel* PLTMG untuk mengisi kebutuhan daya sebelum PLTU atau pembangkit non-BBM lainnya beroperasi.

Khusus untuk kelistrikan di pulau-pulau kecil terluar dan daerah isolated yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, mengingat peranannya yang sangat strategis bagi keutuhan NKRI, sedang dibangun PLTD sesuai kebutuhan untuk menjamin kepastian kecukupan pasokan listrik didaerah perbatasan.

Untuk memenuhi kebutuhan jangka panjang, akan diprioritaskan membangun pembangkit energi terbarukan yaitu PLTP, PLTA/M, PLTS dan PLTB. Selain itu, sebagian akan dibangun PLTMG *dual fuel* untuk mengganti rencana proyek PLTU skala kecil yang masih banyak hambatan.

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025 akan dapat dipenuhi dengan membangun tambahan pembangkit baru di Maluku dengan kapasitas total sekitar 536 MW. Rincian pengembangan pembangkit di Provinsi Maluku ditampilkan pada Tabel C12.3.

**Tabel C12.3 Pengembangan Pembangkit**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Langgur	PLTMG	PLN	20	2017	Pengadaan
2	Namlea	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
3	Saumlaki	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
4	Dobo	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
5	Ambon Peaker	PLTMG	PLN	30	2017	Pengadaan
6	Seram Peaker	PLTMG	PLN	20	2018	Pengadaan
7	Bula	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
8	Wetar	PLTMG	PLN	5	2018	Rencana
9	Tulehu (FTP2)	PLTP	PLN	2x10	2019	Committed
10	Makariki	PLTM	PLN	2x2	2019	Rencana
11	Nua (Masohi)	PLTM	PLN	2x4.4	2019	Rencana
12	Namrole	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
13	Sapalewa	PLTM	PLN	2x4	2019	Rencana
14	Ambon	PLTMG	PLN	70	2018	Rencana
15	Wae Mala	PLTM	PLN	2x1	2019/20	Rencana
16	Isal 3	PLTM	PLN	2x2	2019/20	Rencana
17	Seram Peaker 2	PLTMG	PLN	30	2020	Rencana
18	Langgur 2	PLTMG	PLN	20	2020	Rencana
19	Namlea 2	PLTMG	PLN	10	2020	Rencana
20	Saumlaki 2	PLTMG	PLN	10	2020	Rencana
21	Dobo 2	PLTMG	PLN	10	2020	Rencana
22	Waai (FTP1)	PLTU	PLN	2x15	2021	Konstruksi
23	Ambon 2	PLTU	PLN	2x50	2020/21	Rencana
24	Saparua	PLTMG	PLN	10	2022	Rencana
25	Moa	PLTMG	PLN	10	2022	Rencana
26	Wai Tala	PLTA	PLN	16	2023	Rencana
27	Tersebar	PLTBM	Swasta	6	2017	Rencana
28	Wai Tina	PLTM	Swasta	2x6	2019	Pengadaan
29	Tersebar	PLTS	Swasta	10	2017-18	Rencana
30	Tersebar	PLTB	Swasta	20	2019-2025	Rencana
JUMLAH				<b>536</b>		

**Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

**Pengembangan Transmisi**

Selaras dengan pengembangan pembangkit PLTA/M, PLTP, PLTU dan PLTMG, akan dibangun transmisi 70 kV dan 150 kV untuk menyalurkan daya ke pusat beban. Mempertimbangkan adanya hambatan dilapangan saat pelaksanaan konstruksi dan untuk fleksibilitas operasi serta kemudahan koneksi pembangkit kedalam sistem, dalam jangka panjang transmisi yang akan dikembangkan menggunakan level tegangan 150 kV, termasuk menaikkan tegangan 70 kV menjadi 150 kV yang sedang dilakukan saat ini. Perlu juga dilakukan studi untuk menentukan lokasi baru pusat pembangkit selain di Waai.

Selama periode 2016-2025, transmisi 70 kV dan 150 kV yang akan dibangun sekitar 663 kms. Khusus untuk transmisi 70 kV di Pulau Buru terkait dengan rencana proyek PLTA/M Waitina di Pulau Buru, akan dibangun apabila hasil studi menunjukkan bahwa energi yang diproduksi sebagian besar akan dikirim ke Sistem Namlea-Mako. Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi tersebut sekitar US\$ 96 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C12.4.

**Tabel C12.4 Rencana Pengembangan Transmisi**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	PLTU Waai	GI Passo	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	18	2016	Konstruksi
2	GI Passo	GI Sirimau	70 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	12	2016	Konstruksi
3	GI Passo	GI Wayame	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	26	2017	Rencana
4	GI Piru	GI Kairatu	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	110	2018	Rencana
5	GI Masohi	GI Kairatu	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	210	2018	Rencana
6	GI Piru	GI Taniwel	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	60	2018	Rencana
7	PLTP Tulehu	Incomer 1 phi (Sirimau-Waai)	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	6	2019	Rencana
8	GI Namrole	GI Namlea	70 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	161	2019	Rencana
9	PLTU Ambon 2	GI Passo	150 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	20	2020	Rencana
10	PLTA Wai Tina	Inc. 1 Phi (Namrole-Namlea)	70 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	10	2021	Rencana
11	PLTA Tala	Incomer 2 phi (Kairatu-Masohi)	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	30	2023	Rencana
	Total				663		

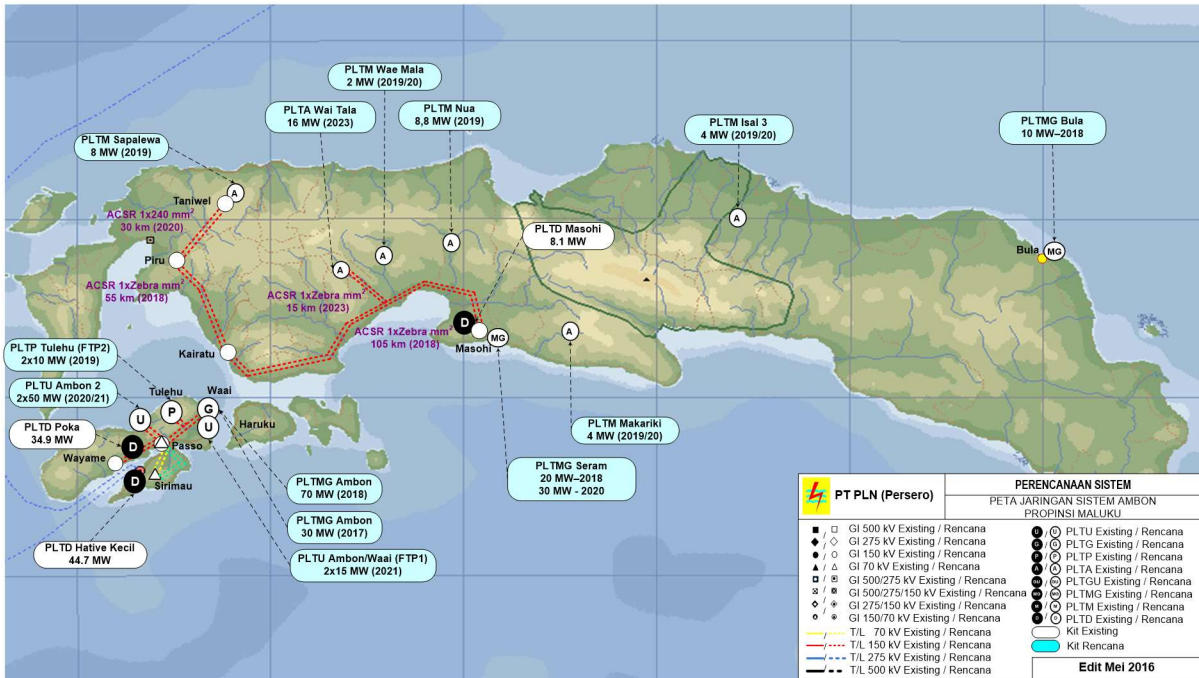
### **Pengembangan Gardu Induk (GI)**

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi terkait proyek pembangkit serta untuk distribusi listrik ke pelanggan, direncanakan pembangunan GI baru di 9 lokasi. Hingga tahun 2025 direncanakan pembangunan GI dengan kapasitas total 630 MVA. Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 46 juta, belum termasuk untuk pembangunan GI pembangkit seperti diperlihatkan pada Tabel C12.5.

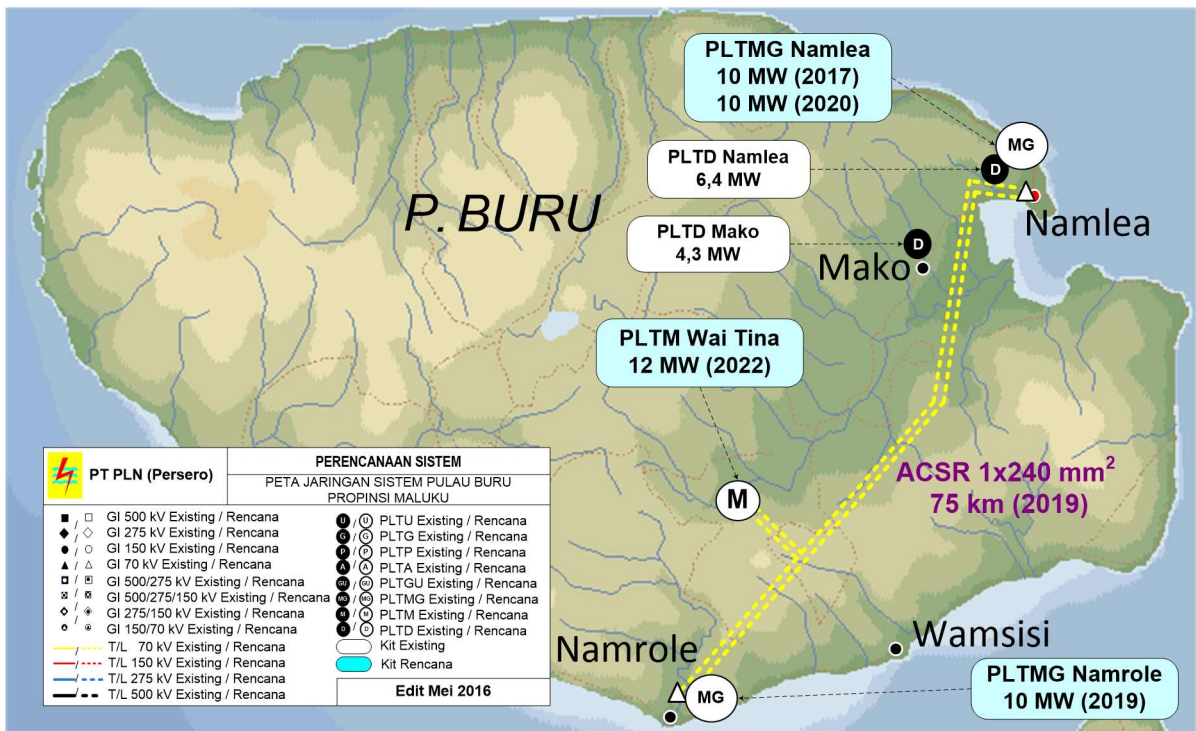
**Tabel C12.5 Pengembangan GI di Maluku**

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Sirimau	70/20 kV	New	40	2016	Konstruksi
2	Passo	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
3	Passo	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
4	Poka/Wayame	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
5	Passo (IBT)	150/70 kV	New	120	2017	Rencana
6	Waai (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Rencana
7	Piru	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
8	Taniwel (pembangkit)	150/20 kV	New	10	2018	Rencana
9	Kairatu	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
10	Masohi	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
11	Namrole	70/20 kV	New	30	2019	Rencana
12	Namlea	70/20 kV	New	30	2019	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
13	Passo	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Rencana
14	Sirimau	70/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
15	Sirimau	70/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
16	Namlea	70/20 kV	Extension	30	2024	Rencana
	Total			640		





Gambar C12.2 Peta Pengembangan Sistem Kelistrikan Pulau Ambon dan Pulau Seram



Gambar C12.3 Peta Pengembangan Sistem Kelistrikan Pulau Buru

### Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Maluku dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan tambahan pelanggan baru sekitar 153 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025, termasuk untuk melayani listrik perdesaan. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan antar sistem isolated yang memiliki potensi sumber energi terbarukan dan murah dengan sistem didekatnya yang masih menggunakan PLTD minyak. Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2016–2025 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 1.339 kms

JTM, sekitar 907 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 133 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C12.6.

**Tabel B.12-6 Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	116	78	12	18,838
2017	125	84	12	16,572
2018	131	87	13	17,590
2019	138	91	14	15,166
2020	141	92	12	12,970
2021	144	93	13	13,683
2022	147	94	13	14,484
2023	89	96	14	14,956
2024	153	96	15	14,325
2025	156	96	16	15,391
2016-2025	1,339	907	133	153,975

**Program Maluku dan Papua Terang & Program Indonesia Terang**

Program Maluku dan Papua terang adalah program PLN untuk meningkatkan elektrifikasi di wilayah Maluku dan Papua. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini diindikasikan sebelum Program Indonesia Terang (PIT) dicanangkan. Dengan dicanangkannya PIT oleh pemerintah, maka diperlukan koordinasi antara PLN, pemerintah dan pihak-pihak terkait untuk menisnergikan kedua program tersebut sehingga kedua program dapat berjalan dengan baik.

**C12.4 Ringkasan**

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel C12.7.

**Tabel C12.7 Ringkasan**

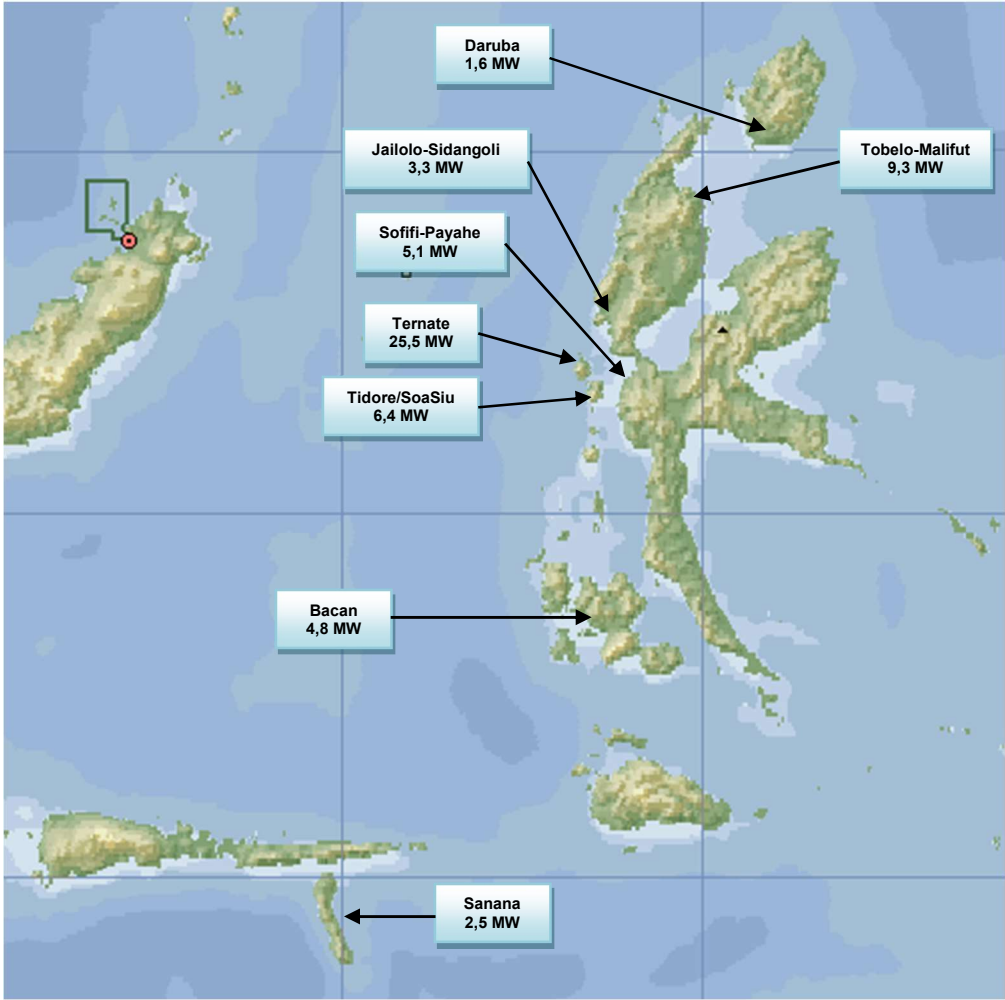
Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	573	652	121	0	60	30	17
2017	667	776	139	61	330	26	92
2018	756	884	155	180	100	380	285
2019	856	993	174	59	60	167	141
2020	945	1,097	190	140	0	10	169
2021	1,041	1,202	206	50	0	20	90
2022	1,144	1,314	224	20	60	0	28
2023	1,256	1,435	243	21	0	30	44
2024	1,377	1,564	264	0	30	0	12
2025	1,507	1,704	285	5	0	0	18
Jumlah				536	640	663	896

**LAMPIRAN C.13**  
**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)**  
**DI PROVINSI MALUKU UTARA**

**C13.1 Kondisi Saat Ini**

Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara terdiri dari 6 sistem kelistrikan dengan beban diatas 1,5 MW yaitu Sistem Ternate-Soa-Siu (Tidore), Tobelo-Malifut, Jailolo-Sofifi-Payahe, Bacan, Sanana dan Daruba. Selain itu juga terdapat 23 unit pusat pembangkit skala yang lebih kecil di lokasi tersebar.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Maluku Utara adalah sebesar 71,79%.Beban puncak gabungan (*non coincident*) sistem-sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara saat inisekitar 58,6 MW, dipasok oleh PLTD tersebar dan PLTS yang terhubung langsung ke sistem distribusi 20 kV seperti dapat dilihat pada Gambar B13.1.



**Gambar B13.1 Peta Lokasi Pembangkit di Provinsi Maluku Utara**

Sebagian sistem yang lebih kecil terhubung langsung ke jaringan tegangan rendah 220 Volt. Sistem terbesar di Maluku Utara adalah sistem Ternate-Tidore dimana sistem ini memiliki pasokan pembangkit sekitar 40,5 MW dengan daya mampu 31,6 MW dan beban puncak 32 MW. Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara dengan

beban puncak diatas 1,5 MW posisi Bulan September 2015 sebagaimana dapat dilihat pada Tabel B13.1.

**Tabel B13.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang di Maluku Utara**

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	<b>Sistem Ternate - Tidore</b>						
	1. Kayu Merah	PLTD	BBM	PLN	11,6	5,5	25,5
	2. Sewa Mesin Kayu Merah	PLTD	BBM	PLN	14,0	14,0	
	3. Soa Siu	PLTD	BBM	PLN	4,9	2,1	6,4
	4. Sewa Mesin Soa Siu	PLTD	BBM	PLN	10,0	10,0	
	<b>TOTAL</b>				<b>40,5</b>	<b>31,6</b>	<b>32,0</b>
2	<b>Sistem Tobelo</b>						
	1. Tobelo	PLTD	BBM	PLN	6,8	3,6	8,0
	2. Sewa Mesin Tobelo	PLTD	BBM	PLN	4,0	4,0	
	3. Malifut	PLTD	BBM	PLN	3,2	1,3	1,3
	<b>TOTAL</b>				<b>14,0</b>	<b>8,9</b>	<b>9,4</b>
3	<b>Sistem Jailolo-Sidangoli-Soffi-Payahe</b>						
	1. Jailolo-Sidangoli	PLTD	BBM	PLN	4,6	2,2	3,3
	2. Sewa Mesin Jailolo	PLTD	BBM	PLN	3,0	2,0	
	3. Soffi	PLTD	BBM	PLN	3,0	2,8	5,1
	4. Sewa Mesin Soffi	PLTD	BBM	PLN	3,2	2,0	
	5. Payahe	PLTD	BBM	PLN	0,4	0,2	-
	<b>TOTAL</b>				<b>14,2</b>	<b>9,2</b>	<b>8,4</b>
4	<b>Sistem Bacan</b>						
	1. Bacan	PLTD	BBM	PLN	3,2	1,7	4,8
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	3,0	3,0	
	<b>TOTAL</b>				<b>6,2</b>	<b>4,7</b>	<b>4,8</b>
5	<b>Sistem Sanana</b>						
	1. Sanana	PLTD	BBM	PLN	2,4	0,4	2,5
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	4,0	3,0	
	<b>TOTAL</b>				<b>6,4</b>	<b>3,4</b>	<b>2,5</b>
6	<b>Sistem Daruba</b>						
	Daruba	PLTD	BBM	PLN	7,3	4,7	1,6
	<b>TOTAL</b>				<b>88,7</b>	<b>62,4</b>	<b>58,6</b>

### **C13.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Ternate merupakan kota terbesar di Provinsi Maluku Utara dan mempunyai populasi penduduk terbesar di provinsi ini. Kekayaan alam provinsi ini juga melimpah berupa tambang nikel dan emas yang banyak tersedia di pulau Halmahera. Soffi yang berada di pulau Halmahera dan merupakan ibukota Provinsi Maluku Utara, diperkirakan akan memberikan dampak positif bagi perkembangan ekonomi di daerah sekitarnya. Pertumbuhan ekonomi Provinsi ini cukup tinggi dan dalam lima tahun terakhir mencapai rata-rata 5,9% per-tahun.

Sesuai rencana, di Halmahera akan menjadi salah satu pusat pertumbuhan ekonomi di Indonesia Timur dengan program utama adalah pengembangan industri pengolahan tambang yaitu ferro nikel dan industri hilirnya untuk mendapatkan nilai tambah yang lebih tinggi. Selain itu, di Morotai juga akan dikembangkan kawasan industri pengolahan dan pariwisata. Kondisi ini akan dapat mendorong ekonomi di Provinsi ini tumbuh lebih cepat dan pada akhirnya kebutuhan listrik juga akan meningkatkan lebih tinggi.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk

dan peningkatan rasio pelanggan rumah tangga berlistrik di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 – 2025 sebagaimana diberikan pada Tabel C13.2.

**Tabel C13.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7.2	373	427	83	204,427
2017	7.8	430	496	94	215,949
2018	8.2	484	556	105	227,280
2019	8.7	546	638	117	238,253
2020	7.0	601	704	127	248,224
2021	7.0	659	768	138	257,971
2022	7.0	722	836	150	267,191
2023	7.0	791	913	163	276,588
2024	7.0	867	995	177	286,553
2025	7.0	948	1,082	191	296,082
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>7.4</b>	<b>11.0%</b>	<b>10.9%</b>	<b>9.8%</b>	<b>4.2%</b>

### **C13.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Rencana pembangunan sarana kelistrikan meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di provinsi Maluku Utara dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer serta kondisi geografis setempat, sebagai berikut.

#### **Potensi Sumber Energi**

Di Pulau Halmahera terdapat beberapa potensi energi panas bumi yang cukup besar yaitu mencapai 40 MW yang akan dikembangkan menjadi PLTP Jailolo, di Telaga Ranu dengan cadangan terduga sebesar 85 MWe dan Gunung Hamiding sebesar 265 MWe. Di Pulau Bacan juga terdapat potensi sumber panas bumi yaitu di Songa Wayaua namun tidak terlalu besar. Sumber energi primer lainnya adalah tenaga air namun tidak besar dan hanya dapat dikembangkan menjadi PLTM untuk melayani kebutuhan listrik masyarakat setempat.

#### **Pengembangan Pembangkit**

Kondisi kelistrikan sistem 20 kV Ternate – Tidore saat ini tanpa cadangan yang memadai, sedangkan beban puncak sistem diperkirakan masih akan tumbuh cukup tinggi. Proyek pembangkit non-BBM PLTU Tidore 2x7 MW yang saat ini dalam tahap pengujian, diperkirakan tahun 2015 baru akan beroperasi. Proyek pembangkit non-BBM yang lain belum ada yang berjalan sehingga dalam dua sampai tiga tahun kedepan diperkirakan pembangkit yang ada tidak akan bisa mengimbangi kenaikan beban. Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Ternate – Tidore akan disiapkan *mobile power plant* (MPP) kapasitas 30 MW *dual fuel* dan diharapkan tahun 2017 sudah dapat beroperasi agar sistem tidak mengalami defisit daya.

Kondisi yang sama juga terjadi di Sofifi dimana proyek PLTU Sofifi 2x3 MW juga mengalami hambatan. Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, akan dibangun MPP kapasitas 10 MW untuk memberikan kepastian pasokan listrik di Sofifi sebagai ibukota provinsi Maluku Utara.

Selain itu, untuk memberikan kepastian pasokan listrik dimasa depan, akan dibangun beberapa PLTMG *dual fuel* (gas dan HSD) di beberapa sistem lokasi tersebar, serta mengoptimalkan pemanfaatan tenaga panas bumi (PLTP) Jailolo dan Songa Wayaua menggantikan rencana PLTU skala kecil.

Kebutuhan tenaga listrik 2016 sampai dengan tahun 2025 akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTU, PLTMG, PLTP dan PLTM serta PLTS oleh swasta dengan kapasitas total sekitar 380 MW seperti ditampilkan pada Tabel C13.3.

**Tabel C13.3 Pengembangan Pembangkit**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Maluku Utara / Tidore (FTP1)	PLTU	PLN	2x7	2016	Konstruksi
2	MPP Ternate	PLTG/MG	PLN	30	2017	Pengadaan
3	MPP Sofifi	PLTG/MG	PLN	10	2017	Pengadaan
4	MPP Tobelo	PLTG/MG	PLN	10	2017	Pengadaan
5	Malifut	PLTMG	PLN	5	2017	Pengadaan
6	Sofifi	PLTU	PLN	2x3	2018	Konstruksi
7	Ternate 2	PLTMG	PLN	40	2018	Rencana
8	Bacan	PLTMG	PLN	20	2018	Rencana
9	Sanana	PLTMG	PLN	15	2018	Rencana
10	Morotai	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
11	Tidore	PLTMG	PLN	20	2020	Rencana
12	Tobelo	PLTMG	PLN	20	2020	Rencana
13	Maba	PLTMG	PLN	10	2023	Rencana
14	Tersebar	PLTS	Swasta	15	2017-2024	Rencana
15	Jailolo (FTP2)	PLTP	Swasta	40	2021-2023	Pengadaan
16	Songa Wayaua (FTP2)	PLTP	Swasta	5	2024	Rencana
17	Tersebar	PLTP	Swasta	20	2024	Rencana
18	Tidore	PLTU	Unallocated	2x25	2022/23	Rencana
19	Halmahera (Load Follower)	PLTMG	Unallocated	40	2021	Rencana
JUMLAH				<b>380</b>		

Khusus untuk kelistrikan di pulau-pulau kecil terluar dan daerah isolated yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, mengingat peranannya yang sangat strategis bagi keutuhan NKRI, sedang diselesaikan pembangunan PLTD untuk menjamin kepastian kecukupan pasokan listrik didaerah perbatasan.

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)**

#### **Pengembangan Transmisi**

Rencana pengembangan transmisi di Maluku Utara khususnya di Pulau Halmahera ini dimaksudkan untuk evakuasi daya dari pusat pembangkit yaitu PLTP Jailolo ke pusat-pusat beban. Mengingat lokasi beban tersebar jauh dari pusat pembangkit, maka akan dibangun transmisi 150 kV sepanjang 436 kms. Transmisi ini sudah termasuk rencana interkoneksi sistem Ternate-Tidore menggunakan kabel laut. Rencana pembangunan transmisi dan kabel laut 150 kV yang menghubungkan sistem

Ternate-Tidore dengan system Halmahera (Sofifi), akan diusulkan dalam RUPTL apabila hasil studi dasar laut, kelayakan teknis serta keekonomiannya dinyatakan layak. Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi SUTT tersebut sekitar US\$ 64 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C13.4.

Tabel C13.4 Pembangunan SUTT 150 kV

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	PLTMG Ternate	GI Ternate 1	150 kV	2 cct, 2xHawk	10	2018	Rencana
2	Jailolo	Tobelo	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	220	2020	Rencana
3	Sofifi	Incomer 1 phi (Jailolo-Maba)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	46	2020	Rencana
4	Jailolo	Maba	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	110	2021	Rencana
5	PLTU Tidore	GI Ternate 1	150 kV	2 cct, 2xHawk	20	2022	Rencana
6	GI Ternate 1	GI Ternate 2	150 kV	2 cct, 2xHawk	10	2022	Rencana
7	PLTU Tidore	GI Tidore	150 kV	2 cct, 2xHawk	20	2022	Rencana
	Total				436		



Gambar C13.2. Peta rencana pengembangan sistem 150 kV Halmahera

### Pengembangan GI

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi tersebut untuk menyalurkan daya listrik ke pelanggan, direncanakan dibangun gardu induk baru. Sampai dengan tahun 2025 direncanakan pembangunan GI 150 kV di 8 lokasi beserta perluasannya dengan total kapasitas 340 MVA dan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 27 juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI Pembangkit, seperti diperlihatkan pada Tabel C13.5.

**Tabel C13.5 Pengembangan GI di Maluku Utara**

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Soffi	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
2	Tobelo	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
3	Jailolo	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
4	Malifut	150/20 kV	New	20	2020	Rencana
5	Maba	150/20 kV	New	20	2021	Rencana
6	Ternate 1	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
7	Ternate 2	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
8	Tidore	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
9	Tobelo	150/20 kV	Extension	30	2024	Rencana
	Total			340		

### **Pengembangan Distribusi**

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Maluku Utara dimaksudkan untuk mendukung program penambahan pelanggan baru sekitar 107 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan pulau-pulau yang memiliki potensi sumber energi terbarukan dan murah dengan pulau terdekat yang tidak tersedia energi murah. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan keekonomiannya serta hasil studi laut.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2016-2025 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 852 kms JTM, 577 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 84 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C13.6.

**Tabel C13.6 Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku Utara**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	75	51	8	15,473
2017	81	54	8	11,522
2018	84	56	8	11,331
2019	88	58	9	10,973
2020	90	58	8	9,971
2021	91	59	8	9,747
2022	93	59	8	9,221
2023	56	60	9	9,396
2024	96	60	9	9,965
2025	98	61	10	9,528
2016-2025	852	577	84	107,128

### **C13.4 Pengembangan Sistem Kelistrikan Terkait Industri Feronikel**

Di Pulau Halmahera terdapat potensi tambang nikel yang sangat besar dan akan dikembangkan dan diolah menjadi FeNi. Beberapa calon investor berminat mengolah tambang tersebut dengan membangun smelter fero-nickel, salah satunya PT Antam di Buli. Adanya industri pengolahan beserta turunannya/ekstraksi, diharapkan akan



mendorong pertumbuhan ekonomi Maluku Utara lebih cepat dan Halmahera akan menjadi salah satu pusat pertumbuhan ekonomi untuk kawasan Maluku.

Mengingat daya yang dibutuhkan cukup besar, maka pembangkit yang disiapkan untuk memasok daya untuk kebutuhan smelter dan industri hilirnya akan dibangun sendiri oleh PT Antam di Buli. Begitu juga calon investor lainnya, juga perlu membangun pembangkit sendiri bila akan membangun industri smelter mengingat daya yang dibutuhkan sangat besar dan sifat beban yang spesifik serta berfluktuasi. Apabila tersedia kelebihan dayanya, PLN akan memanfaatkan kelebihan daya tersebut untuk melayani beban pelanggan umum didaerah sekitar kawasan industri.

### C13.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 sebagaimana diperlihatkan pada Tabel C13.7.

**Tabel C13.7 Ringkasan**

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	373	427	83	14	0	0	35
2017	430	496	94	60	0	0	68
2018	484	556	105	81	60	10	84
2019	546	638	117	10	30	0	18
2020	601	704	127	40	80	266	86
2021	659	768	138	50	20	110	86
2022	722	836	150	35	120	50	96
2023	791	913	163	55	0	0	114
2024	867	995	177	35	30	0	115
2025	948	1,082	191	0	0	0	8
Jumlah				380	340	436	710

**LAMPIRAN C.14**  
**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)**  
**DI PROVINSI PAPUA**

**C14.1 Kondisi kelistrikan saat ini**

Provinsi Papua terdiri dari 36 Kabupaten dan 1 Kotamadya, dengan sebaran lokasi ibukotanya saling berjauhan. Pasokan listriknya menggunakan sistem 20 kV dan masih isolated, sebagian lagi menggunakan jaringan tegangan rendah 220 Volt langsung ke beban. Selain itu, masih terdapat beberapa ibukota Kabupaten yang belum mendapatkan layanan listrik dari PLN. Sistem kelistrikan isolated yang berbeban diatas 1 MW ada 9 sistem yaitu Sistem Jayapura, Genyem, Wamena, Timika, Merauke, Nabire, Serui, Biak dan Sarmi. Selain itu, terdapat sistem kelistrikan isolated dengan beban puncak kurang dari 1 MW merupakan listrik perdesaan tersebar di 53 lokasi.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Papua masih sangat rendah, yaitu 39,66 %.Beban puncak seluruh sistem kelistrikan (*non coincident*) di Provinsi Papua sekitar 145.9 MW dan dipasok dari pembangkit-pembangkit jenis PLTD, PLTS dan PLTM. Energi listrik disalurkan melalui jaringan tegangan menengah (JTM) 20 kV dan jaringan tegangan rendah (JTR) 400/231 Volt. Sistem kelistrikan Jayapura merupakan sistem terbesar di antara kesembilan sistem kelistrikan di Provinsi Papua sebagaimana diberikan dalam Tabel C14.1.

Peta sistem kelistrikan di Provinsi Papua seperti pada Gambar C14.1.



**Gambar C14.1 Peta Sistem Kelistrikan Provinsi Papua**

Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Papua posisi sampai dengan September 2015 diberikan pada Tabel C14.1.

**Tabel C14.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang**

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Jayapura	PLTD	BBM	PLN	100.5	66.1	69.0
2	Genyem	PLTD	BBM	PLN	14.7	1.9	1.2
3	Wamena	PLTD, PLTM	BBM	PLN	7.3	3.6	4.5
4	Timika	PLTD	BBM	PLN	28.8	19.8	18.9
5	Biak	PLTD	BBM	PLN	21.0	12.5	10.7
6	Serui	PLTD	BBM	PLN	8.4	5.6	4.5
7	Merauke	PLTD	BBM	PLN	17.7	17.5	16.4
8	Nabire	PLTD	BBM	PLN	34.5	15.6	13.4
9	Lisdes Tersebar	PLTD, PLTS	BBM/Surya	PLN	13.9	10.0	7.3
<b>TOTAL</b>					<b>246.9</b>	<b>152.4</b>	<b>145.9</b>

## C14.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi ekonomi Provinsi Papua dalam lima tahun terakhir tumbuh agar rendah dibanding sebelumnya yaitu rata-rata 5,34% per tahun. Sektor pertambangan dan penggalian, perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa lainnya mempunyai kontribusi yang dominan. Kondisi ekonomi yang cukup baik ini akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Provinsi Papua .

Pelanggan PLN masih didominasi oleh kelompok rumah tangga dengan konsumsi sekitar 56% terhadap total penjualan listrik pertahunnya. Mengingat kondisi pasokan listrik yang terbatas dan geografi yang cukup sulit sehingga saat ini kebutuhan energi listrik belum seluruhnya dapat dipenuhi.

Memperhatikan data penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan potensi pertumbuhan ekonomi regional, penambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 diperlihatkan pada Tabel C14.2.

**Tabel C14.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7.07	839	941	140	409,163
2017	7.61	948	1,063	158	459,950
2018	8.04	1,044	1,171	174	512,407
2019	8.57	1,147	1,286	190	566,598
2020	6.86	1,257	1,410	208	621,931
2021	6.86	1,369	1,534	226	678,404
2022	6.86	1,493	1,673	246	736,227
2023	6.86	1,614	1,809	266	795,354
2024	6.86	1,739	1,949	286	855,763
2025	6.86	1,875	2,101	308	917,403
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>7.24</b>	<b>9.4%</b>	<b>9.3%</b>	<b>9.2%</b>	<b>9.4%</b>

## **C14.2 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Papua dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer setempat serta sebaran penduduknya, adalah sebagai berikut.

### **Potensi Sumber Energi**

Sumber energi primer di Provinsi Papua yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik terbatas pada sumber-sumber potensi tenaga air, namun kapasitasnya sangat besar dengan lokasi yang cukup jauh dari pusat beban. Berdasarkan hasil survei dan studi yang dilakukan oleh PLN Proyek Induk Sarana Fisik dan Penunjang, PLN Enjiniring dan PT Gama Epsilon selama periode 1996-2009, potensi tenaga air di Provinsi Papua yang terdata adalah sekitar 11.000 MW tersebar di 15 lokasi. Dari potensi-potensi tersebut yang sudah dilakukan studi kelayakan dan desain rinci adalah sebesar 26,6 MW, yaitu di Walesi, Kalibumi, Mariarotu dan Sanoba.

Selain potensi tersebut, juga terdapat potensi PLTA di Jayapura dengan kapasitas sekitar 20 MW, memanfaatkan aliran sungai yang berasal dari Danau Sentani.

Kurang maksimalnya pengembangan potensi tenaga air di provinsi Papua disebabkan oleh karena lokasi sumber energi berada jauh dari pusat beban, sehingga belum layak untuk dikembangkan secara besar-besaran.

### **Pengembangan Pembangkit**

Seperti halnya di daerah lain, kondisi sistem kelistrikan di ibukota provinsi yaitu di Jayapura masih belum tercukupi dengan baik dan masih menggunakan PLTD HSD sebagai sumber utamanya. Proyek PLTU Holtekamp dan PLTA Genyem serta transmisi 70 kV terkait dalam tahanan penyelesaian dan diharapkan tahun 2016 sudah beroperasi.

Beban di sistem ini tumbuh cukup tinggi, sedangkan proyek pembangkit baru belum ada yang berjalan sehingga diperkirakan hingga tiga tahun kedepan kondisi sistem masih akan defisit.

Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Jayapura akan dibangun *mobile power plant* (MPP) kapasitas 50 MW *dual fuel* (gas dan HSD) dan diharapkan pada tahun 2017 sudah bisa beroperasi.

Selain itu, untuk memberikan kepastian pasokan listrik dimasa depan terutama di ibukota Kabupaten yaitu Timika, Serui, Nabire, Biak dan Merauke, akan dibangun beberapa PLTMG *dual fuel* (gas dan HSD) di beberapa sistem 20 kV lokasi tersebar menggantikan rencana PLTU skala kecil.

Dalam rangka memenuhi kebutuhan beban periode 2016 – 2025, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 632 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C14.3. Selain itu terdapat potensi PLTS dan PLTM yang diharapkan dapat dikembangkan oleh swasta yaitu PLTM Rendani 2x0,65 MW di Kabupaten Yapen, PLTM Serambokan 118 kW di distrik Okaom di Kabupaten Pegunungan Bintang yang saat ini dalam tahap studi kelayakan.

**Tabel C14.3 Pengembangan Pembangkit**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Jayapura (FTP1)	PLTU	PLN	2x10	2016	Konstruksi
2	Serui	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
3	MPP Timika	PLTG/MG	PLN	10	2017	Pengadaan
4	Biak	PLTMG	PLN	15	2017	Pengadaan
5	Merauke	PLTMG	PLN	20	2017	Pengadaan
6	MPP Jayapura	PLTG/MG	PLN	50	2017	Pengadaan
7	MPP Nabire	PLTG/MG	PLN	20	2017	Pengadaan
8	Timika	PLTMG	PLN	40	2018	Rencana
9	Amai	PLTM	PLN	0.7	2018	Rencana
10	Jayapura Peaker	PLTMG	PLN	40	2018	Rencana
18	Merauke 2	PLTMG	PLN	20	2018	Rencana
11	Timika	PLTU	PLN	4x7	2018/19	Konstruksi
12	Mariarotu I	PLTM	PLN	1.3	2019	Rencana
13	Kalibumi I	PLTM	PLN	2.6	2019	Rencana
14	Serui 2	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
15	Mariarotu II	PLTM	PLN	1.3	2019	Rencana
16	Sarmi	PLTMG	PLN	5	2019	Rencana
17	Biak 2	PLTMG	PLN	20	2019	Rencana
18	Nabire 2	PLTMG	PLN	20	2019	Rencana
19	Digoel	PLTM	PLN	3	2019	Rencana
20	Walesi Blok II	PLTM	PLN	6x1	2019	Rencana
21	Jayapura 2	PLTU	PLN	2x50	2020/21	Rencana
22	Orya 2	PLTA	PLN	14	2023	Rencana
23	Baliem	PLTA	PLN	50	2023-2025	Rencana
24	Tersebar	PLTS	Swasta	20	2017-2019	Rencana
25	Tersebar	PLTBM	Swasta	10	2018	Rencana
26	Nabire - Kalibobo	PLTU	Swasta	2x7	2019	Committed
27	Tersebar	PLTSa	Swasta	1	2024	Rencana
28	Tersebar	PLTA	Swasta	20	2025	Rencana
29	Nabire 3	PLTMG	<i>Unallocated</i>	10	2024	Rencana
30	Jayapura 1 (Load Follower)	PLTMG	<i>Unallocated</i>	50	2025	Rencana
JUMLAH				<b>632</b>		

Sebagaimana dapat dilihat pada Tabel C14.3, di Provinsi Papua akan dibangun PLTA Baliem secara bertahap. PLTA ini dimaksudkan untuk mempercepat pemerataan tersedianya pasokan listrik yang cukup, khususnya di sekitar Wamena. Listrik yang dibangkitkan akan disalurkan ke tujuh ibukota Kabupaten di sekitar Wamena menggunakan transmisi 150 kV.

Khusus untuk kelistrikan di daerah isolated yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, mengingat peranannya yang sangat strategis bagi keutuhan NKRI, telah diselesaikan pembangunan PLTD untuk menjamin kepastian kecukupan pasokan listrik di daerah perbatasan.

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

#### **Pengembangan Transmisi**

Seiring dengan pengembangan PLTA yang berlokasi jauh dari pusat beban dan pengembangan PLTU batubara skala kecil tersebar di beberapa lokasi, direncanakan akan dibangun transmisi 70 kV sepanjang 244 kms dan transmisi 150 kV sepanjang 782 kms untuk menyalurkan energi listrik ke pusat beban.

Berkenaan dengan rencana pembangunan pembangkit Jayapura Peaker dan MPP Jayapura dimana keduanya akan dibangun disebelah PLTU Holtekamp, maka transmisi 70 kV Holtekamp – GI Jayapura (Skyland) sedang dinaikkan menjadi tegangan 150 kV termasuk gardu induk dan IBT yang terkait. Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi tersebut sekitar US\$ 136 juta, seperti ditampilkan dalam Tabel C14.4.

**Tabel C14.4 Pembangunan SUTT 70 kV dan 150 kV**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	PLTU Holtekamp	GI Jayapura (Skyland)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	44	2016	Konstruksi
2	GI Jayapura (Skyland)	GI Sentani/Waena	70 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2016	Konstruksi
3	PLTA Genyem	GI Sentani/Waena	70 kV	2 cct, 1 HAWK	160	2016	Konstruksi
4	Jayapura/Skyland	Sentani/Waena	150 kV	uprate ke tegangan 150 kV	40	2017	Rencana
5	PLTU Timika	GI Timika	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	2018	Rencana
6	GI Jayapura (Skyland)	GI Angkasa	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	20	2019	Rencana
7	PLTU Holtekamp	GI Waena/Sentani	150 kV	2 cct, 2xZebra	60	2019	Rencana
8	PLTU Holtekamp	Keerom	150 kV	2 cct, 1xZebra	40	2020	Rencana
9	PLTA Baliem	GI Wamena	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	50	2023	Rencana
10	GI Wamena	GI Elelim	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	122	2023	Rencana
11	GI Wamena	GI Karubaga	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	140	2023	Rencana
12	GI Karubaga	GI Mulia	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	120	2023	Rencana
13	GI Mulia	GI Ilaga	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	80	2023	Rencana
14	PLTA Baliem	GI Sumohai	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm <sup>2</sup>	50	2023	Rencana
	Total				1026		

### **Pengembangan Gardu Induk**

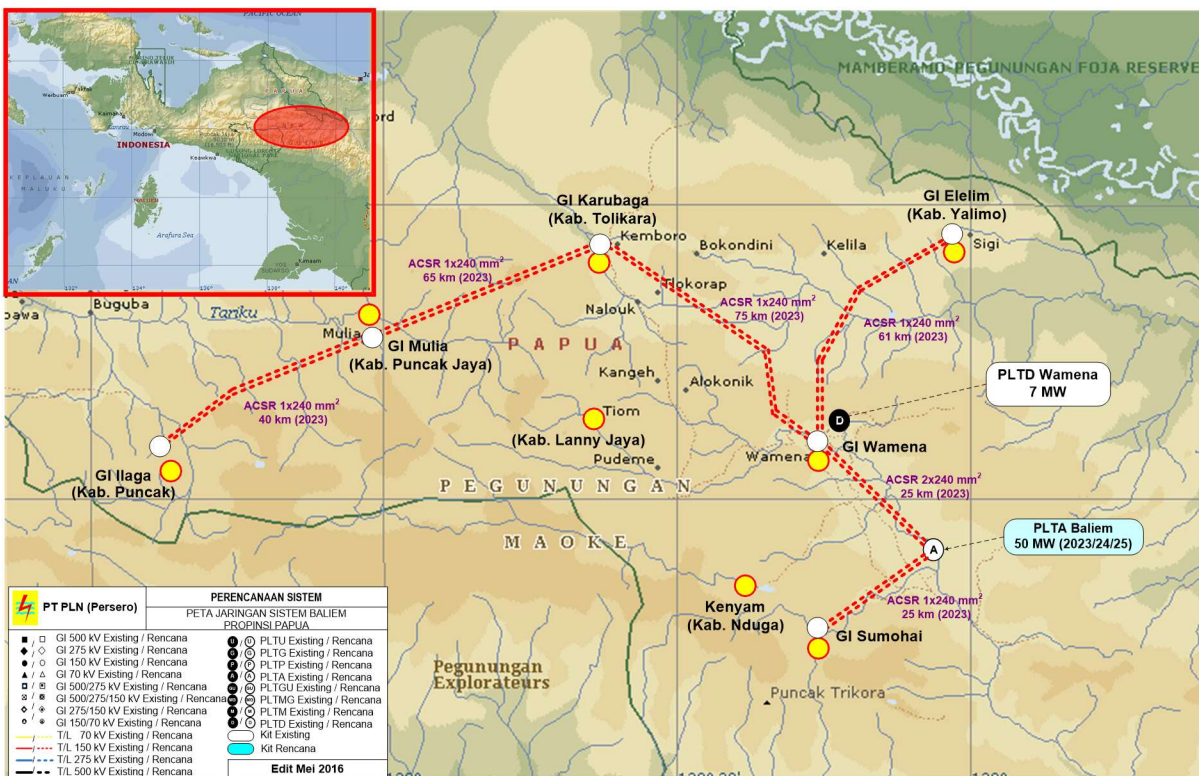
Seiring dengan rencana pembangunan transmisi, akan dibangun juga GI tegangan 70 kV dan 150 kV untuk menyalurkan daya ke beban. Total kapasitas GI yang akan dibangun mulai tahun 2016 sampai dengan 2025 adalah 810 MVA seperti pada Tabel C14.5. Dana yang dibutuhkan sekitar US\$ 58 juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit seperti pada Tabel C14.5.

Tabel C14.5 Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Skyland/Jayapura	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
2	Sentani/Waena	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
3	Skyland/Jayapura	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
4	Holtekamp (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Rencana
5	Jayapura/Skyland (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Rencana
6	Timika	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
7	Angkasa	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
8	Sentani (IBT)	150/70 kV	New	60	2019	Rencana
9	Sentani Baru	70/20 kV	New	60	2022	Rencana
10	Wamena	150/20 kV	New	30	2023	Rencana
11	Sumohai	150/20 kV	New	10	2023	Rencana
12	Karubaga	150/20 kV	New	10	2023	Rencana
13	Elelim	150/20 kV	New	10	2023	Rencana
14	Mulia	150/20 kV	New	10	2023	Rencana
15	Ilaga	150/20 kV	New	10	2023	Rencana
16	Keerom	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
17	Sentani/Waena	70/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
18	Skyland/Jayapura	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
19	Angkasa	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
	Total			870		



Gambar C14.2 Peta rencana pengembangan sistem interkoneksi 70 kV Jayapura



Gambar C14.3 Peta rencana pengembangan sistem interkoneksi 150 kV Wamena

### Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua dimaksudkan untuk mendukung program tambahan pelanggan baru sekitar 556 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025, termasuk untuk melayani listrik perdesaan dan membangun interkoneksi antar sistem 20 kV.



Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2016–2025 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 2.368 kms JTM, sekitar 1.818 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 74 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C14.6.

**Tabel C14.6 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	198	138	8	48,720
2017	214	166	8	50,788
2018	224	167	8	52,456
2019	235	174	8	54,191
2020	244	180	8	55,334
2021	253	186	8	56,473
2022	249	193	8	57,822
2023	245	197	7	59,128
2024	243	201	7	60,408
2025	262	216	4	61,641
2016-2025	2,368	1,818	74	556,961

### **C14.3 Sistem Kelistrikan di Daerah Perbatasan Papua – PNG**

Provinsi Papua mempunyai wilayah yang sangat luas, dengan kepadatan penduduk yang sangat rendah dan kondisi alam yang sangat berat. Sarana infrastruktur antar daerah masih sangat terbatas dan menjadi tantangan untuk melaksanakan elektrifikasi. Sepanjang perbatasan antara wilayah Republik Indonesia dan Papua Nugini (PNG) pada umumnya didiami masyarakat asli Papua dengan tingkat penyebaran yang tidak merata, hidup berkelompok dan berpindah-pindah serta berpeluang terjadi migrasi lintas batas. Kelompok suku yang mendiami sepanjang daerah perbatasan ini beragam, ada sekitar 255 suku dengan bahasa masing-masing suku berbeda. Daerah perbatasan RI-PNG terdiri dari Kabupaten Jayapura, Keerom, Merauke dan kabupaten-kabupaten baru hasil pemekaran. Akses mencapai ibu kota kabupaten menggunakan pesawat perintis yang beroperasi berkat bantuan/subsidi dari pemerintah daerah. Kebutuhan listrik untuk kabupaten tersebut sebagian dipasok oleh pemerintah daerah dan sebagian dipasok oleh PLN.

Elektrifikasi wilayah perbatasan direncanakan dengan membangun pembangkit yang memanfaatkan potensi energi terbarukan setempat, dengan membangun PLTM serta potensi tenaga surya (PLTS). Sehubungan kondisi demografi yang tersebar dan jumlah penduduk yang relatif sedikit, maka sistem kelistrikan yang diperlukan cukup dengan sistem isolated.

### C14.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 adalah seperti dalam Tabel C14.7.

Tabel C14.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	839	941	140	20	40	244	82
2017	948	1,063	158	135	300	40	174
2018	1,044	1,171	174	125	120	60	140
2019	1,147	1,286	190	117	120	80	238
2020	1,257	1,410	208	50	0	0	92
2021	1,369	1,534	226	50	0	0	93
2022	1,493	1,673	246		60	0	21
2023	1,614	1,809	266	24	170	602	161
2024	1,739	1,949	286	31	60	0	60
2025	1,875	2,101	308	80	0	0	103
Jumlah				632	870	1,026	1,164

**LAMPIRAN C.15**  
**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)**  
**DI PROVINSI PAPUA BARAT**

**C15.1 Kondisi kelistrikan saat ini**

Provinsi Papua Barat terdiri dari 10 kabupaten dan 1 kotamadya dengan sistem kelistrikan masih isolated, terdiri dari 6 sistem 20 kV yang berbeban diatas 1 MW yaitu Sistem Sorong, Fakfak, Manokwari, Kaimana, Teminabuan dan Bintuni. Selain itu, terdapat sistem kelistrikan isolated dengan beban puncak kurang dari 1 MW yaitu listrik perdesaan tersebar di 48 lokasi.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Papua Barat adalah sebesar 75,87%. Beban puncak total (*non coincident*) seluruh sistem kelistrikan di Provinsi Papua Barat sekitar 70,2 MW, dipasok dari pembangkit-pembangkit jenis PLTD, PLTM, PLTS dan dari excess power PLTMG/PLTG, yang terhubung langsung melalui jaringan tegangan menengah 20 kV. Sistem kelistrikan Sorong merupakan sistem terbesar di Provinsi Papua Barat dengan beban puncak sekitar 37 MW.

Peta posisi sistem kelistrikan Provinsi Papua Barat seperti ditunjukkan pada Gambar C15.1.



**Gambar C15.1 Peta Sistem Kelistrikan Papua Barat**

Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Papua Barat sampai dengan September 2015 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C15.1.

**Tabel C15.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang**

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sorong	PLTD, PLTG	BBM, Gas	PLN, Swasta	52.8	40.7	36.9
2	Fak Fak	PLTD, PLTM	BBM, Air	PLN	9.4	4.9	4.5
3	Teminabuan	PLTD	BBM	PLN	3.2	2.0	1.3
4	Kaimana	PLTD	BBM	PLN	8.7	2.7	2.8
5	Manokwari	PLTD	BBM	PLN	31.5	18.5	15.5
6	Bintuni	PLTD	BBM	PLN	12.2	8.2	3.0
7	Lisdes Tersebar	PLTD, PLTS	BBM, Surya	PLN	11.9	8.3	6.2
<b>TOTAL</b>					<b>129.8</b>	<b>85.2</b>	<b>70.2</b>

### **C15.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Kondisi ekonomi Provinsi Papua Barat dalam lima tahun terakhir tumbuh lebih baik dibanding sebelumnya yaitu rata-rata sekitar 10,45% per tahun. Kondisi ekonomi yang membaik ini akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Provinsi Papua Barat.

Penjualan energi listrik PLN pada lima tahun terakhir adalah sebesar rata-rata 260 GWh pertahun. Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN selama lima tahun terakhir, dan dengan memperhatikan pertumbuhan penduduk, proyeksi pertumbuhan ekonomi regional serta peningkatan rasio rumah tangga berlistrik PLN, kebutuhan listrik 2016–2025 diberikan pada Tabel C15.2.

**Tabel C15.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	10.6	478	537	92	166,699
2017	11.4	545	611	104	175,977
2018	12.1	605	679	115	186,105
2019	12.9	675	757	128	197,159
2020	10.3	739	829	140	208,238
2021	10.3	810	908	153	219,872
2022	10.3	887	994	166	232,078
2023	10.3	971	1,088	182	244,997
2024	10.3	1,063	1,191	198	258,575
2025	10.3	1,163	1,303	216	272,905
<b>Pertumbuhan (%)</b>	<b>10.9</b>	<b>10.4%</b>	<b>10.4%</b>	<b>10.0%</b>	<b>5.6%</b>

### **C15.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Rencana pembangunan sarana kelistrikan yaitu pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Papua Barat dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer serta sebaran penduduk setempat, sebagai berikut.

#### **Potensi Energi Primer**

Provinsi Papua Barat memiliki potensi energi primer yang cukup besar. Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Papua Barat, di provinsi ini terdapat potensi batubara sebesar 151 juta ton, gas alam 24TSCF, potensi minyak bumi 121 MMSTB dan potensi tenaga air yang tersebar di beberapa lokasi. Sumber

energi primer yang sudah dikembangkan untuk dimanfaatkan menjadi energi listrik adalah energi air sebesar 2 MW di sistem Fakfak dan gas alam melalui pembelian excess power sebesar 15 MW di Sorong. Selain itu, potensi gas juga terdapat di pulau Salawati yang tidak jauh dari Sorong.

Di Kabupaten Teluk Bintuni juga terdapat potensi gas alam yang sangat besar dan baru 5 MW yang dimanfaatkan untuk kelistrikan melalui excess power dari LNG Tangguh ke beban di Kabupaten Teluk Bintuni. Listrik dari LNG Tangguh melalui skema excess power tersebut bisa ditingkatkan sampai 8 MW. Untuk pemanfaatan kelistrikan dengan kapasitas yang lebih besar, diperkirakan baru bisa terlaksana mulai tahun 2020 setelah proyek baru Train 3 dan 4 LNG Tangguh siap beroperasi.

Sedangkan potensi tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA terdapat di Kabupaten Sorong yaitu untuk PLTA Warsamson. Saat ini sedang dilakukan studi kelayakan ulang untuk mendapatkan kapasitas PLTA yang sesuai, tanpa mengorbankan masalah sosial.

### **Pengembangan Pembangkit**

Kondisi sistem kelistrikan di ibukota provinsi yaitu di Manokwari masih belum tercukupi dengan baik dan menggunakan PLTD HSD sebagai sumber utamanya. Proyek PLTU skala kecil dan transmisi terkait serta proyek PLTM masih mengalami hambatan. Beban di sistem ini tumbuh cukup tinggi, sedangkan proyek pembangkit baru belum ada yang berjalan sehingga diperkirakan hingga tiga tahun kedepan kondisi sistem masih akan defisit.

Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Manokwari akan dibangun pembangkit berbahan bakar gas yaitu *mobile power plant* (MPP) berkapasitas 20 MW *dual fuel* (gas dan HSD) dan diharapkan pada tahun 2017 sudah bisa beroperasi.

Sedikit berbeda dengan kondisi sistem kelistrikan di Sorong, yang hingga saat ini masih mengandalkan pasokan daya dari excess power beberapa perusahaan dan sebagian kecil dari PLTD BBM, sedangkan proyek pembangkit non-BBM PLTU IPP 2x15 MW belum ada perkembangan.

Untuk memberikan kepastian pasokan listrik dimasa depan terutama di beberapa ibukota Kabupaten yaitu Sorong, Fak-Fak dan Teluk Bintuni, juga akan dibangun PLTG/MG *dual fuel* (gas dan HSD).

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2025, direncanakan akan dibangun PLTU batubara, PLTG/MG, PLTA, PLTM dan PLTS dengan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 364 MW dengan perincian seperti pada Tabel C15.3.

**Tabel C15.3 Pengembangan Pembangkit**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	MPP Manokwari	PLTG/MG	PLN	20	2017	Pengadaan
2	Kaimana	PLTMG	PLN	10	2017	Rencana
3	MPP Fak-Fak	PLTG/MG	PLN	10	2017	Pengadaan
4	Sorong	PLTMG	PLN	50	2017	Rencana
5	Raja Ampat	PLTMG	PLN	10	2017	Rencana
6	Bintuni	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
7	Tersebar	PLTM	PLN	10	2019	Rencana
8	Manokwari 2	PLTMG	PLN	20	2019	Rencana
9	Fak-Fak	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
10	Sorong	PLTU	PLN	2x50	2019	Rencana
11	Warsamson	PLTA	PLN	20	2021	Rencana
12	Tersebar	PLTS	Swasta	10	2019	Rencana
12	Andai	PLTU	Swasta	2x7	2019	Committed
13	Manokwari 3	PLTMG	<i>Unallocated</i>	20	2022	Rencana
13	Sorong (Load Follower)	PLTMG	<i>Unallocated</i>	50	2021	Rencana
JUMLAH				<b>364</b>		

Bahan bakar gas untuk PLTG/MG tersebut dalam jangka panjang, diharapkan dapat diperoleh dari alokasi gas/LNG Tangguh di Teluk Bintuni.

Sambil menunggu pembangkit yang direncanakan beroperasi, sistem kelistrikan kota Sorong dan sekitarnya, untuk sementara akan dipasok dari excess power dan PLTD setempat. Sedangkan sumber gas di pulau Salawati, akan dimanfaatkan sebagai bahan bakar PLTMG dan selanjutnya daya akan disalurkan melalui jaringan 20 kV untuk melayani beban di daerah Sorong daratan.

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk**

#### **Pengembangan Transmisi**

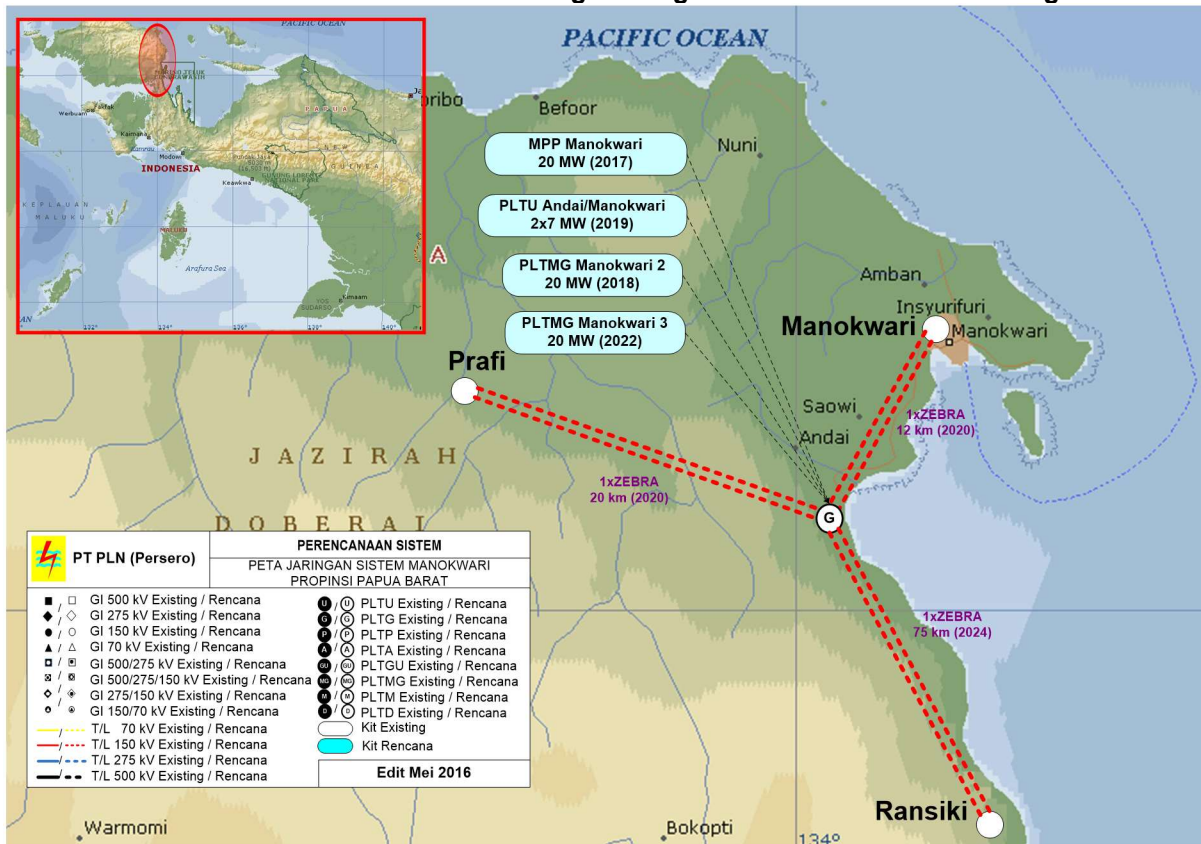
Selaras dengan pengembangan pembangkit baru yaitu PLTU, PLTA dan PLTMG serta untuk menyalurkan daya listrik ke pusat beban, direncanakan pembangunan transmisi 150 kV sepanjang 280 kms, dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 51 juta sebagaimana diberikan pada Tabel C15.4.

**Tabel C15.4 Pembangunan SUTT 150kV**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	PLTU Sorong (Town Feeder)	GI Aimas	150 kV	2 cct, 2xZebra	22	2017	Rencana
2	GI Aimas	GI Sorong	150 kV	2 cct, 2xZebra	24	2017	Rencana
3	GI Sorong	GI Rufey	150 kV	2 cct, 2xZebra	20	2018	Rencana
4	PLTMG Manokwari	GI Manokwari	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	24	2020	Rencana
5	PLTMG Manokwari	Prafi	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	40	2020	Rencana
6	PLTMG Manokwari	GI Ransiki	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm <sup>2</sup>	150	2024	Rencana
	Total				280		



Gambar C15.2 Peta Rencana Pengembangan Kelistrikan Sistem Sorong



Gambar C15.3 Peta Rencana Pengembangan Kelistrikan Sistem Manokwari

### Pengembangan Gardu Induk

Rencana pembangunan gardu induk dilakukan seiring dengan rencana pembangunan transmisi 150 kV di Sorong dan Manokwari yaitu untuk menyalurkan tenaga listrik dari pembangkit ke pusat beban. Sampai dengan tahun 2025, kapasitas trafo GI yang akan dibangun adalah 420 MVA dengan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 26

juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit sebagaimana pada Tabel C15.5.

**Tabel C15.5 Pengembangan GI**

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Sorong	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
2	Aimas	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
3	Rufey	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
4	Manokwari	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
5	Prafi	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
6	Ransiki	150/20 kV	New	30	2024	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
7	Sorong	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
	Total			420		

### **Pengembangan Distribusi**

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua Barat dimaksudkan untuk mendukung program penyambungan pelanggan baru sekitar 114 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025, termasuk untuk melayani listrik perdesaan. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan pulau-pulau yang memiliki potensi sumber energi terbarukan dan murah dengan pulau terdekat yang tidak tersedia energi murah. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan keekonomian.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2016–2025 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 1.407 kms JTM, sekitar 1.081 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 391 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C14.6.

**Tabel C15.6 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	115	80	30	8,394
2017	123	96	35	9,278
2018	130	97	38	10,128
2019	138	102	41	11,054
2020	143	106	44	11,079
2021	150	110	42	11,634
2022	148	115	44	12,206
2023	148	119	44	12,919
2024	149	123	47	13,578
2025	163	134	25	14,331
<b>2016-2025</b>	<b>1,407</b>	<b>1,081</b>	<b>391</b>	<b>114,600</b>



#### C15.4 Sistem Kelistrikan Manokwari

Sebagai ibukota Provinsi Papua Barat, perkembangan kota Manokwari cukup pesat seiring dengan perkembangan pembangunan infrastruktur perkantoran, pelabuhan, gedung pemerintahan termasuk perumahan dan juga kawasan bisnis. Selain itu, di Manokwari juga akan dibangun pabrik semen dengan kapasitas 3 juta ton per-tahun, termasuk membangun pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) batubara 2x20 MW untuk memenuhi kebutuhan listriknya. Proyek pabrik semen tersebut saat ini sudah mulai masuk tahap konstruksi. Seiring dengan pesatnya pembangunan di Manokwari, akan berdampak pada tingginya kebutuhan listrik. Untuk mengantisipasi kondisi tersebut, perlu disiapkan rencana jangka panjang pengembangan sistem kelistrikan yang baik dan andal, yaitu dengan membangun pembangkit beserta sistem transmisi seperti terlihat pada Gambar C.15.3 diatas. Sambil menunggu pembangunan sistem kelistrikan, PLN telah menyampaikan kesediaannya membeli kelebihan daya (excess power) dari PLTU Pabrik Semen untuk memenuhi kebutuhan listrik kota Manokwari dan sekitarnya.

#### C15. 5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 diperlihatkan pada Tabel C15.7.

Tabel C15.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	478	537	92	0	0	0	12
2017	545	611	104	100	180	46	114
2018	605	679	115	11	0	20	30
2019	675	757	128	163	0	0	275
2020	739	829	140	0	150	64	37
2021	810	908	153	50	0	0	16
2022	887	994	166	20	0	0	73
2023	971	1,088	182	20	60	0	49
2024	1,063	1,191	198	0	30	150	46
2025	1,163	1,303	216	0	0	0	14
Jumlah				364	420	280	666

**LAMPIRAN C.16**  
**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)**  
**DI PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT**

**C16.1 Kondisi Saat Ini**

Sistem kelistrikan di Provinsi NTB terdiri atas satu sistem besar 150 kV dan dua sistem skala menengah 20 kV, serta beberapa sistem kecil terisolasi. Untuk sistem besar dipasok dari PLTU, PLTD dan PLTM/PLTMH. Sedangkan sistem menengah dan sistem kecil dipasok dari PLTD dan sebagian kecil PLMH. Sistem-sistem tersebut adalah:

- Sistem 150 kV Lombok membentang dari Mataram sampai Lombok Timur melayani kota Mataram, kabupaten Lombok Barat, kabupaten Lombok Tengah, kabupaten Lombok Timur dan kabupaten Lombok Utara.
- Sistem Sumbawa meliputi kota Sumbawa Besar dan kabupaten Sumbawa Barat.
- Sistem Bima meliputi kota Bima, kabupaten Bima dan kabupaten Dompu.

Sedangkan untuk sistem kecil terisolasi terdapat di pulau-pulau kecil yang tersebar di seluruh wilayah NTB. Pulau-pulau kecil ini mempunyai pembangkit sendiri dan terhubung ke beban melalui jaringan 20 kV, sebagian langsung ke jaringan 220 Volt. Peta sistem kelistrikan di provinsi NTB untuk ketiga sistem tersebut ditunjukkan pada Gambar C16.1. Sistem kelistrikan di tiga pulau yaitu Gili Trawangan, Gili Meno dan Gili Air sudah tersambung dengan kabel laut ke sistem Lombok daratan dan telah beroperasi sejak 2012.



**Gambar C16.1 Peta Kelistrikan Provinsi NTB**

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Nusa Tenggara Barat adalah sebesar 71,70%. Beban puncak tertinggi gabungan *non coincident* Provinsi NTB sampai dengan bulan September tahun 2015 sekitar 276 MW. Total kapasitas terpasang sistem ini adalah 359 MW dan total daya mampu sekitar 291 MW. Sebagian besar produksi tenaga listrik di Provinsi NTB adalah dari PLTD sehingga mengakibatkan biaya pokok produksi menjadi sangat tinggi.

Rincian komposisi kapasitas pembangkit per sistem ditunjukkan dalam Tabel C16.1.

**Tabel C16.1 Komposisi Kapasitas Pembangkit**

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	<b>Sistem Interkoneksi</b>						
	1. Lombok	PLTU/D/M	Batubara/BBM/Air	PLN/IPP	255.15	208.50	200.22
	2. Sumbawa	PLTD/M	BBM/Air	PLN	49.61	38.38	35.53
	3. Bima	PLTD	BBM	PLN	50.72	40.75	38.35
2	<b>Sistem Terisolasi</b>						
	Sektor Lombok						
	Cabang Sumbawa						
	1. Sebotok	PLTD	BBM	PLN	0.12	0.99	0.07
	2. Labuhan Haji	PLTD	BBM	PLN	0.10	0.07	0.05
	3. Lebin	PLTD	BBM	PLN	0.37	0.25	0.23
	4. Bugis Medang	PLTD	BBM	PLN	0.21	0.11	0.10
	5. Klawis	PLTD	BBM	PLN	0.13	0.12	0.10
	6. Lunyuk	PLTD	BBM	PLN	1.88	0.90	0.80
	7. Lantung	PLTD	BBM	PLN	0.47	0.25	0.14
	Cabang Bima						
	1. Bajo Pulau	PLTD	BBM	PLN	0.22	0.16	0.05
	2. Nggelu	PLTD	BBM	PLN	0.07	0.06	0.03
	3. Pekat	PLTD	BBM	PLN	0.62	0.51	1.07
	<b>Total</b>				<b>359.7</b>	<b>291.1</b>	<b>276.7</b>

### **C16.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Kondisi perekonomian Provinsi NTB cukup baik dan dalam tiga tahun terakhir tumbuh rata-rata diatas 5% pertahun (di luar sektor pertambangan). Sektor pertanian, sektor pertambangan, sektor perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa berkontribusi sebesar besar terhadap PDRB total Provinsi NTB. Sesuai dengan potensi alamnya yang sangat bagus, Lombok akan kembangkan menjadi salah satu pusat tujuan wisata internasional selain Bali. Di Lombok Selatan akan dibentuk kawasan ekonomi khusus (KEK) untuk daerah wisata antara lain KEK Mandalika *Resort*. Dengan demikian, ekonomi NTB kedepan diharapkan akan tumbuh lebih tinggi lagi dan pada gilirannya kebutuhan listrik juga akan tumbuh pesat.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir rata-rata 13,4% per tahun. Permintaan terbesar adalah dari sektor rumah tangga disusul sektor bisnis. Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi setempat, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 diperlihatkan pada Tabel C16.2.

**Tabel C16.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6.7	1,525	1,798	292	1,104,802
2017	7.2	1,677	2,034	317	1,174,226
2018	7.6	1,846	2,262	344	1,245,070
2019	8.1	2,037	2,479	375	1,317,291
2020	6.5	2,217	2,673	403	1,390,839
2021	6.5	2,409	2,880	433	1,465,660
2022	6.5	2,615	3,102	464	1,541,698
2023	6.5	2,830	3,335	497	1,602,379
2024	6.5	3,047	3,570	529	1,625,221
2025	6.5	3,278	3,823	563	1,647,808
Pertumbuhan (%)	6.8	8.9%	8.8%	7.6%	4.6%

### **C16.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut diatas, direncanakan pembangunan sarana kelistrikan meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi dengan mempertimbangkan potensi energi primer setempat.

#### **Potensi Energi Primer**

Sumber energi primer yang banyak tersedia di Provinsi Nusa Tenggara Barat adalah potensi panas bumi dan tenaga air, diperkirakan mencapai 231 MW sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C16.3. Selain itu juga dikembangkan pembangkit energi surya, biomassa, dan lain-lain. Sesuai dengan Permen No. 17 tahun 2013 dan Keputusan Dirjen EBTKE No. 979.K/29/DJE/2013 Provinsi NTB mendapat kuota PLTS IPP sebesar maksimal 17 MW dengan perincian 10 MW di sistem Lombok, 3 MW di sistem Sumbawa dan 4 MW di Sistem Bima.

**Tabel C16.3 Daftar Potensi Energi Primer**

No.	Energi Primer	Lokasi	Potensi (MW)	Tahapan Yg Sudah Dicapai
I	Air			
	Kokok Babak	Lombok	2,30	Proses Pengadaan (IPP)
	Sedau Kumbi	Lombok	1,30	Proses Pengadaan (IPP)
	Lingsar	Lombok	3,20	Studi Kelayakan (IPP)
	Pringgarata	Lombok	0.29	Studi Kelayakan (IPP)
	Batu Bedil	Lombok	0.55	Studi Kelayakan (IPP)
	Karang Bayan	Lombok	1.3	Studi Kelayakan (IPP)
	Nirbaya	Lombok	0.63	Studi Kelayakan (IPP)
	Brang Beh-1	Sumbawa	2.6	Pra Studi Kelayakan (PLN)
	Brang Beh-2	Sumbawa	1.8	Pra Studi Kelayakan (PLN)
	Bintang Bano	Sumbawa	8.8	Studi Kelayakan (IPP)
	Brang Rea-1	Sumbawa	2.54	Studi Kelayakan (IPP)
	Brang Rea-2	Sumbawa	3.84	Studi Kelayakan (IPP)
	Brang Rhee	Sumbawa	0.639	Pra Studi Kelayakan (PLN)
	Brang Utan	Sumbawa	0.293	Pra Studi Kelayakan (PLN)
	Brang Semonte	Sumbawa	0.118	Pra Studi Kelayakan (PLN)
	Brang Dalap	Sumbawa	0.65	Pra Studi Kelayakan (PLN)
II	Panas Bumi			
	Semalun	Lombok	100	Hasil Studi <i>Geo Sains &amp; Pemboran Thermal Gradient</i>
	Maronge	Sumbawa	6	Identifikasi Lokasi
III	Biomassa			
	Sumbawa Besar	Sumbawa	1.6	Studi Kelayakan (IPP)

**Pengembangan Pembangkit**

Kapasitas pembangkit yang direncanakan di Provinsi NTB sampai dengan tahun 2025 adalah 1.194 MW sebagaimana terdapat pada Tabel C16.4. Sebagian besar pembangkit yang akan dibangun adalah PLTU batubara. Untuk meminimalkan penggunaan BBM terutama waktu beban puncak, direncanakan akan dibangun PLTGU/MGU dengan bahan bakar gas alam yang disimpan dalam bentuk CNG (*compressed natural gas*).

Sebagaimana diketahui, sistem Lombok saat ini dalam kondisi tanpa cadangan yang cukup dan bahkan seringkali mengalami defisit. Adanya penambahan beban yang terus meningkat dan rencana operasi beberapa proyek pembangkit non-BBM mundur dari jadwal, maka dalam dua hingga tiga tahun kedepan sistem Lombok diperkirakan masih akan defisit. Untuk mengatasi kondisi tersebut, di sistem Lombok akan dipasang *mobile power plant* (MPP) 50 MW dengan teknologi *dual fuel* (HSD dan Gas) dan diharapkan tahun 2016 sudah bisa beroperasi.

**Tabel C16.4 Rencana Pengembangan Pembangkit**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Lombok (FTP1)	PLTU	PLN	2x25	2016	Konstruksi
2	MPP Lombok	PLTG	PLN	50	2016	Committed
3	Bima (FTP1)	PLTU	PLN	2x10	2017	Konstruksi
4	Sumbawa Barat	PLTU	PLN	2x7	2017	Konstruksi
5	Sumbawa	PLTMG	PLN	50	2017	Pengadaan
6	Bima	PLTMG	PLN	50	2017	Pengadaan
7	Lombok Peaker	PLTGU/MGU	PLN	150	2018	Pengadaan
8	Lombok (FTP 2)	PLTU	PLN	2x50	2018/19	Pengadaan
9	Lombok 2	PLTU	PLN	2x50	2019/20	Rencana
10	Bima 2	PLTMG	PLN	20	2020	Rencana
11	Brang Beh 1	PLTA	PLN	12	2023	Rencana
12	Brang Beh 2	PLTA	PLN	6	2024	Rencana
13	Sembalun (FTP2)	PLTP	PLN	2x10	2024	Rencana
14	Lombok	PLTU	Sewa	2x25	2019	Pengadaan
15	Lombok Timur	PLTU	Swasta	2x25	2017	Konstruksi
16	Sedau	PLTM	Swasta	1.3	2018	Konstruksi
17	Kokok Babaq	PLTM	Swasta	2.3	2019	Rencana
18	Brang Rea 2	PLTM	Swasta	3.8	2019	Rencana
19	Brang Rea 1	PLTM	Swasta	2.5	2019	Rencana
20	Bintang Bano	PLTM	Swasta	8.8	2019	Rencana
21	Hu'u (FTP2)	PLTP	Swasta	20	2025	Rencana
22	Tersebar	PLTSa	Swasta	2	2017-2020	Rencana
23	Tersebar	PLTBM	Swasta	6	2017-2021	Rencana
24	Tersebar	PLTS	Swasta	95	2017-2025	Rencana
25	Tersebar	PLTB	Swasta	10	2019-2021	Rencana
26	Sumbawa 2	PLTU	<i>Unallocated</i>	2x50	2021/22	Rencana
27	Lombok 1 (Load Follower)	PLTGU	<i>Unallocated</i>	100	2023	Rencana
28	Lombok 3	PLTU	<i>Unallocated</i>	2x50	2024/25	Rencana
JUMLAH				<b>1194</b>		

### **Pembangunan Transmisi dan Gardu Induk**

#### **Pembangunan Transmisi**

Pembangunan pembangkit PLTU, PLTG/GU/MG dan panas bumi di beberapa lokasi akan diikuti dengan pembangunan transmisi untuk menyalurkan daya dari beberapa pembangkit ke pusat beban melalui gardu induk. Rincian rencana pembangunan transmisi ditampilkan pada Tabel C16.5.

Selama periode 2016-2025 akan dibangun transmisi 150 kV di Sistem Lombok dan transmisi 70 kV di pulau Sumbawa meliputi sistem Sumbawa dan sistem Bima. Untuk menghubungkan sistem 70 kV Sumbawa dengan sistem 70 kV Bima yang berjarak sekitar 142 km, akan dibangun transmisi interkoneksi 150 kV. Selain itu, untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke pusat beban di Sumbawa dan Bima, akan dibangun transmisi 150 kV. Dalam jangka panjang, yang akan dikembangkan di Pulau Sumbawa adalah sistem 150 kV. Panjang keseluruhan transmisi yang akan dibangun sekitar 1.238 kms dengan kebutuhan anggaran sekitar US\$ 184 juta.

**Tabel C16.5 Pembangunan transmisi 150 kV dan 70 kV**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	PLTU Bima/Bonto (FTP1)	GI Bima	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	30	2016	Konstruksi
2	GI Bima	GI Dompu	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	48	2016	Konstruksi
3	Meninting	GI Tanjung	150 kV	2 cct, 1 HAWK	24	2016	Konstruksi
4	GI Alas/Tano	GI Labuhan/Sumbawa	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	120	2016	Konstruksi
5	GI Taliwang	GI Alas/Tano	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	30	2016	Konstruksi
6	PLTU Sumbawa Barat	GI Taliwang	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	10	2016	Konstruksi
7	GI Ampenan	Meninting	150 kV	Kabel Tanah	11.2	2016	Pengadaan
8	PLTGU Lombok Peaker	Inc. 2 phi (GI Ampenan - Meninting)	150 kV	Kabel Tanah	5	2016	Pengadaan
9	GI Sape	GI Bima	70 kV	2 cct, 1 HAWK	70	2016	Pengadaan
10	PLTMG Sumbawa	GI Labuhan/Sumbawa	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	30	2017	Pengadaan
11	PLTU Lombok Timur	PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	20	2017	Rencana
12	GI Mataram	Inc. 1 phi (Ampenan-Tanjung)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	20.0	2017	Rencana
13	GI Dompu	GI Labuhan/Sumbawa	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	284	2017	Pengadaan
14	Jeranjang	Sekotong	150 kV	2 cct, 1 Zebra	30	2017	Rencana
15	PLTU Lombok (FTP 2)	GI Pringgabaya	150 kV	2 cct, 1 HAWK	38	2017	Pengadaan
16	Taliwang	Maluk	70 kV	2 cct 1 HAWK	40	2018	Rencana
17	GI Tanjung	GI Bayan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	70	2018	Pengadaan
18	GI Bayan	PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	82	2018	Konstruksi
19	Mantang	Mataram	150 kV	2 cct, 2 x Zebra	40	2020	Rencana
20	PLTA Brang Beh	GI Labuhan/Sumbawa	70 kV	2 cct 1 HAWK	90	2023	Rencana
21	PLTU Lombok 3	Bayan	150 kV	2 cct, 2 HAWK	30	2023	Rencana
22	PLTP Sembalun	Inc. 1 phi Bayan-PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2024	Rencana
23	PLTP Hu'u	GI Dompu 150 kV	150 kV	2 cct, 1 HAWK	70	2024	Rencana
	Total				1222		

Terdapat beberapa jalur transmisi di Nusa Tenggara Barat yang sebelumnya didanai melalui APBN. Namun karena ijin multi years (IMY) tidak diperpanjang, pendanaan APBN ini dihentikan dan pendanaan dilanjutkan melalui APLN. Salah satu dari jalur tersebut adalah transmisi SUTT 150 kV Ampenan – Tanjung. Saat ini jalur transmisi ini dibagi menjadi dua bagian dengan jalur yang tetap sama yaitu transmisi SKTT 150 kV Ampenan – Meninting dan transmisi SUTT 150 kV Meninting – Tanjung. Perubahan sebagian SUTT menjadi SKTT terkait larangan pemerintah daerah agar jalur transmisi tidak melalui jalur bandara lama (Ampenan).

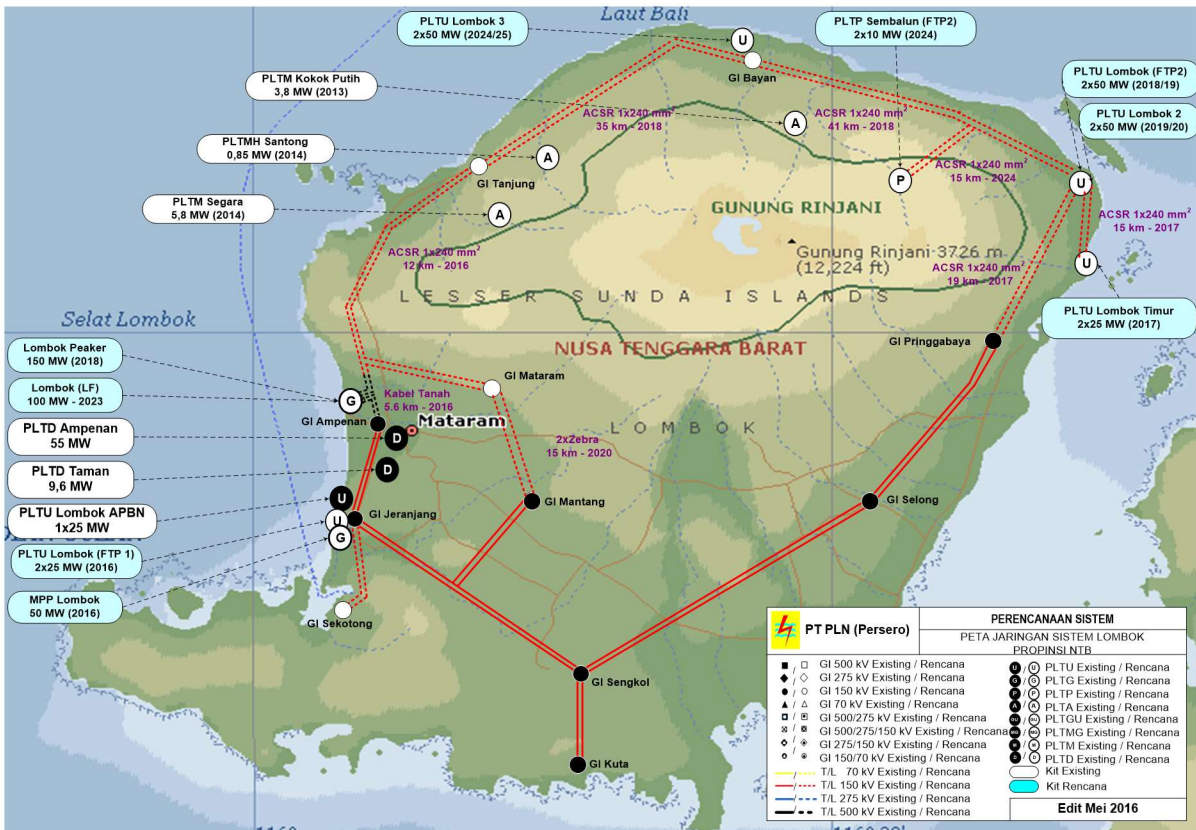
### **Pembangunan Gardu Induk (GI)**

Berkaitan dengan proyeksi kebutuhan listrik dan penambahan pelanggan baru, akan dibangun GI 150/20 kV dan GI 70/20 kV serta IBT 150/70 kV untuk menyalurkan tenaga listrik dari pembangkit ke beban. Selain itu direncanakan juga perluasan GI untuk meningkatkan kapasitas dan keandalannya dengan menambah trafo di beberapa GI. Jumlah kapasitas trafo GI yang akan dibangun selama kurun waktu 2016-2025 adalah 1.630 MVA dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 106 juta belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI Pembangkit. Rincian rencana pembangunan dan perluasan GI diperlihatkan pada Tabel C16.6.

**Tabel C16.6 Pembangunan Gardu Induk**

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Labuhan/Sumbawa	70/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
2	Dompu	70/20 kV	New	10	2016	Konstruksi
3	Bonto	70/20 kV	New	10	2016	Konstruksi
4	Bima	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
5	Woha	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
6	Taliwang	70/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
9	Sape	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
7	Alas/Tano	70/20 kV	New	20	2016	Pengadaan
8	Sambelia (Pembangkit)	150/20 kV	New	20	2016	Pengadaan
9	Labuhan/Sumbawa (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Pengadaan
10	Empang	150/20 kV	New	20	2017	Pengadaan
11	Dompu (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Pengadaan
12	Labuhan/Sumbawa	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
13	Badas/PLTMG Sumbawa	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
14	Mataram	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
15	Sekotong	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
16	Bayan	150/20 kV	New	30	2018	Pengadaan
17	Maluk	70/20 kV	New	20	2018	Rencana
18	New Mataram	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
19	Sengkol	150/20 kV	Extension	30	2016	Konstruksi
20	Mantang	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
22	Dompu	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Pengadaan
24	Labuhan/Sumbawa	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Pengadaan
25	Pringgabaya	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Pengadaan
21	Bima	70/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
23	Selong	150/20 kV	Extension	120	2017	Rencana
26	Dompu	150/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
27	Ampenan	150/20 kV	Extension	60	2018	Rencana
28	Kuta	150/20 kV	Extension	30	2019	Rencana
29	Pringgabaya	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
30	Tanjung	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
31	Woha	70/20 kV	Extension	30	2021	Rencana
32	Empang	150/20 kV	Extension	30	2022	Rencana
33	Sengkol	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
34	Bima	70/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
35	Labuhan/Sumbawa	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
36	Mantang	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
37	Alas/Tano	70/20 kV	Extension	30	2025	Rencana
38	Bayan	150/20 kV	Extension	30	2025	Rencana
39	Sambelia (Pembangkit)	150/20 kV	Extension	30	2025	Rencana
	Total			1540		





Gambar C16.2 Peta rencana pengembangan sistem 150 kV Lombok



Gambar C16.3 Peta rencana pengembangan sistem 150 kV dan 70 kV di pulau Sumbawa

### Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik di provinsi ini, direncanakan tambahan sambungan baru sampai dengan tahun 2025 sekitar 624 ribu pelanggan. Tambahan sambungan ini juga untuk meningkatkan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, direncanakan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi jaringan

tegangan menengah 5.074 kms, jaringan tegangan rendah sekitar 4.072 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 615 MVA, seperti dalam Tabel C16.7.

**Tabel C16.7 Rincian Pengembangan Distribusi**

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	574	460	56	81,503
2017	573	473	59	69,424
2018	600	484	62	70,844
2019	551	465	61	72,222
2020	570	471	63	73,548
2021	440	343	56	74,821
2022	442	342	60	76,038
2023	436	339	64	60,681
2024	428	335	67	22,843
2025	461	360	66	22,587
2016-2025	5,074	4,072	615	624,509

#### C16.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel C16.8.

**Tabel C16.8 Ringkasan**

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	1,525	1,798	292	100	270	348	219
2017	1,677	2,034	317	206	560	422	436
2018	1,846	2,262	344	266	110	192	522
2019	2,037	2,479	375	172	30	0	228
2020	2,217	2,673	403	71	120	40	136
2021	2,409	2,880	433	60	30	0	107
2022	2,615	3,102	464	50	30	0	100
2023	2,830	3,335	497	112	240	120	164
2024	3,047	3,570	529	76	60	100	148
2025	3,278	3,823	563	80	90	0	192
Jumlah				1,194	1,540	1,222	2,252

## LAMPIRAN C.17

### RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

#### C17.1 Kondisi Saat Ini

Di Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) terdapat 63 sistem kelistrikan PLN, melayani beban-beban tersebar di beberapa pulau dari yang terbesar sampai pulau-pulau kecil, termasuk didaerah yang berbatasan dengan negara tetangga Timor Leste. Terdapat dua sistem kelistrikan yang cukup besar dengan level tegangan 70 kV dan mulai beroperasi pada tahun 2014, yaitu sistem Kupang dan sistem Ende. Kedua sistem tersebut mendapatkan pasokan daya dari PLTU, PLTM dan beberapa PLTD. Sedangkan sistem-sistem yang lainnya beroperasi secara terpisah, dipasok dari PLTD dan sebagian dari PLTP serta PLTM, menggunakan tegangan menengah 20 kV. Bahkan ada beberapa sistem kecil dipasok dari PLTD langsung melayani beban pada tegangan 220 Volt. Sistem 70 kV Kupang melayani beban di kota Kupang dan di Kabupaten Kupang, dipasok dari PLTU Bolok 2x16,5 MW serta dari PLTD Tenau dan PLTD Kuanino. Sistem Ende, melayani beban di Kabupaten Ende, dipasok dari PLTU Ropa 2x7 MW, PLTM Ndungga dan PLTD Mautupaga. Untuk melayani beban isolated yang masih kecil dan lokasinya sangat jauh dari perkotaan, dipasang PLTS komunal dan sebagian PLTS mandiri (solar home sistem).

Total beban puncak *non coincident* untuk sistem-sistem diatas 500 kW di Provinsi NTT pada Bulan September tahun 2015 sekitar 156 MW.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Nusa Tenggara Timur adalah sebesar 52,33%.Kebutuhan terbesar listrik di NTT adalah di Kupang sebagai ibu kota provinsi, yaitu mencapai 36%. Hampir semua pembangkit di NTT menggunakan PLTD sehingga biaya pokok produksi listrik sangat tinggi. Selain PLTD, terdapat tiga unit PLTM serta PLTP, Rincian pembangkit terpasang di Provinsi NTT ditunjukkan pada Tabel C17.1.

**Tabel C17.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang di NTT**

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Kupang	PLTD/PLTU	BBM/Batubara	PLN	107,9	61,4	56,9
2	Sistem Seba, Oesao	PLTD	BBM	PLN	2,2	1,7	1,2
3	Sistem Soe	PLTD	BBM	PLN	7,0	5,3	4,8
4	Sistem Kefamananu	PLTD	BBM	PLN	7,1	4,8	4,7
5	Sistem Atambua	PLTD	BBM	PLN	14,1	10,3	7,8
6	Sistem Betun	PLTD	BBM	PLN	4,1	3,2	2,8
7	Sistem Kalabahi	PLTD	BBM	PLN	6,1	5,9	4,4
8	Sistem Rote Ndao	PLTD	BBM	PLN	4,9	3,2	3,1
9	Sistem Ende	PLTD/PLTM/PLTU	BBM/Batubara/Air	PLN	18,4	12,1	8,6
10	Sistem Wolowaru	PLTD	BBM	PLN	2,2	1,3	1,1
11	Sistem Aesesa	PLTD	BBM	PLN	3,3	2,6	2,5
12	Sistem Bajawa	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	PLN	12,7	6,8	6,2
13	Sistem Ruteng	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	PLN	20,7	10,8	8,3
14	Sistem Labuhan Bajo	PLTD	BBM	PLN	6,5	3,9	3,7
15	Sistem Maumere	PLTD	BBM	PLN	14,7	11,5	10,5
16	Sistem Larantuka	PLTD	BBM	PLN	6,7	4,5	3,9
17	Sistem Adonara	PLTD	BBM	PLN	5,1	3,9	3,4
18	Sistem Lembata	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	5,5	3,1	2,8
19	Sistem Waingapu	PLTD	BBM	PLN	8,2	6,6	5,5
20	Sistem Waikabubak-Waitabula	PLTD/PLTM/PLTS	BBM/Surya/Air	PLN	10,4	6,2	5,4
21	Gab. <i>Isolated Area</i> Kupang	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	8,7	5,7	2,4
22	Gab. <i>Isolated Area</i> FBB	PLTD	BBM	PLN	8,8	6,1	4,1
23	Gab. <i>Isolated Area</i> FBT	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	4,6	3,0	2,0
24	Gab. <i>Isolated Area</i> Sumba	PLTD/PLTMH	BBM/Air	PLN/IPP	0,8	0,7	0,2
	<b>Total</b>				<b>290,7</b>	<b>184,5</b>	<b>156,2</b>

### **C17.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Kondisi perekonomian Provinsi NTT cukup baik dan dalam lima tahun terakhir tumbuh rata-rata 5,4% pertahun. Sektor industri pengolahan, perdagangan dan pertanian yang berkontribusi besar mencapai 56%, sedangkan untuk sektor komunikasi, keuangan dan jasa berkontribusi sekitar 30%. Provinsi NTT mempunyai kekayaan alam yang cukup melimpah, salah satunya adalah adanya potensi kandungan tambang *mangan* yang cukup banyak terdapat di pulau Timor. Kedepan, tambang *mangan* ini akan diolah menjadi bahan setengah jadi dengan membangun industri smelter. Selain itu, di NTT juga akan dikembangkan industri perikanan termasuk budidaya rumput laut serta tumbuhnya industri garam untuk menuju ketahanan pangan nasional. Sektor pariwisata yang dikembangkan dengan *ikon komodo* sebagai *new seven wonder's* dan spot diving yaitu di pulau Alor, Rote dan Labuan Bajo. Perkembangan sektor wisata tersebut diharapkan akan meningkatkan pertumbuhan ekonomi setempat dengan adanya kunjungan wisatawan dan berkembangnya hotel berbintang, villa/resort dan losmen baru.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir rata-rata 12,9% per tahun. Permintaan terbesar adalah dari sektor rumah tangga (60%) disusul sektor komersil (25%), sektor public (10%) dan sisanya sektor Industri (5%). Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional NTT, penambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 diperlihatkan pada Tabel C17.2.

**Tabel C17.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik**

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6.6	834	1,149	183	773,907
2017	7.1	941	1,260	206	834,611
2018	7.5	1,044	1,364	228	897,140
2019	8.0	1,157	1,487	252	960,593
2020	6.4	1,259	1,589	274	1,025,614
2021	6.4	1,369	1,700	297	1,092,701
2022	6.4	1,485	1,818	322	1,161,243
2023	6.4	1,608	1,944	348	1,231,196
2024	6.4	1,739	2,078	376	1,302,772
2025	6.4	1,877	2,222	405	1,375,982
Pertumbuhan (%)	6.8	9.4%	7.6%	9.2%	6.6%

### **C17. 3 Pengembangan Sarana Kelistrikan**

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik sebagaimana tersebut diatas, direncanakan akan dibangun pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi, dengan memanfaatkan potensi energi setempat.

#### **Potensi Energi Terbarukan**

Provinsi NTT mempunyai potensi energi terbarukan yang tersebar di beberapa pulau. Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan Provinsi NTT, potensi energi setempat yang siap dimanfaatkan adalah :

- Pulau Timor – Kupang, mempunyai potensi PLTB ±2,02 MW dan PLTM ±4,8 MW
- Pulau Flores, potensi PLTP ±115 MW, PLTA ± 23 MW dan PLTB.
- Pulau Sumba, mempunyai potensi PLTM ±12,40 MW, PLTBiomassa dan PLTB.
- Pulau Alor, mempunyai potensi PLTP ±20 MW dan PLTM ±28 kW
- Pulau Lembata, mempunyai potensi PLTP ±5 MW
- Pulau Rote, mempunyai potensi PLTB

Untuk mendukung penerapan EBT, pemerintah mencanangkan program untuk menjadikan Pulau Sumba sebagai *iconic island*. Program Sumba *Iconic Island* (SII) merupakan suatu program yang diinisiasi untuk pengembangan Pulau Sumba sebagai Pulau Ikonik Energi Terbarukan dengan tujuan untuk meningkatkan akses energi melalui pengembangan dan pemanfaatan energi baru terbarukan dengan target terwujudnya ketersediaan energi yang berasal dari energi baru terbarukan sebesar 100%.

#### **Rencana Pengembangan Pembangkit**

Sampai dengan tahun 2025 kebutuhan tenaga listrik Provinsi NTT direncanakan akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTP, PLTU, PLTA, PLTM, PLTS dan PLTMG, tersebar di beberapa lokasi dengan total kapasitas mencapai 737 MW sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C17.3.

Untuk mengurangi penggunaan BBM terutama waktu beban puncak di sistem Kupang, akan dibangun PLTMG dengan bahan bakar gas alam yang disimpan dalam bentuk mini LNG/CNG. Kondisi yang sama juga akan diterapkan di sistem kelistrikan Flores dengan membangun beberapa PLTMG *dual fuel*.

Sistem kelistrikan Kupang saat ini masih dalam kondisi tanpa cadangan yang cukup, sedangkan beban terus tumbuh begitu tinggi. Sementara disisi lain, pelaksanaan proyek pembangkit dan transmisi masih banyak mengalami hambatan. Atas dasar kondisi tersebut, dalam dua sampai tiga tahun kedepan diperkirakan sistem Kupang pada saat-saat tertentu akan mengalami defisit. Untuk mengatasi kondisi tersebut, di sistem Kupang akan dibangun PLTMG Kupang kapasitas 40 MW dengan bahan bakar *dual fuel* (HSD dan gas) dan diharapkan 2017 sudah bisa beroperasi.

Flores sebagai pulau dengan potensi panas bumi yang besar, maka pembangunan pembangkit diprioritaskan jenis PLTP. Kapasitas total PLTP yang dapat dibangun sampai dengan tahun 2025 mencapai 100 MW. Diharapkan, di masa depan Flores akan menjadi daerah percontohan dimana pasokan listriknya didominasi oleh energi bersih panas bumi.

Dalam rangka menjamin ketersediaan pasokan listrik pada daerah-daerah terluar dan yang berbatasan langsung dengan negara tetangga (Timor Leste), akan dipertimbangkan penambahan kapasitas pada pembangkit setempat sesuai kebutuhan. Penambahan kapasitas pembangkit di daerah perbatasan ini sangat penting untuk menjaga integritas NKRI. Selain itu, sebagai salah satu upaya untuk meningkatkan keandalan pasokan listrik di daerah perbatasan dengan Timor Leste, tengah dilakukan kerjasama antara PLN dengan perusahaan listrik Timor Leste (EDTL). Pada tahap awal, jaringan distribusi PLN yang berada di daerah perbatasan akan disambung dengan jaringan distribusi EDTL.

**Tabel C17.3 Rincian Rencana Pengembangan Pembangkit di NTT**

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Ende (FTP1)	PLTU	PLN	1x7	2016	Konstruksi
2	Tersebar	PLTS	PLN	4	2016	Konstruksi
3	MPP Flores	PLTG/MG	PLN	20	2017	Pengadaan
3	Rote	PLTMG	PLN	5	2017	Pengadaan
4	Rote Ndao	PLTU	PLN	2x3	2017	Konstruksi
5	Alor	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
6	Alor	PLTU	PLN	2x3	2017	Konstruksi
7	Maumere	PLTMG	PLN	40	2017	Pengadaan
8	Kupang Peaker	PLTMG	PLN	40	2017	Pengadaan
9	Waingapu	PLTMG	PLN	10	2018	Pengadaan
10	Flores	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
11	Atambua	PLTU	PLN	4x6	2018	Konstruksi
12	Waingapu 2	PLTMG	PLN	30	2019	Rencana
13	Rote 2	PLTMG	PLN	5	2019	Rencana
14	Alor 2	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
15	Timor 1	PLTU	PLN	2x50	2019	Rencana
16	Ulumbu 5	PLTP	PLN	20	2019	Rencana
17	Mataloko (FTP 2)	PLTP	PLN	20	2019	Rencana
18	Wae Rancang	PLTA	PLN	16.5	2020	Rencana
19	Kupang Peaker 2	PLTMG	PLN	50	2021	Rencana
20	Ulumbu 6	PLTP	PLN	20	2024	Rencana
21	Tersebar	PLTBM	Swasta	14	2016-2024	Rencana
22	Kupang	PLTU	Swasta	2x15	2016	Konstruksi
23	Tersebar	PLTS	Swasta	5	2016	Konstruksi
24	Sita - Borong	PLTM	Swasta	1	2016	Konstruksi
25	Wae Roa - Ngada	PLTM	Swasta	0.4	2017	Konstruksi
26	Tersebar	PLTSa	Swasta	1	2019	Rencana
27	Harunda	PLTM	Swasta	1.6	2019	Rencana
28	Tersebar	PLTB	Swasta	20	2019-2023	Rencana
29	Sokoria (FTP 2)	PLTP	Swasta	30	2020-2023	Pengadaan
30	Tersebar	PLTS	Swasta	20	2020-2023	Rencana
31	Oka Ile Ange (FTP 2)	PLTP	Swasta	10	2024	Rencana
32	Tersebar	PLTP	Swasta	5	2024	Rencana
33	Atadei (FTP 2)	PLTP	Swasta	5	2025	Rencana
34	Timor 1 (Load Follower)	PLTMG	Unallocated	40	2022	Rencana
35	Timor 2	PLTU	Unallocated	2x50	2023/24	Rencana
JUMLAH				737		

### **Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)**

#### **Pengembangan Transmisi**

Rencana pengembangan jaringan transmisi 70 kV dan 150 kV di Provinsi NTT dilaksanakan di tiga pulau besar yaitu pulau Flores, pulau Timor dan pulau Sumba sesuai prospek beban setempat, sebagaimana terdapat dalam Gambar C17.1 dan C17.2. Sedangkan untuk pulau-pulau kecil lainnya direncanakan pembangunan jaringan distribusi 20 kV. Selaras dengan rencana pembangunan pembangkit PLTU, PLTP, PLTA dan PLTMG tersebar di pulau Flores, pulau Timor dan pulau Sumba, jaringan transmisi 70 kV dan 150 kV yang akan dibangun adalah 1.924 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 284 juta sesuai Tabel C17.4.

**Tabel C17.4 Pembangunan SUTT 150 kV dan 70 kV**

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Maulafa	Naibonat	70 kV	2 cct, 1 x ACSR 152/25 (Ostrich)	62	2016	Konstruksi
2	Naibonat	Nonohonis/Soe	70 kV	2 cct, 1 x ACSR 152/25 (Ostrich)	102	2016	Konstruksi
3	Kefamenanu	Atambua	70 kV	2 cct, 1 HAWK	150	2016	Konstruksi
4	Atambua	Atapupu	70 kV	2 cct, 1 HAWK	36	2016	Konstruksi
5	Ropa	Maumere	70 kV	2 cct, 1 HAWK	120	2016	Konstruksi
6	Kefamenanu	Nonohonis / Soe	70 kV	2 cct, 1 HAWK	90	2016	Konstruksi
7	Ropa	Bajawa	70 kV	2 cct, 1 HAWK	190	2016	Konstruksi
8	Bajawa	Ruteng	70 kV	2 cct, 1 HAWK	120	2016	Konstruksi
9	PLTP Ulumbu	Ruteng	70 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2016	Konstruksi
10	Ruteng	Labuan Bajo	70 kV	2 cct, 1 HAWK	170	2016	Konstruksi
11	PLTMG Kupang Peaker	GI Bolok	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	30	2017	Rencana
12	GI Bolok	GI Tenau	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	30	2017	Rencana
13	PLTMG Kupang Peaker	GI Maulafa	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	50	2017	Rencana
14	PLTMG Kupang Peaker	GI Naibonat	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	70	2017	Rencana
15	Maumere	PLTMG Maumere Peaker	150 kV	2 cct, 1 ZEBRA	56	2017	Rencana
16	GI Maulafa	GI Kupang/Maulafa Baru	150 kV	2 cct, 2 HAWK	10	2018	Rencana
17	GI Aesesa	Inc. 1 phi (Bajawa-Ropa)	70 kV	2 cct, 1 HAWK	20	2018	Rencana
18	GI Borong	Inc. 1 phi (Ruteng-Bajawa)	70 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2018	Rencana
19	PLTP Mataloko	Inc. 2 phi (Bajawa-Ropa)	70 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2019	Rencana
20	GI Waingapu	PLTMG Sumba	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2019	Rencana
21	PLTMG Sumba	GI Waitabula	150 kV	2 cct, 1 HAWK	190	2019	Rencana
22	PLTA Wae Racang	Ruteng	70 kV	2 cct, 1 HAWK	66	2020	Rencana
23	PLTP Sokoria	Incomer 1 phi (Ropa-Ende)	70 kV	2 cct, 1 HAWK	20	2020	Rencana
24	PLTMG Maumere Peaker	Larantuka	150 kV	2 cct, 1 ZEBRA	212	2021	Rencana
	Total				1924		

Peta rencana pengembangan sistem transmisi 70 kV dan 150 kV di pulau Timor, Flores dan pulau Sumba sebagaimana Gambar C17.1, C17.2 dan C17.3.

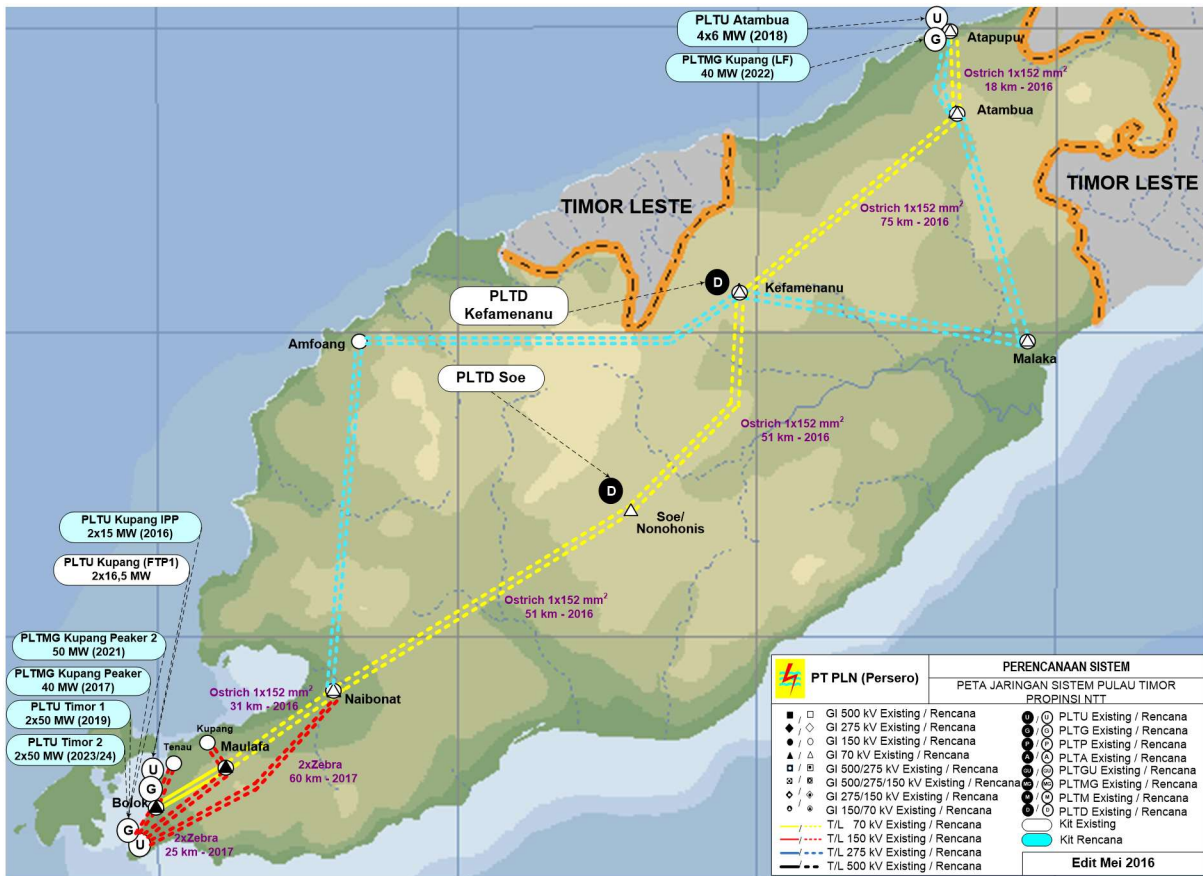
### **Pengembangan GI**

Seiring dengan rencana pembangunan jaringan transmisi 70 kV dan 150 kV, juga direncanakan pembangunan gardu induk untuk menyalurkan daya ke beban distribusi. Sampai dengan tahun 2025 direncanakan pembangunan GI dan IBT dengan kapasitas total trafo GI mencapai 1.210 MVA dengan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 87 juta belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, sebagaimana dalam Tabel C17.5.

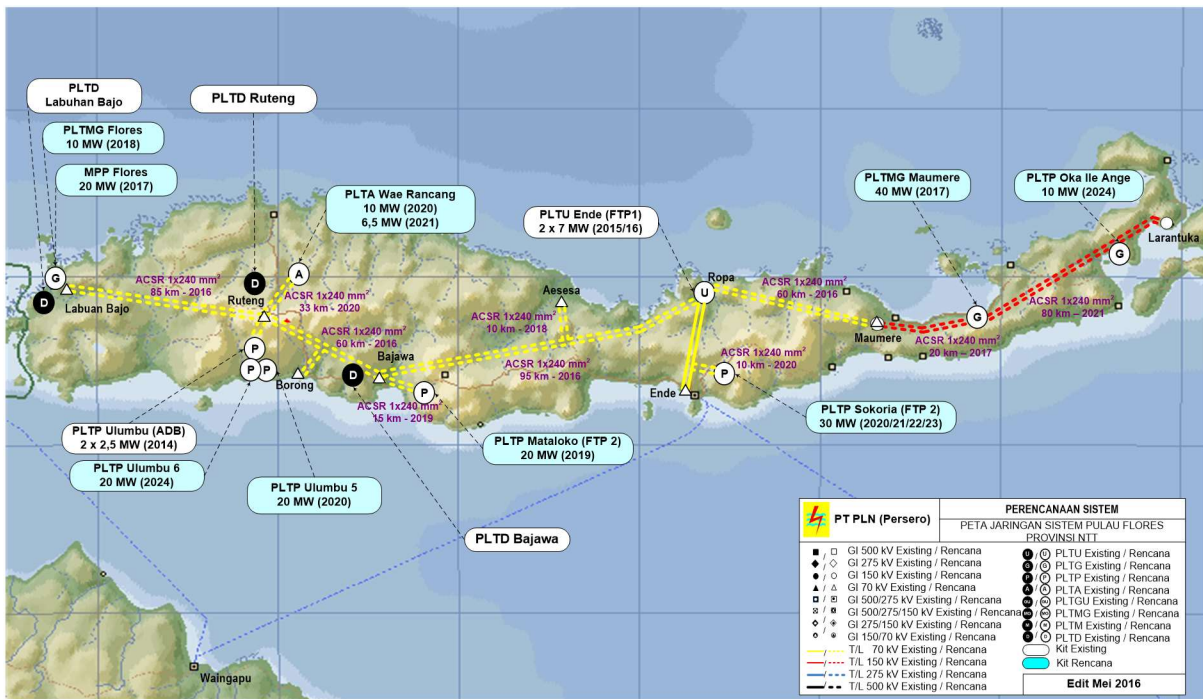


Tabel C17.5 Pengembangan GI 150 kV dan 70 kV di NTT

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	<b>NEW</b>					
1	Naibonat	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
2	Nonohonis	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
3	Kefamenanu	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
4	Atambua	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
5	Atapupu	70/20 kV	New	10	2016	Konstruksi
6	Labuan Bajo	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
7	Bajawa	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
8	Maumere	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
9	Ruteng	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
10	Ulumbu	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
11	Bolak (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Rencana
12	Naibonat (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Rencana
13	PLTMG Kupang Peaker/Penaf	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
14	Maumere (IBT)	150/70 kV	NEW	60	2017	Rencana
15	Tenau	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
16	Maumere Baru (Town Feeder)	150/20 kV	New	20	2017	Rencana
17	Kupang/Maulafa Baru	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
18	Aesesa	70/20 kV	New	30	2018	Rencana
19	Borong	70/20 kV	New	30	2018	Rencana
20	Waingapu	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
21	Waitabula	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
22	Larantuka	70/20 kV	New	30	2020	Rencana
	<b>EKSTENSION</b>					
23	So'e / Nonohonis	70/20 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
24	Kefamenanu	70/20 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
25	Ende	70/20 kV	Extension	20	2016	Rencana
26	Maulafa	70/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
27	Ruteng	70/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
28	Bolak	70/20 kV	Extension	30	2018	Rencana
29	Atambua	70/20 kV	Extension	30	2018	Rencana
30	Naibonat	70/20 kV	Extension	30	2019	Rencana
31	Nonohonis	70/20 kV	Extension	30	2019	Rencana
32	Ropa	70/20 kV	Extension	20	2020	Rencana
33	Ende	70/20 kV	Extension	30	2020	Rencana
34	Bajawa	70/20 kV	Extension	30	2020	Rencana
35	Tenau	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
36	Kupang/Maulafa Baru	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
37	Maulafa	150/20 kV	Extension	30	2022	Rencana
38	Maumere	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
39	Kefamenanu	70/20 kV	Extension	30	2023	Rencana
	Total			1210		



Gambar C17.1 Peta rencana jaringan 150 dan 70 kV pulau Timor



Gambar C17.2 Peta rencana jaringan 150 dan 70 kV pulau Flores



Gambar C17.3 Peta rencana jaringan 150 kV Pulau Sumba

**Pengembangan Distribusi**

Sejalan dengan pembangunan jaringan transmisi dan gardu induk 70 kV dan 150 kV serta penambahan pembangkit di Provinsi NTT, direncanakan pembangunan jaringan distribusi 20 kV dan jaringan tegangan rendah serta penambahan pelanggan baru.

Sesuai proyeksi kebutuhan tenaga listrik, selama 2016-2025 direncanakan akan dilakukan penambahan pelanggan baru sekitar 694 ribu. Untuk mendukung program penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi JTM sepanjang 3.821 kms, JTR sekitar 3.404 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 282 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C17.6.

Tabel C17.6 Pengembangan Sistem Distribusi di NTT

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	353	313	24	92,208
2017	369	309	25	60,704
2018	353	313	24	62,529
2019	406	340	30	63,453
2020	419	351	31	65,021
2021	377	335	28	67,087
2022	391	348	29	68,542
2023	405	360	29	69,952
2024	367	373	30	71,576
2025	380	363	31	73,210
2016-2025	3,821	3,404	282	694,283

**C17.4 Pengembangan PLTS dan EBT Lainnya**

Memperhatikan potensi radiasi sinar matahari di NTT dengan waktu dan intensitas penyinaran yang cukup baik, PLN melalui dukungan pendanaan Bank Dunia (IBRD) dan donatur lain berencana untuk membangun Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) *Hybrid* di 94 (sembilan puluh empat) lokasi tersebar di Provinsi NTT dengan

kapasitas ± 20.2 MWp sebagai implementasi penerapan energi baru terbarukan. Namun untuk merealisasikannya akan diawali dengan studi kelayakan.

Selain itu pihak pengembang swasta (IPP) diharapkan berpartisipasi untuk membangun PLTS *On Grid* dengan kapasitas sekitar 15 MW tersebar di 9 lokasi diantaranya pada sistem kelistrikan daratan Pulau Timor, Pulau Flores, Pulau Alor, Pulau Rote, dan di sistem kelistrikan Oulau Lembata.

Sedangkan di Pulau Sumba akan dibangun PLTBiomassa kapasitas ±1 MW sebagai proyek percontohan, menggunakan tanaman sebagai bahan baku utamanya (*feedstock*). Untuk mendukung ketersediaan bahan baku sepanjang tahun, akan disiapkan lahan khusus sekitar ±200 hektar dan akan ditanami pohon yang dapat dipanen sepanjang tahun sebagai *feedstock* PLTBiomassa tersebut

Selain itu di beberapa pulau kecil direncanakan akan dibangun PLTB, PLTS dan PLTM yang akan dioperasikan secara hybrid dengan PLTD yang ada, yaitu di pulau Ende, Pamana, Samau, Pantar, Pura, Solor dan Sabu.

### C17.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, rencana pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 diperlihatkan pada Tabel C17.7.

Tabel C17.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2016	834	1,149	183	48	240	1,080	254
2017	941	1,260	206	131	320	226	225
2018	1,044	1,364	228	48	180	60	104
2019	1,157	1,487	252	193	120	250	329
2020	1,259	1,589	274	25	170	86	113
2021	1,369	1,700	297	67	0	212	134
2022	1,485	1,818	322	50	90	0	96
2023	1,608	1,944	348	80	90	0	189
2024	1,739	2,078	376	90	0	0	176
2025	1,877	2,222	405	5	0	0	46
Jumlah				737	1,210	1,914	1,667

## LAMPIRAN D

### ANALISIS RISIKO

#### IDENTIFIKASI RISIKO

##### 1. Risiko keterlambatan proyek-proyek PLN

Pembangunan instalasi ketenagalistrikan, baik berupa pembangkit, jaringan transmisi maupun jaringan distribusi, dapat terhambat atau mengalami penundaan sehingga realisasinya menyimpang dari target, baik dari sisi kapasitas maupun waktu.

Risiko ini antara lain disebabkan oleh :

- Kesulitan pendanaan untuk proyek PLN akibat: (i) kurangnya dana yang dapat diupayakan oleh PLN, baik yang berasal dari dana internal maupun pinjaman/obligasi, kendala pencairan dana yang semestinya disediakan oleh bank domestik dan bank luar negeri untuk membiayai kontrak EPC, (ii) kurangnya dana yang dapat disediakan oleh pemerintah, baik dalam bentuk penyertaan modal (*equity*) maupun pinjaman berupa SLA.
- Permasalahan perijinan dan persetujuan. Hal ini terkait dengan proses perijinan dan persetujuan yang melibatkan berbagai pihak, dan dapat berlarut-larut karena adanya berbagai kepentingan yang dapat mempengaruhi proses pengambilan keputusan.
- Permasalahan pada fase konstruksi proyek. Hal ini terkait dengan masalah operasional, terutama aspek performance kontraktor, ketersediaan teknologi, sarana pembangunan, dan bencana alam.
- *Cost over-run*. Hal ini menyebabkan biaya melebihi anggaran sehingga dapat mempengaruhi proses pembangunan dan kemampu-labaan Perusahaan.
- Kesalahan desain.
- Aspek keselamatan ketenagalistrikan. Hal ini terkait dengan keselamatan aset, tenaga kerja maupun masyarakat di lingkungan pembangunan.
- Dampak lingkungan. Keberadaan instalasi Perusahaan berpotensi menimbulkan kerusakan lingkungan, yang kemudian dapat berdampak pada aspek-aspek lain, seperti masalah hukum.
- Permasalahan sosial, berupa penolakan masyarakat terhadap keberadaan instalasi PLN karena dipersepsikan mengganggu dan berbahaya.

##### 2. Risiko keterlambatan proyek-proyek IPP

Sama seperti pada risiko keterlambatan proyek-proyek PLN, dengan penekanan pada:

- Permasalahan pendanaan untuk proyek IPP akibat rendahnya kepercayaan investor asing untuk berinvestasi di sektor ketenagalistrikan Indonesia, juga rendahnya kepercayaan bank asing untuk memberi pinjaman kepada proyek di Indonesia.
- Pengembang proyek IPP tidak memperoleh *financial closure* pada waktunya.

### 3. Risiko Prakiraan Permintaan Listrik

Risiko yang dihadapi jika prakiraan permintaan listrik lebih tinggi daripada realisasi:

- Kapasitas pembangkit, transmisi dan distribusi yang dibangun lebih banyak dari pada yang dibutuhkan. Pembangkit dioperasikan pada CF rendah, atau bahkan sebagian tidak dioperasikan. Dalam hal pembangkit IPP, PLN dapat terkena penalti pengambilan energi minimum. Transmisi dan distribusi juga berbeban rendah.
- Pendapatan dari penjualan listrik lebih rendah daripada yang direncanakan, sehingga tidak cukup untuk membayar pinjaman (pokok berikut bunganya) yang dilakukan untuk mendanai proyek pembangkit, transmisi dan distribusi.
- Menimbulkan kecurigaan pada *stakeholders*, yaitu PLN dianggap melakukan *fraud* dengan membuat prakiraan permintaan listrik yang tinggi untuk menjustifikasi kelayakan proyek kelistrikan tertentu.
- PLN terkena penalti dari kontrak energi primer (batubara, gas) jangka panjang akibat penghentian operasi beberapa pembangkit idle.

Prakiraan beban lebih rendah dari realisasi permintaan, maka resiko yang akan dihadapi :

- Kapasitas pembangkit, transmisi dan distribusi yang dibangun lebih sedikit dari yang dibutuhkan. Banyak pembangkit dioperasikan maksimal secara terus menerus bahkan menunda pemeliharaan yang jatuh tempo, sehingga dapat menurunkan kinerja mesin,
- Banyak calon pelanggan baru dan penambahan daya tidak dapat dilayani, kualitas pelayanan menurun bahkan terjadi pemadaman.
- Pertumbuhan ekonomi terhambat akibat tidak tersedia infrastruktur listrik yang memadai,
- Citra PLN terpuruk karena gagal melaksanakan misi yang diberikan oleh Pemerintah untuk menyediakan listrik dalam jumlah yang cukup dan handal.
- Konsumen industri dan bisnis memproduksi listrik sendiri dengan pembangkit skala kecil, secara keekonomian nasional hal ini sangat tidak efisien,

- Sektor swasta membangkitkan listrik dengan gas atau batubara dan menjual produknya langsung ke konsumen dalam kawasan tertentu, PLN kehilangan *market share*.
- Susut teknis meningkat karena penambahan jaringan yang terbatas. Susut non-teknis juga meningkat karena pelanggan/calon pelanggan sulit memperoleh tambah daya/akses listrik yang legal.

#### 4. Risiko harga dan ketersediaan energi primer

Beberapa risiko dominan yang terkait secara khusus dengan RUPTL adalah:

- Risiko harga energi primer. Perubahan harga energi primer khususnya batubara dan gas akan sangat mempengaruhi program pengembangan ketenagalistrikan yang optimal. Dalam RUPTL, harga batubara diasumsikan USD 70 per ton, harga gas alam USD 7 per mmbtu dan harga *crude oil* USD 70 per *barrel*. Hasil simulasi menunjukkan bahwa perubahan harga batubara naik atau turun 10% akan mengakibatkan perubahan nilai risiko cukup besar yaitu USD 1 s/d 2.5 miliar selama periode studi 10 tahun.
- Risiko ketersediaan energi primer. RUPTL ini disusun dengan asumsi gas dan gas tersedia dengan cukup, andal dan tepat waktu. Namun pengalaman menunjukkan bahwa pasokan gas alam sering terlambat datang ke pembangkit yang membutuhkan, atau tersedia dalam volume yang semakin berkurang akibat depletion. Pasokan batubara ke pembangkit juga sering terkendala, baik karena alasan komersial maupun operasional.

#### 5. Risiko merencanakan *reserve margin* terlalu tinggi.

Dampak yang timbul adalah *over capacity* yang terjadi apabila semua proyek yang direncanakan berjalan baik dan selesai tepat waktu. Jika *over capacity* benar-benar terjadi maka PLN akan mempunyai kewajiban membayar komponen A kepada pihak IPP tanpa manfaat apapun. Jika proyek yang direncanakan adalah proyek PLN, maka aset tidak menghasilkan revenue yang diperlukan untuk membayar *capital debt* ke *lender*.

#### 6. Risiko Likuiditas

Risiko likuiditas terdiri dari:

- Risiko likuiditas kas, yaitu adanya kemungkinan perusahaan tidak dapat menyediakan dana untuk pembayaran kewajiban jatuh tempo. Risiko ini dapat terjadi bila kesehatan keuangan Perusahaan tidak mengalami perbaikan yang signifikan sehingga tidak dapat menghasilkan kas operasional, dan bila terjadi keterlambatan pembayaran subsidi oleh Pemerintah.
- Risiko pencairan dana pinjaman untuk investasi.
- Risiko likuiditas aset

## 7. Risiko Produksi/Operasi

Risiko produksi/operasi terkait dengan beberapa masalah potensial berikut ini:

- Kekurangan atau kelangkaan energi primer sebagai bahan bakar pembangkit listrik; salah satu penyebab kekurangan atau kelangkaan tersebut adalah karena pemegang hak pengelolaan energi primer membuat kontrak penjualan dengan pihak lain.
- Kerusakan peralatan/fasilitas operasi, terutama karena hal-hal berikut: peralatan yang sudah tua, pembangunan yang dipercepat dalam rangka memenuhi *Fast Track Program*, penggunaan teknologi baru, dan penggunaan pemasok baru.
- Risiko kehilangan peralatan/fasilitas operasi, terutama akibat pencurian yang dilakukan terhadap instalasi/aset perusahaan.
- Kesalahan manusia dalam mengoperasikan peralatan/fasilitas.

## 8. Risiko Bencana

Risiko bencana dapat menimbulkan kerugian pada perusahaan karena dapat menyebabkan tidak beroperasinya peralatan/fasilitas. Risiko ini dapat terjadi karena bencana alam, dan bencana karena ulah manusia.

## 9. Risiko Lingkungan

Risiko lingkungan terkait dengan dua aspek utama:

- Tuntutan masyarakat terhadap keberadaan instalasi karena persepsi mengenai pengaruh listrik terhadap kesehatan.
- Adanya limbah, polusi, dan kebisingan yang secara potensial menimbulkan risiko lain, seperti tuntutan hukum oleh masyarakat.

## 10. Risiko Regulasi

Risiko regulasi terutama berkaitan dengan:

- Risiko tarif listrik, yang dapat menghambat atau memperlambat proses penyesuaian tarif listrik sesuai target karena penyesuaian tarif perlu persetujuan parlemen, dan keputusan persetujuan penyesuaian tarif dapat dipengaruhi oleh berbagai kepentingan.
- Risiko kepastian subsidi, yang terkait dengan kemampuan keuangan Pemerintah dan dorongan berbagai pihak untuk menurunkan atau bahkan mencabut subsidi.
- Risiko perubahan tatanan sektor ketenagalistrikan, khususnya bila ditetapkannya perundangan yang mengubah status PLN sebagai Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan (PKUK) atau diberlakukannya open access jaringan transmisi dan adanya pasar kompetisi tenaga listrik. Risiko perubahan perundangan yang mengubah struktur industri dari



monopoli bidang transmisi dan distribusi menjadi struktur industri dengan persaingan bebas bukan saja di bagian pembangkit tetapi di bagian lain dalam ketenagalistrikan.

#### 11. Risiko Pendanaan

Pendanaan investasi di Bidang ketenagalistrikan akan terus tumbuh seiring pertumbuhan ekonomi. Keterbatasan pendanaan internal PLN telah mendorong pencarian dana dari eksternal/lender. Risiko pendanaan terkait dengan *covenant* yang menjadi perhatian lender.

### **PROGRAM MITIGASI RISIKO**

Pada dasarnya mitigasi risiko akan dilakukan secara dinamis oleh karena metoda dan sarana mitigasi terus berkembang. Namun demikian, pokok-pokok program mitigasi sebagai acuan penyiapan kebijakan mitigasi risiko adalah sebagai berikut.

#### 1. Mitigasi risiko keterlambatan proyek-proyek PLN

- Memanfaatkan pasar modal, lembaga keuangan bilateral/multilateral dan APBN dalam pendanaan proyek-proyek PLN
- Meningkatkan kemampuan PLN dalam menghasilkan dana internal (mengupayakan terus harga jual listrik memberikan *margin* yang memadai)
- Mencari Dukungan/garansi Pemerintah dalam upaya memperoleh pendanaan untuk proyek PLN dan dalam bermitra dengan IPP
- Mengembangkan model *project finance* dimana *EPC Contractors* juga membawa pendanaan proyek
- Meningkatkan koordinasi penyiapan prasarana untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan proyek
- Meningkatkan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam pengurusan perijinan dan persetujuan untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan perijinan dan persetujuan
- Melaksanakan proses tender yang kompetitif dan transparan supaya dapat memperoleh kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Memilih kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Menerapkan proyek manajemen yang baik untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Menggunakan *engineering designer* yang berkualitas untuk meminimalisasi kesalahan desain.

- Meningkatkan kualitas survey, antara lain penyelidikan tanah untuk mengurangi kesalahan desain dan *cost overrun*.
- Menyusun dan menerapkan SOP untuk keselamatan ketenagalistrikan untuk mengurangi dan mengendalikan risiko keselamatan ketenagalistrikan.
- Menerapkan peraturan mengenai lingkungan secara konsisten supaya Perusahaan terhindar dari risiko dampak lingkungan dan masalah sosial
- Meningkatkan hubungan masyarakat untuk mengurangi masalah sosial.
- Meningkatkan kompetensi staf dan unit kerja hubungan masyarakat untuk meningkatkan hubungan dengan masyarakat.

## 2. Mitigasi risiko keterlambatan proyek-proyek IPP

- Mengembangkan IPP hanya dipilih yang benar-benar memiliki kemampuan.
- Meningkatkan koordinasi penyiapan prasarana untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan proyek
- Meningkatkan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam pengurusan perijinan dan persetujuan untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan perijinan dan persetujuan
- Melaksanakan proses tender yang kompetitif dan transparan supaya dapat memperoleh kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya performance instalasi.
- Memilih kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya performance instalasi.
- Menerapkan proyek manajemen yang baik untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Memilih *engineering designer* yang berkualitas untuk meminimalisasi kesalahan desain.
- Meningkatkan kualitas survey, antara lain penyelidikan tanah untuk mengurangi kesalahan desain dan *cost overrun*.
- Menyusun dan menerapkan SOP untuk keselamatan ketenagalistrikan untuk mengurangi dan mengendalikan risiko keselamatan ketenagalistrikan.
- Menerapkan peraturan mengenai lingkungan secara konsisten supaya Perusahaan terhindar dari risiko dampak lingkungan dan masalah sosial
- Meningkatkan hubungan masyarakat untuk mengurangi masalah sosial.
- Meningkatkan kompetensi staf dan unit kerja hubungan masyarakat untuk meningkatkan hubungan dengan masyarakat.

### 3. Mitigasi risiko prakiraan permintaan listrik

Realisasi penjualan lebih rendah daripada *demand forecast*

- Mengupayakan peningkatan pemasaran secara agresif dan proaktif apabila terdapat indikasi pertumbuhan penjualan lebih rendah dari yang diprediksi,
- Mendorong Pemerintah Pusat/Daerah untuk mempercepat arus masuk investasi agar industri dan perdagangan tumbuh lebih cepat sehingga dapat menyerap listrik lebih banyak.
- Mempercepat elektrifikasi daerah-daerah yang belum terjangkau listrik
- Secara periodik (tahunan) mereview dan memperbaharui perhitungan prakiraan kebutuhan listrik dengan menggunakan parameter terbaru yang lebih akurat,

Realisasi penjualan lebih tinggi daripada *demand forecast*

- Mengendalikan atau membatasi penyambungan pelanggan baru maupun tambah daya,
- Mengefektifkan *demand side management* (DSM), termasuk penghematan listrik oleh konsumen,
- Mengusulkan kepada Pemerintah kenaikan tarif atau pemberlakuan insentif/disinsentif yang lebih tinggi agar masyarakat lebih hemat dalam memakai listrik,
- Meminta kesediaan pelanggan industri dan bisnis untuk mengoperasikan pembangkit sendiri terutama pada waktu beban puncak,
- Mempercepat penyelesaian proyek-proyek pembangunan pembangkit dan transmisi/distribusi,
- Mendorong percepatan investasi untuk pembangunan pembangkit baru,
- Secara periodik (tahunan) mereview dan memperbaharui perhitungan prakiraan kebutuhan listrik dengan menggunakan parameter terbaru yang lebih akurat,
- Mendorong pembelian listrik dari *excess power*, pembangkit skala kecil.

### 4. Mitigasi risiko harga dan ketersediaan energi primer

- Membuat kontrak jangka panjang dengan penyedia energi primer untuk memastikan ketersediaannya pada saat instalasi siap beroperasi.
- Mengintegrasikan hulu untuk menjamin ketersediaan sumber energi primer.
- Mensertifikasi sumber gas yang memasok pembangkit.

5. Mitigasi risiko perencanaan reserve margin terlalu tinggi
  - Memacu pertumbuhan penjualan jika proyek-proyek berjalan tepat waktu termasuk mendorong tumbuhnya industri di Kalimantan.
  - Memantau kemajuan pekerjaan proyek-proyek pembangkit dengan cermat, dan apabila penyelesaian proyek dipastikan tepat waktu dan berjalan baik maka PLN menunda proyek-proyek kedepan yang telah direncanakan.
6. Mitigasi risiko likuiditas
  - Mengusulkan mekanisme pencairan subsidi yang lebih efektif untuk mengurangi periode pencairan subsidi.
  - Menyusun Investasi peralatan secara lebih efektif untuk mengurangi jumlah dan nilai aset tidak produktif yang harus dilikuidasi.
7. Mitigasi risiko produksi/operasi
  - Membuat kontrak jangka panjang dengan penyedia energi primer untuk memastikan ketersediaannya pada saat instalasi siap beroperasi.
  - Meningkatkan operasi dan pemeliharaan untuk mengurangi kemungkinan terjadi kerusakan peralatan/fasilitas operasi.
  - Menerapkan SOP dan pelatihan untuk mengurangi kemungkinan terjadinya kesalahan manusia dalam menggunakan peralatan/fasilitas.
8. Mitigasi risiko bencana
  - Menggunakan asuransi untuk risiko tertentu, baik risiko bencana alam maupun risiko bencana akibat ulah manusia.
  - Meningkatkan pengawasan dan pengamanan untuk mengurangi kemungkinan terjadi bencana karena ulah manusia.
  - Meningkatkan pengawasan dan pengamanan untuk mengurangi kerugian bila bencana alam terjadi. Peningkatan komunikasi dan citra perusahaan untuk mengurangi kemungkinan kerusakan akibat ulah manusia, seperti sabotase.
9. Mitigasi risiko lingkungan
  - Melakukan Sosialisasi masalah ketenagalistrikan dan kaitannya dengan masyarakat untuk mengurangi tuntutan masyarakat terhadap instalasi, termasuk keberadaan transmisi, karena persepsi atau pemahaman mereka mengenai pengaruh instalasi terhadap kesehatan manusia.
  - Menerapkan sistem manajemen lingkungan yang lebih baik dan memenuhi persyaratan yang berlaku supaya perusahaan terhindar dari masalah limbah, polusi, dan kebisingan.

10. Mitigasi Risiko Regulasi

- Meningkatkan komunikasi dengan pihak terkait supaya proses penyesuaian tarif sejalan dengan rencana.
- Mengembangkan tarif supaya sejalan dengan perkembangan kondisi keuangan Pemerintah sehingga dapat memperkecil ketidakpastian subsidi.

11. Mitigasi Risiko Pendanaan

- Meningkatkan komunikasi dengan Pemerintah selaku pemegang saham terkait keterbatasan pendanaan oleh PLN dalam mengembangkan ketenagalistrikan nasional guna memperoleh struktur pendanaan yang lebih baik.
- Menjaga *covenant* tetap berada dalam batasan aman bagi lender.
- Melakukan prioritas investasi sesuai batasan ketersediaan pendanaan.

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

SUDIRMAN SAID

Salinan sesuai dengan aslinya  
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
Kepala Biro Hukum,



**Jumlah Penduduk dan Rasio Jenis Kelamin Menurut Kabupaten/Kota di Provinsi Jawa Timur, 2015**

Kabupaten/Kota		Jenis Kelamin (ribu)			Rasio Jenis Kelamin
		Laki-Laki	Perempuan	Jumlah	
<b>Kabupaten</b>					
1.	Pacitan	268 896	282 090	550 986	95,32
2.	Ponorogo	433 504	433 889	867 393	99,91
3.	Trenggalek	342 397	346 803	689 200	98,73
4.	Tulungagung	497 698	523 492	1 021 190	95,07
5.	Blitar	573 707	571 689	1 145 396	100,35
6.	Kediri	776 212	770 671	1 546 883	100,72
7.	Malang	1 278 511	1 265 804	2 544 315	101,00
8.	Lumajang	502 920	527 273	1 030 193	95,38
9.	Jember	1 182 817	1 224 298	2 407 115	96,61
10.	Banyuwangi	793 018	801 065	1 594 083	99,00
11.	Bondowoso	370 588	390 617	761 205	94,87
12.	Situbondo	326 500	343 213	669 713	95,13
13.	Probolinggo	556 301	584 179	1 140 480	95,23
14.	Pasuruan	783 410	798 377	1 581 787	98,13
15.	Sidoarjo	1 063 629	1 053 650	2 117 279	100,95
16.	Mojokerto	539 613	540 776	1 080 389	99,78
17.	Jombang	617 194	623 791	1 240 985	98,94
18.	Nganjuk	517 712	524 004	1 041 716	98,80
19.	Madiun	333 517	342 570	676 087	97,36
20.	Magetan	305 486	321 927	627 413	94,89
21.	Ngawi	405 113	423 670	828 783	95,62
22.	Bojonegoro	611 313	625 294	1 236 607	97,76
23.	Tuban	569 324	583 591	1 152 915	97,56
24.	Lamongan	576 812	610 983	1 187 795	94,41
25.	Gresik	622 824	633 489	1 256 313	98,32
26.	Bangkalan	455 710	498 595	954 305	91,40
27.	Sampang	456 394	480 407	936 801	95,00
28.	Pamekasan	410 800	434 514	845 314	94,54
29.	Sumenep	509 791	562 322	1 072 113	90,66
<b>Kota</b>					
71.	Kediri	139 493	140 511	280 004	99,28

72.	Blitar	68 401	69 507	137 908	98,41
73.	Malang	419 713	431 585	851 298	97,25
74.	Probolinggo	112 689	116 324	229 013	96,88
75.	Pasuruan	96 598	98 217	194 815	98,35
76.	Mojokerto	61 816	63 890	125 706	96,75
77.	Madiun	84 604	90 391	174 995	93,60
78.	Surabaya	1 406 683	1 441 900	2 848 583	97,56
79.	Batu	100 902	99 583	200 485	101,32
<b>Jawa Timur</b>		<b>19 172 610</b>	<b>19 674 951</b>	<b>38 847 561</b>	<b>97,45</b>

Sumber: Proyeksi Penduduk Indonesia 2010 – 2035

Source: *Indonesia Population Projection 2010–2035*

April 2015

# The Total Cost of Saving Electricity through Utility Customer-Funded Energy Efficiency Programs: Estimates at the National, State, Sector and Program Level

*Ian M. Hoffman, Gregory Rybka, Greg Leventis, Charles A. Goldman, Lisa Schwartz, Megan Billingsley, and Steven Schiller*

## Overview

This brief presents the most comprehensive estimates to date of the full cost of saving electricity through efficiency programs funded by customers of investor-owned utilities.<sup>1,2</sup> The total cost of the electricity efficiency resource includes the investment by both the program administrator and program participants in saving a kilowatt-hour (kWh). It is a valuable metric that resource planners, regulators and stakeholders can use to assess and compare the relative costs among efficiency programs and between efficiency and energy supply investments.

A previous report (Billingsley et al. 2014) drew upon the Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) Demand-Side Management (DSM) Program Database<sup>3</sup> to assess the costs to program administrators of saving electricity. For this brief, we updated the database with information from 20 states<sup>4</sup> where one or more program administrators reported sufficient data for analysis of total costs. Based on more than 2,100 program years<sup>5</sup> of data, we compare the total cost versus the program administrator cost of saved electricity at the national and state levels, for market sectors and for the most prevalent program types.

The U.S. average total cost of saved electricity, weighted by energy savings, was \$0.046 per kWh for the period 2009 to 2013 for our dataset (see Table 1).

The median value for programs with claimed energy savings across all sectors was \$0.069 per kWh. This difference between the average and median reflects the fact that some programs delivered a large share of overall savings at a low total cost.

<sup>1</sup> This brief focuses on the cost of saved electricity; we will explore the total costs of natural gas efficiency programs as more data become available.

<sup>2</sup> Data collected for this analysis came from state regulatory filings or similar documents filed by investor-owned utilities (or third-party program administrators). We did not include data on efficiency programs funded by customers of rural cooperatives, municipal utilities, tribal utilities, or other publicly owned utilities—except in the few instances where those entities contributed to the budgets of third-party program administrators.

<sup>3</sup> The LBNL DSM Program Database is an ongoing collection of spending, savings and other data for utility customer-funded electric and natural gas efficiency programs. The database contains more than 6,000 program years of data, which represents about 1,700 programs across multiple years from 34 states.

<sup>4</sup> Data are from the following states: AR, AZ, CA, HI, IA, ID, MA, MD, ME, MN, NC, NM, OK, OR, PA, RI, SC, UT, VT, and WA.

<sup>5</sup> A *program year* (PY) is a year's worth of data for each program in the LBNL DSM Program Database. For example, data covering four years of spending and impacts for a particular program represent four program years.

---

*The work described in this technical brief was funded by the National Electricity Delivery Division of the U.S. Department of Energy's Office of Electricity Delivery and Energy Reliability and the U.S. Department of Energy's Office of Energy Policy and Systems Analysis under Lawrence Berkeley National Laboratory Contract No. DE-AC02-05CH11231. Any questions or feedback may be directed to Ian Hoffman, project lead, [ihoffman@lbl.gov](mailto:ihoffman@lbl.gov). Reviewers who provided valuable comments on this report are too numerous to thank by name, but we are deeply grateful for their time and improvements to this paper. If you would like to receive notifications of similar energy policy publications, join the LBNL Electricity Markets and Policy mailing list [here](#).*



**Table 1. Savings-weighted average total cost of saved electricity at the national level by market sector**

Sector	Total Cost of Saved Electricity (2012\$/kWh)*	Program Administrator Cost of Saved Electricity (2012\$/kWh)	Participant Cost of Saved Electricity (2012\$/kWh)
All Sectors	\$0.046	\$0.023	\$0.022
Residential	\$0.033	\$0.019	\$0.014
Commercial, Industrial, and Agricultural	\$0.055	\$0.025	\$0.030
Low Income	\$0.142	\$0.134	\$0.008

\*Note: Totals may differ from sum of component values due to rounding.

Program participants paid widely varying shares of the costs of efficiency activities, depending on the design of individual programs (e.g., no direct cost contribution for certain behavioral feedback, direct-install,<sup>6</sup> and low-income programs, and higher participant cost shares for commercial/industrial custom rebate programs).<sup>7,8</sup> Overall, program administrators and participants split the costs of saving electricity almost exactly in half in our program sample, such that total costs were about twice what utilities and other efficiency program administrators on average paid for those energy savings (\$0.023/kWh).

We also found that program administrators in fewer than half of states with efficiency programs funded by electric utility customers report total costs and savings. More complete reporting of program-level results would result in a larger study sample and increase representation from regions where efficiency programs are ramping up. Inconsistent data reporting practices also pose challenges. For example, where full costs are reported, differing definitions and interpretations of the components of total costs can make aggregating and comparing data challenging. We identify key data inputs (e.g., lifetime savings, incremental measure costs) for which more consistent reporting would improve insights into efficiency programs, policies and system needs.

## Introduction

The cost of saved energy is a useful metric for assessing what efficiency costs across different program types, among program administrators and over time (Billingsley et al. 2014).<sup>9</sup> The cost of saved energy is expressed as dollars or cents per kilowatt-hour of electricity or per therm of natural gas. It is not directly affected by differences in energy prices or other benefits across markets and utility territories.<sup>10</sup> This simplicity makes the cost of saved energy valuable as a standard yardstick across territories and states and different efficiency activities.

The program administrator cost of saved energy enables assessments of efficiency resources from the economic perspective of the utility, and so is useful to program administrators, regulators, and other stakeholders. Resource planners and grid operators often rely on the program administrator cost of saved

<sup>6</sup> Direct-install programs typically deliver a set of prescribed or pre-approved high-efficiency equipment or measures that are installed under contract to the program administrator and typically do not involve a cost contribution from participants.

<sup>7</sup> We define *participant costs* as the out-of-pocket funds paid by participants for measures and their installation, exclusive of any incentives paid to the customer by the program administrator. Indirect or softer costs, such as customers' transaction cost of investigating energy efficiency investments or waiting at home for a contractor, are not reported and thus are not included.

<sup>8</sup> Custom rebate programs allow customers to propose efficiency measures that are tailored to their facility; the administrator typically reviews and validates modeled or calculated estimates of energy savings and incentives are often capped at a percentage of total project costs (e.g. 50%).

<sup>9</sup> Variation in program design, delivery, market conditions, program maturity, and other factors also may have bearing on differences in the cost of saved energy from one program administrator to the next.

<sup>10</sup> The cost of saved energy can be evaluated for the first year or lifetime of an energy efficiency action, program, or portfolio, and it can be leveled, with the costs spread over the lifetime, as in this brief.

electricity for projecting energy efficiency impacts on load forecasts. For example, the regional transmission operator for New England (ISO-NE) calculates a cost of saved electricity for each program administrator in its territory and uses those values, with adjustments, to translate future efficiency program budgets into savings projections that can be used to refine the ISO-NE's load forecast.

What program administrators alone pay for efficiency has been the focus of most empirical research to date. The program administrator cost of saved energy is nonetheless subject to criticism that it underestimates the full costs of energy efficiency (Joskow and Marron 1992).<sup>11,12,13</sup> The total cost of saved energy captures the full cost—that is, the full, system-wide investment in the efficiency resource by all parties. The total cost of saved energy provides a way of measuring cost performance and screening programs on a consistent basis that accounts for all costs borne by both the program administrator and participants. In this brief, the primary metric is the *levelized* total cost of saved energy (Equation 1), which is the total cost of the energy saved, spread in equal payments over the economic lifetime of the actions taken through a program (or sector or portfolio), then divided by the annual energy saved.

#### Equation 1.

**Total Cost of Saved Energy =**

$$\frac{\text{Capital Recovery Factor} * (\text{Total Program Administrator Costs}^{14} + \text{Participant Costs (exclusive of incentives)})}{\text{Gross Annual Energy Savings (in kWh)}}$$

With the *Capital Recovery Factor* =  $[A * (1 + A)^B] / [(1 + A)^B - 1]$

Where:

A = Discount rate

B = Estimated program lifetime in years and calculated as the savings-weighted life of measures or actions promoted by a program

### The Cost of Saved Energy and Cost-Effectiveness Screening

The program administrator and total costs of saved energy are neither synonymous with, nor should be confused with, the Program Administrator Cost Test, the Total Resource Cost Test or the Societal Cost Test. These tests are the primary screening tools for comparing the costs and benefits of energy efficiency programs and often decisions about whether utility customers should fund a program. The total cost of saved energy is denominated solely in physical energy savings and is not intended to define and capture all the benefits of energy efficiency or assign values to them. The total cost of saved energy for the electricity sector answers a simple question: What does it cost to save a kilowatt-hour?

<sup>11</sup> Joskow and Marron reviewed costs and estimated savings for 12 utility commercial lighting efficiency programs and concluded that “computations based on utility expectations could be underestimating the actual societal cost (of efficiency programs) by a factor of two or more on average.” Eto et al. (1994, 1996) confirmed that the reported data for those programs understated the total costs for those programs and made efforts to capture as many costs as possible for the same programs. The researchers concluded that, when all costs were accounted for using Joskow and Marron’s method, the monetized benefits of those programs exceeded their total costs.

<sup>12</sup> When the program administrator pays the full cost of an energy efficiency action, the program administrator and total costs of saved energy are identical. This circumstance is typical of programs for low-income households and a number of direct-install programs that typically do not involve a cost contribution from participants. The total cost of saved energy, with both the program administrator and participant cost contributions, enables more meaningful comparisons among these many types of efficiency programs than the program administrator cost of saved energy.

<sup>13</sup> For additional information on the various cost performance metrics and the LBNL DSM Program Database, see Billingsley et al. (2014).

<sup>14</sup> Total program administrator costs include all costs of administering, marketing, implementing and evaluating the program, as well as any incentives paid to any party.

We used a 6 percent real discount rate as an approximation of the weighted average cost of capital<sup>15</sup> for an investor-owned electric utility (IOU). We use gross energy savings primarily because net savings are not widely reported. When net savings are reported, inconsistencies in the definition and estimation of net-to-gross ratios add considerably to the uncertainties already embedded in estimates of energy savings.<sup>16</sup> Similarly, since many program administrators do not report evaluated or verified savings, we use claimed savings. To calculate claimed savings, program administrators often multiply per-unit savings estimates for individual measures by the number of measures installed or efficiency actions taken.<sup>17</sup> States and program administrators vary widely in the level of rigor that they apply in estimating these ex-ante savings values and the frequency with which they update those assumptions as impact evaluations are completed.<sup>18</sup>

The levelized total cost of saved energy treats energy efficiency much like an investment, with costs spread over the lifetime of the efficiency actions. It is comparable to the levelized cost of energy supply (LCOE),<sup>19</sup> which is similarly calculated by spreading generator capital costs over the economic life of the power plant(s). The total cost of saved energy therefore is valuable to resource planners, regulators, and other stakeholders as an initial screening tool for weighing alternative investment options. Utility resource planners can readily use the total cost of saved energy to determine what efficiency resources are the likeliest candidates for consideration in an integrated resource plan. Similarly, efficiency program administrators can use the total cost of saved energy for planning and designing efficiency programs and portfolios, as well as improving program efficacy.

In the next section, we describe our approach for collecting, standardizing and validating the data analyzed. We then highlight several challenges: (1) incomplete reporting of total cost data; (2) varying approaches used by program administrators to define and report participant costs; and (3) certain costs that were excluded from our analysis. We then present the total cost of saved electricity for the period 2009 to 2013 at the national, market sector, program type, and state level.

## Data Collection and Analysis Approach

For this study, we identified program administrators that report total costs at the program level and collected program-level cost and impacts data from regulatory reporting, testimony, or similar sources.<sup>20</sup> We found one or more program administrators reporting at this level in 20 states<sup>21</sup> (Figure 1).

---

<sup>15</sup> We use a real discount rate because inflation already is accounted for in the use of constant dollars. The 6 percent real discount rate is intended to be a proxy for a nominal rate in the range of 7.5 percent to 9 percent, typical values for a utility weighted average cost of capital (WACC). A utility WACC is the average of the cost of payments on the utility's debt (bonds) and its equity (stock), weighted by the relative share of each in the utility's funds available for capital investment. The utility WACC is often used by investor-owned utilities in their economic screening of efficiency programs.

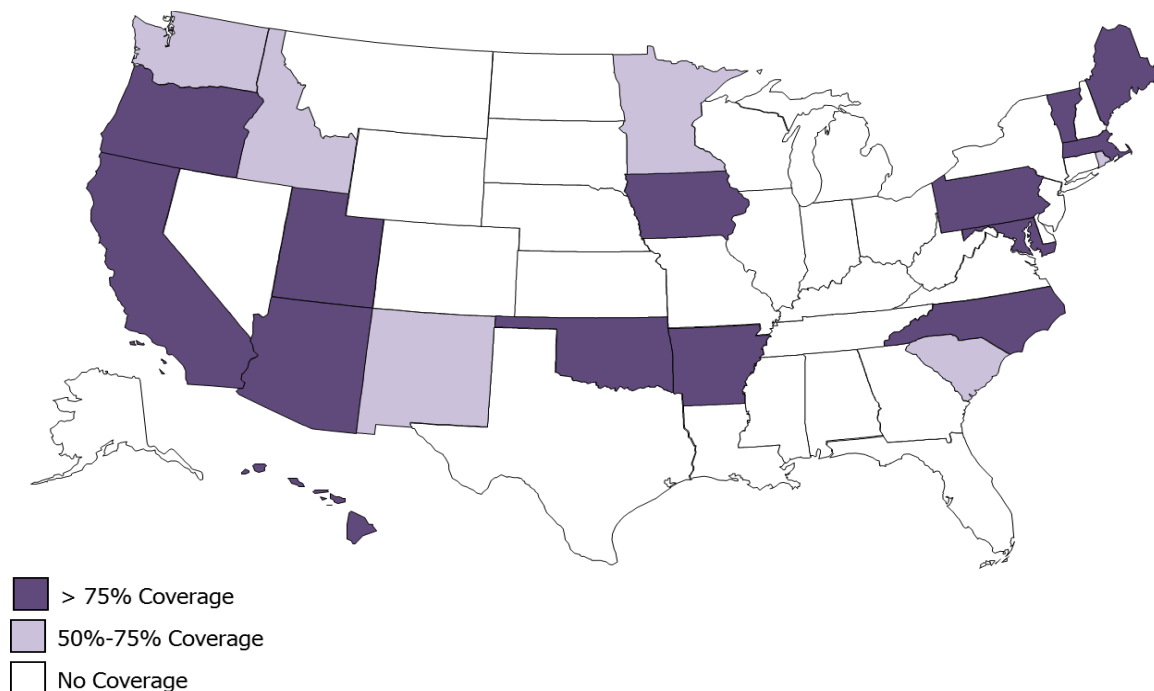
<sup>16</sup> See Billingsley et al. (2014) for a discussion of this methodological choice.

<sup>17</sup> For some programs, claimed savings may be based on analysis of utility billing data before and after installation of measures or on results from building simulation models (e.g., new construction programs).

<sup>18</sup> Estimates also differ widely in the assumed baseline—whether the level of energy performance assumed prior to installing a measure or taking another efficiency action is based on current practice, building energy code, or even a tiered or dual baseline that changes over the savings lifetime of a measure.

<sup>19</sup> The comparison has some limitations. For example, the cost of saved energy usually is calculated at the meter of the end-use customer, while the levelized cost of energy supply is calculated at the busbar of the power plant, which typically does not reflect energy lost in transmission and distribution (i.e., line losses) between the generator and end-use customer. Line losses vary by geography and sector but average about 6 percent nationally, according to surveys by the U.S. Energy Information Administration (<http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=105&t=3>), though other sources report higher values.

<sup>20</sup> See Billingsley et al. (2014) for more discussion on the types and sources of data in the LBNL DSM Program Database, as well as quality assurance and quality control efforts undertaken by LBNL to increase consistency in program data across program administrators.



**Figure 1. Geographic location of energy efficiency program administrators included in this study**

Sources: LBNL DSM Program Database; U.S. Energy Information Administration, Form 861

The states are shaded by the degree of data coverage (i.e., the percent of retail electricity sales of IOUs represented by those program administrators in that state). Dark shading denotes states with data collected from program administrators serving customers of IOUs that account for more than 75 percent of 2012 IOU retail electricity sales in that state; light shading represents states with data collected from program administrators serving customers of IOUs accounting for 50 percent to 75 percent of 2012 IOU retail sales in that state.

We rely almost exclusively on annual reports filed by program administrators because they are the most comprehensive, consolidated repository of efficiency program data. For California, we also drew upon program implementation plans filed by utilities and a program reporting database maintained by the California Public Utilities Commission. For Oregon, the Energy Trust of Oregon provided values directly to LBNL. In several states, we augmented data collection with clarifying questions to the program administrator or regulator, or we requested additional data. We characterized programs by market sector, program implementation type, and technology to enable benchmarking of program results on a more consistent basis and to better define program savings lifetimes, which are a critical input to the cost of saved energy.<sup>22</sup>

<sup>21</sup> In other states, program administrators only reported efficiency program results at the portfolio level, only reported program administrator costs and savings (and not participant costs), or were not required to file annual reports.

<sup>22</sup> Some program administrators include costs at the portfolio level for specified activities (e.g., statewide brand marketing, regulatory compliance costs) and do not allocate those costs to individual programs. In these cases, we use a method employed by many program administrators, treating each of these activities as a “program” so that all program administrator costs are fully captured and included at the portfolio level. Non-resource programs are typically characterized by sector, except when they are non-sector specific (e.g., emerging technologies programs or work on building codes in an unspecified sector).

In general, we treated all savings and cost data reported by program administrators *as given*. In many cases, we do not have insight into what methods and assumptions underlie the estimation of those values, nor a reliable way to reverse engineer them if desired. The results of LBNL's calculations are therefore highly dependent on values *as reported* by program administrators.

We report the savings-weighted average total cost of saved electricity for the aggregate national portfolio of efficiency programs for which all components of total costs are available, totaling more than 2,100 program years. The weighted average is calculated using *all costs for all programs, levelized over the average lifetime of savings* at the national, state, and sector levels of analysis, including activities for which no savings are claimed.<sup>23</sup> Programs that produce large energy savings have greater influence over the savings-weighted averages than do smaller programs.

We also report savings-weighted averages and median values for the total cost of saved electricity for individual program types. Both costs and savings are required for this calculation, and therefore we derive these values from the ~1,600 program years of data that include both program-level cost and savings information.<sup>24</sup>

Every energy efficiency program is different. Each has its own design and implementation characteristics. While some programs are enormously successful, other programs struggle to get customer participation. Thus, we report the interquartile ranges of the total cost of saved electricity for various types of programs—that is, the middle 50 percent of cost of saved electricity values for each program type or market sector.<sup>25</sup>

## Defining and Reporting the Total Cost of Saved Electricity: Issues and Challenges

Data inconsistencies on program spending and savings have been a persistent problem for utility energy efficiency programs (see Hirst and Goldman 1990; Joskow and Marron 1992; Eto et al. 1994). Billingsley et al. (2014) described varying practices of program administrators in reporting costs and savings, differences in definitions of input values (e.g., net savings, cost categories reported by program administrators), issues that arise in defining gross and net savings, and varying estimates of key input values (e.g., measure lifetime), and illustrated how these differences can affect the program administrator's cost of saved electricity.

In this section, we highlight issues that arise specifically in reporting and analyzing the total cost of saved electricity, focusing on issues related to costs incurred by program participants in implementing efficiency projects.

---

<sup>23</sup> Many program administrators report costs for certain activities that do not have explicit savings reported. These activities may support a broad array of programs (e.g., portfolio-wide marketing, outreach and planning; financing; residential audits), so savings cannot be assigned to individual programs. We found no obvious consensus method for allocating these costs. We include costs reported for those activities at the portfolio or "all sectors" level for the nation, each sector and each state, but not at the program level. Thus, when analyzing results at the program level, some differences in cost allocation and reporting practices among program administrators persist.

<sup>24</sup> The median is the exact middle value (i.e., 50 percent of values lie above the median and 50 percent below the median) for a set of similarly classified programs.

<sup>25</sup> The highest and lowest 25 percent of total cost of saved energy values for individual programs are not depicted in these figures. However, all program results for a given program type, sector, or state are included in determining savings-weighted averages and median values.

### *Incomplete Reporting of Data on the Total Cost of Saved Electricity*

The data needed to calculate the total cost of saved electricity are typically inputs that program administrators use for cost-effectiveness analyses of their program portfolio, specifically the Total Resource Cost (TRC) or Societal Cost Test (SCT). Twenty-eight states use the TRC test as their primary cost-effectiveness screen<sup>26</sup> for utility customer-funded efficiency programs. Thirteen additional states either require reporting of TRC results or rely upon the SCT as their primary test (Kushler, Nowak and Witte 2012). Thus, as part of efficiency program planning in those 41 states, program administrators must collect or derive all data needed to calculate a total cost of saved electricity at the program level. However, in about half of these states, program administrators do not report program-level total cost data or participant costs to state regulators, or they only report these costs at the portfolio level. In these cases, it is not possible to calculate a program-level total cost of saved electricity. Our study sample is therefore limited to 20 states in which one or more program administrators report total costs (i.e., program administrator costs plus net participant costs) or values from which total costs at the program level can be derived.

Program administrators use different definitions and reporting practices for the components of total costs. LBNL took steps to standardize the cost data and addressed those diverse practices in the following ways:

- **Total costs reported by the program administrator included participant incentives.** Cost data were entered “as is.”
- **Total costs reported by the program administrator did not include participant incentives, but incentives were reported elsewhere.** Values for incentives were collected or derived and added to generate total costs.
- **Total costs reported by the program administrator were discounted values.** Values were restored to non-discounted costs and added to the database.
- **Participant costs were available, but total costs were not reported.** Net participant costs (excluding rebates, program-paid installation costs, or discounts for audits) were added to the program administrator cost in order to estimate total cost.

### *Defining and Reporting Participant Costs*

Participant costs are the costs paid by participants who take actions elicited by an efficiency program (e.g., the incremental cost of a high-efficiency refrigerator to the consumer under a refrigerator rebate program).<sup>27</sup>

In an efficiency program, the cost of measures is often split between participating customers and the program administrator that may be providing a financial incentive.<sup>28</sup> The participant cost contribution is

---

<sup>26</sup> Such cost-effectiveness screening can be performed at the measure, program, or portfolio level. Which level of screening is binding depends on state policy. Program administrators often perform multiple types of screening to optimize their portfolios, and regulators may require reporting for multiple cost tests.

<sup>27</sup> Participant costs are important for several reasons. The relative share of measure costs paid by a program administrator versus participants is often considered an indicator of program uptake and can suggest a higher degree of leverage (e.g., less direct incentive spending elicits a larger participant contribution to acquire the same amount of energy savings).

<sup>28</sup> In the Total Resource Cost Test, costs include administrative costs incurred by the program administrator and incremental measure costs. Rebates to participants are viewed as a transfer of funds within the utility system, from all utility customers (as a cost) to those

often shown as net participant costs—i.e., participant costs after customer incentives are taken into account (Equation 2.).

### Equation 2.

$$Cost_{Net\ Participant} = Cost_{Incremental\ Measure} - Incentive_{Customer}$$

Some program administrators define incentives narrowly as rebates or other incentives to the end-user or participant. Other states recognize a wider array of costs to induce uptake, such as direct-install costs and “upstream” payments to manufacturers and distributors.

Measure cost is the cost to put an efficiency measure in place, including purchase of the more efficient end-use equipment, installation labor, and materials. Many program administrators define measure costs simply as the incremental cost—that is, the additional increment of cost of the high efficiency measure compared to the cost of a measure of standard energy performance.<sup>29</sup> Other program administrators differentiate measure costs by program type. Incremental measure costs are used for some program types, such as programs that reduce the cost of installing an efficient air conditioner in a new home (rather than a standard, less efficient model) or to replace one that is broken beyond economic repair (replace on burnout) (Equation 3.).

### Equation 3.

$$Cost_{Incremental\ Measure} = Cost_{Efficient\ Measure: Full} - Cost_{Standard\ Measure: Full}$$

$$Cost_{Efficiency\ Measure: Full} \text{ or } Cost_{Standard\ Measure: Full} = Cost_{Equipment} + Cost_{Labor} + Cost_{Transaction}$$

Full measure costs may be used for programs in which participants are encouraged to replace end-use equipment before the end of its useful lifetime. For example, the full measure cost for an efficient motor in a retrofit program might be \$1,000 while the incremental cost of that motor compared to a standard efficiency motor might be only \$200 for a replace-on-burnout program. The cost difference between using full versus incremental measure costs flows through to the calculation of net participant costs and, in turn, to the total cost of saving electricity.

Participant costs can be determined directly or indirectly:

- **Direct Approach.** Direct participant costs can be tracked by analyzing receipts, invoices or other transaction records of participants, retailers or contractors (see the bottom path of Figure 2), often as a precursor to setting and awarding an incentive to the participant. This practice is often used in commercial and industrial (C&I) custom rebate programs and in whole-home retrofit programs.

---

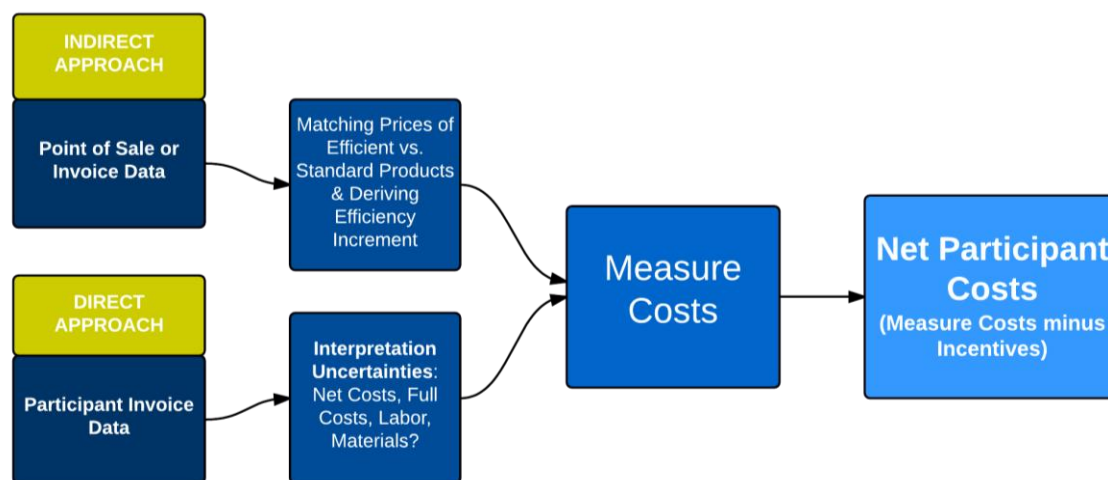
who are program participants (as a benefit), and thus are not regarded as an additional cost to the system. However, in calculating the total cost of saved energy, rebates are considered part of the cost of acquiring the energy savings and thus are included.

<sup>29</sup> The incremental cost of an efficient refrigerator or window is limited to the additional cost associated with its energy-saving features and does not include other desirable features (e.g., a refrigerator’s stainless steel finish or the window’s attractiveness). Actual adherence to this definition may vary for conceptual or pragmatic reasons. Isolating the increment in costs solely associated with what makes a measure more efficient can be difficult. One accepted method uses statistical regression to separate the efficiency premium from other cost components; this method requires large sample sizes given the number of products and diversity of product features in the market.

Often, the invoiced costs to the participant are costs of the project prior to taking incentives into account. However, determining the accuracy of reported participant costs can be quite challenging. There is a great deal of heterogeneity among C&I custom rebate projects and variability in the level of detail and cost definitions used in participant invoices.<sup>30</sup> In some cases, these differences make it difficult to accurately determine actual project costs or incremental measure costs. The cost for the same measure also may vary by project size (St. John et al. 2014).

- **Indirect Approach.** Program administrators and their consultants usually rely upon point-of-sale data from retailer records but also can tap a variety of other sources (see the top path of Figure 2). Costs not covered by incentives or paid directly by the program administrator are assumed to be participant costs. This approach is common, widespread and used for most measures.<sup>31</sup> Participant invoices may be used for local adjustments to regional or national equipment and labor costs.<sup>32</sup>

Figure 2 illustrates these two approaches and their relationship to net participant costs.



**Figure 2. Approaches used by efficiency program administrators to estimate measure and net participant costs**

### *Challenges in Measure Cost Estimation*

Acquiring accurate and complete data for determining measure costs can be challenging (Ting 2014; Itron 2014):<sup>33</sup>

- **Comprehensive and reliable measure cost data are often not readily or publicly available.** Utilities and other program administrators would ideally perform and update measure cost studies

<sup>30</sup> While some participants present itemized invoices, many supply only a single cost number (Teng 2014).

<sup>31</sup> Program administrators may find that state or regional collection and estimation of measure costs is less costly than if conducted by each program administrator alone. These measure costs may be documented in technical reference manuals (TRMs). Thus, two entities may be engaged in the quantification of participant costs when using the indirect approach: the organization that is responsible for estimating measure costs for the TRM and the program administrator that is setting incentive levels.

<sup>32</sup> Program administrators obtain or estimate measure costs through a variety of sources, such as databases that track program rebates and projects, onsite collection at local/regional retailers and distributors, contractor price sheets, online retailers, interviews with contractors or other market actors, and the program administrator's own judgment (NW Regional Technical Forum Guidelines for the Estimation of Incremental Measure Costs and Benefits 2013; CPUC 2010-2012 W0017 Ex Ante Measure Cost Study Draft Report 2014).

<sup>33</sup> Of all values used in establishing cost effectiveness of energy efficiency programs, measure costs receive the least emphasis and research investment (St. John et al. 2014).



periodically. Measure-level cost studies often are based on statistical regression analyses of market data, yet they can be perceived as difficult or costly and thus are often performed or updated infrequently. Borrowing from other jurisdictions is a common practice (Ting 2014; St. John et al. 2014; LBNL research).

- **Translating the prices of many product brands and models into costs of generic efficient “measures” and products can be difficult.** Determining energy savings impacts of products can be performed by grouping the technologies according to their energy performance criteria—e.g., SEER, AFUE, R-value.<sup>34</sup> Product costs must be assessed at a more granular level, since there is more variation in individual products and their costs than in their energy performance. This requires that sample sizes of measure cost studies be on the order of hundreds or thousands.
- **Measure costs vary across time and geography.** Measure cost studies are a snapshot in time and place. For example, in commercial prescriptive programs, St. John et al. (2014) found that regional differences can have a significant impact on average costs for specific measures, with regional costs for a given measure varying 7 percent to 51 percent from the national average. Average costs for the same measure varied by up to 24 percent over just a few years. Borrowing of measure cost values from other jurisdictions is common, although it is not clear that adjusting those values by time and place is as common.<sup>35</sup>
- **Measure costs vary based on the sales channel, the nature of the sales transaction, and the scale of the purchase.**

### *Other Costs Excluded from the Analysis*

A number of other costs should in theory be included in the total cost of saved energy, but these types of costs generally are not included as a matter of practice or are not available at the time that program administrators submit their annual reports. Examples include:

- **Lost Revenue Recovery and Performance Incentives for the Program Administrator.** Recovery of “lost revenues” and performance incentives for utility shareholders or other program administrators are often regarded as a component in the total cost of saved energy. However, the awarding of lost revenue recovery and performance incentives tends to substantially lag annual program reporting.

### Non-Energy Benefits

Investments in high-efficiency products and equipment often result in benefits to customers beyond energy savings. For example, a home with better insulation and higher-efficiency windows is more comfortable. The cost of saved electricity does not include the enhanced comfort of homeowners who retrofit their homes, the water saved with energy-efficient clothes washers, or the adverse health impacts that are mitigated by reducing emissions from fossil-fuel power plants. Values for most of these non-energy benefits also are rarely reported as program-level outcomes and thus are not readily available.

<sup>34</sup> Seasonal Energy Efficiency Ratio (SEER) is the ratio of output cooling energy in British thermal units (Btus) to the input electric energy consumed in watt-hours. Annual Fuel Utilization Efficiency (AFUE) is a thermal efficiency of combustion equipment. R-value is a measure of thermal resistance typically used in building insulation.

<sup>35</sup> Escalation rates can be applied to correct for temporal changes, and different calibrations for installation labor, materials, and contractor markup can be applied to adjust by geography or market.

Thus, LBNL did not include these costs in our calculation of the total cost of saved electricity.<sup>36</sup>

- **Participant Transaction Costs.** Program participants typically incur costs in analyzing potential efficiency investments and getting the work done. For example, homeowners may have to take time off from work to meet contractors and have measures installed. Businesses must devote time to securing budgets, getting and reviewing contractor bids, obtaining financing, and interacting with program staff and contractors. Industrial facilities may slow or stop production to make efficiency improvements. These costs are rarely included in regulatory reporting as a matter of practice and as a practical matter. However, it can be difficult to establish a counterfactual: Would the time and attention invested have been different for purchase and installation of less efficient insulation, lighting, or equipment?
- **Tax Credits.** Four states in our sample (OR, SC, NM, OK) offer some form of tax credits, most commonly for new construction. These forms of tax relief result in reductions in a government's treasury akin to a societal cost.<sup>37</sup> Information is not readily available on whether efficiency program participants claimed a tax credit, nor is it clear that accounting for tax credits would change the total cost of saved electricity so we did not account for tax credits in this analysis.

## Results: The Total Cost of Saved Electricity

### *The National and Sector-Level Total Cost of Saved Electricity*

The total cost of saved electricity, weighted by the reported energy saved, was \$0.046 per kWh across all sectors and programs in our 2009–2013 data collection (see leftmost bar in Figure 3).<sup>38</sup> For comparison, the American Council for an Energy Efficient Economy (Molina 2014) reported a savings-weighted average of \$0.054 per kWh (in 2011 dollars) for a smaller sample of program administrators in seven states.<sup>39</sup>

Figure 3 shows the level of participant spending leveraged by program administrator spending. The average total cost of saved electricity was about twice the program administrator cost of saved electricity (\$0.023/kWh) in our 2009–2013 dataset.

The average total cost for all residential sector programs was \$0.033 per kWh (see Figure 3), about 40 percent lower than the average cost of saved electricity in the commercial, industrial and agricultural sector (\$0.055 per kWh). Programs in the C&I sector nonetheless had a larger influence over the savings-weighted average than residential programs because of greater energy savings (51 percent vs. 38 percent of total savings).

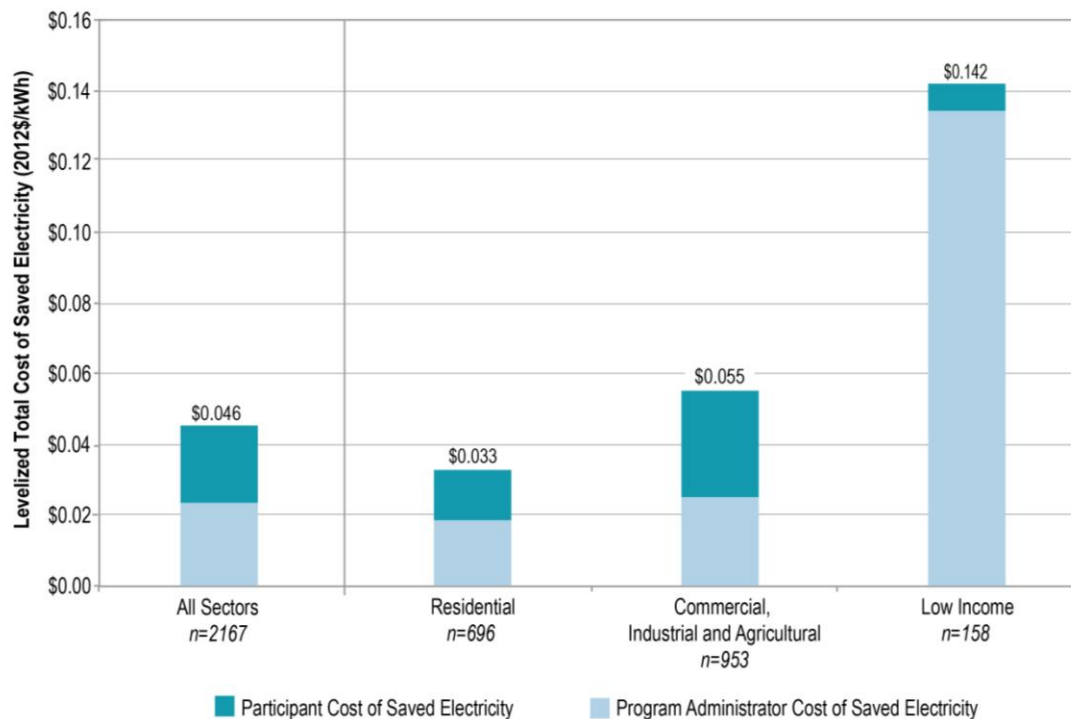
---

<sup>36</sup> See footnote 39, however, for an estimate of what the total cost of saved electricity would be if performance incentives were included.

<sup>37</sup> At the federal level, tax credits often are forecasted and reported as a form of expenditure.

<sup>38</sup> We also calculated the cost of saved electricity using a lower discount rate (3 percent real) that could be a proxy for a societal discount rate. At this lower rate, the savings-weighted average total cost of saved electricity is \$0.038/kWh for all programs in our sample.

<sup>39</sup> Differences in assumptions and key inputs account for some of the difference in results. For example, Molina et al. (2014) used a slightly lower discount rate (5 percent vs. 6 percent real), included performance incentives for program administrators, reported all costs in 2011 dollars, and used net rather than gross energy savings. LBNL did not include performance incentives because they usually are not available at the time that spending and savings are reported. If a 12% estimated national average for performance incentives (Hayes et al 2011) were applied to all program years for the program administrators in this analysis that receive performance incentives, the U.S. average total cost of saved electricity would be \$0.048/kWh. If we adjusted our analysis to account for all of ACEEE's methodological differences for our sample of programs, then the levelized total cost of saved energy would increase to \$0.051/kWh (compared to our estimate of \$0.046/kWh).



**Figure 3. Total cost of saved electricity for all market sectors. The total cost consists of program administrator and participant costs.**

Low-income programs had a significantly higher cost per unit of energy saved with an average of about \$0.142 per kWh. Low-income programs had only a modest impact on the savings-weighted average value for all sectors, however, because they only accounted for about 1 percent of total savings for our sample of programs. For this reason, we focus our discussion on other types of programs. But we note that, in many states, program administrators are required to look beyond strict cost-effectiveness criteria for low-income programs and consider other policy objectives (e.g., equitable access to efficiency programs among all customer classes, safety and health issues), which influence the cost, design and relative size of low-income programs.

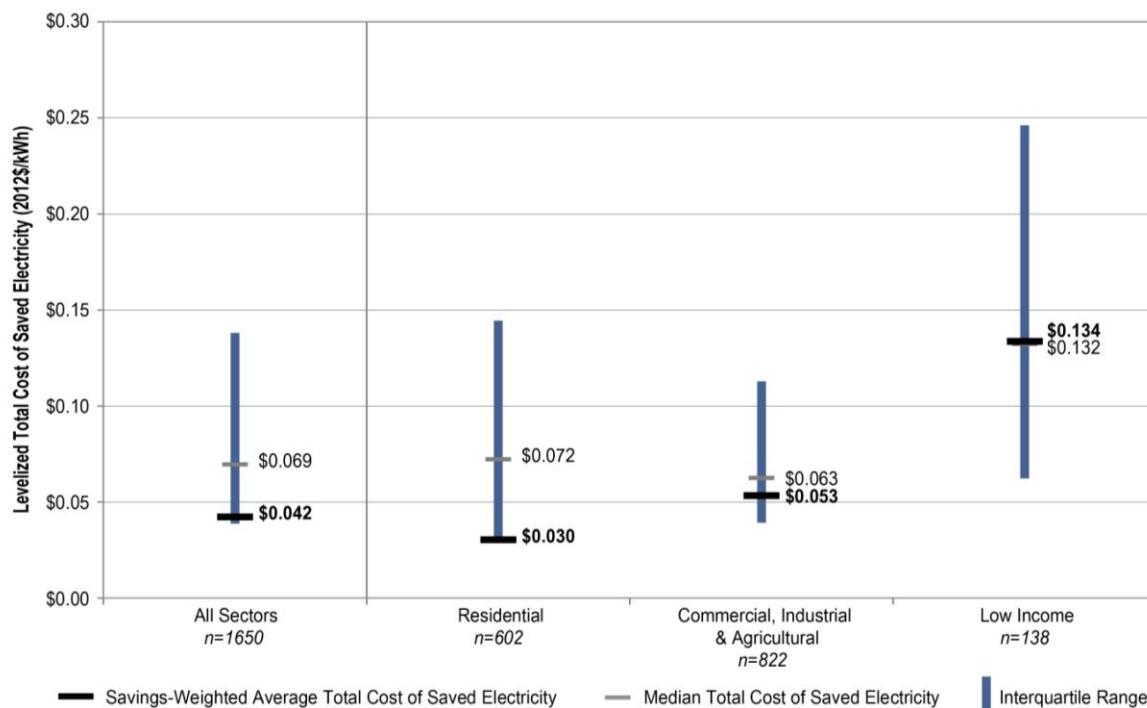
The cost contribution from participating low-income customers tends to be modest in these programs (~10 percent of project cost), with program administrators most often paying the full cost of comprehensive retrofits of older, lower-quality housing, in which basic repairs may be a prerequisite for efficiency improvements.<sup>40</sup>

### *The Total Cost of Saved Electricity for Efficiency Programs with Claimed Savings*

Thus far, we have reported average values for all programs in our dataset, using all savings and spending regardless of whether a specific program or expenditure is associated with a claim of energy savings. We take this approach to ensure that all costs are counted, even those not directly tied to saving electricity. From here onward, however, all reported values are reported solely for programs with a claim of energy savings.

<sup>40</sup> During the 2008 to 2010 recession, program administrators in a number of states raised the income eligibility of their low-income programs or added offerings to serve households on the margins of poverty guidelines. In some cases, program administrators asked for a modest contribution from these customers. For our sample of low-income programs, costs incurred by participating low-income customers were about \$0.014/kWh.

The total cost of saved energy ranged fairly widely in all sectors (Figure 4). The third quartile value across all sectors was 250 percent higher than the first quartile value, with particularly wide ranges among low-income and residential programs. The breadth of these ranges is a product of many factors, including but not limited to the contexts in which the programs operate, diversity in measure mixes and program designs, and the program administrators' assumptions regarding measure lifetimes and unit savings.



**Figure 4. Savings-weighted average, median and interquartile range of total cost of saved electricity values for all sectors. Only programs with claimed savings are included.**

The median value of the total cost of saved electricity for programs in all sectors was much higher than the savings weighted average, at \$0.069 per kWh. This difference reflects the fact that some programs that account for a large share of the overall savings in our sample have low total costs of saved electricity values, thus keeping the overall savings-weighted average low compared to the middle value of the dataset.

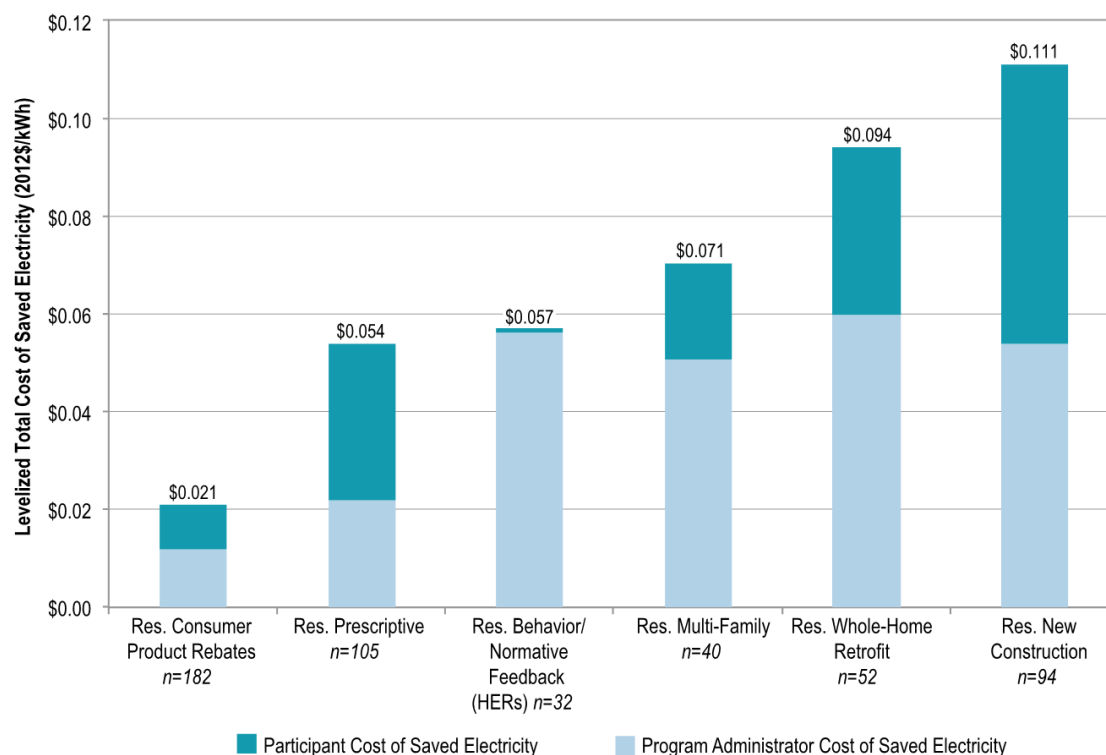
### *Efficiency Programs in the Residential Sector*

The comparatively low cost of savings in the residential sector was influenced significantly by one type of program (Figure 5).<sup>41</sup> Consumer product rebates include programs that provide incentives for lighting, appliances and consumer electronics. These programs were a key driver for the relatively low cost of saved electricity in the residential sector, delivering energy savings in 2009–2013 at an average of \$0.021 per kWh (Figure 5). Of these programs, lighting rebate programs had the largest influence on cost performance for the residential sector overall. They accounted for nearly 60 percent of the savings in the residential sector, with a savings-weighted average total cost of \$0.018 per kWh. Historically, compact fluorescent lighting programs have accounted for a large share of savings and helped bolster the cost effectiveness of the rest of the portfolio. Excluding residential lighting-only rebate programs—an extremely unlikely but illustrative scenario—the total savings-weighted cost of saved electricity would have been \$0.055/kWh for the residential sector (~ 70 percent higher) and \$0.054 per kWh for all sectors (nearly 20 percent higher).

<sup>41</sup> See Billingsley et al. (2014) for details on the multi-level typology used to characterize programs nationally.

Residential prescriptive programs typically provide incentives for more efficient heating, ventilation and air conditioning (HVAC) systems; water heaters; and shell improvements (e.g., additional insulation, high-efficiency windows). Their savings-weighted average cost of saved electricity is \$0.054 per kWh. Multi-family retrofit and whole-home retrofit programs tend to promote more comprehensive retrofits (i.e., several different measures are installed) and are more costly on average (\$0.071 and \$0.094 per kWh, respectively). Residential new construction programs tend to have high cost of saved electricity values on average (\$0.111 per kWh), in part because building efficiency standards have captured some of the lower-cost efficiency opportunities.<sup>42</sup>

The relative cost contributions provided by program participants also varies widely for different types of residential programs. For example, participants usually incur no costs in behavioral feedback programs but contribute more to multi-family retrofit programs (28 percent of total costs), whole-home retrofit programs (36 percent), and prescriptive programs (59 percent) (see Figure 5).



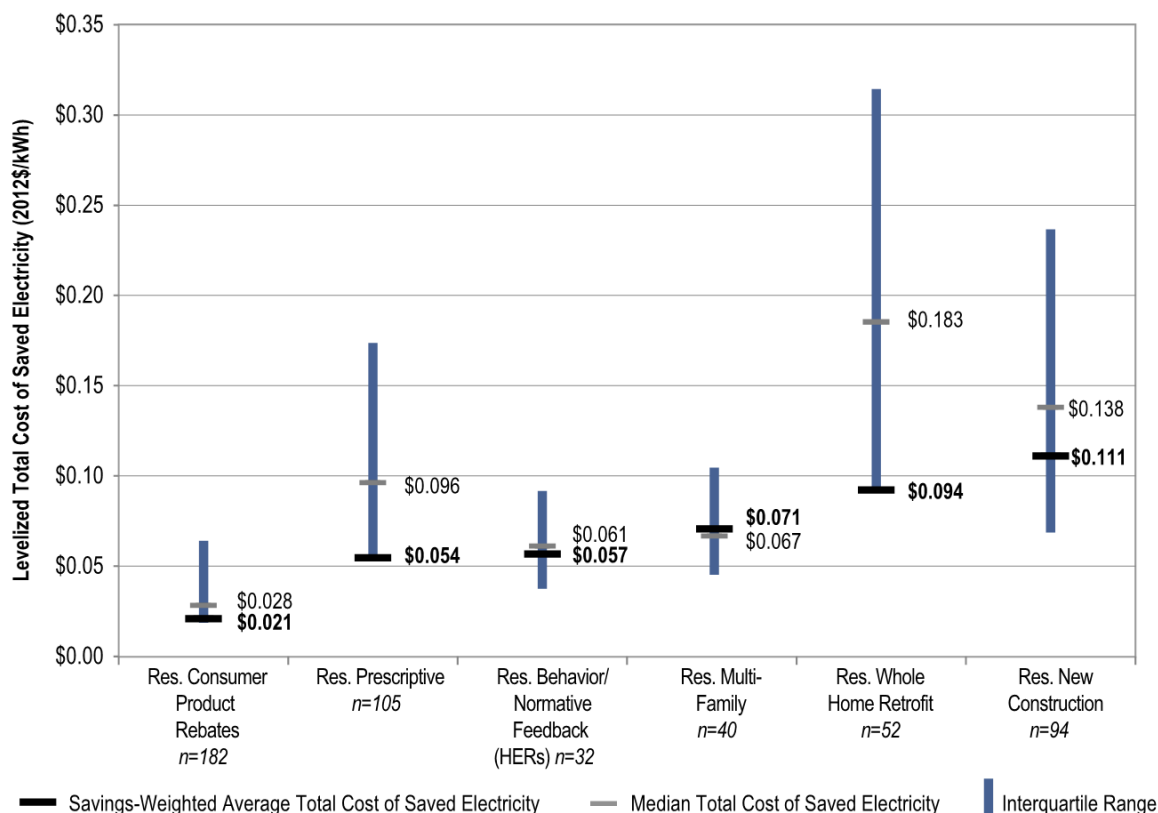
**Figure 5. Total cost of saved electricity for various types of residential programs. The total cost consists of program administrator and participant costs.**

It is also important to understand the range in performance among types of programs. Figure 6 shows median values and the interquartile range in the cost of saved electricity values. The interquartile ranges vary by a factor of three to five among residential program types. The large range for whole-home retrofit and new home construction programs may reflect variability in the mix of measures, program maturity, knowledge and state of the market, and program design. For example, many of the whole-home retrofit programs (i.e., home energy upgrade) are relatively new programs, and thus may have significant start-up

<sup>42</sup> In assessing the effectiveness of new construction programs, program administrators and policymakers should also consider market barriers (e.g., split incentives) and “lost opportunity” costs (e.g., from a societal perspective, it still may be less expensive to construct a high efficiency building initially, rather than retrofitting that building later).

costs or be early in developing the necessary relationships with local contractors. Some new construction programs attempt to drive higher energy performance throughout the home, while other new construction programs are limited primarily to promoting certain high-efficiency equipment or appliances.

Behavioral feedback, or “home energy report,” programs are increasingly common.<sup>43</sup> The savings-weighted average total cost was \$0.057 per kWh for these programs in our 2009–2013 dataset. These 32 programs (excluding pilots and other programs for which no savings are claimed) have an interquartile range of \$0.038 to \$0.092 per kWh. By way of comparison, for three programs sponsored for multiple years by U.S. utilities, Allcott and Rogers (2014) reported a range of \$0.032 to \$0.044 per kWh.



**Figure 6. Savings-weighted average, median and interquartile range for the total cost of saved electricity for various residential program types**

Several factors may account for differences in these results for behavior feedback programs. First, we report our results as a savings-weighted average for a larger sample of programs. In addition, some large behavior feedback programs in our sample (in terms of enrolled customers and aggregate savings) targeted broader groups of residential customers, were located in milder climates, were located in territories where efficiency programs have been operating for many years, or all of these. These programs have higher cost of saved electricity values and, having produced large savings relative to other behavioral feedback programs, have a strong influence on the savings-weighted average values. Second, most savings from behavioral feedback programs come from changes in customer behavior (e.g., turning out unneeded lights), with some savings resulting from installing more efficient lights or equipment that is discounted or rebated by other

<sup>43</sup> These programs send periodic reports that provide the household with a comparison of its energy use relative to similar households and offer customized energy-saving tips (e.g., resetting the thermostat). Programs may also provide information on financial incentives for purchase of high-efficiency equipment.

programs. To avoid double-counting savings, some program administrators allocate those savings to the other programs, which tends to increase the cost of saved electricity for the behavioral feedback program.

The duration and persistence of savings are key factors influencing the total cost of saved energy. In our dataset, all program administrators estimated savings for behavioral feedback programs are based upon the assumption that the savings from actions taken by customers would last about one year.<sup>44</sup> A recent meta-analysis (Khawaja and Stewart 2014) of studies of the five longest-running behavior feedback programs recommends using a measure lifetime of 3.9 years. Using that value, the savings-weighted average total cost of saved electricity for behavioral feedback programs with claimed savings would have been \$0.017 per kWh, compared to the \$0.057 per kWh average based on a one-year measure life. Behavioral feedback programs did not have much influence on our overall results for total cost of saved electricity because they only account for about 6 percent of total residential savings in our 2009–2013 dataset.

### *Commercial, Industrial and Agricultural Sector Efficiency Programs*

Non-residential programs that have claimed savings have an average total cost of \$0.053 per kWh, with average values for most program types in a narrow band between \$0.042 per kWh and \$0.063 per kWh (Figure 7). The most common program types are *prescriptive* and *custom rebate* programs, with total costs averaging \$0.045 and \$0.052, respectively. Each of these two program types accounts for about one-third of non-residential claimed savings.

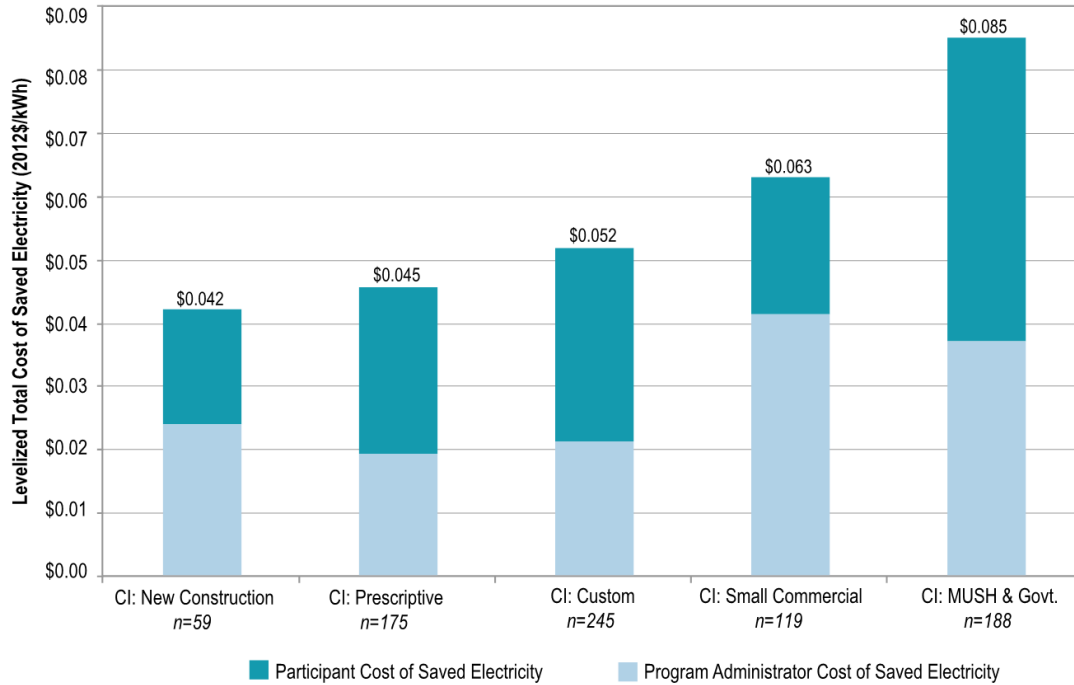
Programs that target energy savings opportunities in the government and institutional sector had a higher cost of saved electricity on average (\$0.085 per kWh). Some program administrators have implemented programs that specifically target the so-called “MUSH”<sup>45</sup> market that includes state and local government facilities, universities and colleges, K-12 schools and hospitals. In the 2009–2013 period, California utilities offered more than 80 of these programs, most of them collaborations with local governments. These California programs account for more than half of the savings in the MUSH category. If these programs were removed from the analysis, the savings-weighted cost of saved electricity for government and institutional programs would have been \$0.048 per kWh, closer in cost performance to the non-residential sector overall (\$0.053 kWh).

On average, programs that target non-residential customers appear to leverage more participant investment compared to residential sector programs, with program administrators paying on average 46 percent of total costs and participants paying 54 percent. In custom and prescriptive rebate programs, on average, program administrators and participants split total costs 41 percent/59 percent and 42 percent/58 percent, respectively.

---

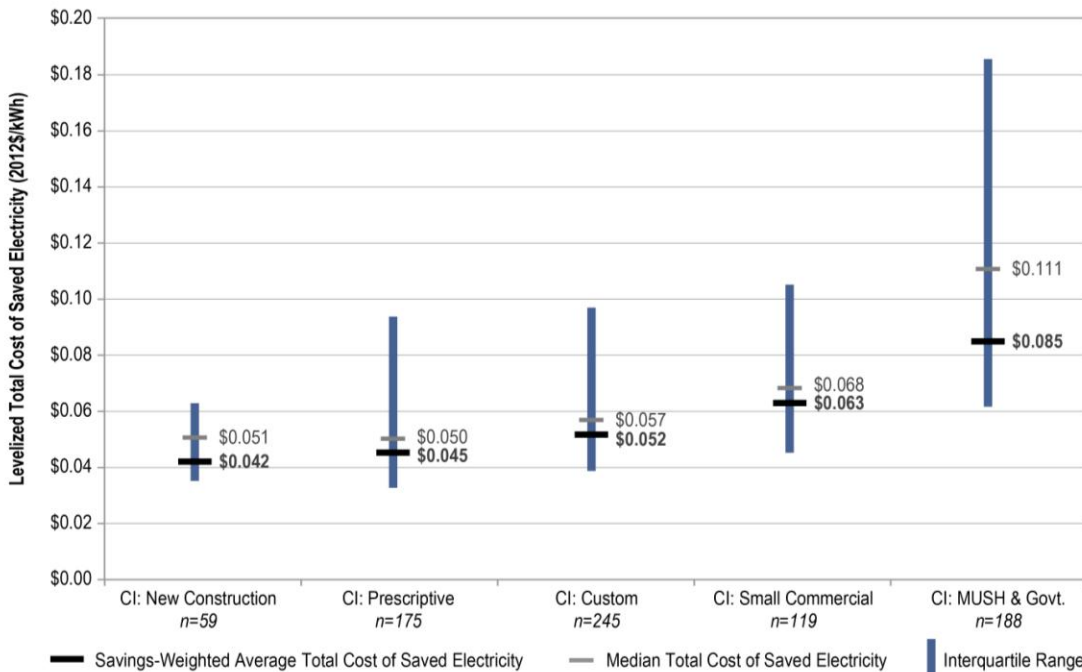
<sup>44</sup> Program administrators used a measure life of one year for these behavioral programs because it was a condition of regulatory approval for a pilot or because the programs were new.

<sup>45</sup> MUSH is an acronym for Municipalities, Universities, Schools and Hospitals.



**Figure 7. Total cost of saved electricity for various commercial, industrial and agricultural program types. The total cost consists of the program administrator and participant costs.**

Figure 8 shows that the range in cost performance among programs in the LBNL dataset tended to be narrower for most types of C&I programs, compared to results in our sample of residential sector programs. For example, the interquartile range values vary by a factor of two for nearly all types of C&I programs (except for programs that target MUSH market customers), compared to a factor of three to five among various types of residential programs.

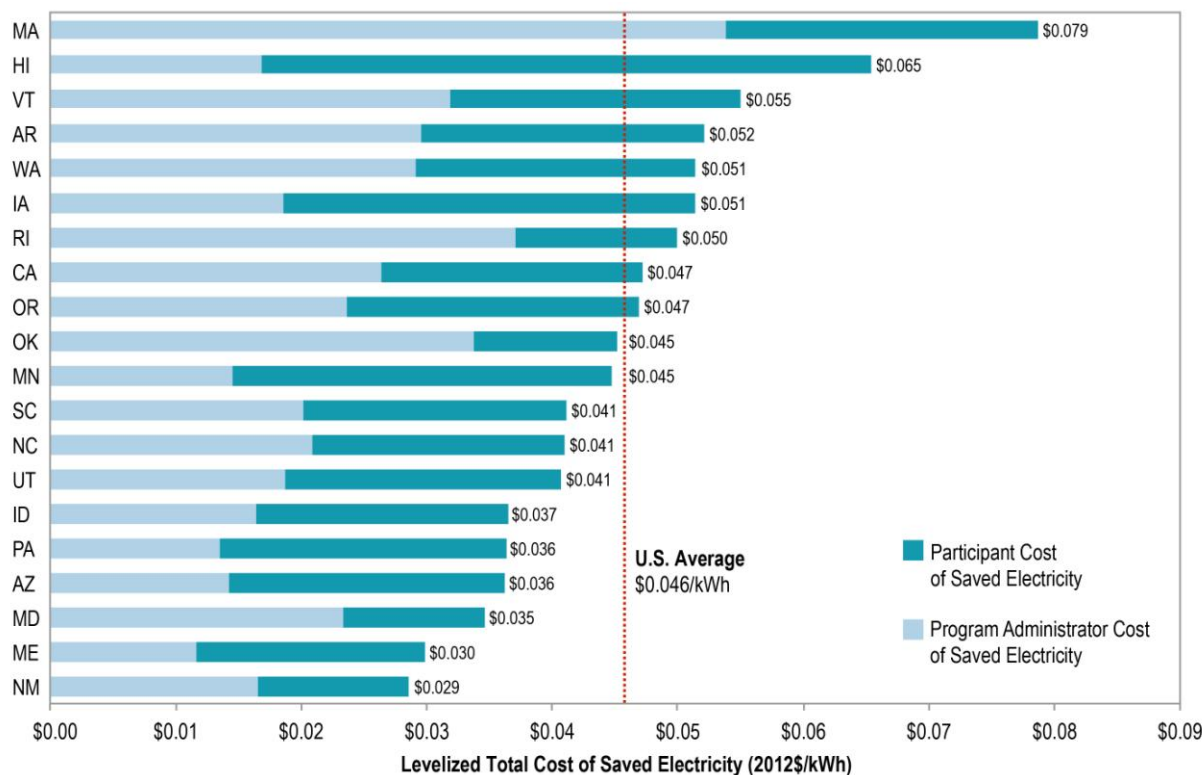


**Figure 8. Savings-weighted average, median value and interquartile range for total cost of saved electricity for non-residential program types**



### Among the States: Total and Program Administrator Cost of Saved Electricity

Figure 9 summarizes the total cost of saved electricity for each state where one or more program administrators report sufficient program data. The total cost across all programs for which data could be collected in a given state, weighted by the energy saved, ranged from about \$0.03 per kWh for programs in New Mexico and Maine to \$0.079 per kWh in Massachusetts. The savings-weighted average was \$0.046 per kWh (denoted by the red dotted line) for all programs in our sample. The ratio of program administrator spending to participant spending also varies widely by state (Figure 9).



**Figure 9. Savings-weighted average total cost of saved electricity, by state**

Many factors are likely to influence the total cost of saved electricity in a state (Billingsley et al. 2014). These factors include but are not limited to the following:

- Policy objectives and context (e.g., acquiring all cost-effective efficiency; rising savings targets required by an Energy Efficiency Resource Standard)
- Program planning requirements (e.g., cost-effectiveness screening practices, avoided supply costs)
- Technical opportunities (e.g., characteristics of the existing building/housing stock and equipment)
- Program administrator performance and motivation
- Program scale
- Technical resources and approach used to evaluate, measure and verify savings<sup>46</sup>

<sup>46</sup> A number of states and regions (e.g., Pacific Northwest, New England, California) that have offered efficiency programs for several decades have devoted significant resources to evaluation, measurement and verification (EM&V) activities (e.g., developed comprehensive EM&V protocols, robust technical reference manuals). Their EM&V practices often include frequent updates to savings estimates, measure lifetimes and, to a lesser extent, measure costs. In many cases, these updates result in lower estimates of annual or

- Electricity prices (e.g., impact on economic payback times for efficiency investments) and
- Labor and materials costs.

For example, Hawaii and Massachusetts are at the upper tier for average cost of saved electricity values in this study. Retail electricity rates are above the national average in both states. Participating customers in Hawaii, with the highest retail electricity rates in the nation, are contributing a larger share of total costs than in most states. Program administrators in Massachusetts have implemented efficiency programs for more than 25 years, capturing much of the lowest-cost technical opportunities. Massachusetts also has a legislative mandate to pursue all cost-effective energy efficiency. The total cost of saved electricity across all programs and expenditures was less than \$0.06 per kWh in all other states.

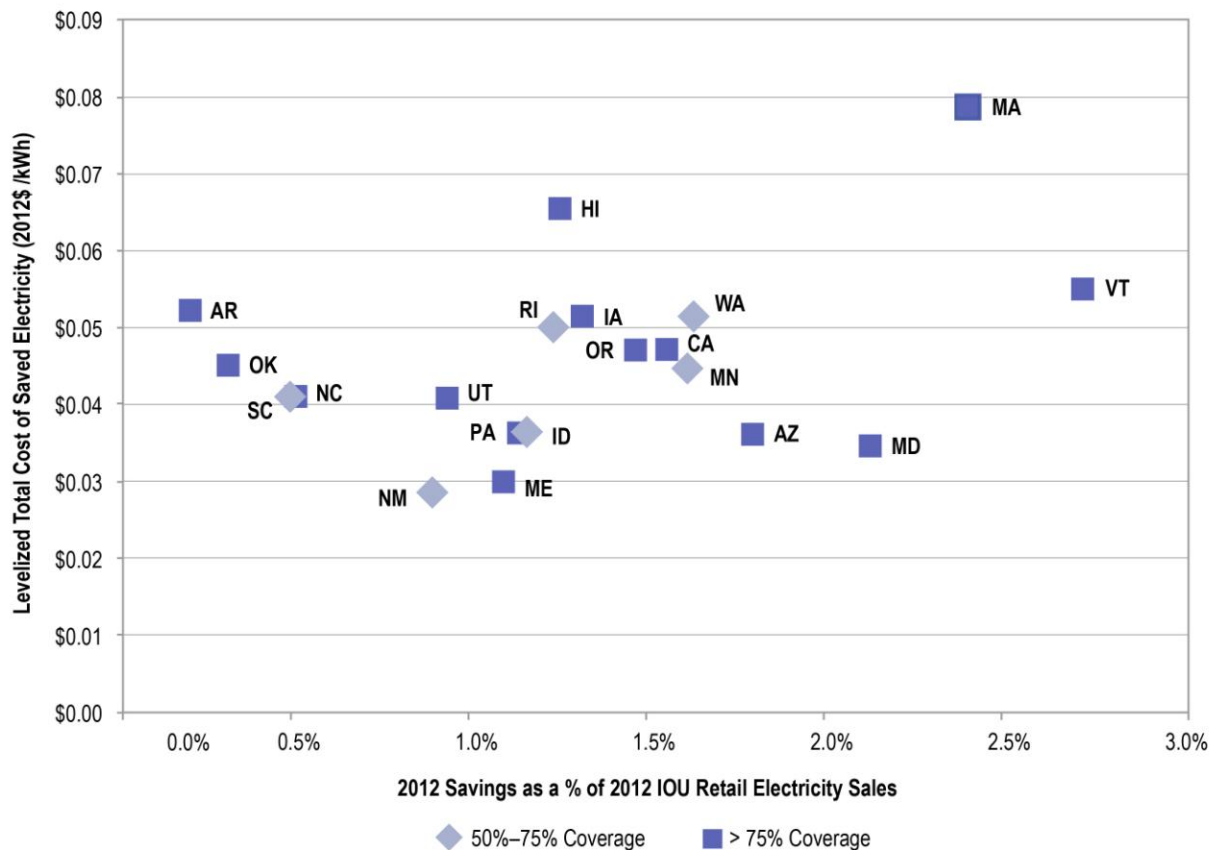
Figure 10 illustrates the electricity savings acquired by program administrators in a state and the total cost of acquiring those savings. Specifically, we show the program administrators' reported electricity savings as a share of the state's retail electricity sales by IOUs on the x-axis compared to the savings-weighted average total cost of saved electricity value for programs in a state on the y-axis. Squares signify that the data are from program administrators serving customers of utilities accounting for more than 75 percent of 2012 retail electricity sales of IOUs in that state, while diamonds represent data accounting for 50 percent to 75 percent of retail electricity sales.

Vermont, Massachusetts, and Maryland had the highest reported electricity savings of our sample, exceeding 2 percent of annual retail electricity sales. Program administrators in 13 states reported electricity savings in 2012 between 0.8 percent and 1.8 percent of annual retail sales. Program administrators in four states reported saving 0.5 percent or less of annual retail sales. In many cases, these program administrators recently ramped up their energy efficiency efforts and may have faced higher initial administrative costs, but newer administrators also have more opportunity to offer programs targeting lower-cost measures.

If program administrators (and states) pursue higher savings targets, they must achieve greater market penetration, deeper savings per project (e.g., install more measures, more comprehensive retrofits), or both. These higher savings targets therefore could cost more to achieve as program administrators follow a rising "conservation supply curve" of technical efficiency options that are more costly to access or, for example, as program administrators spend more money to encourage customers to participate in programs. But the actual relationship between the cost of saved electricity and the level of savings is more complicated, and some analyses have shown a negative slope (i.e., the cost of saved electricity has declined as savings have increased) (Takahashi and Nichols 2008). New high-efficiency technologies and greater operational efficiencies in program delivery may reduce the cost of savings. We plan to explore factors that influence the total cost of saved electricity in more depth in future work.

---

lifetime savings (e.g., reducing the assumed operating hours or measure life of high-efficiency lighting), which will result in a higher total cost of saved electricity, all else being equal. Longer measure lifetimes will result in longer program-average measure lifetime, which likewise can lead to a lower cost of saved electricity. Using full versus incremental measure costs for specific measures in a program may also result in a higher cost of saved electricity.



**Figure 10. Total cost of saved electricity compared to electricity savings as a percentage of retail electricity sales by investor-owned utilities**

Sources: LBNL DSM Program Database; U.S. Energy Information Administration, Form 861; Massachusetts Energy Efficiency Advisory Council; Hawaii Energy Annual Report

## Conclusion

The average total cost of saved electricity, weighted by energy savings, was \$0.046 per kWh of claimed savings for program administrators in 20 states that provided sufficient cost information for the 2009 to 2013 period. This estimate is based on the most expansive collection of total costs to date.

For the subset of residential programs for which savings were claimed, the savings-weighted average total cost of saved electricity was \$0.030 per kWh. Residential consumer product rebate programs—especially lighting programs with an average total cost of \$0.018 per kWh—were a primary driver of these results. If residential lighting-only programs were excluded to test the effect on the rest of the portfolio, the savings-weighted average total cost would have been \$0.055 per kWh in the residential sector (72 percent higher) and \$0.054 per kWh for all sectors (18 percent higher) for the programs in our dataset. These results illustrate the prominent role that lighting programs have played in utility efficiency endeavors to date.

Non-residential sector programs for which savings were claimed had a savings-weighted average total cost of \$0.053 per kWh. Prescriptive C&I rebate programs (\$0.045/kWh) and custom C&I rebate programs (\$0.052/kWh) account for more than 60 percent of the savings in the non-residential sector. Cost performance among program types varied more in the residential sector than in the non-residential

sectors, differing by a factor of three to five among various types of residential programs and by a factor of two for most types of non-residential programs.

Program administrators in fewer than half of states with efficiency programs funded by electric utility customers report total costs and savings. Where full costs are reported, differing definitions and interpretations of the components of total costs can make it challenging to aggregate and compare data. Continued efforts to establish more consistent reporting would better establish the cost effectiveness and potential of efficiency as an energy resource, as well as provide more accurate insights into programs, policies and system needs. This brief highlights varying approaches and practices used by program administrators to determine participant costs, including methodological issues (e.g., perceived challenges in estimating incremental measure costs).

For future research, we anticipate looking more closely at potential allocation schemes for spreading portfolio-level costs among programs not already carrying those costs. We also plan on three key areas of inquiry: (1) program reporting issues and establishing linkages between more rigorous, comprehensive reporting and the needs of program administrators, regulators and other stakeholders; (2) analyses of trends in the cost of saved electricity over time; and (3) analyses of factors that may influence the total cost of saved electricity.

## References

- Allcott, H. and T. Rogers 2014. "The Short-Run and Long-Run Effects of Behavioral Interventions: Experimental Evidence from Energy Conservation" *American Economic Review* 2014, 104(10): 3003–3037  
<http://dx.doi.org/10.1257/aer.104.10.3003>.
- Billingsley, M., I. M. Hoffman, E. Stuart, S. R. Schiller, C. A. Goldman, and K. Hamachi LaCommare. 2014. "The Program Administrator Cost of Saved Energy for Utility Customer-Funded Energy Efficiency Programs." Lawrence Berkeley National Laboratory. LBNL-6595E. April 2014.
- Eto, J., E. Vine, L. Shown, R. Sonnenblich, and C. Payne 1996. "The Total Cost and Measured Performance of Utility-Sponsored Energy Efficiency Programs." *The Energy Journal* 17 (1).
- Eto, J., E. Vine, L. Shown, R. Sonnenblich, and C. Payne 1994. "The Cost and Performance of Utility Commercial Lighting Programs." Lawrence Berkeley National Laboratory. May 1994.
- Hirst, E. and C. A. Goldman 1990. "Review of Demand-Side Data Needs for Least-Cost Utility Planning." *Energy* 15(5): 403–411. 1990.
- Hayes, S., S. Nadel, M. Kushler, and D. York 2011. "Carrots for Utilities: Providing Financial Returns for Utility Investments in Energy Efficiency." American Council for an Energy-Efficient Economy. Report U111. January 2011.
- Itron Consulting 2014. "2010–2012 W0017 Ex Ante Measure Cost Study Final Report." Submitted to the California Public Utilities Commission. May 2014.
- Itron 2005. *National Energy Efficiency Best Practices Study*, prepared for the Pacific Gas & Electric Company on behalf of the California Investor-Owned Utilities, California Public Utilities Commission, and California Energy Commission. [www.eebestpractices.com](http://www.eebestpractices.com).
- Joskow, P. and D. B. Marron 1992. "What Does a Negawatt Really Cost? Evidence from Utility Conservation Programs." *The Energy Journal*. 13:4:41–75.

- Kushler, M., S. Nowak, and P. Witte 2012. "A National Survey of State Policies and Practices for the Evaluation of Ratepayer-Funded Energy Efficiency Programs." American Council for an Energy-Efficient Economy. Report U122. February 2012.
- Khawaja, M. S. and J. Stewart 2014. "Long-Run Savings and Cost-Effectiveness of Home Energy Reports Programs" Cadmus Group Inc. October 2014. [http://www.cadmusgroup.com/wp-content/uploads/2014/11/Cadmus\\_Home\\_Energy\\_Reports\\_Winter2014.pdf](http://www.cadmusgroup.com/wp-content/uploads/2014/11/Cadmus_Home_Energy_Reports_Winter2014.pdf).
- Molina, M. 2014. "The Best Value for America's Energy Dollar: A National Review of the Cost of Utility Energy Efficiency Programs." American Council for an Energy-Efficient Economy. March 2014. Report Number U1402.
- Navigant 2013. "Incremental Cost Study Phase Two Final Report: A Report on 12 Energy Efficiency Measure Incremental Costs in Six Northeast and Mid-Atlantic Markets" Prepared for the Northeast Evaluation, Measurement and Verification Forum, chaired by the Northeast Energy Efficiency Partnerships. January 2013. <http://www.neep.org/incremental-cost-study-phase-2-report>.
- St. John, J., J. Teng, K. Maoz, and A. Stryker 2014. "What Will It Cost? Exploring Energy Efficiency Measure Costs over Time and Across Regions." Proceedings of the 2014 ACEEE Summer Study of Energy Efficiency in Buildings.
- Takahashi, K. and D. Nichols 2008. "The Sustainability and Costs of Increasing Efficiency Impacts: Evidence from Experience to Date" Proceedings of the 2008 ACEEE Summer Study of Energy Efficiency in Buildings.
- Teng, J. 2014. "What Will It Cost? Exploring Energy Efficiency Measure Costs over Time and Across Regions." Presentation at the 2014 ACEEE Summer Study of Energy Efficiency in Buildings.
- Ting, M. 2014. "California Measure Cost Study." DOE SEE Action Webinar, September 2014.

## Disclaimer

This document was prepared as an account of work sponsored by the United States Government. While this document is believed to contain correct information, neither the United States Government nor any agency thereof, nor The Regents of the University of California, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by its trade name, trademark, manufacturer, or otherwise, does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof, or The Regents of the University of California. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof, or The Regents of the University of California. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory is an equal opportunity employer.

For more information on the Electricity Markets & Policy Group, visit us at [www.emp.lbl.gov](http://www.emp.lbl.gov)

For all of our downloadable publications, visit <http://emp.lbl.gov/reports>



# COST REPORT

## COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES

Prepared for the  
National Renewable Energy Laboratory

FEBRUARY 2012



# Table of Contents

- 1 Introduction.....3
  - 1.1 Assumptions.....3
  - 1.2 Estimation of Data and Methodology.....5
- 2 Cost Estimates and Performance Data for Conventional Electricity Technologies.....9
  - 2.1 Nuclear Power Technology.....9
  - 2.2 Combustion Turbine Technology.....11
  - 2.3 Combined-Cycle Technology.....13
  - 2.4 Combined-Cycle With Carbon Capture and Sequestration.....15
  - 2.5 Pulverized Coal-Fired Power Generation.....17
  - 2.6 Pulverized Coal-Fired Power Generation With Carbon Capture and Sequestration.....19
  - 2.7 Gasification Combined-Cycle Technology.....21
  - 2.8 Gasification Combined-Cycle Technology With Carbon Capture and Sequestration.....23
  - 2.9 Flue Gas Desulfurization Retrofit Technology.....25
- 3 Cost Estimates and Performance Data for Renewable Electricity Technologies.....27
  - 3.1 Biopower Technologies.....27
  - 3.2 Geothermal Energy Technologies.....31
  - 3.3 Hydropower Technologies.....34
  - 3.4 Ocean Energy Technologies.....35
  - 3.5 Solar Energy Technologies.....38
  - 3.6 Wind Energy Technologies.....45
- 4 Cost and Performance Data for Energy Storage Technologies.....51
  - 4.1 Compressed Air Energy Storage (CAES) Technology.....52
  - 4.2 Pumped-Storage Hydropower Technology.....54
  - 4.3 Battery Energy Storage Technology.....56
- 5 References.....59
- Appendix A. Energy Estimate for Wave Energy Technologies.....61
  - Resource Estimate.....61
  - Cost of Energy Estimate.....69
- Appendix B. Energy Estimate for Tidal Stream Technologies.....80
  - Resource Estimate.....80
  - Cost of Energy Estimate.....82
- Appendix C. Breakdown of Cost for Solar Energy Technologies.....92
  - Solar Photovoltaics.....92



Concentrating Solar Power..... 99

Appendix D. Technical Description of Pumped-Storage Hydroelectric Power..... 102

    Design Basis ..... 102

    Study Basis Description and Cost..... 103

    Other Costs and Contingency..... 104

    Operating and Maintenance Cost ..... 104

    Construction Schedule..... 105

    Operating Factors ..... 105



## 1 Introduction

Black & Veatch contracted with the National Renewable Energy Laboratory (NREL) in 2009 to provide the power generating technology cost and performance estimates that are described in this report. These data were synthesized from various sources in late 2009 and early 2010 and therefore reflect the environment and thinking at that time or somewhat earlier, and not of the present day.

Many factors drive the cost and price of a given technology. Mature technologies generally have a smaller band of uncertainty around their costs because demand/supply is more stable and technology variations are fewer. For mature plants, the primary uncertainty is associated with the owner-defined scope that is required to implement the technology and with the site-specific variable costs. These are site-specific items (such as labor rates, indoor versus outdoor plant, water supply, access roads, labor camps, permitting and licensing, or lay-down areas) and owner-specific items (such as sales taxes, financing costs, or legal costs). Mature power plant costs are generally expected to follow the overall general inflation rate over the long term.

Over the last ten years, there has been doubling in the nominal cost of all power generation technologies and an even steeper increase in coal and nuclear because the price of commodities such as iron, steel, concrete, copper, nickel, zinc, and aluminum have risen at a rate much greater than general inflation; construction costs peak in 2009 for all types of new power plants. Even the cost of engineers and constructors has increased faster than general inflation has. With the recent economic recession, there has been a decrease in commodity costs; some degree of leveling off is expected as the United States completes economic recovery.

It is not possible to reasonably forecast whether future commodity prices will increase, decrease, or remain the same. Although the costs in 2009 are much higher than earlier in the decade, for modeling purposes, the costs presented here do not anticipate dramatic increases or decreases in basic commodity prices through 2050. Cost trajectories were assumed to be based on technology maturity levels and expected performance improvements due to learning, normal evolutionary development, deployment incentives, etc.

Black & Veatch does not encourage universal use solely of learning curve effects, which give a cost reduction with each doubling in implementation dependent on an assumed deployment policy. Many factors influence rates of deployment and the resulting cost reduction, and in contrast to learning curves, a linear improvement was modeled to the extent possible.

### 1.1 ASSUMPTIONS

The cost estimates presented in this report are based on the following set of common of assumptions:

1. Unless otherwise noted in the text, costs are presented in 2009 dollars.
2. Unless otherwise noted in the text, the estimates were based on on-site construction in the Midwestern United States.
3. Plants were assumed to be constructed on “greenfield” sites. The sites were assumed to be reasonably level and clear, with no hazardous materials, no standing timber, no wetlands, and no endangered species.
4. Budgetary quotations were not requested for this activity. Values from the Black & Veatch proprietary database of estimate templates were used.
5. The concept screening level cost estimates were developed based on experience and estimating factors. The estimates reflect an overnight, turnkey Engineering Procurement Construction, direct-hire, open/merit shop, contracting philosophy.

6. Demolition of any existing structures was not included in the cost estimates.
7. Site selection was assumed to be such that foundations would require cast-in-place concrete piers at elevations to be determined during detailed design. All excavations were assumed to be “rippable” rock or soils (i.e., no blasting was assumed to be required). Piling was assumed under major equipment.
8. The estimates were based on using granular backfill materials from nearby borrow areas.
9. The design of the HVAC and cooling water systems and freeze protection systems reflected a site location in a relatively cold climate. With the exception of geothermal and solar, the plants were designed as indoor plants.
10. The sites were assumed to have sufficient area available to accommodate construction activities including but not limited to construction offices, warehouses, lay-down and staging areas, field fabrication areas, and concrete batch plant facilities, if required.
11. Procurements were assumed to not be constrained by any owner sourcing restrictions, i.e., global sourcing. Manufacturers’ standard products were assumed to be used to the greatest extent possible.
12. Gas plants were assumed to be single fuel only. Natural gas was assumed to be available at the plant fence at the required pressure and volume as a pipeline connection. Coal plants were fueled with a Midwestern bituminous coal.
13. Water was assumed to be available at the plant fence with a pipeline connection.
14. The estimates included an administration/control building.
15. The estimates were based on 2009 costs; therefore, escalation was not included.
16. Direct estimated costs included the purchase of major equipment, balance-of-plant (BOP) equipment and materials, erection labor, and all contractor services for “furnish and erect” subcontract items.
17. Spare parts for start-up and commissioning were included in the owner’s costs.
18. Construction person-hours were based on a 50-hour workweek using merit/open shop craftsmen.
19. The composite crew labor rate was for the Midwestern states. Rates included payroll and payroll taxes and benefits.
20. Project management, engineering, procurement, quality control, and related services were included in the engineering services.
21. Field construction management services included field management staff with supporting staff personnel, field contract administration, field inspection and quality assurance, and project control. Also included was technical direction and management of start-up and testing, cleanup expense for the portion not included in the direct-cost construction contracts, safety and medical services, guards and other security services.
22. Engineering, procurement, and construction (EPC) contractor contingency and profit allowances were included with the installation costs.
23. Construction management cost estimates were based on a percentage of craft labor person-hours. Construction utilities and start-up utilities such as water, power, and fuel were to be provided by the owner. On-site construction distribution infrastructures for these utilities were included in the estimate.
24. Owner’s costs were included as a separate line item.
25. Operational spare parts were included as an owner’s cost.
26. Project insurances, including “Builders All-Risk” insurance, were included in the estimates as an owner’s cost.
27. Construction permits were assumed to be owner’s costs.

28. The estimates included any property, sales or use taxes, gross receipt tax, import or export duties, excise or local taxes, license fees, value added tax, or other similar taxes in the owner's costs.
29. Costs to upgrade roads, bridges, railroads, and other infrastructure outside the site boundary, for equipment transportation to the facility site, were included in the owner's costs.
30. Costs of land, and all right-of-way access, were provided in the owner's Costs.
31. All permitting and licensing were included in the owner's costs.
32. All costs were based on scope ending at the step-up transformer. The electric switchyard, transmission tap-line, and interconnection were excluded.
33. Similarly, the interest during construction (IDC) was excluded.
34. Other owner's costs were included.

In some cases, a blended average technology configuration was used as the proxy for a range of possible technologies in a given category. For example, a number of concentrating solar power technologies may be commercialized over the next 40 years. Black & Veatch used trough technology for the early trajectory and tower technology for the later part of the trajectory. The costs were meant to represent the expected cost of a range of possible technology solutions. Similarly, many marine hydrokinetic options may be commercialized over the next 40 years. No single technology offering is modeled.

For technologies such as enhanced geothermal, deep offshore wind, or marine hydrokinetic where the technology has not been fully demonstrated and commercialized, estimates were based on Nth plant costs. The date of first implementation was assumed to be after at least three full-scale plants have successfully operated for 3–5 years. The first Nth plants were therefore modeled at a future time beyond 2010. For these new and currently non-commercial technologies, demonstration plant cost premiums and early financial premiums were excluded. In particular, although costs are in 2009 dollars, several technologies are not currently in construction and could not be online in 2010.

The cost data presented in this report provide a future trajectory predicted primarily from historical pricing data as influenced by existing levels of government and private research, development, demonstration, and deployment incentives.

Black & Veatch estimated costs for fully demonstrated technologies were based on experience obtained in EPC projects, engineering studies, owner's engineer and due diligence work, and evaluation of power purchase agreement (PPA) pricing. Costs for other technologies or advanced versions of demonstrated technologies were based on engineering studies and other published sources. A more complete discussion of the cost estimating data and methodologies follows.

## 1.2 ESTIMATION OF DATA AND METHODOLOGY

The best estimates available to Black & Veatch were EPC estimates from projects for which Black & Veatch performed construction or construction management services. Second best were projects for which Black & Veatch was the owner's engineer for the project owner. These estimates provided an understanding of the detailed direct and indirect costs for equipment, materials and labor, and the relationship between each of these costs at a level of detail requiring little contingency. These detailed construction estimates also allowed an understanding of the owner's costs and their impact on the overall estimate. Black & Veatch tracks the detailed estimates and often uses these to perform studies and develop estimates for projects defined at lower levels of detail. Black & Veatch is able to stay current with market conditions through due diligence work it does for financial institutions and others and when it reviews energy prices for new PPAs. Finally, Black & Veatch also prepares proposals for projects of a similar nature. Current market insight is used to adjust detailed estimates

as required to keep them up-to-date. Thus, it is an important part of the company's business model to stay current with costs for all types of projects. Project costs for site-specific engineering studies and for more generic engineering studies are frequently adjusted by adding, or subtracting, specific scope items associated with a particular site location. Thus, Black & Veatch has an understanding of the range of costs that might be expected for particular technology applications. (See Text Box 1 for a discussion of cost uncertainty bands.)

Black & Veatch is able to augment its data and to interpret it using published third-party sources; Black & Veatch is also able to understand published sources and apply judgment in interpreting third-party cost reports and estimates in order to understand the marketplace. Reported costs often differ from Black & Veatch's experience, but Black & Veatch is able to infer possible reasons depending upon the source and detail of the cost data. Black & Veatch also uses its cost data and understanding of that data to prepare models and tools.

Though future technology costs are highly uncertain, the experiences and expertise described above enable Black & Veatch to make reasonable cost and performance projections for a wide array of generation technologies. Though technology costs can vary regionally, cost data presented in this report are in strong agreement with other technology cost estimates (FERC 2008, Kelton et al. 2009, Lazard 2009). This report describes the projected cost data and performance data for electric generation technologies.

### Text Box 1. Why Estimates Are Not Single Points

In a recent utility solicitation for (engineering, procurement and construction) EPC and power purchase agreement (PPA) bids for the same wind project at a specific site, the bids varied by 60%. More typically, when bidders propose on the exact scope at the same location for the same client, their bids vary by on the order of 10% or more. Why does this variability occur and what does it mean? Different bidders make different assumptions, they often obtain bids from multiple equipment suppliers, different construction contractors, they have different overheads, different profit requirements and they have better or worse capabilities to estimate and perform the work. These factors can all show up as a range of bids to accomplish the same scope for the same client in the same location.

Proposing for different clients generally results in increased variability. Utilities, Private Power Producers, State or Federal entities, all can have different requirements that impact costs. Sparing requirements, assumptions used for economic tradeoffs, a client's sales tax status, or financial and economic assumptions, equipment warranty requirements, or plant performance guarantees inform bid costs. Bidders' contracting philosophy can also introduce variability. Some will contract lump sum fixed price and some will contract using cost plus. Some will use many contractors and consultants; some will want a single source. Some manage with in-house resources and account for those resources; some use all external resources. This variation alone can impact costs still another 10% or more because it impacts the visibility of costs, the allocation of risks and profit margins, and the extent to which profits might occur at several different places in the project structure.

Change the site and variability increases still further. Different locations can have differing requirements for use of union or non-union labor. Overall productivity and labor cost vary in different regions. Sales tax rates vary, local market conditions vary, and even profit margins and perceived risk can vary.

Site-specific scope is also an issue. Access roads, laydown areas,<sup>1</sup> transportation distances to the site and availability of utilities, indoor vs. outdoor buildings, ambient temperatures and many other site-specific issues can affect scope and specific equipment needs and choices.

Owners will also have specific needs and their costs will vary for a cost category referred to as Owner's costs. The Electric Power Research Institute (EPRI) standard owner's costs include 1) paid-up royalty allowance, 2) preproduction costs, 3) inventory capital and 4) land costs. However, this total construction cost or total capital requirement by EPRI does not include many of the other owner's costs that a contractor like Black & Veatch would include in project cost comparisons. These additional elements include the following:

- **Spare parts and plant equipment** includes materials, supplies and parts, machine shop equipment, rolling stock, plant furnishings and supplies.
- **Utility interconnections** include natural gas service, gas system upgrades, electrical transmission, substation/switchyard, wastewater and supply water or wells and railroad.
- **Project development** includes fuel-related project management and engineering, site selection, preliminary engineering, land and rezoning, rights of way for pipelines, laydown yard, access roads, demolition, environmental permitting and offsets, public relations, community development, site development legal assistance, man-camp, heliport, barge unloading facility, airstrip and diesel fuel storage.
- **Owner's project management** includes bid document preparation, owner's project management, engineering due diligence and owner's site construction management.

<sup>1</sup> A laydown yard or area is an area where equipment to be installed is temporarily stored.

- **Taxes/ins/advisory fees/legal** includes sales/use and property tax, market and environmental consultants and rating agencies, owner's legal expenses, PPA, interconnect agreements, contract-procurement and construction, property transfer/title/escrow and construction all risk insurance.
- **Financing** includes financial advisor, market analyst and engineer, loan administration and commitment fees and debt service reserve fund.
- **Plant startup/construction support** includes owner's site mobilization, operation and maintenance (O&M) staff training and pre-commercial operation, start-up, initial test fluids, initial inventory of chemical and reagents, major consumables and cost of fuel not covered recovered in power sales.

Some overlap can be seen in the categories above, which is another contributor to variability - different estimators prepare estimates using different formats and methodologies.

Another form of variability that exists in estimates concerns the use of different classes of estimate and associated types of contingency. There are industry guidelines for different classes of estimate that provide levels of contingency to be applied for the particular class. A final estimate suitable for bidding would have lots of detail identified and would include a 5 to 10% project contingency. A complete process design might have less detail defined and include a 10 to 15% contingency. The lowest level of conceptual estimate might be based on a total plant performance estimate with some site-specific conditions and it might include a 20 to 30% contingency. Contingency is meant to cover both items not estimated and errors in the estimate as well as variability dealing with site-specific differences.

Given all these sources of variability, contractors normally speak in terms of cost ranges and not specific values. Modelers, on the other hand, often find it easier to deal with single point estimates. While modelers often conveniently think of one price, competition can result in many price/cost options. It is not possible to estimate costs with as much precision as many think it is possible to do; further, the idea of a national average cost that can be applied universally is actually problematic. One can calculate a historical national average cost for anything, but predicting a future national average cost with some certainty for a developing technology and geographically diverse markets that are evolving is far from straightforward.

### Implications

Because cost estimates reflect these sources of variability, they are best thought of as ranges that reflect the variability as well as other uncertainties. When the cost estimate ranges for two technologies overlap, either technology could be the most cost effective solution for any given specific owner and site. Of course, capital costs may not reflect the entire value proposition of a technology, and other cost components, like O&M or fuel costs with their own sources of variability and uncertainty, might be necessary to include in a cost analysis.

For models, we often simplify calculations by using points instead of ranges that reflect variability and uncertainty, so that we can more easily address other important complexities such as the cost of transmission or system integration. However, we must remember that when actual decisions are made, decision makers will include implicit or explicit consideration of capital cost uncertainty when assessing technology trade-offs. This is why two adjacent utilities with seemingly similar needs may procure two completely different technology solutions. Economic optimization models generally cannot be relied on as the final basis for site-specific decisions. One of the reasons is estimate uncertainty. A relatively minor change in cost can result in a change in technology selection. Because of unknowns at particular site and customer specific situations, it is unlikely that all customers would switch to a specific technology solution at the same time. Therefore, modelers should ensure that model algorithms or input criteria do not allow major shifts in technology choice for small differences in technology cost. In addition, generic estimates should not be used in site-specific user-specific analyses.

## 2 Cost Estimates and Performance Data for Conventional Electricity Technologies

This section includes description and tabular data on the cost and performance projections for “conventional” non-renewable technologies, which include fossil technologies (natural gas combustion turbine, natural gas combined-cycle, and pulverized coal) with and without carbon capture and storage, and nuclear technologies. In addition, costs for flue gas desulfurization<sup>2</sup> (FGD) retrofits are also described.

### 2.1 NUCLEAR POWER TECHNOLOGY

Black & Veatch’s nuclear experience spans the full range of nuclear engineering services, including EPC, modification services, design and consulting services and research support. Black & Veatch is currently working under service agreement arrangements with MHI for both generic and plant specific designs of the United States Advanced Pressurized Water Reactor (US-APWR). Black & Veatch historical data and recent market data were used to make adjustments to study estimates to include owner’s costs. The nuclear plant proxy was based on a commercial Westinghouse AP1000 reactor design producing 1,125 net MW. The capital cost in 2010 was estimated at 6,100\$/kW +30%. We anticipate that advanced designs could be commercialized in the United States under government-sponsored programs. While we do not anticipate cost savings associated with these advanced designs, we assumed a cost reduction of 10% for potential improved metallurgy for piping and vessels. Table 1 presents cost and performance data for nuclear power. Figure 1 shows the 2010 cost breakdown for a nuclear power plant.

---

<sup>2</sup> Flue gas desulfurization (FGD) technology is also referred to as SO<sub>2</sub> scrubber technology.

**Table 1. Cost and Performance Projection for a Nuclear Power Plant (1125 MW)**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Fixed O&M <sup>a</sup> (\$/kW-yr)	Heat Rate (Btu/kWh)	Construction Schedule (Months)	POR <sup>b</sup> (%)	FOR <sup>c</sup> (%)	Min. Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min)	Quick Start Ramp Rate (%/min)
2008	6,230	–	–	–	–	–	–	5.00	5.00
2010	6,100	127	9,720	60	6.00	4.00	50	5.00	5.00
2015	6,100	127	9,720	60	6.00	4.00	50	5.00	5.00
2020	6,100	127	9,720	60	6.00	4.00	50	5.00	5.00
2025	6,100	127	9,720	60	6.00	4.00	50	5.00	5.00
2030	6,100	127	9,720	60	6.00	4.00	50	5.00	5.00
2035	6,100	127	9,720	60	6.00	4.00	50	5.00	5.00
2040	6,100	127	9,720	60	6.00	4.00	50	5.00	5.00
2045	6,100	127	9,720	60	6.00	4.00	50	5.00	5.00
2050	6,100	127	9,720	60	6.00	4.00	50	5.00	5.00

<sup>a</sup> O&M = operation and maintenance

<sup>b</sup> POR = planned outage rate

<sup>c</sup> FOR = forced outage rate

All costs in 2009\$



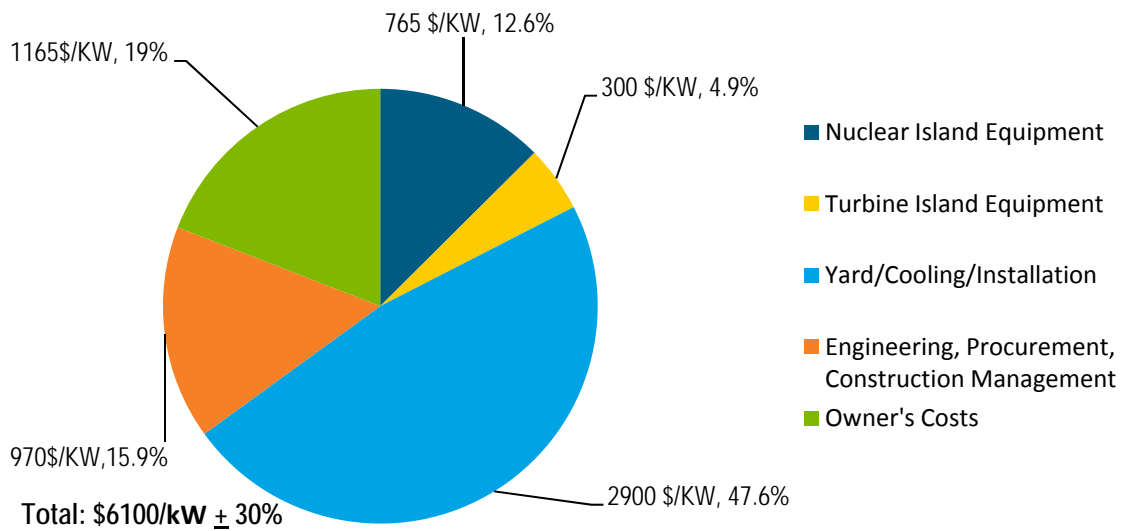


Figure 1. Capital cost breakdown for a nuclear power plant

The total plant labor and installation is included in the Yard/Cooling/ Installation cost element. The power plant is assumed to be a single unit with no provision for future additions. Switchyard, interconnection and interest during construction are not included. Owner’s costs are defined in Text Box 1 above.

## 2.2 COMBUSTION TURBINE TECHNOLOGY

Natural gas combustion turbine costs were based on a typical industrial heavy-duty gas turbine, GE Frame 7FA or equivalent of the 211-net-MW size. The estimate did not include the cost of selective catalytic reduction (SCR)/carbon monoxide (CO) reactor for NOx and CO reduction. The combustion turbine generator was assumed to include a dry, low NOx combustion system capable of realizing 9 parts per million by volume, dry (ppmvd) @ 15% O2 at full load. A 2010 capital cost was estimated at 651 \$/kW ±25%. Cost uncertainty for this technology is low. Although it is possible that advanced configurations will be developed over the next 40 years, the economic incentive for new development has not been apparent in the last few decades (Shelley 2008). Cost estimates did not include any cost or performance improvements through 2050. Table 2 presents cost and performance data for gas turbine technology. Table 3 presents emission rates for the technology. Figure 2 shows the 2010 capital cost breakdown by component for a natural gas combustion turbine plant.

**Table 2. Cost and Performance Projection for a Gas Turbine Power Plant (211 MW)**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Heat Rate (Btu/kWh)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)	Min. Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min)	Quick Start Ramp Rate (%/min)
2008	671	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2010	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2015	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2020	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2025	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2030	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2035	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2040	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2045	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2050	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20

**Table 3. Emission Rates for a Gas Turbine Power Plant**

SO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)	NO <sub>x</sub> (Lb/mmbtu)	PM10 (Lb/mmbtu)	CO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)
0.0002	0.033	0.006	117

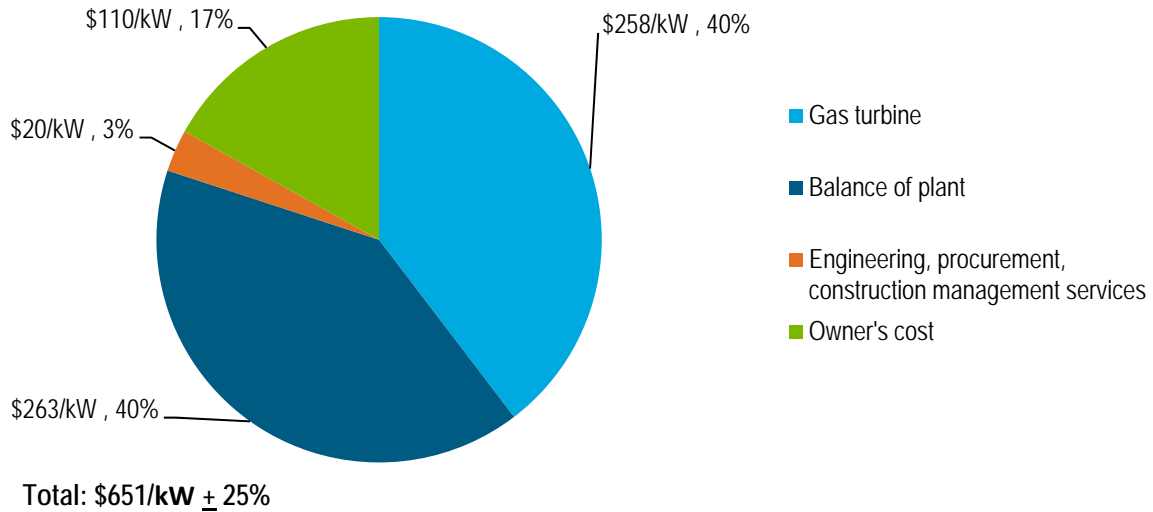


Figure 2. Capital cost breakdown for a gas turbine power plant

### 2.3 COMBINED-CYCLE TECHNOLOGY

Natural gas combined-cycle (CC) technology was represented by a 615- MW plant. Costs were based on two GE 7FA combustion turbines or equivalent, two heat recovery steam generators (HRSGs), a single reheat steam turbine and a wet mechanical draft cooling tower. The cost included a SCR/CO reactor housed within the HRSGs for NO<sub>x</sub> and CO reduction. The combustion turbine generator was assumed to include dry low NO<sub>x</sub> combustion system capable of realizing 9 ppmvd @ 15% O<sub>2</sub> at full load.

2010 capital cost was estimated to be 1,230 \$/kW +25%. Cost uncertainty for CC technology is low. Although it is possible that advanced configurations for CC components will be developed over the next 40 years, the economic incentive for new development has not been apparent in the last few decades. The cost estimates did not include any cost reduction through 2050. Table 4 presents cost and performance data for combined-cycle technology. Table 5 presents emission data for the technology. The 2010 capital cost breakdown for the combined-cycle power plant is shown in Figure 3.

**Table 4. Cost and Performance Projection for a Combined-Cycle Power Plant (580 MW)**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-Yr)	Heat Rate (Btu/kWh)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)	Min. Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min)	Quick Start Ramp Rate (%/min)
2008	1250	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2010	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2015	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2020	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2025	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2030	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2035	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2040	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2045	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2050	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50

**Table 5. Emission Rates for a Combined-Cycle Power Plant**

SO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)	NO <sub>x</sub> (LB/mmbtu)	PM10 (Lb/mmbtu)	CO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)
0.0002	0.0073	0.0058	117

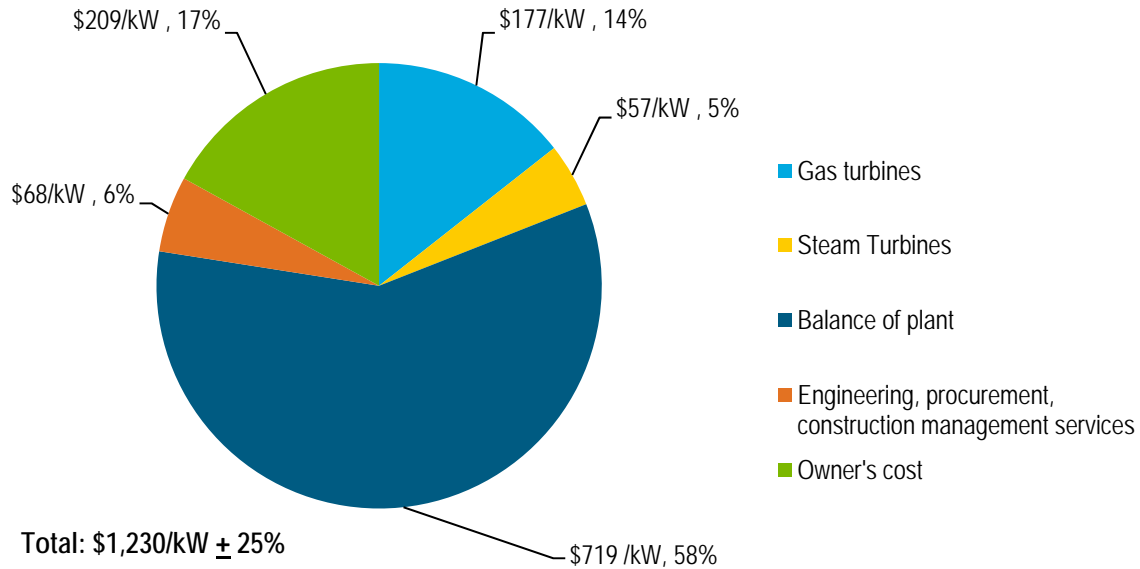


Figure 3. Capital cost breakdown for a combined-cycle power plant

## 2.4 COMBINED-CYCLE WITH CARBON CAPTURE AND SEQUESTRATION

Carbon capture and sequestration (CCS) was added to the above CC. Black & Veatch has no EPC estimates for CCS since it is not commercial at this time. However, Black & Veatch has participated in engineering and cost studies of CCS and has some understanding of the range of expected costs for CO<sub>2</sub> storage in different geologic conditions. The CC costs were based on two combustion turbines, a single steam turbine and wet cooling tower producing 580 net MW after taking into consideration CCS. This is the same combined cycle described above but with CCS added to achieve 85% capture. CCS is assumed to be commercially available after 2020. 2020 capital cost was estimated at 3,750\$/kW +35%. Cost uncertainty is higher than for the CC without CCS due to the uncertainty associated with the CCS system. Although it is possible that advanced CC configurations will be developed over the next 40 years, the economic incentive for new gas turbine CC development has not been apparent in the last decade. Further, while cost improvements in CCS may be developed over time, it is expected that geologic conditions will become more difficult as initial easier sites are used. The cost of perpetual storage insurance was not estimated or included. Table 4 presents cost and performance data for combined-cycle with carbon capture and sequestration technology. Table 5 presents emission data for the technology.

**Table 6. Cost and Performance Projection for a Combined-Cycle Power Plant (580 MW) with Carbon Capture and Sequestration**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Heat Rate (Btu/kWh)	Const. Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)	Min Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min)	Quick Start Ramp Rate (%/min)
2008	3860	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2010	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2015	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2020	3750	10	18.4	10,080	44	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2025	3750	10	18.4	10,080	44	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2030	3750	10	18.4	10,080	44	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2035	3750	10	18.4	10,080	44	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2040	3750	10	18.4	10,080	44	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2045	3750	10	18.4	10,080	44	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2050	3750	10	18.4	10,080	44	6.00	4.00	50	5.00	2.50

**Table 7. Emission Rates for a Combined-Cycle Power Plant with Carbon Capture and Sequestration**

SO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)	NO <sub>x</sub> (LB/mmbtu)	PM10 (Lb/mmbtu)	CO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)
0.0002	0.0073	0.0058	18

## 2.5 PULVERIZED COAL-FIRED POWER GENERATION

Pulverized coal-fired power plant costs were based on a single reheat, condensing, tandem-compound, four-flow steam turbine generator set, a single reheat supercritical steam generator and wet mechanical draft cooling tower, a SCR, and air quality control equipment for particulate and SO<sub>2</sub> control, all designed as typical of recent U.S. installations. The estimate included the cost of a SCR reactor. The steam generator was assumed to include low NO<sub>x</sub> burners and other features to control NO<sub>x</sub>. Net output was approximately 606 MW.

2010 capital cost was estimated at 2,890 \$/kW +35%. Cost certainty for this technology is relatively high. Over the 40-year analysis period, a 4% improvement in heat rate was assumed. Table 8 presents cost and performance data for pulverized coal-fired technology.

Table 9 presents emissions rates for the technology. The 2010 capital cost breakdown for the pulverized coal-fired power plant is shown in Figure 4.

**Table 8. Cost and Performance Projection for a Pulverized Coal-Fired Power Plant (606 MW)**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-Yr)	Heat Rate (Btu/kWh)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)	Min Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min)
2008	3040	–	–	–	–	–	–	–	–
2010	2890	3.71	23.0	9,370	55	10	6	40	2.00
2015	2890	3.71	23.0	9,370	55	10	6	40	2.00
2020	2890	3.71	23.0	9,370	55	10	6	40	2.00
2025	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2030	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2035	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2040	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2045	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2050	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00

**Table 9. Emission Rates for a Pulverized Coal-Fired Power Plant**

SO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)	NO <sub>x</sub> (Lb/mmbtu)	PM10 (Lb/mmbtu)	Hg (% removal)	CO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)
0.055	0.05	0.011	90	215



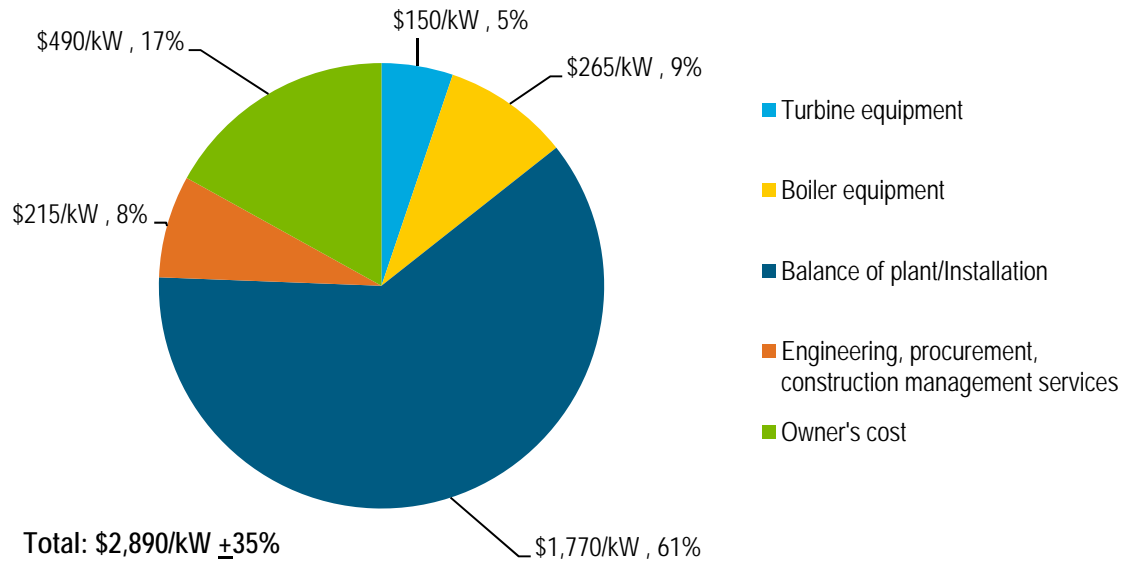


Figure 4. Capital cost breakdown for a pulverized coal-fired power plant

## 2.6 PULVERIZED COAL-FIRED POWER GENERATION WITH CARBON CAPTURE AND SEQUESTRATION

Black & Veatch is a leading designer of electric generating stations and the foremost designer and constructor of coal-fueled power generation plants worldwide. Black & Veatch's coal-fueled generating station experience includes 10,000 MW of supercritical pulverized coal-fired power plant projects.

The pulverized coal-fired power plant costs were based on a supercritical steam cycle and wet cooling tower design typical of recent U.S. installations, the same plant described above but with CCS. Net output was approximately 455 MW. CCS would be based on 85% CO<sub>2</sub> removal. CCS was assumed to be commercially available after 2020. 2020 capital cost was estimated at 6,560\$/kW -45% and +35%. Cost uncertainty is higher than for the pulverized coal-fired plant only due to the uncertainty associated with the CCS.

We assumed a 4% improvement in heat rate to account for technology potential already existing but not frequently used in the United States. The cost of perpetual storage insurance was not estimated or included. Table 8 presents cost and performance data for pulverized coal-fired with carbon capture and sequestration technology.

Table 911 presents emissions rates for the technology.

**Table 10. Cost and Performance Projection for a Pulverized Coal-Fired Power Plant (455 MW) with Carbon Capture and Sequestration**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Heat Rate (Btu/kWh)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)	Min Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min)
2008	6890	–	–	–	–	–	–	–	–
2010	–	–	–	–	–	–	–	–	2.00
2015	–	–	–	–	–	–	–	–	2.00
2020	6560	6.02	35.2	12,600	66	10	6	40	2.00
2025	5640	6.02	35.2	12,100	66	10	6	40	2.00
2030	5640	6.02	35.2	12,100	66	10	6	40	2.00
2035	5640	6.02	35.2	12,100	66	10	6	40	2.00
2040	5640	6.02	35.2	12,100	66	10	6	40	2.00
2045	5640	6.02	35.2	12,100	66	10	6	40	2.00
2050	5640	6.02	35.2	12,100	66	10	6	40	2.00

**Table 11. Emission Rates for a Pulverized Coal-Fired Power Plant with Carbon Capture and Sequestration**

SO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)	NO <sub>x</sub> (Lb/mmbtu)	PM10 (Lb/mmbtu)	Hg (% removal)	CO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)
0.055	0.05	0.011	90	32

## 2.7 GASIFICATION COMBINED-CYCLE TECHNOLOGY

Black & Veatch is a leading designer of electric generating stations and the foremost designer and constructor of coal-fueled power generation plants worldwide. Black & Veatch's coal-fueled generating station experience includes integrated gasification combined-cycle technologies. Black & Veatch has designed, performed feasibility studies, and performed independent project assessments for numerous gasification and gasification combined-cycle (GCC) projects using various gasification technologies. Black & Veatch historical data were used to make adjustments to study estimates to include owner's costs. Special care was taken to adjust to 2009 dollars based on market experience. The GCC estimate was based on a commercial gasification process integrated with a conventional combined cycle and wet cooling tower producing 590 net MW. 2010 capital cost was estimated at 4,010\$/kW-+35%. Cost certainty for this technology is relatively high. We assumed a 12% improvement in heat rate by 2025. Table 812 presents cost and performance data for gasification combined-cycle technology. Table 913 presents emissions rates for the technology. The Black & Veatch GCC estimate is consistent with the FERC estimate range.

**Table 12. Cost and Performance Projection for an Integrated Gasification Combined-Cycle Power Plant (590 MW)**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Heat Rate (Btu/kWh)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)	Min Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min)	Quick Start Ramp Rate (%/min)
2008	4210	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2010	4010	6.54	31.1	9,030	57	12	8	50	5	2.50
2015	4010	6.54	31.1	9,030	57	12	8	50	5	2.50
2020	4010	6.54	31.1	9,030	57	12	8	50	5	2.50
2025	4010	6.54	31.1	7,950	57	12	8	50	5	2.50
2030	4010	6.54	31.1	7,950	57	12	8	50	5	2.50
2035	4010	6.54	31.1	7,950	57	12	8	50	5	2.50
2040	4010	6.54	31.1	7,950	57	12	8	50	5	2.50
2045	4010	6.54	31.1	7,950	57	12	8	50	5	2.50
2050	4010	6.54	31.1	7,950	57	12	8	50	5	2.50

**Table 13. Emission Rates for an Integrated Gasification Combined-Cycle Power Plant**

SO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)	NO <sub>x</sub> (Lb/mmbtu)	PM10 (Lb/mmbtu)	Mercury (% Removal)	CO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)
0.065	0.085	0.009	90	215

## 2.8 GASIFICATION COMBINED-CYCLE TECHNOLOGY WITH CARBON CAPTURE AND SEQUESTRATION

Black & Veatch is a leading designer of electric generating stations and the foremost designer and constructor of coal-fueled power generation plants worldwide. Black & Veatch's coal-fueled generating station experience includes integrated gasification combined-cycle technologies. Black & Veatch has designed, performed feasibility studies, and performed independent project assessments for numerous gasification and IGCC projects using various gasification technologies. Black & Veatch historical data were used to make adjustments to study estimates to include owner's costs. The GCC was based on a commercial gasification process integrated with a conventional CC and wet cooling tower, the same plant as described above but with CCS. Net capacity was 520 MW. Carbon capture, sequestration, and storage were based on 85% carbon removal. Carbon capture and storage is assumed to be commercially available after 2020. 2020 capital cost was estimated at 6,600 \$/kW +35%. The cost of perpetual storage insurance was not estimated or included. Table 814 presents cost and performance data for gasification combined-cycle technology integrated with carbon capture and sequestration. Table 915 presents emissions rates for the technology.

**Table 14. Cost and Performance Projection for an Integrated Gasification Combined-Cycle Power Plant (520 MW) with Carbon Capture and Sequestration**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Heat Rate (Btu/KWh)	Construction Schedule (Months)	FOR (%)	POR (%)	Min Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min)	Quick Start Ramp Rate (%/min)
2008	6,930	–	–	–	–	–	–	–	5.00	2.50
2010	–	–	–	–	–	–	–	–	5.00	2.50
2015	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2020	6,600	10.6	44.4	11,800	59	12.0	8.00	50	5.00	2.50
2025	6,600	10.6	44.4	10,380	59	12.0	8.00	50	5.00	2.50
2030	6,600	10.6	44.4	10,380	59	12.0	8.00	50	5.00	2.50
2035	6,600	10.6	44.4	10,380	59	12.0	8.00	50	5.00	2.50
2040	6,600	10.6	44.4	10,380	59	12.0	8.00	50	5.00	2.50
2045	6,600	10.6	44.4	10,380	59	12.0	8.00	50	5.00	2.50
2050	6,600	10.6	44.4	10,380	59	12.0	8.00	50	5.00	2.50

**Table 15. Emission Rates for an Integrated Gasification Combined-Cycle Power Plant with Carbon Capture and Sequestration**

SO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)	NO <sub>x</sub> (Lb/mmbtu)	PM10 (Lb/mmbtu)	Hg (% Removal)	CO <sub>2</sub> (Lb/mmbtu)
0.065	0.085	0.009	90%	32

## 2.9 FLUE GAS DESULFURIZATION RETROFIT TECHNOLOGY

Flue gas desulfurization (FGD) retrofit was assumed to be a commercial design to achieve 95% removal of sulfur dioxide and equipment was added to meet current mercury and particulate standards. A wet limestone FGD system, a fabric filter, and a powdered activated carbon (PAC) injection system were included. It is also assumed that the existing stack was not designed for a wet FGD system; therefore, a new stack was included. Black & Veatch estimated retrofit capital cost in 2010 to be 360 \$/kW +25% with no cost reduction assumed through 2050. Table 16 presents costs and a construction schedule for flue gas desulfurization retrofit technology.

**Table 16. Cost and Schedule for a Power Plant (606 MW) with Flue Gas Desulfurization Retrofit Technology**

Year	Retrofit Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Construction Schedule (Months)
2008	371	–	–	–
2010	360	3.71	23.2	36
2015	360	3.71	23.2	36
2020	360	3.71	23.2	36
2025	360	3.71	23.2	36
2030	360	3.71	23.2	36
2035	360	3.71	23.2	36
2040	360	3.71	23.2	36
2045	360	3.71	23.2	36
2050	360	3.71	23.2	36

### Text Box 2. Cycling Considerations

- Cycling increases failures and maintenance cost.
- Power plants of the future will need increased flexibility and increased efficiency; these qualities run counter to each other.
- Higher temperatures required for increased efficiency mean slower ramp rates and less ability to operate off-design. Similarly, environmental features such as bag houses, SCR, gas turbine NOx control, FGD, and carbon capture make it more difficult to operate at off-design conditions.
- Early less-efficient power plants without modern environmental emissions controls probably have more ability to cycle than newer more highly-tuned designs.
- Peak temperature and rate of change of temperature are key limitations for cycling. Water chemistry is an issue.
- The number of discrete pulverizers is a limitation for pulverized coal power plants and the number of modules in add-on systems that must be integrated to achieve environmental control is a limitation.

The ramp rate for coal plants is not linear as it is a function of bringing pulverizers on line as load increases. A 600-MW pulverized coal-fired unit (e.g., Powder River Basin) can have six pulverizers. Assuming an N+1 sparing philosophy, five pulverizers are required for full load so each pulverizer can provide fuel for about 20% of full load.

From minimum stable load at about 40% to full load, it is the judgment of Black & Veatch, based on actual experience in coal plant operations, that the ramp rate will be 5 MW/minute at high loads. This is about 1%/minute for a unit when at 500 MW.

The ramp rate for a combined-cycle plant is a combination of combustion turbine ramp rate and steam turbine ramp rate. The conventional warm start will take about 76 minutes from start initiation to full load on the combined cycle. The combined ramp rate from minute 62 to minute 76 is shown by GE to be about 5%/minute for a warm conventional start-up.

GE shows that the total duration of a "rapid response" combined-cycle start-up assuming a combustion turbine fast start is 54 minutes as compared to a conventional start duration of 76 minutes for a warm start. The ramp rate is shown by GE to be slower during a rapid start-up. The overall duration is shorter but the high load combined ramp rate is 2.5%.

After the unit has been online and up to temperature, we would expect the ramp rate to be 5%.



## 3 Cost Estimates and Performance Data for Renewable Electricity Technologies

This section includes cost and performance data for renewable energy technologies, including biopower (biomass cofiring and standalone), geothermal (hydrothermal and enhanced geothermal systems), hydropower, ocean energy technologies (wave and tidal), solar energy technologies (photovoltaics and concentrating solar power), and wind energy technologies (onshore and offshore).

### 3.1 BIOPOWER TECHNOLOGIES

#### 3.1.1 Biomass Cofiring

From initial technology research and project development, through turnkey design and construction, Black & Veatch has worked with project developers, utilities, lenders, and government agencies on biomass projects using more than 40 different biomass fuels throughout the world. Black & Veatch has exceptional tools to evaluate the impacts of biomass cofiring on the existing facility, such as the VISTA™ model, which evaluates impacts to the coal fueled boiler and balance of plant systems due to changes in fuels.

Although the maximum injection of biomass depends on boiler type and the number and types of necessary modifications to the boiler, biomass cofiring was assumed to be limited to a maximum of 15% for all coal plants. For the biomass cofiring retrofit, Black & Veatch estimated 2010 capital costs of 990 \$/kW -50% and +25%. Cost uncertainty is significantly impacted by the degree of modifications needed for a particular fuel and boiler combination. Significantly less boiler modification may be necessary in some cases. Black & Veatch did not estimate any cost improvement over time. Table 17 presents cofiring cost and performance data. In the present convention, the capital cost to retrofit a coal plant to cofire biomass is applied to the biomass portion only<sup>3</sup>. Similarly, O&M costs are applied to the new retrofitted capacity only. Table 17 shows representative heat rates; the performance characteristics of a retrofitted plant were assumed to be the same as that of the previously existing coal plant. Many variations are possible but were not modeled. Table 18 shows the range of costs using various co-firing approaches over a range of co-firing fuel levels varying from 5% to 30%. Emissions control equipment performance limitations may limit the overall range of cofiring possible.

<sup>3</sup> For example, retrofitting a 100 MW coal plant to cofire up to 15% biomass has a cost of 100 MW x 15% x \$990,000/MW = \$14,850,000.

**Table 17. Cost and Performance Projection for Biomass Cofiring Technology**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M Cost (\$/MWh)	Fixed O&M Cost (\$/kW-Yr)	Heat Rate (Btu/KWh)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
2008	1,020	–	–	–	–	–	–
2010	990	0	20	10,000	12	9	7
2015	990	0	20	10,000	12	9	7
2020	990	0	20	10,000	12	9	7
2025	990	0	20	10,000	12	9	7
2030	990	0	20	10,000	12	9	7
2035	990	0	20	10,000	12	9	7
2040	990	0	20	10,000	12	9	7
2045	990	0	20	10,000	12	9	7
2050	990	0	20	10,000	12	9	7

**Table 18. Costs for Co-Firing Methods versus Fuel Amount**

Co-firing Level (%)	Fuel Blending (\$/kW)	Separate Injection (\$/kW)	Gasification (\$/kW)
5	1000-1500	1300-1800	2500-3500
10	800-1200	1000-1500	2000-2500
20	600	700-1100	1800-2300
30	–	700-1100	1700-2200

### 3.1.2 Biomass Standalone

Black & Veatch is recognized as one of the most diverse providers of biomass (solid biomass, biogas, and waste-to-energy) systems and services. From initial technology research and project development, through turnkey design and construction, Black & Veatch has worked with project developers, utilities, lenders, and government agencies on biomass projects using more than 40 different biomass fuels throughout the world. This background was used to develop the cost estimates vetted in the Western Renewable Energy Zone (WREZ) stakeholder process and to subsequently update that pricing and adjust owner's costs.

A standard Rankine cycle with wet mechanical draft cooling tower producing 50 MW net is initially assumed for the standalone biomass generator.<sup>4</sup> Black & Veatch assumed the 2010 capital cost to be 3,830 \$/kW -25% and +50%. Cost certainty is high for this mature technology, but there are more high cost than low cost outliers due to unique fuels and technology solutions. For modeling purposes, it was assumed that gasification combined-cycle systems displace the direct combustion systems gradually resulting in an average system heat rate that improves by 14% through 2050. However, additional cost is likely required initially to achieve this heat rate improvement and therefore no improvement in cost was assumed for the costs. Table 19 presents cost and performance data for a standalone biomass power plant. The capital cost breakdown for the biomass standalone power plant is shown in Figure 5.

---

<sup>4</sup> "Standalone" biomass generators are also referred to as "dedicated" plants to distinguish them from co-fired plants.

**Table 19. Cost and Performance Projection for a Stand-Alone Biomass Power Plant (50 MW Net)**

Year	Capital Cost \$/kW	Variable O&M Cost (\$/MWh)	Fixed O&M Cost (\$/kW-Yr)	Heat Rate (Btu/KWh)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)	Minimum Load (%)
2008	4,020	–	–	–	–	–	–	–
2010	3,830	15	95	14,500	36	7.6	9	40
2015	3,830	15	95	14,200	36	7.6	9	40
2020	3,830	15	95	14,000	36	7.6	9	40
2025	3,830	15	95	13,800	36	7.6	9	40
2030	3,830	15	95	13,500	36	7.6	9	40
2035	3,830	15	95	13,200	36	7.6	9	40
2040	3,830	15	95	13,000	36	7.6	9	40
2045	3,830	15	95	12,800	36	7.6	9	40
2050	3,830	15	95	12,500	36	7.6	9	40

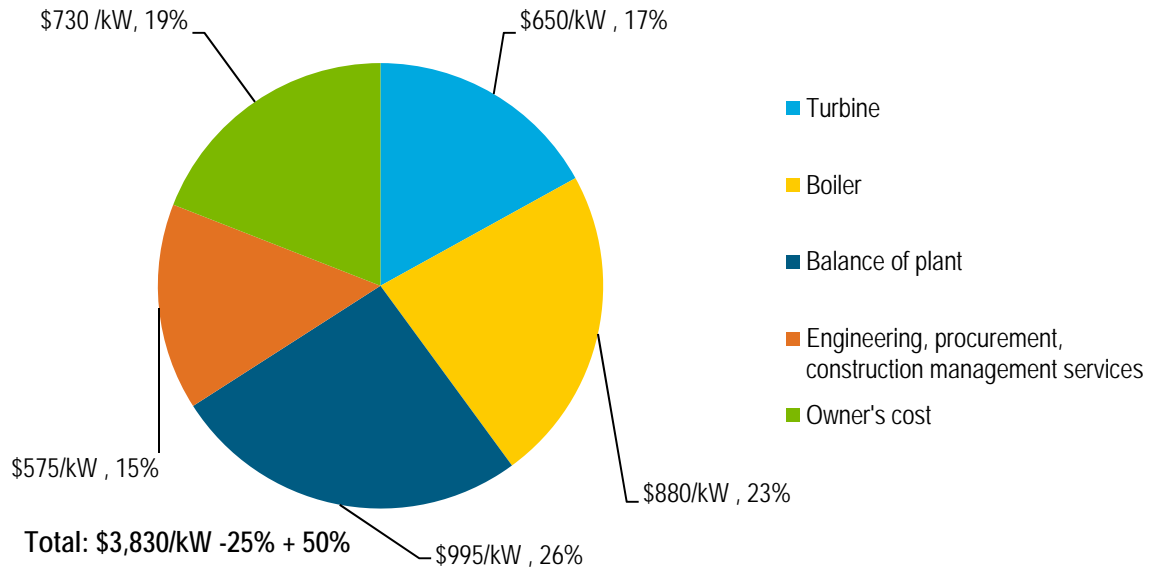


Figure 5. Capital cost breakdown for a standalone biomass power plant

### 3.2 GEOTHERMAL ENERGY TECHNOLOGIES

Hydrothermal technology is a relatively mature commercial technology for which cost improvement was not assumed. For enhanced geothermal systems (EGS) technology, Black & Veatch estimated future cost improvements based on improvements of geothermal fluid pumps and development of multiple, contiguous EGS units to benefit from economy of scale for EGS field development. The quality of geothermal resources are site- and resource-specific, therefore costs of geothermal resources can vary significantly from region to region. The cost estimates shown in this report are single-value generic estimates and may not be representative of any individual site. Table 20 and Table 21 present cost and performance data for hydrothermal and enhanced geothermal systems, respectively, based on these single-value estimates.

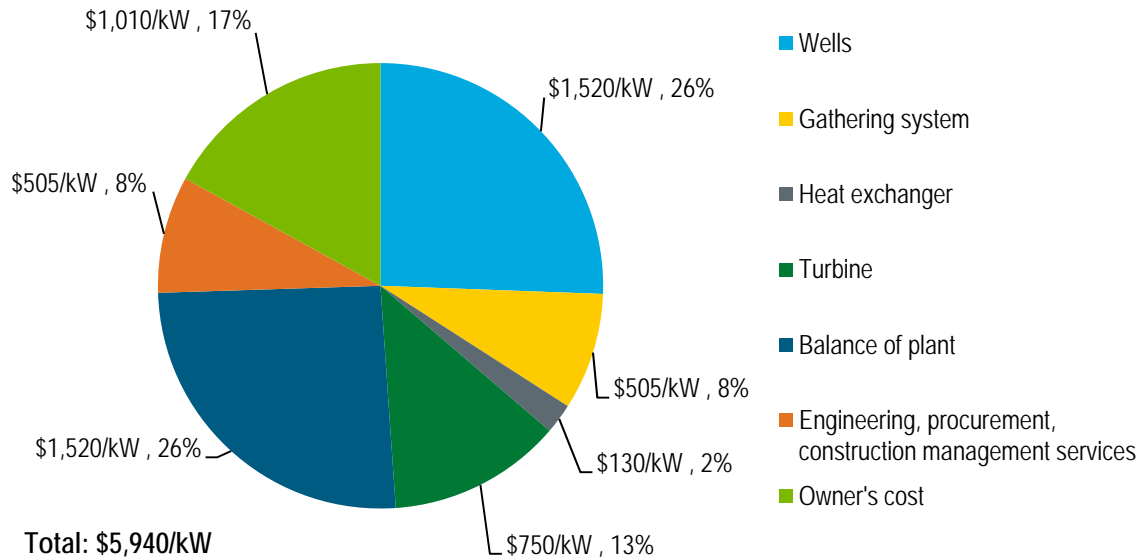
**Table 20. Cost and Performance Projection for a Hydrothermal Power Plant**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-Yr)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
2008	6,240	–	–	–	–	–
2010	5,940	31	0	36	2.41	0.75
2015	5,940	31	0	36	2.41	0.75
2020	5,940	31	0	36	2.41	0.75
2025	5,940	31	0	36	2.41	0.75
2030	5,940	31	0	36	2.41	0.75
2035	5,940	31	0	36	2.41	0.75
2040	5,940	31	0	36	2.41	0.75
2045	5,940	31	0	36	2.41	0.75
2050	5,940	31	0	36	2.41	0.75

**Table 21. Cost and Performance Projection for an Enhanced Geothermal Systems Power Plant**

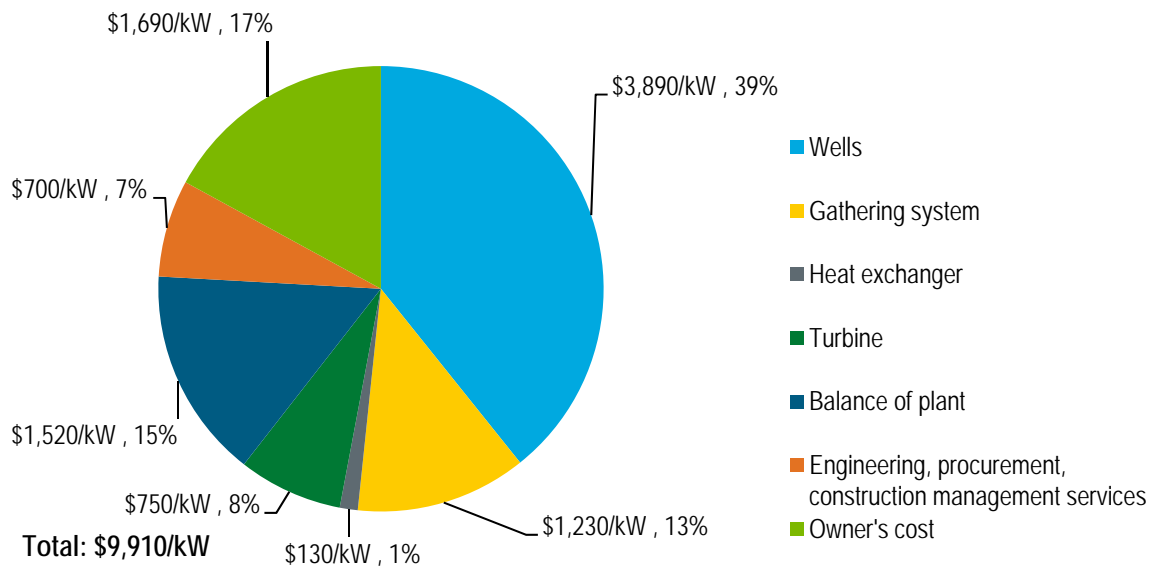
Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-Yr)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
2008	10,400	31	0	36	2.41	0.75
2010	9,900	31	0	36	2.41	0.75
2015	9,720	31	0	36	2.41	0.75
2020	9,625	31	0	36	2.41	0.75
2025	9,438	31	0	36	2.41	0.75
2030	9,250	31	0	36	2.41	0.75
2035	8,970	31	0	36	2.41	0.75
2040	8,786	31	0	36	2.41	0.75
2045	8,600	31	0	36	2.41	0.75
2050	8,420	31	0	36	2.41	0.75

The capital cost breakdown for the hydrothermal geothermal power plant is shown in Figure 6.



**Figure 6. Capital cost breakdown for a hydrothermal geothermal power plant**

The capital cost breakdown for the enhanced geothermal system power plant is shown in Figure 7.



**Figure 7. Capital cost breakdown for an enhanced geothermal system power plant**

Enhanced geothermal system cost reductions will occur primarily in the wells, turbine, and BOP categories over time.

### 3.3 HYDROPOWER TECHNOLOGIES

Nearly 500 hydropower projects totaling more than 50,000 MW have been served by Black & Veatch worldwide. The Black & Veatch historical database incorporates a good understanding of hydroelectric costs. Black & Veatch used this historical background to develop the cost estimates vetted in the WREZ (Pletka and Finn 2009) stakeholder process and to subsequently update that pricing and adjust owner’s costs as necessary.

Similar to geothermal technologies, the cost of hydropower technologies can be site-specific. Numerous options are available for hydroelectric generation; repowering an existing dam or generator, or installing a new dam or generator, are options. As such, the cost estimates shown in this report are single-value estimates and may not be representative of any individual site. 2010 capital cost for a 500 MW hydropower facility was estimated at 3,500 \$/kW +35%. Table 22 presents cost and performance data for hydroelectric power technology.

**Table 22. Cost and Performance Data for a Hydroelectric Power Plant (500 MW)**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-Yr)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
2008	3,600	–	–	–	–	–
2010	3,500	6	15	24	1.9	5.0
2015	3,500	6	15	24	1.9	5.0
2020	3,500	6	15	24	1.9	5.0
2025	3,500	6	15	24	1.9	5.0
2030	3,500	6	15	24	1.9	5.0
2035	3,500	6	15	24	1.9	5.0
2040	3,500	6	15	24	1.9	5.0
2045	3,500	6	15	24	1.9	5.0
2050	3,500	6	15	24	1.9	5.0



The capital cost breakdown for the hydroelectric power plant is shown in Figure 8.

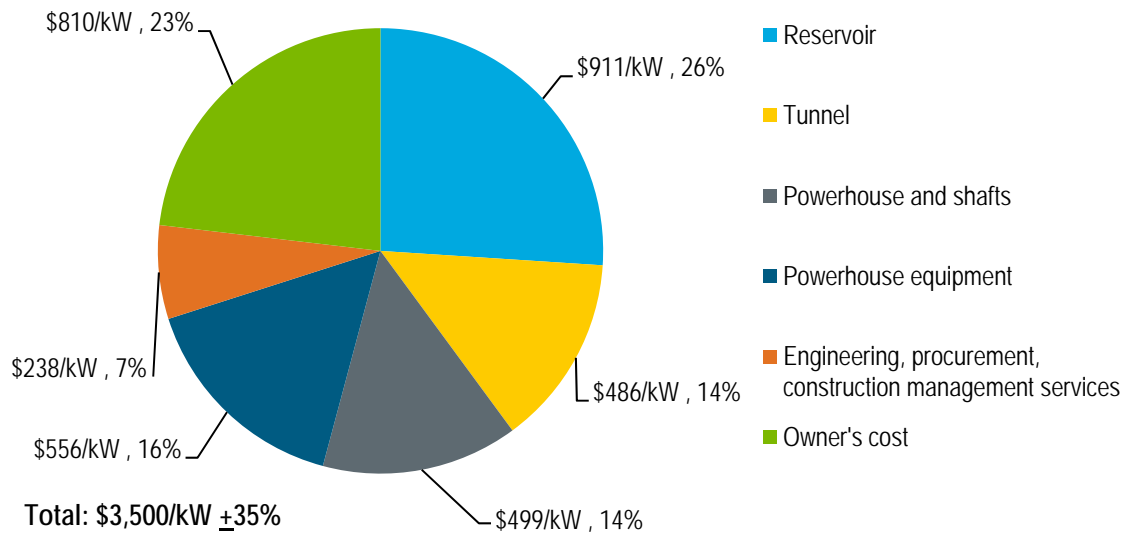


Figure 8. Capital cost breakdown for a hydroelectric power plant

Hydroelectric power plant cost reductions will be primarily in the power block cost category over time.

### 3.4 OCEAN ENERGY TECHNOLOGIES

Wave and tidal current resource assessment and technology costs were developed based on European demonstration and historical data obtained from studies. A separate assessment of the hydrokinetic resource uncertainty is included in Appendices A and B, informed by a Black & Veatch analysis that includes an updated resource assessment for wave and tidal current technologies and assumptions used to develop technology cost estimates. Wave capital cost in 2015 was estimated at 9,240 \$/kW - 30% and +45%. This is an emerging technology with much uncertainty and many options available. A cost improvement of 63% was assumed through 2040 and then a cost increase through 2050 reflecting the need to develop lower quality resources. Tidal current technology is similarly immature with many technical options. Capital cost in 2015 was estimated at 5,880 \$/kW - 10% and + 20%. A cost improvement of 45% was assumed as the resource estimated to be available is fully utilized by 2030. Estimated O&M costs include insurance, seabed rentals, and other recurring costs that were not included in the one-time capital cost estimate. Wave O&M costs are higher than tidal current costs due to more severe conditions. Table 23 and

Table 24 present cost and performance for wave and tidal current technologies, respectively. The capital cost breakdown for wave and current power plants are shown in Figure 9 and Figure 10, respectively.

**Table 23. Cost and Performance Projection for Ocean Wave Technology**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
2015	9,240	474	24	1	7
2020	6,960	357	24	1	7
2025	5,700	292	24	1	7
2030	4,730	243	24	1	7
2035	3,950	203	24	1	7
2040	3,420	175	24	1	7
2045	4,000	208	24	1	7
2050	5,330	273	24	1	7

**Table 24. Cost and Performance Projection for Ocean Tidal Current Technology**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
2015	5,880	198	–	–	–
2020	4,360	147	24	1.0	6.5
2025	3,460	117	24	1.0	6.5
2030	3,230	112	24	1.0	6.5
2035	–	112	24	1.0	6.5
2040	–	112	24	1.0	6.5
2045	–	112	24	1.0	6.5
2050	–	112	24	1.0	6.5

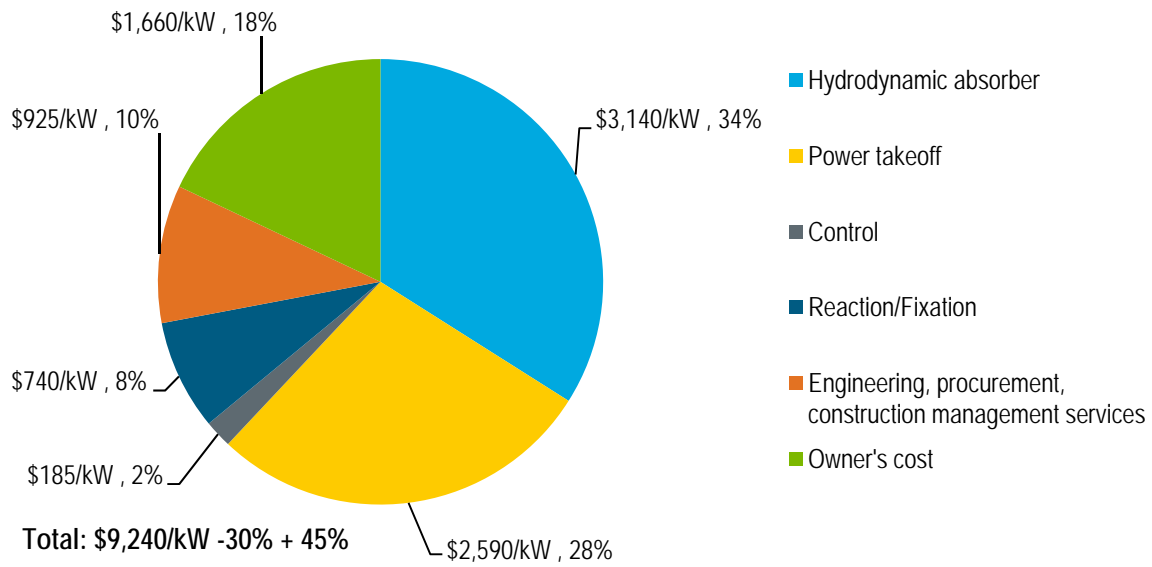


Figure 9. Capital cost breakdown for an ocean wave power plant

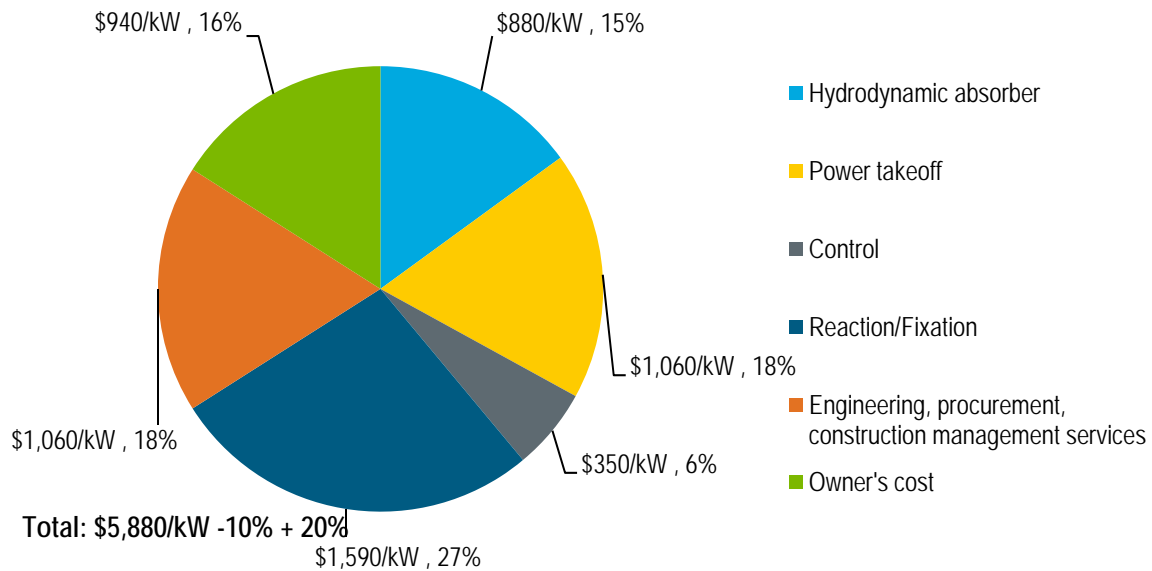


Figure 10. Capital cost breakdown for an ocean tidal power plant

Appendices A and B highlight the uncertainty associated with estimates of wave and tidal energy resources. They form the basis for the estimates above.

### 3.5 SOLAR ENERGY TECHNOLOGIES

#### 3.5.1 Solar Photovoltaic Technologies

Black & Veatch has been involved in the development of utility scale solar photovoltaic (PV) systems, including siting support, interconnection support, technology due diligence, and conceptual layout. Specifically Black & Veatch has performed due diligence on more than 200 MW of utility scale PV projects for lenders and owners as well as assisted in the development of more than 1,500 MW of projects for utilities and developers. Black & Veatch has been the independent engineer for 35 distributed PV projects totaling 16 MW in California and an independent engineer for two of the largest PV systems in North America. It has also reviewed solar PV new PPA pricing and done project and manufacturer due diligence investigations. This background was used to develop the cost estimates vetted in the WREZ stakeholder process and to subsequently update that pricing and adjust owner’s costs.

Estimates for a number of different residential, commercial and utility options ranging from 40 KW (direct current (DC)) to 100 MW (DC) are provided. The capital costs were assumed to have uncertainties of +25%. Cost uncertainty is not high for current offerings but over time, a number of projected, potential technology improvements may affect costs for this technology. Choosing the non-tracking utility PV with a 100-MW (DC) size as a representative case, a 35% reduction in cost was expected through 2050. Table 25 presents cost and performance data for a wide range of PV systems. Table 25 includes 2008 costs to illustrate the impact (in constant 2009 dollars) of the commodity price drop that occurred between 2008 and 2010. For most generation technologies, the decline in commodity prices over the two years results in a 3%–5% reduction in capital cost. As seen in Table 25, the drop in PV technology costs is significantly greater. For PV, the 2008 costs were based on actual market data adjusted to 2009 dollars. Over these two years, PV experienced a drastic fall in costs, due to technology improvements, economies of scale, increased supply in raw materials, and other factors. The capital cost breakdown for the PV power plant (non-tracking Utility PV with a 10 MW (DC) install size) is shown in Figure 11. Note that 100-MW utility PV systems representing nth plant configurations are not available in 2010.

**Table 25. Cost and Performance Projection for Solar Photovoltaic Technology**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
<b>Residential PV with a 4 kW (DC) install size</b>						
2008	7690	–	–	–	–	–
2010	5950	0	50	2.0	2.0	0.0
2015	4340	0	48	1.9	2.0	0.0
2020	3750	0	45	1.8	2.0	0.0
2025	3460	0	43	1.7	2.0	0.0

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
2030	3290	0	41	1.6	2.0	0.0
2035	3190	0	39	1.5	2.0	0.0
2040	3090	0	37	1.5	2.0	0.0
2045	3010	0	35	1.4	2.0	0.0
2050	2930	0	33	1.3	2.0	0.0
<b>Commercial PV with a 100 kW (DC) install size</b>						
2008	5610	–	–	–	–	–
2010	4790	0	50	6.0	2.0	0.0
2015	3840	0	48	5.7	2.0	0.0
2020	3340	0	45	5.4	2.0	0.0
2025	3090	0	43	5.1	2.0	0.0
2030	2960	0	41	4.9	2.0	0.0
2035	2860	0	39	4.6	2.0	0.0
2040	2770	0	37	4.4	2.0	0.0
2045	2690	0	35	4.2	2.0	0.0
2050	2620	0	33	4.0	2.0	0.0
<b>Non-Tracking Utility PV with a 1-MW (DC) Install Size</b>						
2008	4610	–	–	–	–	–
2010	3480	0	50	8.0	2.0	0.0
2015	3180	0	48	7.6	2.0	0.0
2020	3010	0	45	7.2	2.0	0.0
2025	2880	0	43	6.9	2.0	0.0
2030	2760	0	41	6.5	2.0	0.0
2035	2660	0	39	6.2	2.0	0.0
2040	2570	0	37	5.9	2.0	0.0
2045	2490	0	35	5.6	2.0	0.0
2050	2420	0	33	5.3	2.0	0.0
<b>Non-Tracking Utility PV with a 10-MW (DC) Install Size</b>						
2008	3790	–	–	–	–	–
2010	2830	0	50	12.0	2.0	0.0

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
2015	2550	0	48	11.4	2.0	0.0
2020	2410	0	45	10.8	2.0	0.0
2025	2280	0	43	10.3	2.0	0.0
2030	2180	0	41	9.8	2.0	0.0
2035	2090	0	39	9.3	2.0	0.0
2040	2010	0	37	8.8	2.0	0.0
2045	1940	0	35	8.4	2.0	0.0
2050	1870	0	33	8.0	2.0	0.0
<b>Non-Tracking Utility PV with a 100-MW (DC) Install Size</b>						
2008	3210	–	–	–	–	–
2010						
2015	2357	0	48	17.1	2.0	0.0
2020	2220	0	45	16.2	2.0	0.0
2025	2100	0	43	15.4	2.0	0.0
2030	1990	0	41	14.7	2.0	0.0
2035	1905	0	39	13.9	2.0	0.0
2040	1830	0	37	13.2	2.0	0.0
2045	1760	0	35	12.6	2.0	0.0
2050	1700	0	33	11.9	2.0	0.0
<b>1-Axis Tracking Utility PV with a 1-MW (DC) Install Size</b>						
2008	5280	–	–	–	–	–
2010	3820	0	50	10.0	2.0	0.0
2015	3420	0	48	9.5	2.0	0.0
2020	3100	0	45	9.0	2.0	0.0
2025	2940	0	43	8.6	2.0	0.0
2030	2840	0	41	8.1	2.0	0.0
2035	2750	0	39	7.7	2.0	0.0
2040	2670	0	37	7.4	2.0	0.0
2045	2590	0	35	7.0	2.0	0.0
2050	2520	0	33	6.6	2.0	0.0

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
<b>1-Axis Tracking Utility PV with a 10-MW (DC) Install Size</b>						
2008	4010	–	–	–	–	–
2010	3090	0	50	14.0	2.0	0.0
2015	2780	0	48	13.3	2.0	0.0
2020	2670	0	45	12.6	2.0	0.0
2025	2560	0	43	12.0	2.0	0.0
2030	2380	0	41	11.4	2.0	0.0
2035	2380	0	39	10.8	2.0	0.0
2040	2300	0	37	10.3	2.0	0.0
2045	2230	0	35	9.8	2.0	0.0
2050	2170	0	33	9.3	2.0	0.0
<b>1-Axis Tracking Utility PV with a 100-MW (DC) Install Size</b>						
2008	3920	–	–	–	–	–
2010						
2015	2620	0	48	13.3	2.0	0.0
2020	2510	0	45	12.6	2.0	0.0
2025	2410	0	43	12.0	2.0	0.0
2030	2310	0	41	11.4	2.0	0.0
2035	2230	0	39	10.8	2.0	0.0
2040	2160	0	37	10.3	2.0	0.0
2045	2090	0	35	9.8	2.0	0.0
2050	2030	0	33	9.3	2.0	0.0

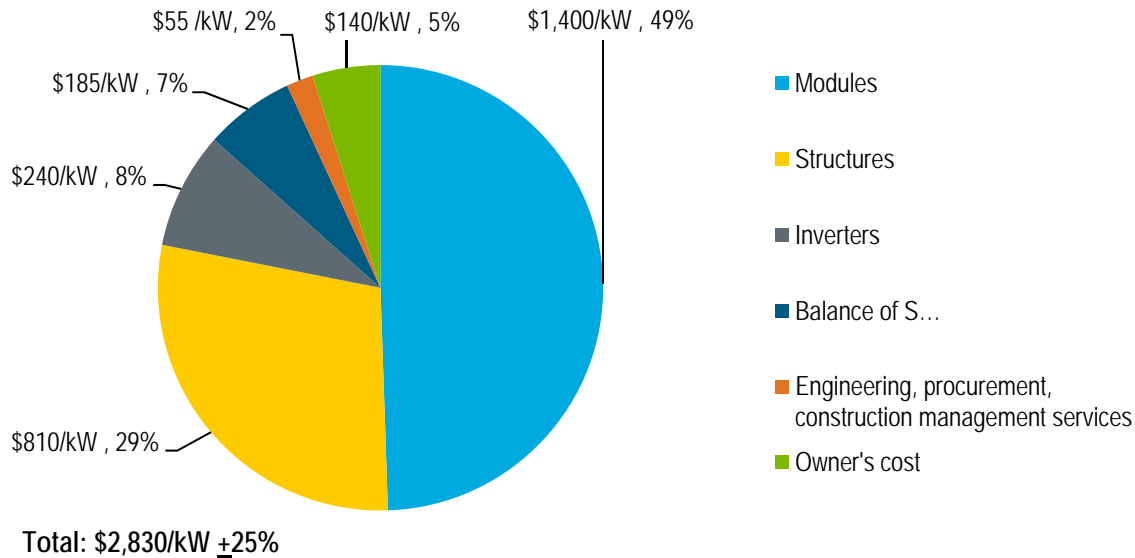


Figure 11. Capital cost breakdown for a solar photovoltaic power plant

Appendix C presents further breakdowns for photovoltaic costs.

### 3.5.2 Concentrating Solar Power Technologies

Black & Veatch has participated in numerous concentrating solar power (CSP) pilot plant and study activities since the 1970s. The company has been the independent engineer for CSP projects and has performed due diligence on CSP manufacturers. Black & Veatch has also reviewed costs in new CSP purchase agreements. This historical knowledge and recent market data was used to develop the cost estimates vetted in the WREZ stakeholder process and to subsequently update that pricing and make adjustments to owner's costs.

Multiple CSP options were represented, including CSP without storage and CSP with storage. The CSP without storage option was assumed to be represented by trough systems for all years. For the CSP option with storage, the cost data represented trough systems until 2025, after which, tower systems were represented. These model assumptions do not represent CSP technology choice predictions by Black & Veatch. The location assumed for costing of CSP systems is the Southwest United States, not the Midwest as used for other technologies. All CSP systems were based on dry-cooled technologies. The cost and performance data presented here were based on 200-MW net power plants. Multiple towers were used in the tower configuration.

Black & Veatch estimated capital costs to be 4,910 \$/kW -35% and +15% without storage and 7,060 \$/kW -35% and +15% with storage for 2010. There is greater downside potential than upside cost growth due to the expected emergence of new technology options. New CSP technologies are expected to be commercialized before 2050, and 30%-33% capital cost improvements were assumed for all systems through 2050. Table 26 and Table 27 present cost and performance data for CSP power plants without and with storage, respectively. For the with storage option, trough costs were represented in years up to and including 2025; tower costs were provided after 2025. Capital cost breakdown for the 2010 CSP plants with storage are shown in Figure 12 and Figure 13 for trough and tower systems, respectively.



**Table 26. Cost and Performance Projection for a Concentrating Solar Power Plant without Storage<sup>a</sup>**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M Cost (\$/MWh)	Fixed O&M Cost (\$/kW-Yr)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
2008	5,050	–	–	–	–	–
2010	4,910	0	50	24	0	6
2015	4,720	0	50	24	0	6
2020	4,540	0	50	24	0	6
2025	4,350	0	50	24	0	6
2030	4,170	0	50	24	0	6
2035	3,987	0	50	24	0	6
2040	3,800	0	50	24	0	6
2045	3,620	0	50	24	0	6
2050	3,430	0	50	24	0	6

<sup>a</sup> Concentrating solar power dry cooling, no storage, and a solar multiple of 1.4.

**Table 27. Cost and Performance Projection for a Concentrating Solar Power Plant with Storage<sup>a</sup>**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M Cost (\$/MWh)	Fixed O&M Cost (\$/kW-Yr)	Construction Schedule (months)	POR (%)	FOR (%)
2008	7280	–	–	–	–	–
2010	7060	0	50	24	0	6
2015	6800	0	50	24	0	6
2020	6530	0	50	24	0	6
2025	5920	0	50	24	0	6
2030	5310	0	50	24	0	6
2035	4700	0	50	24	0	6
2040	4700	0	50	24	0	6
2045	4700	0	50	24	0	6
2050	4700	0	50	24	0	6

<sup>a</sup> Concentrating solar power dry cooling, 6-hour storage, and a solar multiple of 2.

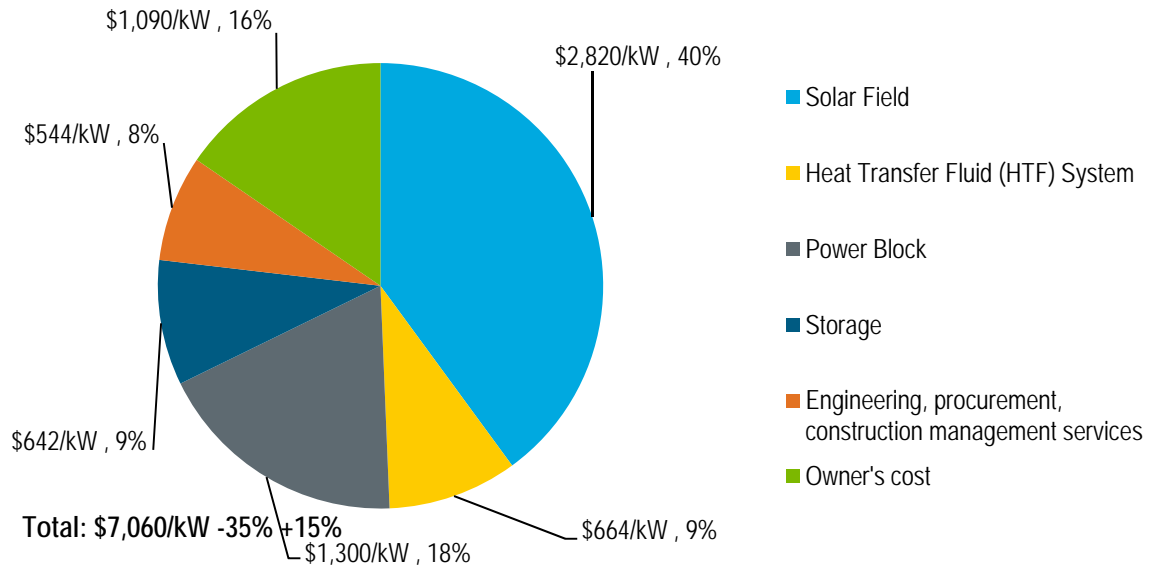


Figure 12. Capital cost breakdown for a trough concentrating solar power plant with storage

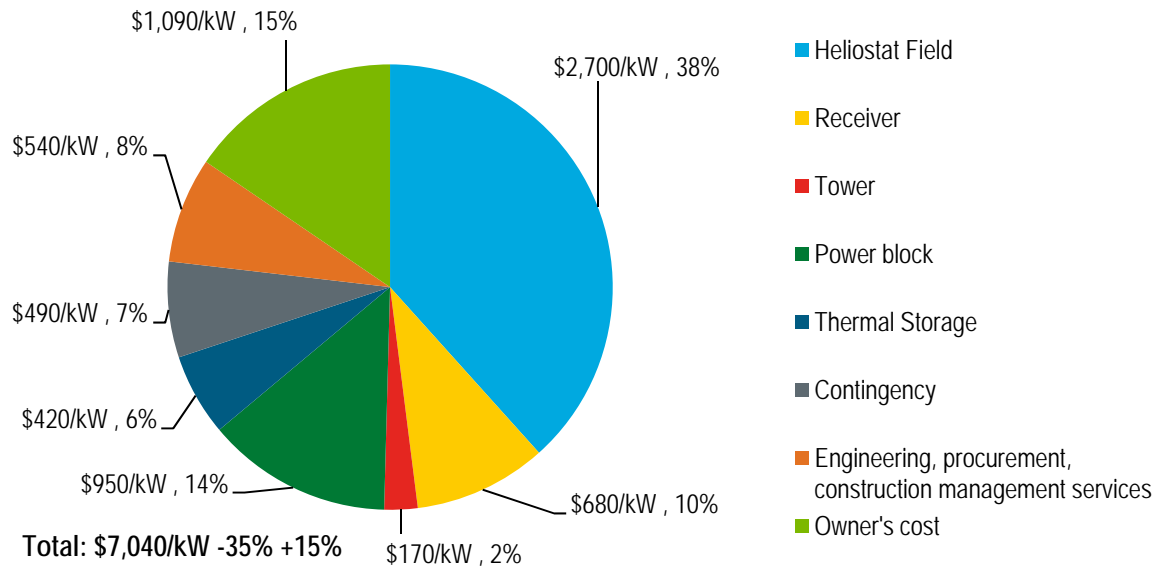


Figure 13. Capital cost breakdown for a tower concentrating solar power plant with storage

### 3.6 WIND ENERGY TECHNOLOGIES

Black & Veatch has experience achieved in 10,000 MW of wind engineering, development, and due diligence projects from 2005 to 2010. In addition, significant understanding of the details of wind cost estimates was obtained by performing 300 MW of detailed design and 300 MW of construction services in 2008. Black & Veatch also has reviewed wind project PPA pricing. This background was used to develop the cost estimates vetted in the WREZ stakeholder process and to subsequently update that pricing and adjust owner's costs. Costs are provided for onshore, fixed-bottom offshore and floating-platform offshore wind turbine installations. These cost and performance estimates are slightly more conservative than estimates identified in O'Connell and Pletka 2007 for the "20% Wind Energy by 2030" study. Improvements seen since 2004 to 2006 have been somewhat less than previously estimated as the technology more fully matures. Additional improvement is expected but at a slightly slower pace. There is both increased cost and increased performance uncertainty for floating-platform offshore systems.

#### 3.6.1 Onshore Technology

Black & Veatch estimated a capital cost at 1,980 \$/kW +25%. Cost certainty is relatively high for this maturing technology and no cost improvements were assumed through 2050. Capacity factor improvements were assumed until 2030; further improvements were not assumed to be achievable after 2030.

#### 3.6.2 Fixed-Bottom Offshore Technology

Fixed-bottom offshore wind projects were assumed to be at a depth that allows erection of a tall tower with a foundation that touches the sea floor. Historical data for fixed-bottom offshore wind EPC projects are not generally available in the United States, but NREL reviewed engineering studies and published data for European projects. Black & Veatch estimated a capital cost at 3,310 \$/kW +35%. Cost and capacity factor improvements were assumed to be achievable before 2030; cost improvements of approximately 10% were assumed through 2030 and capacity factor improvements were assumed for lower wind classes through 2030.

#### 3.6.3 Floating-Platform Offshore Technology

Floating-platform offshore wind technology was assumed to be needed in water depths where a tall tower and foundation is not cost effective/feasible. Black & Veatch viewed the floating-platform wind turbine cost estimates as much more speculative. This technology was assumed to be unavailable in the United States until 2020. Fewer studies and published sources exist compared with onshore and fixed-bottom offshore systems. Black & Veatch estimated a 2020 capital cost at 4,200 \$/kW +35%. Cost improvements of 10% were assumed through 2030 and capacity factor improvements were assumed for lower wind classes until 2030.

Table 28 through Table 33 present wind cost and performance data, including capacity factors, for onshore, fixed-bottom offshore, and floating-platform offshore technologies. Capital cost breakdowns for these technologies are shown in Figure 14 through Figure 16.

**Table 28. Cost and Performance Projection for Onshore Wind Technology**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
2008	2,060	–	–	–	–	–
2010	1,980	0	60	12	0.6	5
2015	1,980	0	60	12	0.6	5
2020	1,980	0	60	12	0.6	5
2025	1,980	0	60	12	0.6	5
2030	1,980	0	60	12	0.6	5
2035	1,980	0	60	12	0.6	5
2040	1,980	0	60	12	0.6	5
2045	1,980	0	60	12	0.6	5
2050	1,980	0	60	12	0.6	5

**Table 29. Capacity Factor Projection for Onshore Wind Technology**

Year	Capacity Factor (%)				
	Class 3	Class 4	Class 5	Class 6	Class 7
2010	32	36	41	44	46
2015	33	37	41	44	46
2020	33	37	42	44	46
2025	34	38	42	45	46
2030	35	38	43	45	46
2035	35	38	43	45	46
2040	35	38	43	45	46
2045	35	38	43	45	46
2050	35	38	43	45	46

**Table 30. Cost and Performance Projection for Fixed-bottom Offshore Wind Technology**

Year	Capita Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
2008	3,410	–	–	–	–	–
2010	3,310	0	100	12	0.6	5
2015	3,230	0	100	12	0.6	5
2020	3,150	0	100	12	0.6	5
2025	3,070	0	100	12	0.6	5
2030	2,990	0	100	12	0.6	5
2035	2,990	0	100	12	0.6	5
2040	2,990	0	100	12	0.6	5
2045	2,990	0	100	12	0.6	5
2050	2,990	0	100	12	0.6	5

**Table 31. Capacity Factor Projection for Fixed-bottom Offshore Wind Technology**

Year	Capacity Factor (%)				
	Class 3	Class 4	Class 5	Class 6	Class 7
2010	36	39	45	48	50
2015	36	39	45	48	50
2020	37	39	45	48	50
2025	37	40	45	48	50
2030	38	40	45	48	50
2035	38	40	45	48	50
2040	38	40	45	48	50
2045	38	40	45	48	50
2050	38	40	45	48	50

**Table 32. Cost and Performance Projection for Floating-Platform Offshore Wind Technology**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-Yr)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)
2020	4,200	0	130	12	0.6	5
2025	4,090	0	130	12	0.6	5
2030	3,990	0	130	12	0.6	5
2035	3,990	0	130	12	0.6	5
2040	3,990	0	130	12	0.6	5
2045	3,990	0	130	12	0.6	5
2050	3,990	0	130	12	0.6	5

**Table 33. Capacity Factor Projection for Floating-Platform Offshore Wind Technology**

Year	Capacity Factor (%)				
	Class 3	Class 4	Class 5	Class 6	Class 7
2020	37	39	45	48	50
2025	37	40	45	48	50
2030	38	40	45	48	50
2035	38	40	45	48	50
2040	38	40	45	48	50
2045	38	40	45	48	50
2050	38	40	45	48	50

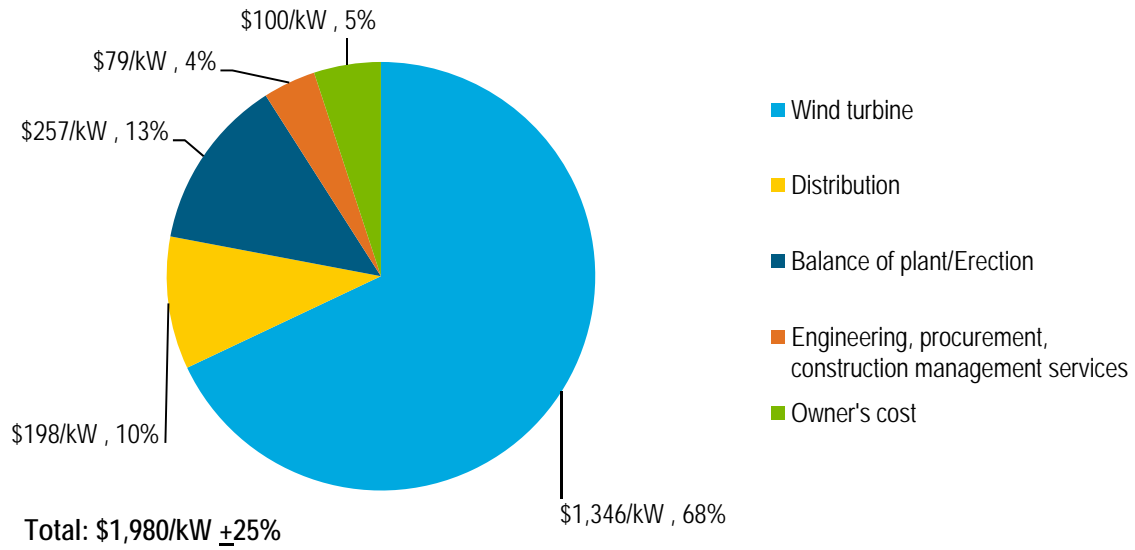


Figure 14. Capital cost breakdown for an onshore wind power plant

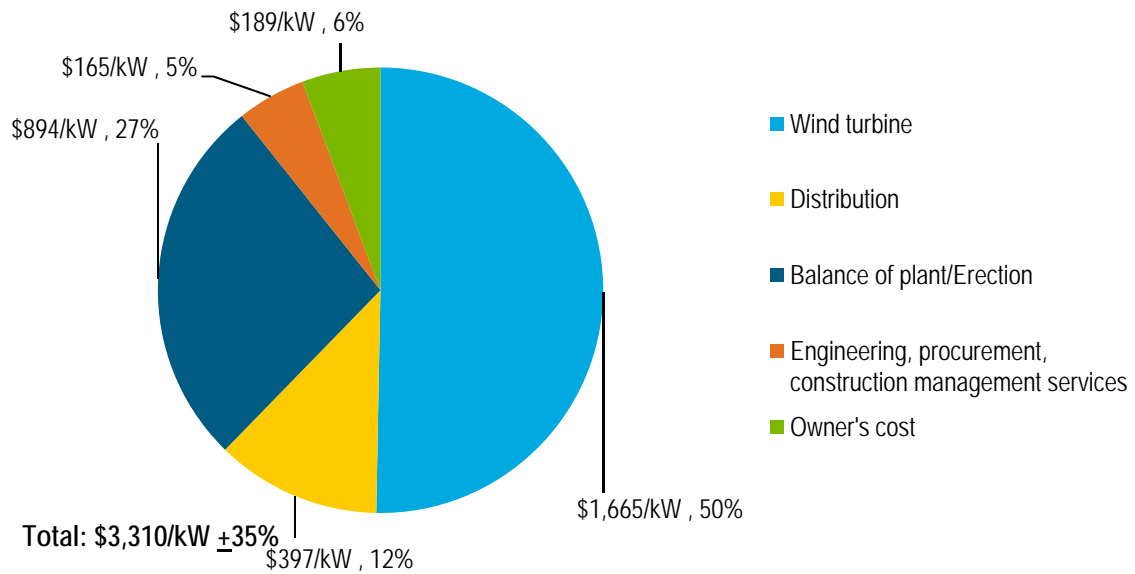


Figure 15. Capital cost breakdown for a fixed-bottom offshore wind power plant

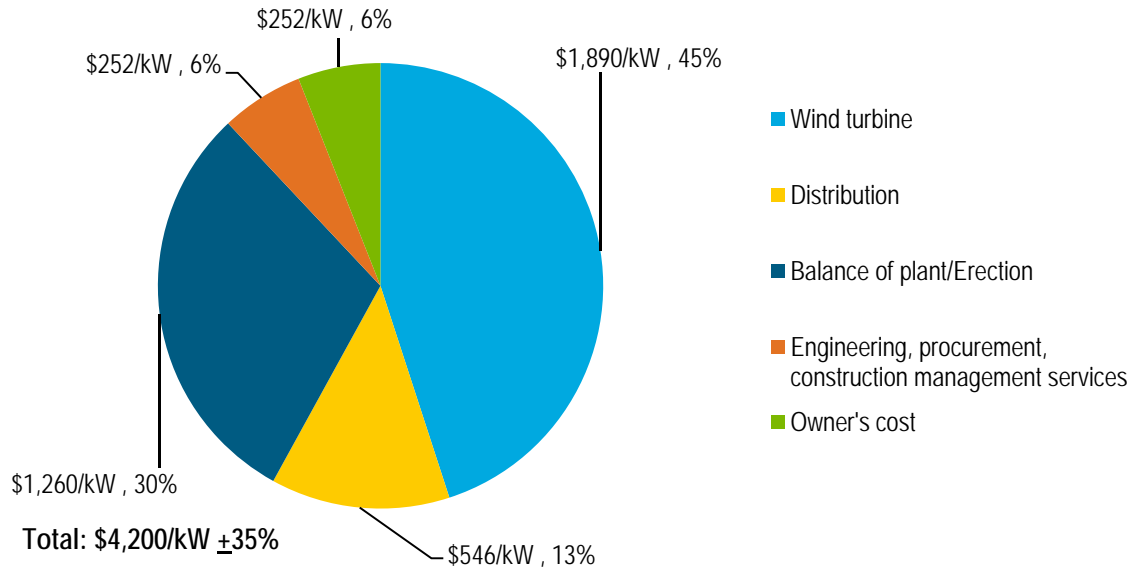


Figure 16. Capital cost breakdown for a floating-platform offshore wind power plant



## 4 Cost and Performance Data for Energy Storage Technologies

Selecting a representative project definition for compressed air energy storage (CAES) and pumped-storage hydropower (PSH) technologies that can then be used to identify a representative cost is extremely difficult; one problem is that a very low cost can be estimated for these technologies if the best circumstances are assumed (e.g., use of existing infrastructure). For example, an assumption can be made for CAES that almost no below ground cost is contributed when building a small project that can be accommodated by an abandoned gas well of adequate size. For PSH, one can assume only two existing reservoirs need to be connected with a pump and turbine at the lower reservoir. These low cost solutions can be compared to high cost solutions; for CAES, excavation of an entire cavern out of hard rock could be assumed, and for PSH construction of new reservoirs and supply of pump/turbine and interconnections between reservoirs could be assumed. These scenarios are entirely different from possible low cost or mid-cost options. While this situation makes identifying a representative, or average, project difficult, this selection must be made before the discussion of costs can be opened. The design options and associated costs for CAES and PSH are unlimited. History is no help because circumstances are now different from those that existed when the previous generation of pumped hydropower was built and because there are not a large number of existing CAES units to review. Another issue with PSH is that transmission has been equally challenging with cost and environmental issues limiting pumped options.

No CAES or PSH plants have been built recently. Further, in the case of PCH, the Electric Power Research Institute has indicated, “scarcity of suitable surface topography that is environmentally acceptable is likely to inhibit further significant domestic development of utility pumped-hydro storage.”<sup>5</sup>

Black & Veatch initially selected point estimates for CAES and PSH with ranges around points that can capture a broad range of project configuration assumptions. The disadvantage of the storage estimates initially selected is that they might not adequately reflect the very lowest cost options that may eventually be available. However, the advantage is that they are examples of what real developers have recently considered for development; developers have considered projects with these costs and descriptions to be worthy of study. They are not the least cost examples that could someday be available for consideration by developers, but they are recent examples of site and technology combinations that developers actually have had available for consideration. In addition, the PSH example is of relatively small capacity that may be suitable in a larger number of locations; it is not a less expensive, larger capacity system that may not be as available in many parts of the country. Lastly, because Black & Veatch views the costs as mid-range, they may be considered reasonably conservative. Black & Veatch recognizes that it could have chosen lower cost cases, but the cases initially shown here are representative of projects that developers have actually recently considered.

<sup>5</sup> Pumped Hydroelectric Storage, <http://www.rkmaonline.com/utilityenergystorageSAMPLE.pdf>

#### 4.1 COMPRESSED AIR ENERGY STORAGE (CAES) TECHNOLOGY

A confidential CAES in-house reference study for an independent power producer has been used for the point estimate, and the range was based on historical data. A two-unit recuperated expander with storage in a solution-mined salt dome was assumed for this estimate. Approximately 262 MW net with 15 hours of storage was assumed to be provided. Five compressors were assumed to be included. A 2010 capital cost was estimated at 900 \$/kW -30% + 75%. No cost improvement was assumed over time. Table 34 presents costs and performance data for CAES. Table 535 presents emission data for the technology.

**Table 34. Cost and Performance Projection for a Compressed Air Energy Storage Plant (262 MW)**

Year	Heat Rate (Btu/kWh)	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-year)	Round-Trip Efficiency	FOR (%)	POR (%)	Construction Schedule (Months)	Min. Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min.)	Quick Start Ramp Rate (%/min.)
2008	4910	927	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2010	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2015	4910	900	1.55	11.6	1.25	3	4	18	50	10	4
2020	4910	900	1.55	11.6	1.25	3	4	18	50	10	4
2025	4910	900	1.55	11.6	1.25	3	4	18	50	10	4
2030	4910	900	1.55	11.6	1.25	3	4	18	50	10	4
2035	4910	900	1.55	11.6	1.25	3	4	18	50	10	4
2040	4910	900	1.55	11.6	1.25	3	4	18	50	10	4
2045	4910	900	1.55	11.6	1.25	3	4	18	50	10	4
2050	4910	900	1.55	11.6	1.25	3	4	18	50	10	4

**Table 35. Emission Rates for Compressed Air Energy Storage**

SO <sub>2</sub> (lb/hr)	NO <sub>x</sub> (lb/hr)	Hg Micro (lb/hr)	PM10 (lb/hr)	CO <sub>2</sub> (kpph)
3.4	47	0	11.6	135

The capital cost breakdown for the CAES plant is shown in Figure 17.

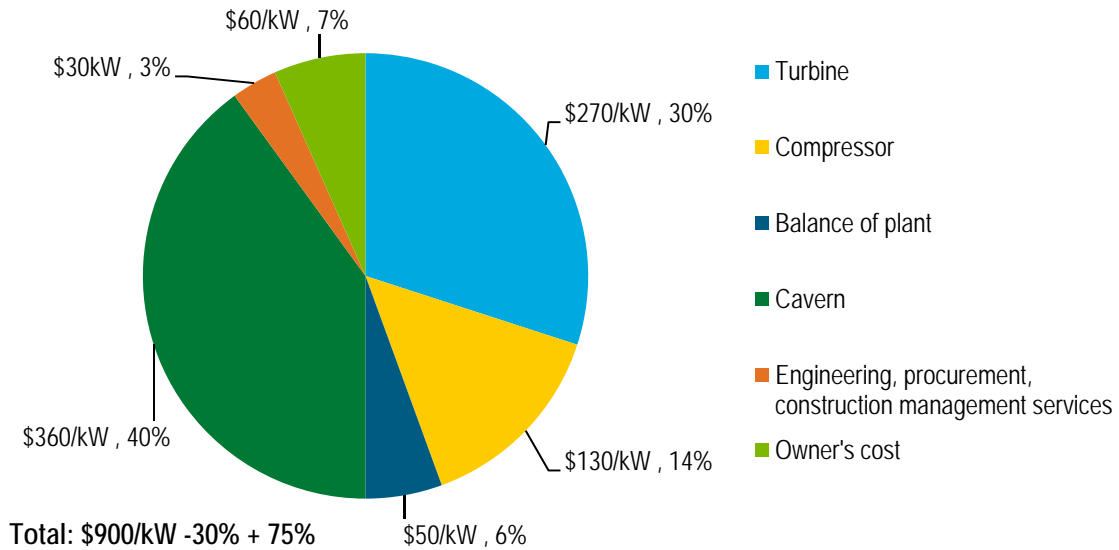


Figure 17. Capital cost breakdown for a compressed air energy storage power plant

CAES plant cost savings will occur in all cost categories over time.

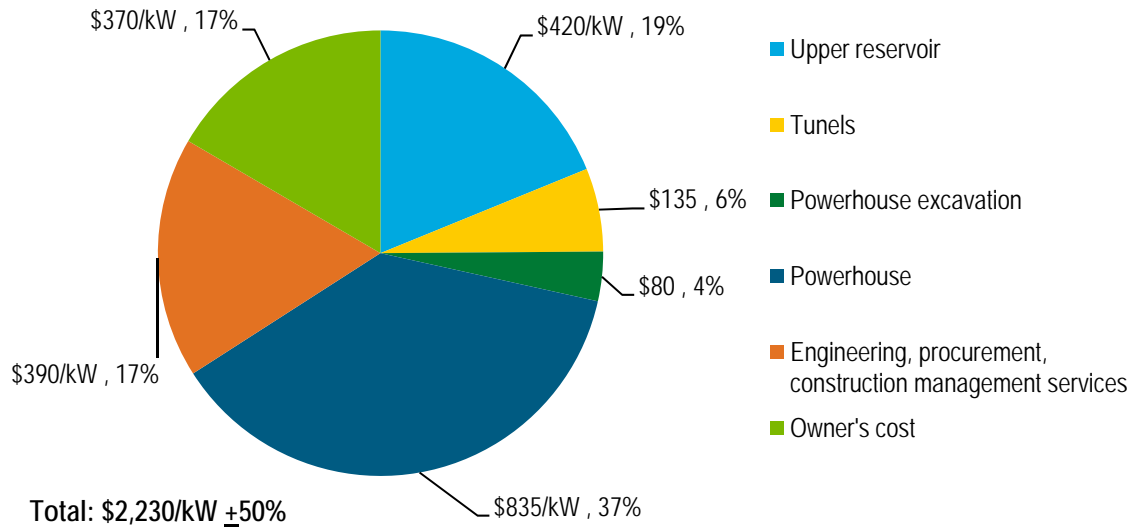
#### 4.2 PUMPED-STORAGE HYDROPOWER TECHNOLOGY

A confidential in-house reference study for an independent power producer was used for the point estimate, and the range was established based on historical data. The PSH cost estimate assumed a net capacity of 500 MW with 10 hours of storage. A 2010 capital cost was estimated at 2,004 \$/kW +50%. Appendix D provides additional detail on cost considerations for PSH technologies. This is a mature technology with no cost improvement assumed over time. A list of current FERC preliminary licenses indicates an average size between 500 and 800 MW. Cost and performance data for PSH are presented in Table 36.

**Table 36. Cost and Performance Projection for a Pumped-Storage Hydropower Plant (500 MW)**

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Round-Trip Efficiency (%)	FOR (%)	POR (%)	Construction Schedule (Months)	Min. Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min.)	Quick Start Ramp Rate (%/min.)
2008	2297	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2010	2230	0	30.8	0.8	3.00	3.80	30	33	50	50
2015	2230	0	30.8	0.8	3.00	3.80	30	33	50	50
2020	2230	0	30.8	0.8	3.00	3.80	30	33	50	50
2025	2230	0	30.8	0.8	3.00	3.80	30	33	50	50
2030	2230	0	30.8	0.8	3.00	3.80	30	33	50	50
2035	2230	0	30.8	0.8	3.00	3.80	30	33	50	50
2040	2230	0	30.8	0.8	3.00	3.80	30	33	50	50
2045	2230	0	30.8	0.8	3.00	3.80	30	33	50	50
2050	2230	0	30.8	0.8	3.00	3.80	30	33	50	50

The capital cost breakdown for the pumped-storage hydropower plant is shown in Figure 18.



**Figure 18. Capital Cost breakdown for a pumped-storage hydropower plant**

Pumped hydroelectric power plant cost savings will occur primarily in the powerhouse category over time.

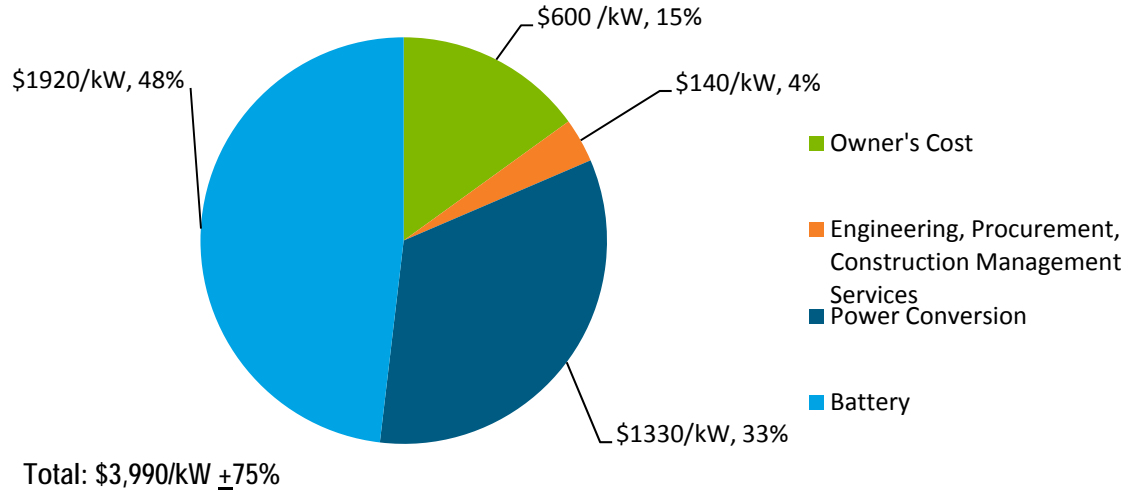
### 4.3 BATTERY ENERGY STORAGE TECHNOLOGY

A confidential in-house reference study for an independent power producer has been used for the point estimate, and the range has been established based on historical data. The battery proxy was assumed to be a sodium sulfide type with a net capacity of 7.2 MW. The storage was assumed to be 8.1 hours. A capital cost is estimated at 3,990 \$/kW (or 1,000 \$/kW and 350 \$/kWh) +75%. Cost improvement over time was assumed for development of a significant number of new battery options. Table 37 presents cost and performance data for battery energy storage. The O&M cost includes the cost of battery replacement every 5,000 hours.

**Table 37. Cost and Performance Projection for a Battery Energy Storage Plant (7.2 MW)**

(Year)	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Round-Trip Efficiency (%)	FOR (%)	POR (%)	Construction Schedule (Months)	Min. Load (%)	Spin Ramp Rate (%/sec)	Quick Start Ramp Rate (%/sec)
2008	4110	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2010	3990	59	25.2	0.75	2.00	0.55	6	0	20	20
2015	3890	59	25.2	0.75	2.00	0.55	6	0	20	20
2020	3790	59	25.2	0.75	2.00	0.55	6	0	20	20
2025	3690	59	25.2	0.75	2.00	0.55	6	0	20	20
2030	3590	59	25.2	0.75	2.00	0.55	6	0	20	20
2035	3490	59	25.2	0.75	2.00	0.55	6	0	20	20
2040	3390	59	25.2	0.75	2.00	0.55	6	0	20	20
2045	3290	59	25.2	0.75	2.00	0.55	6	0	20	20
2050	3190	59	25.2	0.75	2.00	0.55	6	0	20	20

The capital cost breakdown for the battery energy storage plant is shown in Figure 19.



**Figure 19. Capital Cost Breakdown for a Battery Energy Storage Plant**

Battery energy storage plant cost reductions will occur primarily in the battery cost category over time.



## 5 References

Kane, M. (2005, April). "California Small Hydropower and Ocean Wave Energy: Resources in Support of the 2005 Integrated Energy Policy Report." Staff paper presented at the California Energy Commission, May 9, 2005. CEC-500-2005-074. Sacramento, CA: California Energy Commission.

Coulomb, L.; Neuhoﬀ, K. (2006, February). "Learning Curves and Changing Product Attributes: the Case of Wind Turbines." CWPE 0618 and EPRG 0601. Cambridge: Electricity Policy Research Group, University of Cambridge.

Delacruz, P.; Goldstein, G.; Wright, E. (n.d.). "US Technology Choices, Costs and Opportunities under the Lieberman-Warner Climate Security Act: Assessing Compliance Pathways." [http://docs.nrdc.org/globalWarming/files/glo\\_08051401a.pdf](http://docs.nrdc.org/globalWarming/files/glo_08051401a.pdf).

International Energy Agency (IEA). (2000). *Experience Curves for Energy Technology Policy*. ISBN 92-64-17650-0-2000. Paris: International Energy Agency. <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/curve2000.pdf>.

Electric Power Research Institute (EPRI). (n.d.). Tidal energy reports. <http://oceanenergy.epri.com/streamenergy.html#reports>.

EPRI. (n.d.). Wave energy reports. <http://oceanenergy.epri.com/waveenergy.html#reports>

FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*). (2008, June). "Increasing Costs in Electric Markets." <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/06-19-08-cost-electric.pdf>.

Folley M.; Elsaesser B.; Whittaker T. (2009, September) Analysis of the Wave Energy Resource at the European Marine Energy Centre. Belfast: Belfast: Queen's University Belfast; RPS Group Plc.

GTP (Geothermal Technologies Program), U.S. Department of Energy (DOE). (2008a). "Multi-Year Research, Development and Demonstration Plan: 2009–2015 with Program Activities to 2025 (DRAFT)." Washington, DC: U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy. [https://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/gtp\\_myRDD\\_2009-complete.pdf](https://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/gtp_myRDD_2009-complete.pdf).

GTP. (2008b). "An Evaluation of Enhanced Geothermal Systems Technology." Washington, DC: U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy. [http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/evaluation\\_egs\\_tech\\_2008.pdf](http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/evaluation_egs_tech_2008.pdf).

Hagerman, G.; Bedard, R.; Previsic, M. (2004a, June). "E2I EPRI Survey and Characterization of Potential Offshore Wave Energy Sites in Maine." Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute. E2I EPRI WP-003-ME. [http://oceanenergy.epri.com/attachments/wave/reports/003\\_Maine\\_Site\\_Report\\_Rev\\_1.pdf](http://oceanenergy.epri.com/attachments/wave/reports/003_Maine_Site_Report_Rev_1.pdf)

EPRI. (2004b, May). "E2I EPRI Survey and Characterization of Potential Offshore Wave Energy Sites in Washington." Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute. E2I EPRI WP WA 003. [http://oceanenergy.epri.com/attachments/wave/reports/003\\_Washington\\_Site\\_Report.pdf](http://oceanenergy.epri.com/attachments/wave/reports/003_Washington_Site_Report.pdf)

EPRI. (2004c, May). "E2I EPRI Survey and Characterization of Potential Offshore Wave Energy Sites in Oregon." Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute. E2I EPRI WP-OR-003. [http://oceanenergy.epri.com/attachments/wave/reports/003\\_Oregon\\_Site\\_Report.pdf](http://oceanenergy.epri.com/attachments/wave/reports/003_Oregon_Site_Report.pdf)

IHS Cambridge Energy Research Associates (CERA). (2009). "Power Capital Costs Index Shows Construction Costs Peaking in 2009 for All Types Of New Power Plants." June 23, 2009. <http://www.cera.com/asp/cda/public1/news/pressReleases/pressReleaseDetails.aspx?CID=10429>. Accessed September 24, 2010.

Kelton, S.; Sturgeon, J.I.; Richman, B. (2009, October). "Which Way Forward? Alternative Paths for Generating Electricity in America's Heartland: How will Missouri, Oklahoma, Nebraska and Kansas Cope with the Challenges and Opportunities that Lie Ahead?" Economic Consulting Solutions, Inc.

Lazard (2009, February). "Levelized Cost of Energy Analysis-Version 3.0."

Lovekin, J.; Pletka, R. (2010). "Geothermal Assessment as Part of California's Renewable Energy Transmission Initiative (RETI)." In proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, April 25-29, 2010.

O'Connell, R.; Pletka, R. (2007). *20 Percent Wind Energy Penetration in the United States: A Technical Analysis of the Energy Resource*. 144864. Prepared by Black & Veatch, Overland Park, KS. Washington, DC: American Wind Energy Association.

Pletka, R.; Finn, J. (2009, October). *Western Renewable Energy Zones, Phase 1: QRA Identification Technical Report*. NREL/SR-6A2-46877. Work performed by Black & Veatch Corporation, Overland Park, KS. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/46877.pdf>.

Shelley, S. (2008). "Buying a Gas Turbine, No Quick Pick." *Turbomachinery International* (January/February 2008).

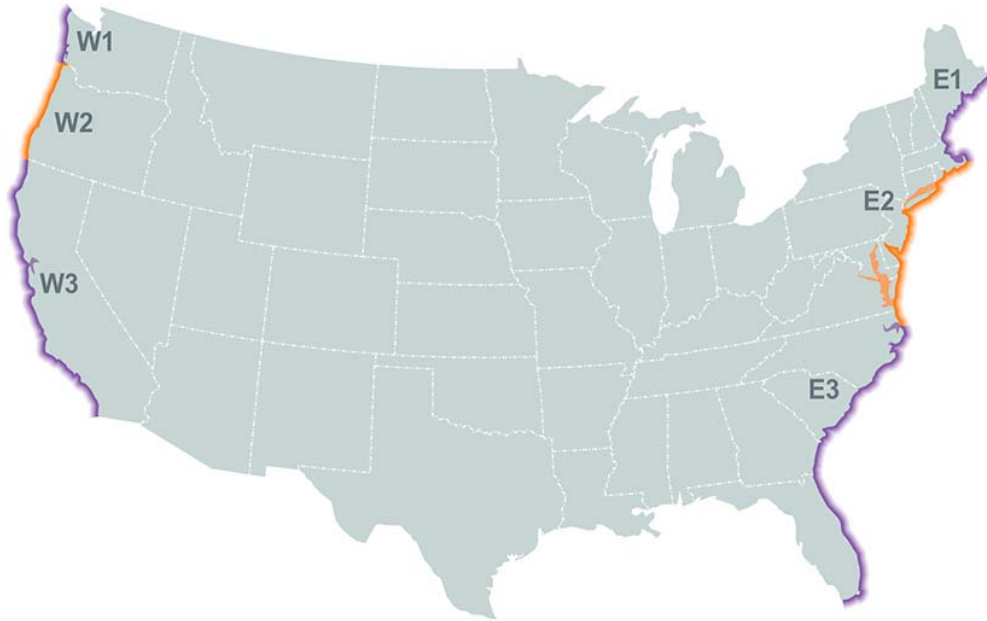
## Appendix A. Energy Estimate for Wave Energy Technologies

### RESOURCE ESTIMATE

This appendix documents an analysis of the wave energy resource in the United States and provides the basis for information presented in Section 0 above.

#### Coastline of the United States

Using Google Earth, Black & Veatch sketched a rough outline of the East and West Coasts of the United States, and divided each into coastal segments to match the available wave data, as described in Figure A-1 and Table A-1. The states of Alaska and Hawaii were not included.



**Figure A-1. Designated Coastal Segments**

W1: Neah Bay, WA (26.5 kW/m @ ? m)      E1: Portland, ME(4.9 kW/m @ 19 m)  
 W2: Coquille, OR (21.2 kW/m @ 64 m)      E2: Middle (13.8 kW/m @ 74 m)  
 W3: San Francisco, CA (20 kW/m @ 52 m)      E3: South East ( kW/m @ m)

**Table A-1. Length of Coastlines in United States**

Coastal Segment	Coastline Length (km)	Description
W1	238	Washington
W2	492	Oregon
W3	1322	California
<b>West Total</b>	<b>2052</b>	
E1	465	Maine–Massachusetts
E2	942	Massachusetts–North Carolina
E3	1390	North Carolina–Florida
<b>East Total</b>	<b>2797</b>	

### Wave Energy Resource

Wave energy resource data for West Coast sites (Washington, Oregon, and California) and northern East Coast sites (Maine and Massachusetts) were extracted from several relevant reports (EPRI n.d.).

In addition to data from a small number of specific buoys, EPRI (n.d.) contained annual average power for sites along the coasts of selected states, as shown on Figure A-2. These data were used to estimate the wave energy resource for the contiguous United States.

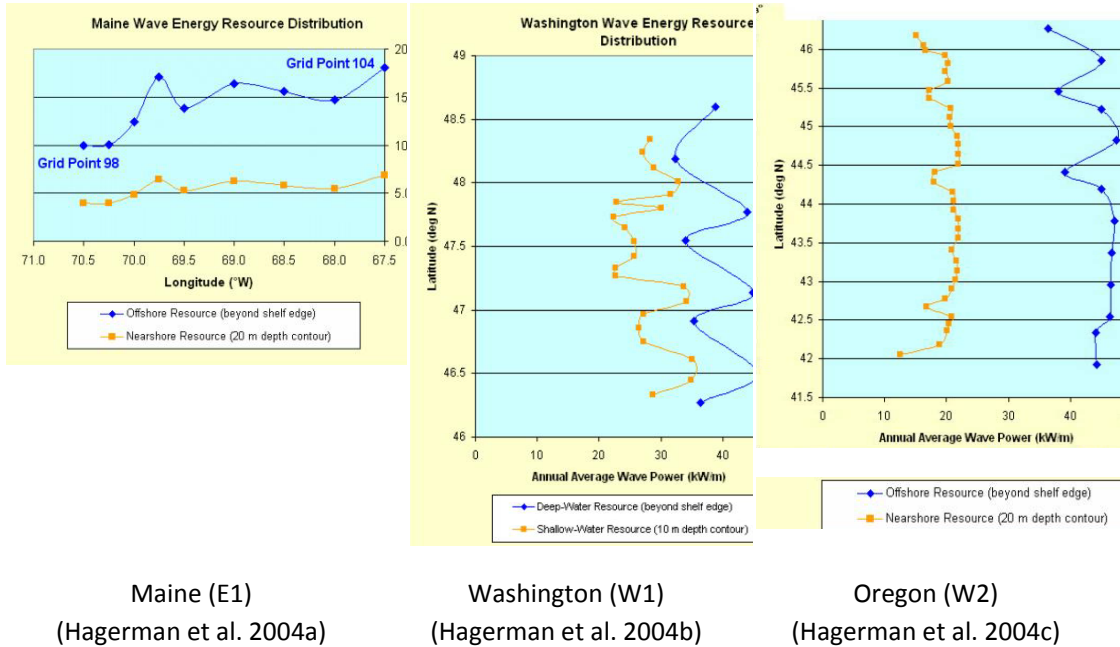
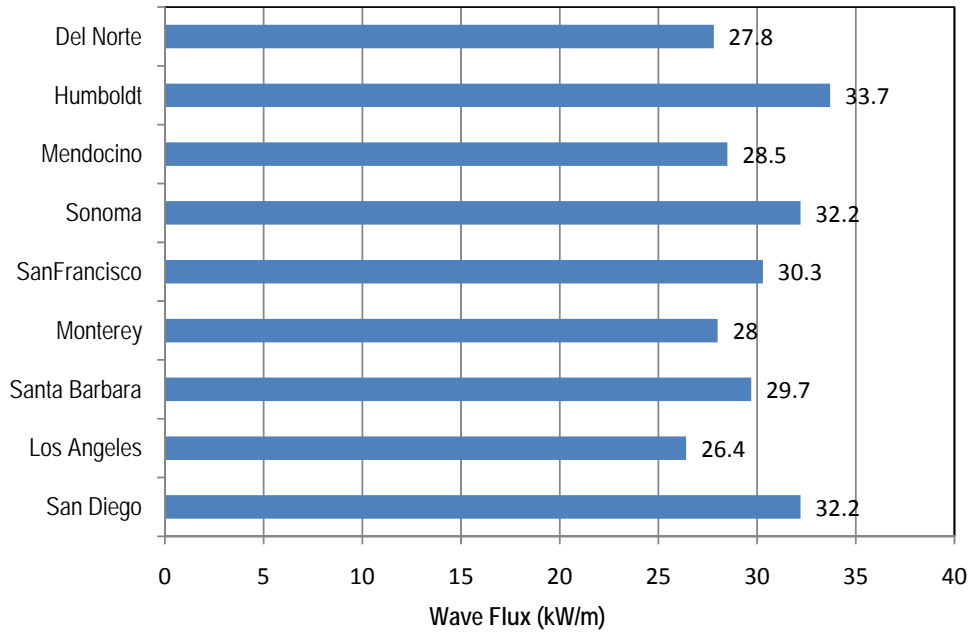


Figure A-2. Wave Flux for Maine, Washington, and Oregon

In addition to the EPRI data, wave flux results (in kW/m), from Kane (2005, Table 8) were also used to estimate California’s wave energy resource as shown in Figure A-3. Most sites assessed in Kane are deeper than 100 m, but approximately 3 of the 10 sites are from shallower buoys, including Del Norte (60 m), Mendocino (82 m), and Santa Cruz (13 m, 60-80 m).



**Figure A-3. Wave Flux for California**  
(Coastal segment W3, Figure A-1) (Kane 2005, Table 8)

The available data were used to estimate an average wave energy resource for each coastal segment. As a spot check, the EPRI (n.d.) cites 20 kW/m wave flux at 52-m depth at the San Francisco site, which approximately matches the 30 kW/m cited by Kane (2005, Table 8) for San Francisco at a deep site. Consequently, both studies were used with relative confidence. No wave resource data were found for the central (E2, Figure A-1) and southern (E3) East Coast.

### Normalizing to 50-m Depth

All wave resources were normalized to a 50-m depth contour. This depth is believed to represent for the next 10 years the average depth targeted by most wave energy developers, and is the basis for the cost estimates presented below. Within the next 50 years, exploiting the wave energy resource at greater depths will likely be possible. While more energy may be available at deeper sites, it might not be as commercially exploitable, as the wave direction would be more variable and grid connection costs would increase significantly.

The wave energy data presented above are sourced from deep water off the continental shelf. Results from a study by Queen’s University Belfast & RPS Group (Folley et al. 2009) were used to estimate the resource at 50-m depth. Using wave data and modeling for the European Marine Energy Centre (EMEC) site in Scotland, Folley et al. calculated the gross (omni-directional), net (directionally resolved), and exploitable (net power less than four times the mean power density) for a number of site depths. Figure A-4 shows the results from this study.

Given the lack of other available data, Black & Veatch assumed the EMEC results apply to the United States and used them to estimate gross power at 50-m depth from U.S. offshore wave data from the previously mentioned sources (taken to be offshore – all directions). By multiplying the U.S. offshore data by 23.5/41 (as read from Figure A-4), the wave flux was normalized to 50-m depth.

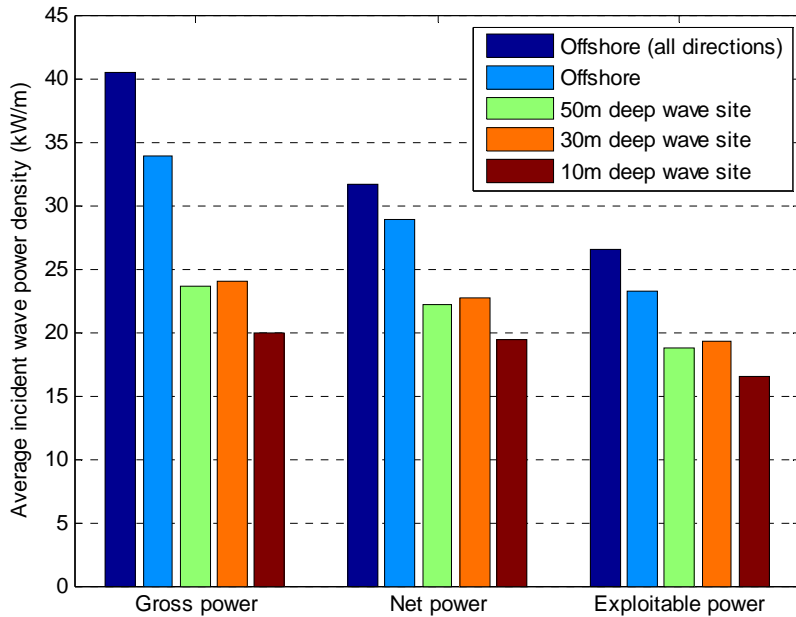


Figure A-4. Gross v. Exploitable Power at Varying Sea Depths

(Folley et al. 2009, p. 7)

However, the particular site conditions at the EMEC site might mean these conclusions are not applicable to all sites. Local bathymetry can create high and low resource areas, and the seabed slope is relatively steep at the EMEC site, which reduces the distance between deep and shallow sites and the energy dissipated between them. It is, for example, clear from Figure A-2 that the wave energy resource dissipation from offshore to near shore is much higher in Oregon than it is in Washington.

Additional studies are needed to establish the validity of this relationship for the U.S. coastline, but it is believed to be a reasonable first estimate.

### Directionality

Black & Veatch was not able to locate directional wave data for U.S. sites; a directionality of 0.9, which has historically been used for UK wave energy sites, was therefore assumed for the *Base Case*.

A *Pessimistic Scenario* (low-deployment) and an *Optimistic Scenario* (high deployment) were developed to reflect the uncertainty in the U.S. wave resource. In the *Pessimistic Scenario* and the *Optimistic Scenario*, factors of 0.8 and 1.0 respectively were applied to reflect the fact that at some sites the wave resource is more focused than at others (particularly in shallower waters) and that some wave devices are able to cope with directionality more efficiently than others (e.g., point absorbers).

### Spacing

The spacing between the devices was not considered in the estimate of the wave energy resource, as the resource study is based on available wave energy per wave front. Hence, no farm configuration was considered for the wave devices, and energy available is based only on a percentage of extraction from the available resource.

### Conversion from Absorbed Power to Electrical Power

A wave energy converter efficiency of 70% from the absorbed power to the electrical power generated at shore was generally assumed, as 70% is the typical value used for wave devices. In the *Pessimistic Scenario*, efficiency of 60% is assumed and 80% is assumed in the *Optimistic Scenario*.

### Exploitable Coastline

In the *Base Case*, 50% of the coastline length was estimated to be exploitable. In the *Optimistic Scenario*, the full length of coastline was considered exploitable, reflecting the fact that if a site would not be suitable for development at 50 m in the next few years, it might be exploitable at deeper or shallower waters in the next 50 years. Under the *Pessimistic Scenario*, 25% of the coastline was considered exploitable.

### Extractable Energy from the Wave Resource

Clearly, the whole energy resource cannot be extracted from the wave front without impacting the environment and the project economics. Black & Veatch did not consider environmental issues and set the criteria for extractable wave energy on the economical cut-off point. As a wave energy project is believed to be uneconomical for wave resource lower than a 15 kW/m threshold, the percentage of extractable power compared to the available resource was set to ensure the available wave resource does not drop below this economic threshold.

### Wave Energy Regime

The wave resource was classified into wave energy regimes as shown in Table A-2.

**Table A-2. Wave Energy Regime Classification**

Wave Energy Regime	Wave Flux at 50-m Depth (kW/m)
Very Low	< 15
Low	15–20
Medium	20–25
High	> 25

The wave energy resource (in kW/m) data were reviewed for each site, and a split in the resource was estimated (Table A-3). For example, because approximately 10 of the 13 data points for the W2 (Oregon) coastline have a wave energy resource above 25 kW/m, 75% of the resource was estimated as high,” with the remainder being estimated as “medium.”

**Table A-3. Wave Energy Regime Split**

	Very Low	Low	Medium	High
W1	–	–	100%	0%
W2	–	–	25%	75%
W3	–	100%	–	–
E1	100%	–	–	–
E2	100%	–	–	–
E3	100%	–	–	–

Coastal segment E1 (Figure A-1), with a peak average offshore wave energy resource of less than 20 kW/m, corresponding to an equivalent wave energy resource of less than 11 kW/m at 50 m, was classified as “very low” and was not counted in the wave resource estimate. Coastal segments E2 and E3 were both assumed to have a milder wave regime than E1, and therefore to also fall into the “very low” category and were not included in the resource estimate.

### Wave Energy Mean Annual Resource

By multiplying the average wave energy resource (at 50 m depth) for each segment by the coastal length, and the wave energy regime split (Table ATable -3), the U.S. wave energy resource was estimated for the Base Case as shown in Table A-4. This estimate does not construe any device capacity factors but does take into account the directionality, efficiencies, and exploitable percentage explained above. The values are given in MW, and hence they represent mean annual electrical power.

**Table A-4. Mean Annual U.S. Wave Energy Resource (MW)—Base Case**

Coastal Segment	Low	Medium	High	Total
W1	–	707	–	707
W2	–	476	1,429	1,905
W3	1,539	–	–	1,539
<b>West Total</b>	1,500	1,200	1,400	4,100
<b>East Total</b>	–	–	–	–
<b>TOTAL</b>	1,500	1,200	1,400	4,100

As explained above, the mean annual U.S. wave energy resource for the *Pessimistic* and *Optimistic Scenarios* are shown in Table A-5 and Table A-6 respectively, consistent with the directionality, the spacing, and the percentage of coastline exploitable assumptions for these Scenarios described above.

**Table A-5. Mean Annual U.S. Wave Energy Resource (MW)—Pessimistic Scenario**

Coastal Segment	Low	Medium	High	Total
W1	–	269	–	269
W2	–	181	544	726
W3	586	–	–	586
<b>West Total</b>	600	500	500	1,600
<b>East Total</b>	–	–	–	–
<b>TOTAL</b>	600	500	500	1,600



**Table A-6. Mean Annual U.S. Wave Energy Resource (MW)—Optimistic Scenario**

Coastal Segment	Low	Medium	High	Total
W1	–	1,795	–	1,795
W2	–	1,210	3,629	4,838
W3	3,908	–	–	3,908
<b>West Total</b>	3,900	3,000	3,600	10,500
<b>East Total</b>	–	–	–	–
<b>TOTAL</b>	3,900	3,000	3,600	10,500

### Capacity Factor

The U.S. wave resource is smaller than the UK resource. Black & Veatch based its cost estimates on UK-based technologies designed mostly for UK sites. The rated power and power matrix that is being used in this cost estimate was developed for an average UK site of approximately 30 kW/m, which is higher than for any U.S. site. Typically, technology developers would change the rated power conditions and tuning of their device to match a lower power resource site, however, in this analysis the technologies have not been optimized for the different site conditions.

Table A-7 shows the capacity factors that were applied in the cost estimates for the different resource bands. As explained above, these are lower than they would be if the device were optimized specifically for a U.S. site rather than for a UK site, but this is not expected to make a significant difference to the results, bearing in mind the other potential uncertainties in the analysis.

**Table A-7. Capacity Factors for the Different Resource Bands in the United States**

Resource Band	Representative Site	Capacity Factor
Low (15 kW/m–20 kW/m)	Massachusetts	15%
Medium (20 kW/m–25 kW/m)	Oregon	20%
High (25 kW/m–30 kW/m)	UK	25%

### Installed Capacity Limits in the United States

The values in Tables A-4 to A-6 are annual average power generation as they were calculated from the annual wave energy resource available from the wave front. To estimate the corresponding installed capacity, the values stated above were divided by the capacity factors given in Table A-7. Clearly, major uncertainties are inherent to the wave resource in the United States, and hence the total wave energy resource ranges from 9,000 MW to 55,000 MW electrical installed capacity (including efficiencies), as shown in Table A-8 and Figure A-5.

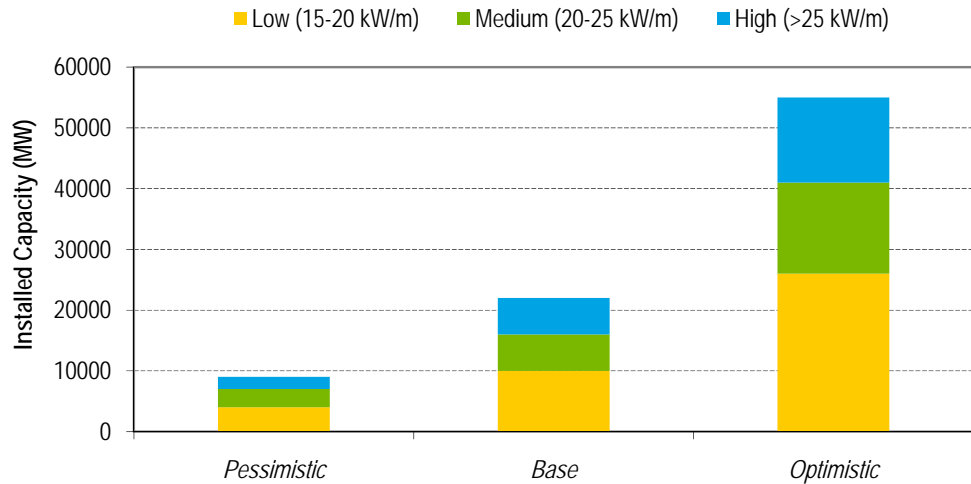


Figure A-5

Table A-8. U.S. Wave Energy Resource (MW)—Installed Capacity Summary for all Scenarios

Scenario	Low Band (15-20 kW/m)	Medium Band (20-25 kW/m)	High Band (>25 kW/m)	Total
<i>Pessimistic</i>	4,000	3,000	2,000	9,000
<i>Base Case</i>	10,000	6,000	6,000	22,000
<i>Optimistic</i>	26,000	15,000	14,000	55,000

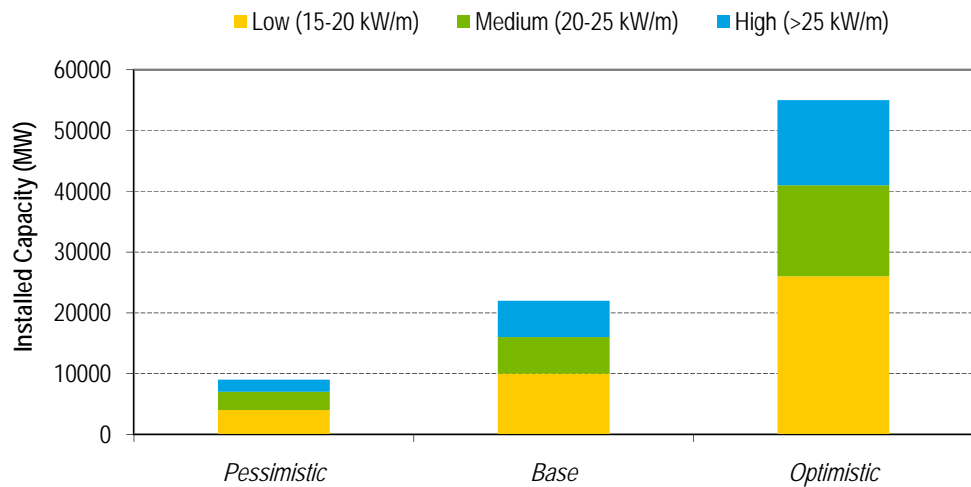


Figure A-5. Wave resource estimate for different scenarios

## COST OF ENERGY ESTIMATE

To forecast the future cost of energy of wave power in the United States, a number of key assumptions must be made. Initially, a deployment scenario must be generated to forecast the potential growth of the industry; a starting cost of energy must be determined based on the current market costs; and, a learning rate or curve is required to reflect potential reductions in the cost of energy with time. This section details Black & Veatch's methods to determine a future forecast of the potential economics of the wave power industry in the United States.

Given the relative uncertainties due to the early stage of the wave power market, an *Optimistic Scenario*, a *Base Case*, and a *Pessimistic Scenario* were considered for the deployment rates, cost of electricity, and learning rates. The *Base Case* represents Black & Veatch's most likely estimate, while the *Optimistic* and *Pessimistic Scenarios* represent the potential range of the primary uncertainties in the analysis.

### Wave Deployment Estimate

#### Global Deployment

Global deployment is required to drive the learning rate of a technology; therefore, Black & Veatch developed an assumption for the deployment of wave energy converters globally to 2050. This estimate was made identifying the planned short term (to 2030) future deployments of the leading wave energy converter technologies. The growth rate from 2020 to 2030 was then used as a basis to estimate the growth to 2050. This growth rate was decreased annually by 1% from 2030 and each subsequent year in order to represent a natural slowing of growth that is likely to occur. The year 2030 was chosen as the start date for the slowdown as this would represent approximately 20 years of high growth, which is reasonable based on slowdowns experienced in other industries (e.g., wind) that have reflected resource and supply chain constraints.

Not all developers are likely to prove successful, and naturally, not all planned installations will proceed. As such, weighting factors were applied to reflect the uncertainty related to both the developers' potential success and their projects' success.

#### Deployment in the United States

Deployment in the United States has been based on the growth rate of global deployment. The current installed capacity and the planned installed capacity for 2010 in the United States were calculated. These starting values were then used in combination with the global growth rate to determine the scenarios for U.S. deployment to 2050. The growth rates for the *Optimistic Scenario*, the *Base Case*, and the *Pessimistic Scenario* were based on 25% of high, 16% of base, and 8% of low global deployment scenarios respectively and therefore each was assigned a unique growth rate. The total resource installed capacities estimates for the scenarios calculated above were applied. Figure A-6 shows the results of the analysis.

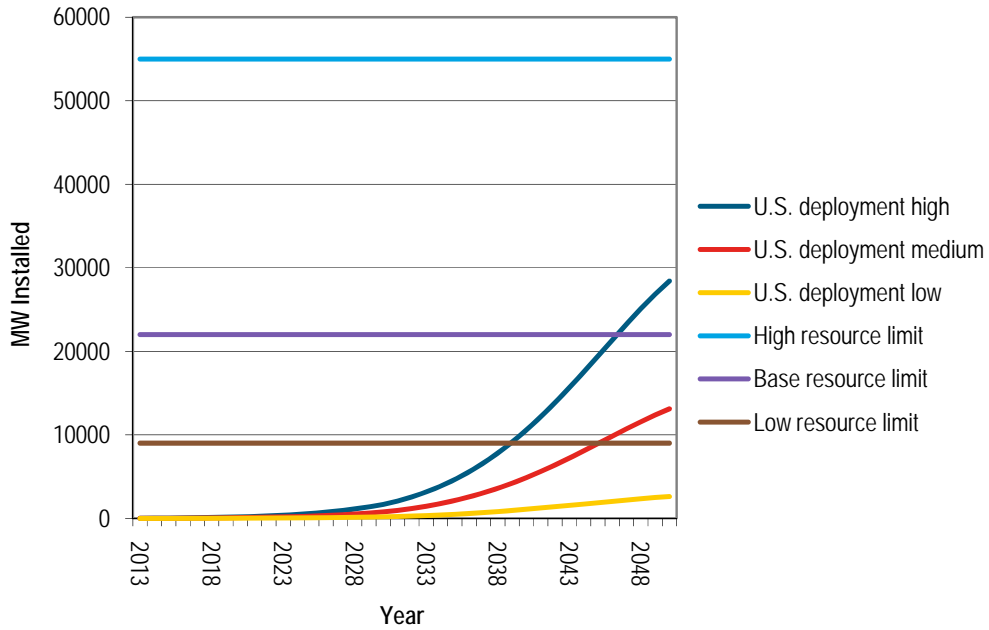


Figure A-6. Deployment Scenarios for Wave Power in the United States to 2050

The analysis shows that the United States could install to approximately 13 gigawatt (GW) by 2050 in the *Base Case* with an *Optimistic* deployment scenario of approximately 28.5 GW; the *Pessimistic* deployment scenario installed 2.5 GW by 2050; none of the scenarios reaches its respective deployment limit. The growth rates vary among the deployment scenarios; these different rates are the major contributing factor to the large variance among the scenarios and reflect the current lack of understanding of the U.S. resource and the early stage of development of the wave energy converter industry.

### Deployment Assumption

Given the relatively low energy density of U.S. wave resource sites, it was assumed that 1) developers would aim to maximise project economics for early projects and would thus deploy only at sites in the high-band wave resource, 2) that when this is exhausted, the medium-band resource sites would be exploited, and 3) that the low resource sites would be used only after the medium-band resource was exhausted. It is also assumed that the effects of the learning curve will make the medium- and low-resource sites more feasible in the future. This order of exploitation is a key assumption used throughout the cost modelling and will naturally result, as seen below, in distinct offsets in cost of electricity projections at the points of transition between the resource bands.

### Deployment Constraints

The deployment growth is limited only by the resource constraints. It was assumed that all other factors impacting deployment would be addressed, including but not limited to: financial requirements, supply chain infrastructure, site-specific requirements, planning, and supporting grid infrastructure.

## Learning

To form a judgment as to the likely learning rates that can reasonably be assumed for the coming years, it is appropriate to first consider empirical learning rates from other emerging renewable energy industries. This section provides an overview of learning experience from similar developing industries, suggests applicable learning rates for wave technology, and considers scenarios for future generation costs. Figure A-7 shows learning rate data for a range of emerging renewable energy technologies.

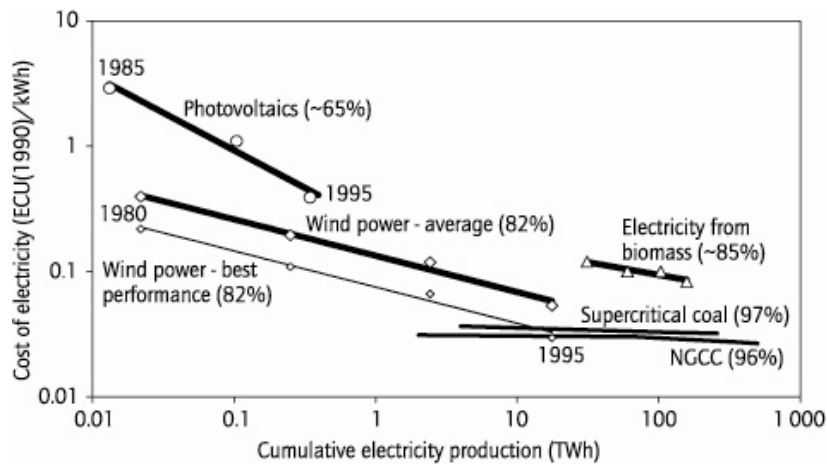


Figure A-7. Learning in Renewable Energy Technologies

(IEA 2000)

Cost and cumulative capacity are observed to exhibit a straight line when plotted on a log-log diagram; mathematically, this straight line indicates that an increase by a fixed percentage of cumulative installed capacity gives a consistent percentage reduction in cost. For example, the progress ratio for photovoltaics during 1985–1995 was approximately 65% (learning rate approximately 35%), and the progress ratio for wind power between 1980 and 1995 was 82% (learning rate 18%).

Any discussion as to the likely learning rates that may be experienced in the wave energy industry will be subjective. The closest analogy for the wave industry has been assumed to be the wind industry. A progress ratio as low as wind energy (82%) is not expected for the wave industry for the following reasons:

- In wind, much of the learning was a result of doing “the same thing bigger” or “upsizing” rather than “doing the same or something new.” This upsizing has probably been the single most important contributor to cost reduction for wind, contributing approximately 7% to the 18% learning rate.<sup>6</sup> Most wave energy devices (particularly resonant devices) do not work in this way. A certain size of device is required for a particular location to minimize the energy cost, and simply making larger devices does not reduce energy costs in the same way. Nevertheless, wave devices can benefit from the economies of scales of building farms with larger devices and larger numbers of devices.

<sup>6</sup> See, for example, Coulomb and Neuhoff 2006, which calculates an 11% learning rate for wind excluding learning due to “upsizing.”

- Unlike wind in which the market has mostly adopted a single technical solution (3-bladed horizontal-axis turbine), there are many different technology options for wave energy devices and there is little indication at this stage as to which technology is the best solution. This indicates that learning rate reductions will take longer to realize when measured against cumulative industry capacity.

The learning rates for wave energy converters have been developed as per the above discussion and are presented in Table A-9. The learning rates for the United States were assumed to be 1% less than what would be expected in the UK, as the energy densities of the perspective sites are lower (which suggests that there may be less room for cost improvement).

**Table A-9. Learning Rates**

Scenario	Learning Rate
<i>Optimistic</i>	15%
<i>Base Case</i>	11.5%
<i>Pessimistic</i>	8%

## Cost of Energy

### Cost Input Data

Black & Veatch used its experience in the wave energy converter industry to develop a cost of electricity for a first 10-MW farm assuming 50 MW installed globally, which effectively represents the cost of the initial commercial farm; these costs are presented in Table A-10. The costs presented are considered an industry average covering both off-shore and near-shore wave technologies. Learning rates were applied to the cost of electricity only after the 50 MW of capacity was installed worldwide.

Table A-10. Cost Estimate for a 10-MW Wave Farm after Installation of 50 MW

Resource	Costs	Costs (\$ million)		Performance (%)		Cost of Electricity(c/kWh)
		Capital	Operating (annual)	Capacity Factor	Availability	
High-band Resource (25-30 kW/m)	<i>Pessimistic</i>	73	4.6	23%	88%	69
	<i>Base Case</i>	62	3.9	25%	92%	50
	<i>Optimistic</i>	50	3.4	28%	95%	37
Medium-band Resource (20-25 kW/m)	<i>Pessimistic</i>	77	4.8	18%	88%	91
	<i>Base Case</i>	66	4.1	20%	92%	67
	<i>Optimistic</i>	53	3.5	22%	95%	49
Low-band Resource (15-20 kW/m)	<i>Pessimistic</i>	81	5.0	14%	88%	127
	<i>Base Case</i>	68	4.4	15%	92%	94
	<i>Optimistic</i>	56	3.8	17%	95%	69

The *Pessimistic* and *Optimistic Scenarios* were generated to indicate the uncertainties in the analysis.

### General Assumptions

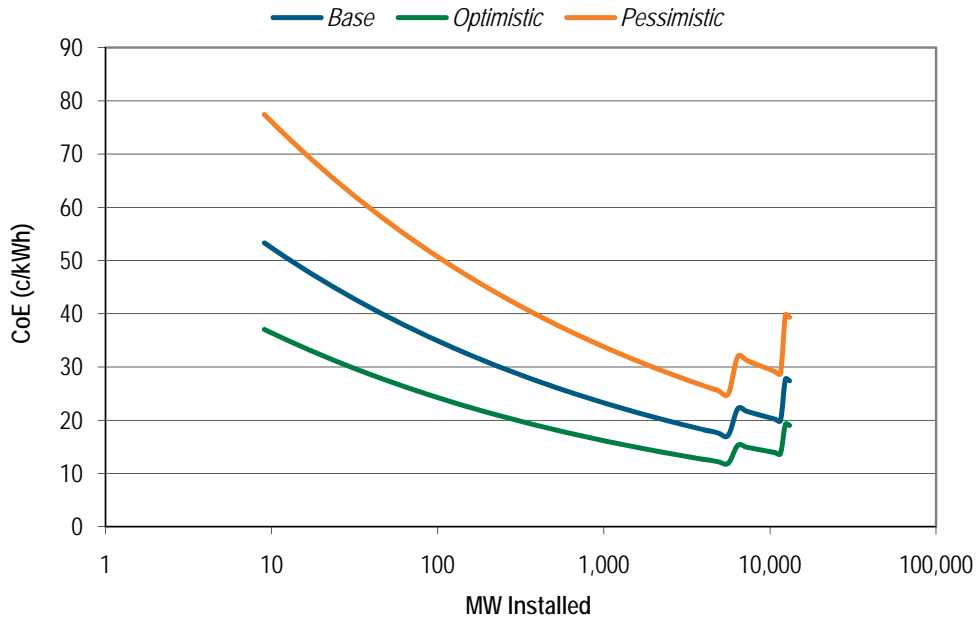
These general assumptions were used for this analysis:

- Project life: 20 years
- Discount rate: 8%.
- Device availability: 90% in the Base Case, 92% in the *Optimistic Scenario*, and 88% in the *Pessimistic Scenario*.

Also, the cost of electricity presented is in 2008 dollars and future inflation has not been accounted for.

### Cost of Energy

The cost of electricity directly depends on the learning curve and the deployment rate. Figure A-8 shows the cost of electricity forecast for the *Base Case* learning rate and the *Base Case* deployment scenario (Table A-9 and Figure A-6 respectively) based on the *Optimistic*, *Base Case*, and *Pessimistic* costs (Table A-8). The *Optimistic* and *Pessimistic* curves in the figure represent the upper and lower cost uncertainty bands for the *Base Case* deployment assumption and learning rate.



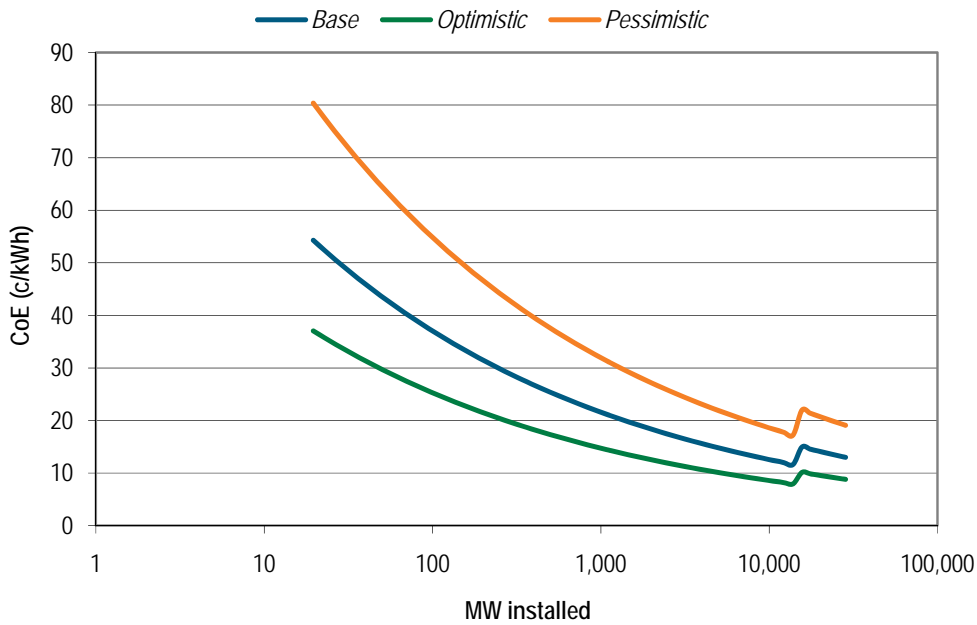
**Figure A-8. Cost of energy projection with installed capacity for *Base Case* deployment and learning rates**

The *Base Case* cost of energy falls to 17c/kWh after approximately 5.5GW is installed however, the cost of electricity then increases as the best sites have been exploited and is 27c/kWh after 13GW is installed (2050). The two spikes in the graph show the effect of moving from the high-band resource to the medium- band resource and from the medium-band to the low- band resource.

Figure A-9 shows the *Optimistic* deployment scenario and learning rates with the *Optimistic*, *Base Case*, and *Pessimistic* costs. These assumptions have a considerable effect on the cost of electricity, with the *Optimistic* cost of electricity reducing to a low point of approximately 8c/kWh (*Base Case* 12c/kWh) after approximately 14 GW is installed before rising as the high-band resource is exhausted and the medium-band resource is used; the cost of



electricity then falls to approximately 9c/kWh (*Base Case* 13c/kWh) after 28.5 GW is installed. Sufficient resource is considered to be available so that the low-band resource is not required by 2050.



**Figure A-9. Cost of energy (projection with installed capacity for *Optimistic* deployment and learning rates**

Figure A-10 shows the *Pessimistic* deployment and learning rates with the *Optimistic*, *Base Case*, and *Pessimistic* costs. In this scenario, there are no high-band resource sites; therefore, the analysis starts from the medium-band resource before moving to the low-band resource. The *Pessimistic* cost of electricity falls to a low point of approximately 34c/kWh (*Base Case* 24c/kWh) after approximately 2GW is installed; the installations then require the low-band resource where the cost of electricity finishes on 42c/kWh (*Base Case* 31c/kWh) after 2.5GW is installed.

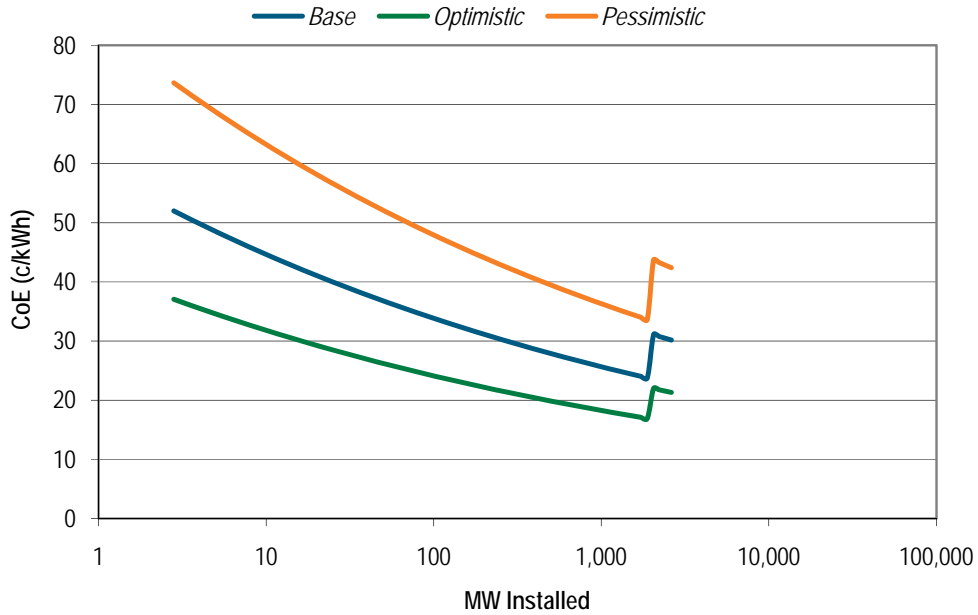


Figure A-10. Cost of energy (c/kWh) over projection with installed capacity for *Pessimistic* deployment and learning rates

### Capital and Operating Costs

The capital costs for the *Base Case*, *Optimistic*, and *Pessimistic Scenarios* and the *Base Case* operating expenditure costs to 2050 are shown in Table A-11. As stated above, developers were assumed to install first at sites in the high-band resource, then at sites in medium-band resources, and finally at sites in the low-band resource; in Table A-11, the costs highlighted in green, orange, and red correspond to a high, medium and low resource bands, respectively. The construction schedule and outage rates relate to the *Base Case*. The data in Table A-11 relate directly to the costs projected in Figure A-8; the *Base Case* overnight costs were taken from the *Base Case* (middle) curve in Figure A-8; the low overnight costs were taken from the best case (lower curve) of the *Optimistic Scenario* (Figure A-9); and, the high overnight costs were taken from the worst case (upper curve) of the *Pessimistic Scenario* (Figure A-10).

Table A-11. Capital and Operating Costs to 2050

Year	Base Case Capacity Factor (%)	Base Case Overnight Cost (\$/kW)	Optimistic Overnight Cost —High Deployment/Learning Rate	Pessimistic Overnight Cost —Low Deployment/Learning Rate	Base Case Fixed O&M (\$/kW-Yr)	Construction Schedule (Months)	Planned Outage Rate (%)	Forced Outage Rate (%)
2008								
2010	25%	14,579	11,400	18,482	741	24	1%	7%
2015	25%	9,336	6,252	13,558	474	24	1%	7%
2020	25%	7,030	4,283	11,308	357	24	1%	7%
2025	25%	5,756	3,282	9,886	292	24	1%	7%
2030	25%	4,782	2,564	8,714	243	24	1%	7%
2035	25%	3,989	2,015	7,746	203	24	1%	7%
2040	25%	3,451	1,662	7,059	175	24	1%	7%
2045	20%	4,094	1,888	6,603	208	24	1%	7%
2050	15%	5,379	1,727	8,318	273	24	1%	7%

The data for the *Base Case* and *Optimistic Scenarios*— which assume the same (*Base Case*) cost of electricity starting point in 2015, along with the estimated cumulative installed capacity in the United States—are also presented in Table A-12. The following results are taken from the mid cases of the *Base Case* and *Optimistic Scenarios*).

Table A-12. Capital and Operating Costs to 2050 (Same Starting Costs—Middle Cases)

Year	Base Case			Optimistic Scenario		
	MW Installed (in U.S.)	Base Case Overnight Cost (\$/kW)	Base Case Fixed O&M (\$/kW-yr)	MW Installed (in U.S.)	Base Case Overnight Cost (\$/kW)	Base Case Fixed O&M (\$/kW)
2008	–	–	–	–	–	–
2010	–	–	–	–	–	–
2015	5	9,336	474	11	9,336	474
2020	19	7,030	357	41	6,397	325
2025	37	5,756	292	80	4,902	249
2030	140	4,782	243	304	3,830	195
2035	371	3,989	203	804	3,009	153
2040	670	3,451	175	1,452	2,482	126
2045	881	4,039	205	1,910	2,804	142
2050	735	5,379	273	1,592	2,565	130

## Data Confidence Levels

The uncertainty associated with the resource data is discussed in the resource estimate section above. The greatest uncertainty for resource estimates stems from the fact that the available data is located mostly in very deep regions that would not be suitable for installation of wave energy devices. As a consequence, the data were extrapolated to shallower regions. This major uncertainty for the West Coast resource could be reduced by using hydrodynamic models to estimate the wave energy resource at different depths<sup>7</sup>. The total lack of data for the middle (E2, Figure A-1) and lower (E3) East Coast of the United States also adds uncertainty to the resource and cost estimates. However, because the wave energy resource is believed to be relatively small in these regions, the U.S. resource assessment could be improved by investigating the remaining areas (E1, Figure A-2) to confirm that the wave energy resource is not significant on the East Coast.

The cost data provided in this report were based on Black & Veatch's experience working with leading wave technology developers, substantiated by early prototype costs and supply chain quotes. These data are believed to represent a viable estimate of future costs; however, the industry is still in its infancy; and therefore these costs are in the main estimates. This uncertainty is reflected in the relatively large error bands.

The deployment scenarios were based on potential installations globally deemed realistic; however, they are a forecast and therefore subject to significant uncertainty. Deployment will ultimately be driven by numerous variables, including financing, grid constraints, government policy, and the strength of the supply chain.

## Summary

The deployment analysis indicates that approximately 12.5 GW of wave generation could be installed in the United States by 2050 in the *Base Case* with approximately 27 GW by 2050 under an Optimistic (high-deployment) scenario, and 2.5 GW by 2050 under a Pessimistic (low-deployment) scenario. None of the scenarios reach their respective resource ceilings.

The cost of electricity analysis estimates a 17c/kWh cost of electricity for *Base Case* assumptions after approximately 5GW is installed (2050 *Base Case* installed capacity); after approximately 13 GW is installed the cost of electricity is 27c/kWh. In the *Optimistic Scenario* (deployment rate, learning rate, and costs), the cost of electricity is estimated to be as low as 9c/kWh after approximately 28.5GW is installed (2050). In the *Pessimistic Scenario*, the cost of electricity after approximately 2.5GW is installed (2050) is estimated at 42c/kWh.

---

<sup>7</sup> Not only the mean wave power (kW/m) must be assessed, but the yearly wave occurrence data to produce Hs/Te scatter diagrams must also be assessed, as these are crucial to apply to device performance to estimate capacity factors.

## Appendix B. Energy Estimate for Tidal Stream Technologies

This appendix documents an analysis of the tidal energy resource in the United States and provides the basis for information presented in Section 0 above.

### RESOURCE ESTIMATE

#### Raw Resource Assessment

Black & Veatch sourced tidal stream energy data from existing EPRI tidal stream energy literature (EPRI n.d.) for West Coast sites (Washington and California) and northern East Coast sites (Maine and Massachusetts). The results are summarized in Table B-1 for the contiguous United States.

**Table B-1. Raw Resource Assessment Summary**

State	Site	Depth (m)	Mean Annualised Power Density (kW/m <sup>2</sup> )	Cross-section Area (m <sup>2</sup> )	Mean Annualised Available Power (MW)
Massachusetts	Blynman Canal	2	0.93	18.2	0.02
	Muskeget Channel	25	0.95	14000	13.3
	Woods Hole Passage	4	1.32	350	0.5
	Cape Cod Canal	11	2.11	1620	3.4
	Lubec Narrows	6	5.5	750	4.1
Maine	Western Passage	55 to 75	2.2	16300	35.9
	Outer Cobscook Bay	18 to 36	1.64	14500	23.8
	Bagaduce Narrows	3 in Narrow 18 to 24 off Castine	1.94	400	0.8
	Penobscot River	18 to 21	0.73	5000	3.7
	Kennebec River entrance	9 to 20	0.44	990	0.4
	Piscataqua River	10 to 14	1.48	2300	3.4
Washington	Washington	42	1.7	62600	106.4
California	California	90	3.2	74100	237.1

The sites highlighted in Table B-1 were retained after considering depth and resource constraints. Only sites of depth greater than approximately 20 m and power density greater than 1 kW/m<sup>2</sup> were believed to be suitable for commercial tidal stream energy extraction. In any case, the sites not highlighted have a negligible contribution to the total)

Based on an understanding that EPRI focused its research on the most promising states, no other data than that from EPRI were reviewed and therefore the potential tidal stream resource for other locations was not assessed directly. . A cursory investigation of the U.S. coastline revealed other potentially suitable sites such as Long Island Sound, Chesapeake Bay, and Rhode Island. Assumptions about the total U.S. potential are discussed in the resource limits section below.

To estimate the amount of energy that might be actually produced from tidal energy converters (TECs), three significant impact factor (SIF)<sup>8</sup> values were applied to all sites corresponding to the three different scenarios as follows: 10% SIF was applied to the *Pessimistic Scenario*, 20% SIF to the *Base Case*, and 50% to the *Optimistic Scenario*. The extractable power results are summarized in Table B-2.

**Table B-2. Extractable Resource Assessment Summary**

State	Sites	Extractable Power (MW)		
		<i>Pessimistic Scenario</i>	<i>Base Case</i>	<i>Optimistic Scenario</i>
Massachusetts	Muskeget Channel	1	3	7
Maine	Western Passage	4	7	18
	Outer Cobscook Bay	2	5	12
Washington	Washington	11	21	53
California	California	24	47	119
Total		42	83	208

The total extractable resource varies from approximately 40 MW to 200 MW (approximately 80 MW for the *Base Case*).

### Resource Limits

To account for yet to be discovered sites, a coefficient was applied to the three total values obtained in the raw resource assessment section above. The results are shown in Table B-3.

**Table B-3. Estimated Resource Limits**

	Extractable Power (MW)		
	<i>Pessimistic Scenario</i>	<i>Base Case</i>	<i>Optimistic Scenario</i>
Total	42	83	208
Multiplier	1	2	10
Grand Total	42	167	2082

<sup>8</sup> In 2004 and 2005, as part of the UK Marine Energy Challenge (MEC), Black & Veatch defined a “significant impact factor” (SIF) to estimate the tidal resource extractable in the United Kingdom, representing the percentage of the total resource at a site that could be extracted without significant economic, environmental, or ecological effects.

As there are significant uncertainties associated with the resource data associated with these estimates, and it is possible that the mean annualized power density and resource in the California and Washington sites might have been over-estimated in the EPRI studies, a factor of one was applied on the resource in the *Pessimistic Scenario*. In the *Base Case* and *Optimistic Scenario*, this possibility of overstatement of the potential of known sites was assumed to be significantly smaller than the potential of undiscovered sites; a factor of 2 was assumed in the *Base Case* and a factor of 10 was applied in the *Optimistic Scenario*. Based on these assumptions, the total estimated resource for the contiguous United States is close to the total estimated UK resource.

To derive estimates of the cost of tidal stream energy, the sites were split into three categories based on their raw power density: 3% of the sites identified earlier present a power density of less than 1.5 kW/m<sup>2</sup>, 57% present a power density greater than 2.5 kW/m<sup>2</sup>, and the remaining present a power density comprised between 1.5 kW/m<sup>2</sup> and 2.5 kW/m<sup>2</sup>. Given the small number of sites, the factors applied to account for undiscovered sites, and Black & Veatch’s experience, these figures were modified to be consistent with a more likely distribution, as shown in Table B-4.

**Table B-4. Resource Bands**

Resource	Proportion of Total Extractable Resource
% Low-band resource (<1.5kW/m2)	10%
% Medium-band resource (>1.5kW/m2 ; <2.5kW/m2)	50%
% High-band resource (>2.5kW/m2)	40%

## COST OF ENERGY ESTIMATE

### Tidal Stream Deployment Estimate

#### Global and U.S. Deployments

Global deployment is required to drive the learning rate of a technology. An assumption was developed for the deployment of TECs globally to 2050. This estimate was made by identifying the planned short term (to 2030) future deployments of the leading TEC technologies. The growth rate from 2020 to 2030 was then used as a basis to estimate the growth to 2050. This growth rate was decreased annually by 1% from 2030 and each subsequent year in order to represent a natural slowing of growth that is likely to occur. The year 2030 was chosen as the start date for the slowdown as this would represent approximately 20 years of high growth, which is reasonable based on slowdowns experienced in other industries (e.g., wind) that have reflected resource and supply chain constraints.

Not all developers are likely to prove successful, and naturally, not all planned installations will proceed. As such, weighting factors were applied to reflect the uncertainty related to both the developers’ potential success and their projects’ success.

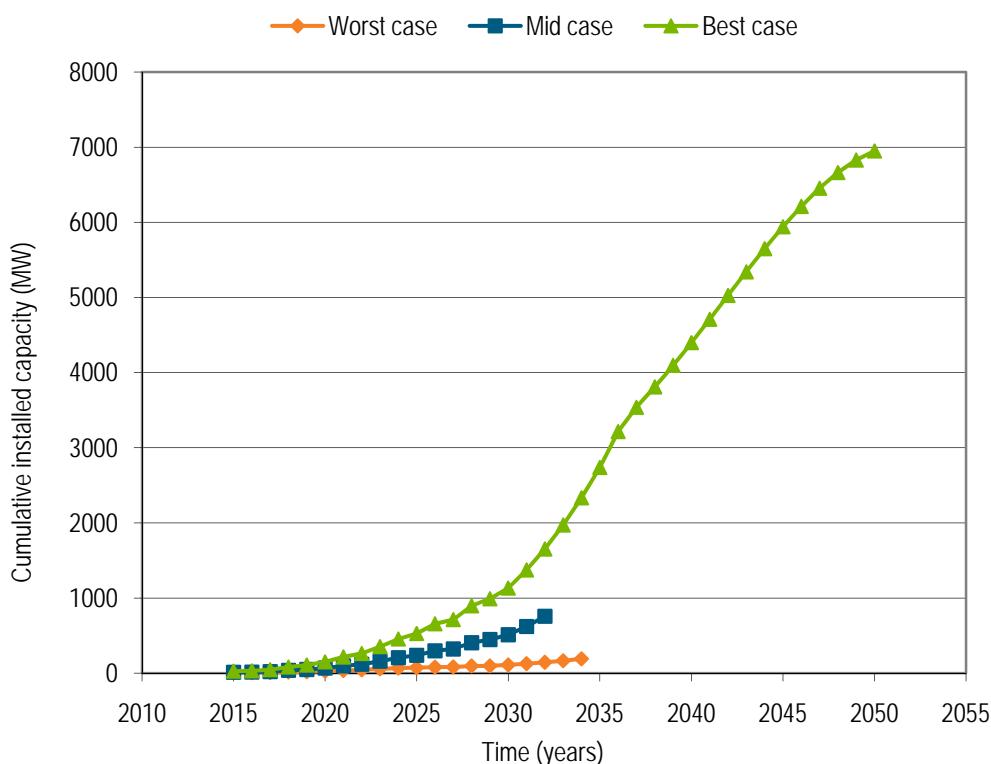
Deployment of commercial tidal farms in the United States was assumed to be a certain percentage of the growth rate of this global deployment projection (Table B-4), consistent with the total resource ceilings identified above.



**Table B-4. U.S. Contribution to Global Tidal Stream Deployment**

Scenario	Proportion of World Deployment
<i>Optimistic</i>	30%
<i>Base Case</i>	20%
<i>Pessimistic</i>	10%

For the *Base Case*, the first 10-MW farm was estimated to be installed after approximately 50 MW had been installed worldwide. The different deployments scenarios obtained are shown in Figure B-1.



**Figure B-1. Deployment scenarios for tidal stream power (continental waters) in the United States to 2050**

In the *Base Case* and *Pessimistic Scenario* cases, the resource ceilings were reached between 2030 and 2035, whereas in the *Optimistic Scenario* the resource ceiling was not reached even in 2050.

### Deployment Assumptions

Given the relatively low energy density of U.S. tidal resource sites, it was assumed that 1) developers would aim to maximise project economics for early projects and would thus deploy only at sites in the high-band wave resource, 2) that when this is exhausted, the medium-band resource sites would be exploited, and 3) that the low resource sites would be used only after the medium-

band resource was exhausted. It is also assumed that the effects of the learning curve will make the medium- and low-resource sites more feasible in the future.

### Deployment Constraints

The deployment growth is only limited by the resource constraints. It was assumed that all other factors impacting deployment are addressed, including but not limited to: financial requirements, supply chain infrastructure, site-specific requirements, planning, and grid infrastructure.

### Learning

To form a judgment as to the likely learning rates that can reasonably be assumed for the coming years, it is appropriate to first consider empirical learning rates from other emerging renewable energy industries. This section provides an overview of learning experience from similar developing industries, suggests applicable learning rates for tidal stream technology, and considers scenarios for future generation costs. Figure A-7 (Appendix A) shows learning rate data for a range of emerging renewable energy technologies.

Cost and cumulative capacity are observed to exhibit a straight line when plotted on a log-log diagram; mathematically, this straight line indicates that an increase by a fixed percentage of cumulative installed capacity gives a consistent percentage reduction in cost. For example, the progress ratio for photovoltaics over the period 1985 to 1995 was approximately 65% (learning rate approximately 35%) and that for wind power between 1980 and 1995 was 82% (learning rate 18%).

Any discussion as to the likely learning rates that might be experienced by the tidal stream industry will be subjective. The closest analogy for the tidal stream industry has been assumed to be the wind industry. A progress ratio as low as wind energy (82%) is not expected for the tidal stream industry for the following reasons:

- In the wind power industry, much of the learning was a result of doing “the same thing bigger” or “upsizing” rather than “doing the same or something new.” This upsizing has probably been the single most important contributor to cost reduction for wind, contributing approximately 7% to the 18% learning rate.<sup>9</sup> Tidal turbines, like wind turbines, will benefit from increasing rotor swept areas until the maximum length of the blades, limited by loadings, is reached. However, unlike for wind power, the ultimate physical limit on rotor diameter can also be imposed by cavitation or limited water depth, the latter being particularly important for the relatively shallow sites of (25–35 m) that are likely to be developed in the near-term.
- Much of the learning in wind power occurred at small scale with small-scale units (<100 kW), often by individuals with very low budgets. Tidal stream on the other hand requires large investments to deploy prototypes and therefore requires a smaller number of more risky steps to develop, which tends to suggest that the learning will be slower (and the progress will be ratio higher).
- Tidal stream technology development is still in its infancy, and learning rates are often higher during this period of technology development, offsetting the points in (2).

---

<sup>9</sup> See, for example, <http://www.electricitypolicy.org.uk/pubs/wp/eprg0601.pdf>, which calculates an 11% learning rate for wind excluding learning due to ‘upsizing’.

The likely range of learning rates for the tidal energy industry in the United States is believed to be between 7% and 15% (progress ratios of 85%–93 %) with a mid range value of 11%.

### Cost of Energy

An in-house techno-economic model was used by Black & Veatch to derive a cost of electricity was developed for a first 10-MW farm installed in the three-band resource environment discussed in the resource limits section above, assuming this installation occurred after 50 MW of capacity had been installed worldwide. The cost of electricity presented is considered an industry average for horizontal-axis axial-flow turbines. The learning rate range specified above was used to derive the future cost of electricity.

### General Assumptions

As described above, the resource data used in the techno-economic analysis were sourced from EPRI (n.d.). The three resource cases were modelled and derived from the Muskeget Channel site (approximately 1 kW/m<sup>2</sup>) and from the sites in Washington and California (respectively approximately 2 kW/m<sup>2</sup> and 3 kW/m<sup>2</sup>). The current velocity distributions from the real sites were slightly modified to exactly match the generic resource mid-bands (1 kW/m<sup>2</sup>, 2 kW/m<sup>2</sup>, and 3 kW/m<sup>2</sup>). These general assumptions were used for this analysis:

- Depth: 40 m for all three generic sites considered
- Project life: 25 years
- Discount rate: 8%.
- Device availability: 92.5% in the Base Case, 95% in the *Optimistic Scenario*, and 90% in the *Pessimistic Scenario*.

The cost of electricity presented is in 2009 dollars and future inflation has not been accounted for. The exchange rate used to convert any costs from GBP to USD was: 1 GBP = 1.65 USD.

### Cost Results

The estimated cost of electricity is presented in Table B-5. Learning rates were only applied to the cost of electricity only after the 50 MW of capacity was installed worldwide.

Table B-5. Cost Estimate for a 10-MW Tidal Farm after Installation of 50 MW

Resource	Costs	Costs (\$ million)		Performance (%)		Cost of Electricity (c/kWh)
		Capital	Operating (annual)	Capacity Factor	Availability	
High-band Resource	Pessimistic	69	2.5	22%	90.0%	45.0
	Base Case	59	2.0	26%	92.5%	35.8
	Optimistic	54	1.5	30%	95.0%	29.3
Medium-band Resource	Pessimistic	74	2.6	19%	90.0%	55.0
	Base Case	63	2.1	23%	92.5%	44.4
	Optimistic	58	1.6	26%	95.0%	35.9
Low-band Resource	Pessimistic	127	4.3	21%	90.0%	84.3
	Base Case	104	3.5	25%	92.5%	66.9
	Optimistic	96	2.6	29%	95.0%	55.0

Black & Veatch's techno-economic model is run in such a way that the technology (rated power of the devices) matches the resource, hence the range of capacity factors obtained in Table B-5. The *Pessimistic* and *Optimistic Scenarios* were generated to indicate the uncertainties in the analysis.

The supply curves obtained after applying the learning rates to the cost of electricity from Table B-5 are shown in Figures B-2, B-3, and B-4.

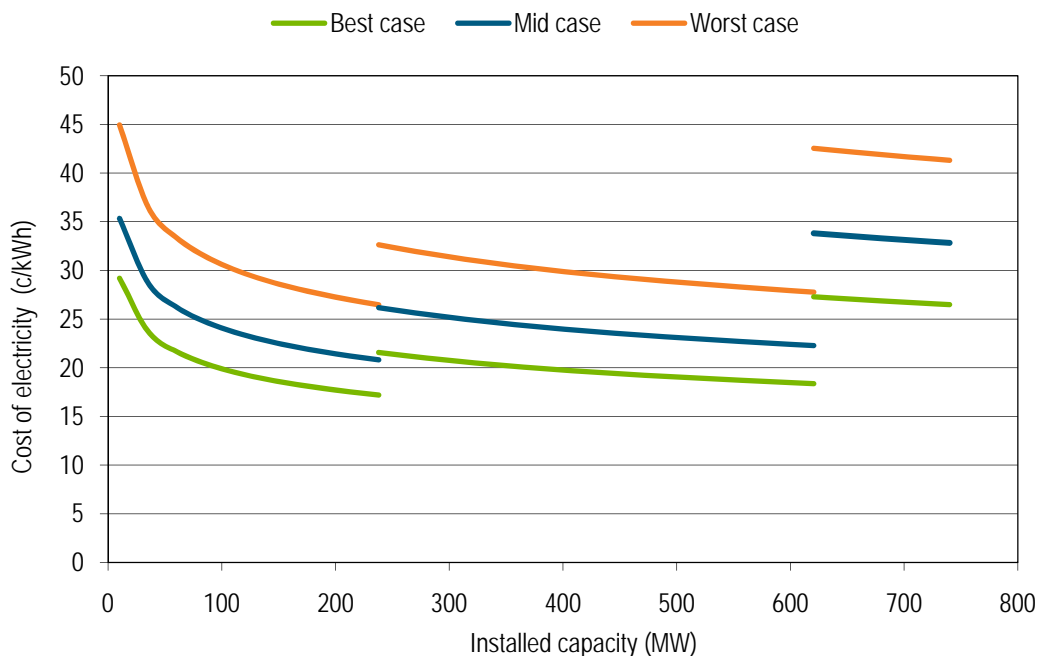
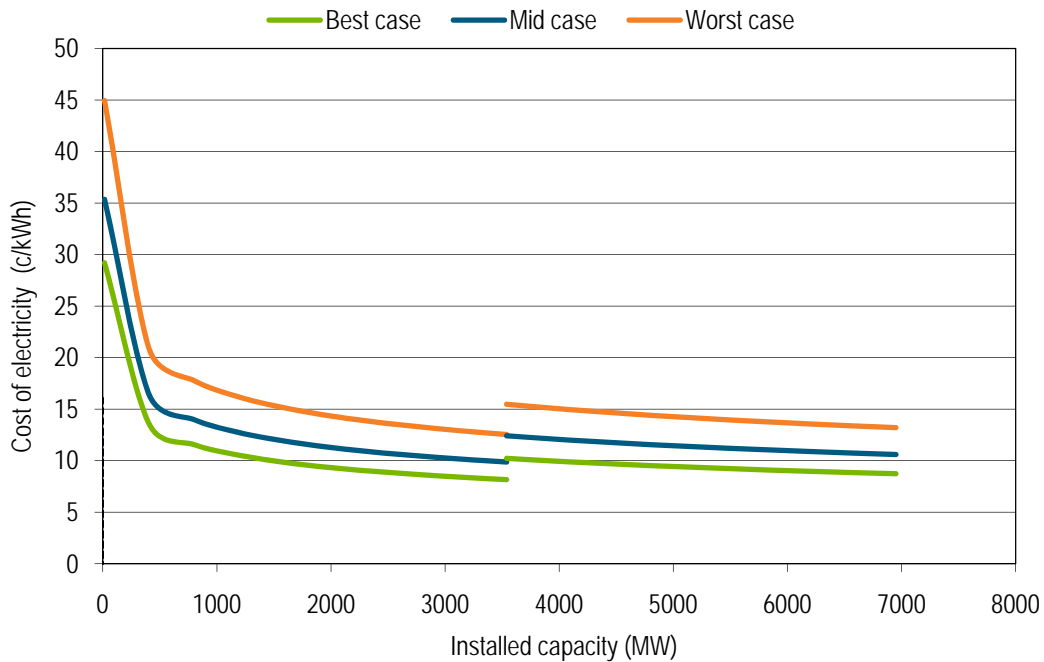


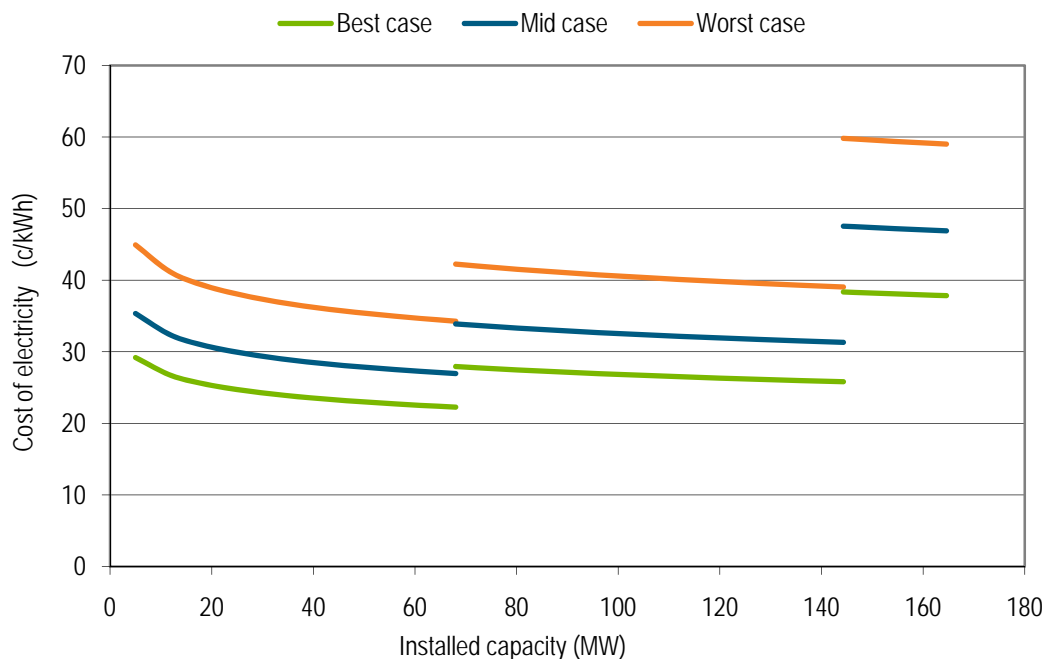
Figure B-2. Supply curve for a Base Case resource ceiling and an 11% learning rate

From a *Base Case* of approximately 35c/kWh, the cost of electricity dropped to approximately 20c/kWh after approximately 250 MW were installed. At that point, the most energetic sites had been exploited and the medium-band resource sites start to be exploited, hence the offset in the curve. After these additional 350 MW of medium-band resource sites had been exploited, the *Base Case* cost of electricity lies slightly above the previous 20c/kWh level. The late exploitation of the low-band resource brought the cost of electricity back to the original levels (approximately 35c/kWh in the *Base Case*).



**Figure B-3. Supply curve for an *Optimistic* resource ceiling and a 15% learning rate**

From a *Base Case* of approximately 35c/kWh, the cost of electricity dropped to approximately 10c/kWh after approximately 3,500 MW had been installed. At that point, the most energetic sites had been exploited and the medium-band resource sites start to be exploited, hence the offset in the curve. After these extra 3,500 MW of medium resource sites had been exploited, the *Base Case* cost of electricity was back at the previous 10c/kWh level.



**Figure B-4. Supply curve for a Pessimistic resource ceiling and a 7% learning rate**

From a *Base Case* of approximately 35c/kWh, the cost of electricity dropped to approximately 27c/kWh after approximately 70 MW had been installed. At that point, the most energetic sites had been exploited and the medium-band resource sites start to be exploited, hence the offset in the curve. After these extra 90 MW of medium-band resource sites had been exploited, the *Base Case* cost of electricity reaches approximately 30c/kWh level. The late exploitation of the low-band resource took the cost of electricity to the highest levels reached in this analysis (approximately 48c/kWh in the *Base Case*).

### Capital and Operating Costs

The capital costs for the *Base Case*, *Optimistic* and *Pessimistic Scenarios* and the *Base Case* operating costs to 2050 are shown in Table B-6. As stated above, developers were assumed to install first at sites in the high-band resource, then at sites in medium-band resources, and finally at sites in the low-band resource. In Table B-6, the costs highlighted in green, orange, and red correspond to a high, medium, and low resource bands, respectively. The construction schedule and outage rates relate to the *Base Case*. The data in Table B-6 relate directly to the costs projected in Figures B-2 through B-4. The *Base Case* overnight costs were taken from the *Base Case* (middle curve) of Figure B-2; the low overnight costs were taken from the best case (lower curve) of the *Optimistic Scenario* (Figure B-3); and, the high overnight costs were taken from the worst case (upper curve) of the *Pessimistic Scenario* (Figure B-4). In Table B-6, in the base and high overnight cost scenarios, the low-band resource sites were exploited between 2030 and 2035 and hence no red colored cells are visible.

Table B-6. Capital and Operating Costs to 2050

Year	Base Case Capacity Factor	Base Case Overnight Cost (\$/KW)	Optimistic Overnight Cost— High Deployment/ Learning Rate (\$/KW)	Pessimistic Overnight Cost— Low Deployment/ Learning Rate (\$/KW)	Base Case Variable O&M (\$/MWh)	Base Case Fixed O&M \$/KW-Yr	Heat Rate (Btu/KWh)	Construction Schedule (Months)	Planned Outage Rate (%)	Forced Outage Rate (%)
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2015	26%	5,940	5,445	6,930	-	198	-	24	1%	6.5%
2020	26%	4,401	3,293	5,843	-	147	-	24	1%	6.5%
2025	26%	3,498	2,524	5,661	-	117	-	24	1%	6.5%
2030	23%	3,267	1,962	5,381	-	112	-	24	1%	6.5%
2035	-	-	1,611	-	-	-	-	24	1%	6.5%
2040	-	-	1,540	-	-	-	-	24	1%	6.5%
2045	-	-	1,434	-	-	-	-	24	1%	6.5%
2050	-	-	1,376	-	-	-	-	24	1%	6.5%

The data for the *Base Case* and *Optimistic Scenario* are also presented in Table B-7 with the same starting points, along with the estimated cumulative installed capacity in the United States. The following results were taken from the middle cases of the *Base Case* and *Optimistic Scenario* (Figures B-2 and B-3).

**Table B-7. Capital Expenditure Cost and Operating Expenditure Costs to 2050  
(Same Starting Costs—Middle Cases)**

<i>Base Case</i>				<i>Optimistic Scenario</i>			
Year	MW Installed (in U.S.)	Base Case Overnight Cost (\$/kW)	Base Case Fixed O&M (\$/kW-Yr)	Year	MW Installed (in U.S.)	Base Case Overnight Cost (\$/kW)	Base Case Fixed O&M (\$/kW-Yr)
2008				2008			
2010				2010			
2015	10	5,940	198	2015	15	5,940	198
2020	61	4,401	147	2020	131	3,591	120
2025	238	3,498	117	2025	407	2,753	92
2030	493	3,267	112	2030	1,190	2,140	71
2035	-	-	-	2035	2,756	1,758	59
2040	-	-	-	2040	4,297	1,672	57
2045	-	-	-	2045	5,813	1,557	53
2050	-	-	-	2050	6,950	1,494	51

### Data Confidence Levels

The uncertainty associated with the resource data is discussed in the resource estimate section above. The U.S. resource assessment could be improved by investigating the remaining coastline that has not yet been investigated and by using hydrodynamic modeling on the most promising sites.

The cost data provided in this report were based on Black & Veatch’s experience working with leading tidal stream technology developers, substantiated by early prototype costs and supply chain quotes. These data are believed to represent a viable current estimate of future costs; however, the industry is still in its infancy and therefore these costs are in the main estimates.. This uncertainty is reflected in the relatively large error bands.

The deployment scenarios were based on potential installations globally deemed realistic; however, they are a forecast and therefore are subject to significant uncertainty. Deployment will ultimately be driven by numerous variables including financing, grid constraints, government policy, and the strength of the supply chain.



## Summary

The analysis estimates a 20c/kWh cost of electricity for *Base Case* assumptions after 250 MW is installed; after 720 MW is installed (*Base Case* total resource ceiling), the cost of electricity is estimated to be 34c/kWh due to the late exploitation of the low-band resource. In the *Optimistic Scenario* (deployment rate, learning rate, and costs), the cost of electricity is estimated to be as low as 10c/kWh after 7 GW is installed (2050 resource level). In the *Pessimistic Scenario*, the cost of electricity after 180 MW is installed (*Pessimistic Scenario* total resource ceiling) is estimated at 48c/kWh.

The cost of tidal stream energy extraction in the United States cannot be further investigated until a full national resource assessment is completed.

## Appendix C. Breakdown of Cost for Solar Energy Technologies

This appendix documents capital cost breakdowns for both photovoltaic and concentrating solar power technologies, and provides the basis for information presented in Sections 0 above.

### SOLAR PHOTOVOLTAICS

Figure C-1 and Table C-1 show capital cost (\$/W) projection for a number of different residential, commercial and utility options ranging from 40 KW (direct current (DC)) to 100 MW (DC), assuming no owner's costs and no extra margin. Table C-2 breaks these costs down by component.

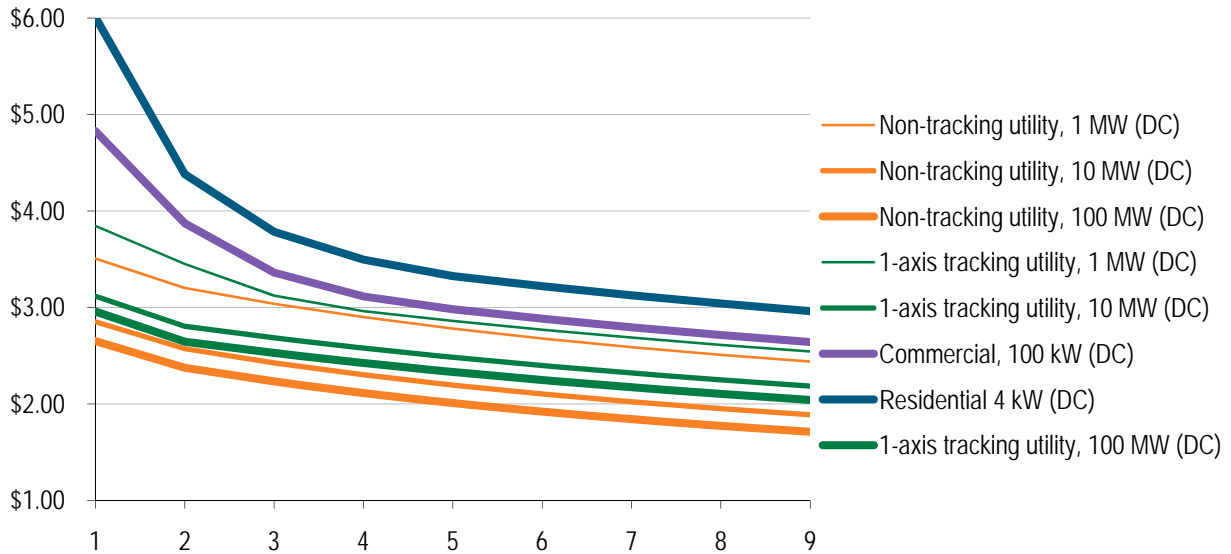


Figure C-1. Capital cost projection for solar photovoltaic technology

Table C-1. Solar Photovoltaics Capital Costs (\$/W) by Type and Size of Installation

	Utility PV Non-Tracking			Utility PV 1-Axis Tracking			Commercial PV	Residential PV
	1 MW (DC)	10 MW (DC)	100 MW (DC)	1 MW (DC)	10 MW (DC)	100 MW (DC)	100 kW (DC)	4 kW (DC)
2010	\$3.19	\$2.59	\$2.41	\$3.50	\$2.83	\$2.69	\$4.39	\$5.72
2015	\$2.91	\$2.34	\$2.16	\$3.14	\$2.55	\$2.40	\$3.52	\$4.17
2020	\$2.76	\$2.21	\$2.03	\$2.84	\$2.44	\$2.30	\$3.06	\$3.60
2025	\$2.64	\$2.09	\$1.92	\$2.69	\$2.34	\$2.20	\$2.83	\$3.33
2030	\$2.53	\$2.00	\$1.83	\$2.60	\$2.26	\$2.12	\$2.71	\$3.17
2035	\$2.43	\$1.91	\$1.75	\$2.52	\$2.18	\$2.04	\$2.62	\$3.07
2040	\$2.35	\$1.84	\$1.67	\$2.44	\$2.11	\$1.98	\$2.54	\$2.98
2045	\$2.28	\$1.77	\$1.61	\$2.37	\$2.05	\$1.91	\$2.47	\$2.90
2050	\$2.22	\$1.72	\$1.56	\$2.31	\$1.99	\$1.86	\$2.40	\$2.82

Table C-2. Solar Photovoltaics Capital Cost (\$/W) Breakdown by Type and Size of Installation—No Owner's Costs, No Extra Margin

Year	Non-Tracking Utility		1-Axis tracking Utility		Commercial		Residential	
	1 MW (DC)	10 MW (DC)	100 MW (DC)	1 MW (DC)	10 MW (DC)	100 MW (DC)	100 kW (DC)	4 kW (DC)
2010	\$3.19	\$2.59	\$2.41	\$3.50	\$2.83	\$2.69	\$4.39	\$5.72
2015	\$2.91	\$2.34	\$2.16	\$3.14	\$2.55	\$2.40	\$3.52	\$4.17
2020	\$2.76	\$2.21	\$2.03	\$2.84	\$2.44	\$2.30	\$3.06	\$3.60
2025	\$2.64	\$2.09	\$1.92	\$2.69	\$2.34	\$2.20	\$2.83	\$3.33
2030	\$2.53	\$2.00	\$1.83	\$2.60	\$2.26	\$2.12	\$2.71	\$3.17
2035	\$2.43	\$1.91	\$1.75	\$2.52	\$2.18	\$2.04	\$2.62	\$3.07
2040	\$2.35	\$1.84	\$1.67	\$2.44	\$2.11	\$1.98	\$2.54	\$2.98
2045	\$2.28	\$1.77	\$1.61	\$2.37	\$2.05	\$1.91	\$2.47	\$2.90
2050	\$2.22	\$1.72	\$1.56	\$2.31	\$1.99	\$1.86	\$2.40	\$2.82
<b>2010</b>								
Overnight EPC	<b>\$3.19</b>	<b>\$2.59</b>	<b>\$2.41</b>	<b>\$3.50</b>	<b>\$2.83</b>	<b>\$2.69</b>	<b>\$4.39</b>	<b>\$5.72</b>
Modules	\$1.68	\$1.47	\$1.42	\$2.20	\$1.80	\$1.75	\$2.33	\$3.00
Balance of system (BOS)	\$0.73	\$0.51	\$0.49	\$0.56	\$0.49	\$0.49	\$0.66	\$0.76
Labor, engineering, and construction	\$0.67	\$0.51	\$0.40	\$0.65	\$0.47	\$0.38	\$1.27	\$1.77
Shipping	\$0.10	\$0.10	\$0.10	\$0.08	\$0.06	\$0.06	\$0.13	\$0.19
Module efficiency	9.5%	9.5%	9.5%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
Ground coverage ratio	43.0%	43.0%	43.0%	30.0%	30.0%	30.0%	50.0%	100.0%

Year	Non-Tracking Utility		1-Axis tracking Utility		Commercial		Residential	
	1 MW (DC)	10 MW (DC)	100 MW (DC)	1 MW (DC)	10 MW (DC)	100 MW (DC)	100 kW (DC)	4 kW (DC)
<b>2015</b>								
Overnight EPC	<b>\$2.91</b>	<b>\$2.34</b>	<b>\$2.16</b>	<b>\$3.14</b>	<b>\$2.55</b>	<b>\$2.40</b>	<b>\$3.52</b>	<b>\$4.17</b>
Modules	\$1.45	\$1.27	\$1.23	\$1.88	\$1.56	\$1.51	\$2.00	\$2.19
BOS	\$0.75	\$0.51	\$0.50	\$0.57	\$0.51	\$0.50	\$0.63	\$0.73
Labor, engineering, and construction	\$0.62	\$0.46	\$0.34	\$0.60	\$0.42	\$0.33	\$0.76	\$1.07
Shipping	\$0.09	\$0.09	\$0.09	\$0.08	\$0.06	\$0.06	\$0.12	\$0.18
Module efficiency	11.0%	11.0%	11.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%
Ground Coverage Ratio	43.0%	43.0%	43.0%	30.0%	30.0%	30.0%	50.0%	100.0%
<b>2020</b>								
Overnight EPC	<b>\$2.76</b>	<b>\$2.21</b>	<b>\$2.03</b>	<b>\$2.84</b>	<b>\$2.44</b>	<b>\$2.30</b>	<b>\$3.06</b>	<b>\$3.60</b>
Modules	\$1.33	\$1.17	\$1.13	\$1.60	\$1.47	\$1.42	\$1.65	\$1.76
BOS	\$0.74	\$0.50	\$0.49	\$0.57	\$0.50	\$0.50	\$0.58	\$0.68
Labor, engineering, and construction	\$0.61	\$0.45	\$0.33	\$0.59	\$0.41	\$0.32	\$0.72	\$0.99
Shipping	\$0.08	\$0.08	\$0.08	\$0.08	\$0.06	\$0.06	\$0.12	\$0.17
Module efficiency	12.0%	12.0%	12.0%	17.0%	17.0%	17.0%	17.0%	17.0%
Ground Coverage Ratio	43.0%	43.0%	43.0%	30.0%	30.0%	30.0%	50.0%	100.0%
<b>2025</b>								
Overnight EPC	<b>\$2.64</b>	<b>\$2.09</b>	<b>\$1.92</b>	<b>\$2.69</b>	<b>\$2.34</b>	<b>\$2.20</b>	<b>\$2.83</b>	<b>\$3.33</b>
Modules	\$1.23	\$1.08	\$1.04	\$1.47	\$1.39	\$1.34	\$1.50	\$1.61

Year	Non-Tracking Utility		1-Axis tracking Utility		Commercial		Residential	
	1 MW (DC)	10 MW (DC)	100 MW (DC)	1 MW (DC)	10 MW (DC)	100 MW (DC)	100 kW (DC)	4 kW (DC)
BOS	\$0.73	\$0.50	\$0.48	\$0.56	\$0.50	\$0.49	\$0.57	\$0.67
Labor, engineering, and construction	\$0.60	\$0.44	\$0.32	\$0.58	\$0.40	\$0.31	\$0.65	\$0.88
Shipping	\$0.08	\$0.08	\$0.08	\$0.07	\$0.06	\$0.06	\$0.11	\$0.16
Module efficiency	13.0%	13.0%	13.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%
Ground Coverage Ratio	43.0%	43.0%	43.0%	30.0%	30.0%	30.0%	50.0%	100.0%
<b>2030</b>								
Overnight EPC	<b>\$2.53</b>	<b>\$2.00</b>	<b>\$1.83</b>	<b>\$2.60</b>	<b>\$2.26</b>	<b>\$2.12</b>	<b>\$2.71</b>	<b>\$3.17</b>
Modules	\$1.14	\$1.00	\$0.96	\$1.39	\$1.32	\$1.27	\$1.42	\$1.53
BOS	\$0.73	\$0.49	\$0.48	\$0.56	\$0.49	\$0.49	\$0.57	\$0.67
Labor, engineering, and construction	\$0.59	\$0.43	\$0.32	\$0.58	\$0.40	\$0.31	\$0.62	\$0.82
Shipping	\$0.07	\$0.07	\$0.07	\$0.07	\$0.05	\$0.05	\$0.10	\$0.16
Module efficiency	14.0%	14.0%	14.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%
Ground Coverage Ratio	43.0%	43.0%	43.0%	30.0%	30.0%	30.0%	50.0%	100.0%
<b>2035</b>								
Overnight EPC	<b>\$2.43</b>	<b>\$1.91</b>	<b>\$1.75</b>	<b>\$2.52</b>	<b>\$2.18</b>	<b>\$2.04</b>	<b>\$2.62</b>	<b>\$3.07</b>
Modules	\$1.07	\$0.93	\$0.90	\$1.33	\$1.25	\$1.21	\$1.35	\$1.45
BOS	\$0.72	\$0.49	\$0.47	\$0.55	\$0.49	\$0.48	\$0.56	\$0.66
Labor, engineering, and construction	\$0.58	\$0.43	\$0.31	\$0.57	\$0.39	\$0.30	\$0.61	\$0.81
Shipping	\$0.07	\$0.07	\$0.07	\$0.07	\$0.05	\$0.05	\$0.10	\$0.15

Year	Non-Tracking Utility		1-Axis tracking Utility		Commercial		Residential	
	1 MW (DC)	10 MW (DC)	100 MW (DC)	1 MW (DC)	10 MW (DC)	100 MW (DC)	100 kW (DC)	4 kW (DC)
Module efficiency	15.0%	15.0%	15.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%
Ground Coverage Ratio	43.0%	43.0%	43.0%	30.0%	30.0%	30.0%	50.0%	100.0%
<b>2040</b>								
Overnight EPC	<b>\$2.35</b>	<b>\$1.84</b>	<b>\$1.67</b>	<b>\$2.44</b>	<b>\$2.11</b>	<b>\$1.98</b>	<b>\$2.54</b>	<b>\$2.98</b>
Modules	\$1.00	\$0.88	\$0.84	\$1.26	\$1.19	\$1.15	\$1.29	\$1.38
BOS	\$0.72	\$0.48	\$0.47	\$0.55	\$0.48	\$0.48	\$0.56	\$0.66
Labor, engineering, and construction	\$0.57	\$0.42	\$0.30	\$0.57	\$0.39	\$0.30	\$0.60	\$0.79
Shipping	\$0.06	\$0.06	\$0.06	\$0.06	\$0.05	\$0.05	\$0.10	\$0.14
Module efficiency	16.0%	16.0%	16.0%	21.0%	21.0%	21.0%	21.0%	21.0%
Ground Coverage Ratio	43.0%	43.0%	43.0%	30.0%	30.0%	30.0%	50.0%	100.0%
<b>2045</b>								
Overnight EPC	<b>\$2.28</b>	<b>\$1.77</b>	<b>\$1.61</b>	<b>\$2.37</b>	<b>\$2.05</b>	<b>\$1.91</b>	<b>\$2.47</b>	<b>\$2.90</b>
Modules	\$0.94	\$0.82	\$0.79	\$1.20	\$1.14	\$1.10	\$1.23	\$1.32
BOS	\$0.71	\$0.48	\$0.46	\$0.55	\$0.48	\$0.47	\$0.55	\$0.66
Labor, engineering, and construction	\$0.57	\$0.41	\$0.30	\$0.56	\$0.38	\$0.29	\$0.60	\$0.79
Shipping	\$0.06	\$0.06	\$0.06	\$0.06	\$0.05	\$0.05	\$0.09	\$0.14
Module efficiency	17.0%	17.0%	17.0%	22.0%	22.0%	22.0%	22.0%	22.0%
Ground Coverage Ratio	43.0%	43.0%	43.0%	30.0%	30.0%	30.0%	50.0%	100.0%

Year	Non-Tracking Utility		1-Axis tracking Utility		Commercial		Residential	
	1 MW (DC)	10 MW (DC)	100 MW (DC)	1 MW (DC)	10 MW (DC)	100 MW (DC)	100 kW (DC)	4 kW (DC)
<b>2050</b>								
Overnight EPC	<b>\$2.22</b>	<b>\$1.72</b>	<b>\$1.56</b>	<b>\$2.31</b>	<b>\$1.99</b>	<b>\$1.86</b>	<b>\$2.40</b>	<b>\$2.82</b>
Modules	\$0.89	\$0.78	\$0.75	\$1.15	\$1.09	\$1.05	\$1.17	\$1.26
BOS	\$0.71	\$0.47	\$0.46	\$0.54	\$0.48	\$0.47	\$0.55	\$0.65
Labor, engineering, and construction	\$0.56	\$0.41	\$0.29	\$0.56	\$0.38	\$0.29	\$0.59	\$0.78
Shipping	\$0.06	\$0.06	\$0.06	\$0.06	\$0.04	\$0.04	\$0.09	\$0.13
Module efficiency	18.0%	18.0%	18.0%	23.0%	23.0%	23.0%	23.0%	23.0%
Ground Coverage Ratio	43.0%	43.0%	43.0%	30.0%	30.0%	30.0%	50.0%	100.0%



## CONCENTRATING SOLAR POWER

Tables C-3 and C-6 show performance and cost for trough systems in 2010 and 2050. Tables C-4 and C-5 show performance and cost for tower systems in 2010 and 2050.

**Table C-3. Solar Trough Performance for 2010 and 2050**

Parameter	2010		2050	
	Without Storage	With Storage	Without Storage	With Storage
Plant size (MW)	200	200	200	200
Design direct normal irradiance (DNI) W/m <sup>2</sup>	950	950	950	950
Solar multiple	1.4	2	1.4	2
Storage (hours)	0	6	0	6
Solar to thermal efficiency	0.6	0.6	0.65 <sup>a</sup>	0.65
Thermal to electric efficiency	0.37	0.37	0.37	0.365 <sup>b</sup>
Design thermal output (MWth-hours)	541	541	541	548
Required aperture (m <sup>2</sup> )	1327643	1896633	1225517	1774721
Thermal storage (MWth-hours)	0	3243	0	3288

<sup>a</sup> Improved reflectivity, receiver

<sup>b</sup> Parallel storage penalty

**Table C-4. Solar Trough Capital Cost Breakdown for 2010 and 2050**

Cost Assumptions	2020		2050	
	Without Storage	With Storage	Without Storage	With Storage
Solar field (\$/m <sup>2</sup> )	300	300	195 <sup>a</sup>	195
Heat transfer fluid (HTF) system (\$/kWe)	500	500	375 <sup>b</sup>	375
Power block (\$/kWe)	975	975	900	900
Storage (\$/kWh <sub>th</sub> )	0	40	0	30
Contingency	10	10	10	10 <sup>c</sup>
Solar field and site (\$)	398,293,030	568,990,043	238,975,818	346,070,656
HTF and power block (\$)	295,000,000	295,000,000	255,000,000	255,000,000
Storage (\$)	0	129,729,730	0	97,479,452
Total with contingency (\$)	762,622,333	1,093,091,750	543,373,400	768,406,119
Direct Costs (\$/kW)	3,813	5,465	2,717	3,842
Engineering, procurement, construction (%)	10	10	10	10
Owners costs (%)	20	20	20	20
Indirect costs (%)	30	31	30	30
Total Cost (\$/kW)	4,957	7,135	3,532	4,995

<sup>a</sup> Reduced material, installation

<sup>b</sup> Lower pressure drop, advanced HTF

<sup>c</sup> slightly higher temperature

**Table C-5. Solar Tower Plant Parameters 2010 and 2050**

Plant Parameters	2010	2050
Storage (hours)	6	6
Capacity factor (%)	40	41
Collector field aperture (m <sup>2</sup> )	1147684	1081000 <sup>a</sup>
Receiver surface area (m <sup>2</sup> )	847	677.6 <sup>b</sup>
Plant capacity (MW <sub>e</sub> )	100	100
Thermal storage (hours)	6	6
Thermal to electric efficiency	0.425	0.425
Tower height (m)	228	228
Design thermal output (MW <sub>th</sub> )	235	235
Thermal storage (kWh <sub>th</sub> )	1411765	1411765

<sup>a</sup> Better reflectivity, less spillage; Better availability, less receiver heat loss

<sup>b</sup> Higher flux levels; better coatings

**Table C-6. Solar Tower Capital Cost Breakdown for 2010 and 2050**

Assumption	2010		2050	
Capacity factor	40%		41%	
Heliostat field	235 \$/m <sup>2</sup> aperture	\$269,705,740	235 \$/m <sup>2</sup> aperture	\$167,555,000
Receiver	80000 \$/m <sup>2</sup> receiver	\$67,760,000	50000 \$/m <sup>2</sup> receiver	\$33,880,000
Tower	901500 0.01298 \$/m <sup>2</sup> aperture	\$17,387,382	901500 0.01298 \$/m <sup>2</sup> aperture	\$17,387,382
Power block	950 \$/kW <sub>e</sub>	\$95,000,000	875 \$/kW <sub>e</sub>	\$87,500,000
Thermal storage	30 \$/kWh <sub>th</sub>	\$42,352,941	18 \$/kWh <sub>th</sub>	\$25,764,706
Total direct costs	\$492,206,063		\$332,087,088	
Total with contingency	10%	\$541,426,669	10%	\$365,295,797
Indirect costs				
EPC	10%		10%	
Owners	20%		20%	
Total Direct and Indirect Costs	30%	\$704,017,098	30%	\$474,884,535
Total Cost (\$/kW)	\$7,040		\$4,749	

## Appendix D. Technical Description of Pumped-Storage Hydroelectric Power

This appendix presents a generic technical description and characteristics of a representative 500 MW pumped-storage hydroelectric (PSH) plant that has as its primary purpose energy storage.

### DESIGN BASIS

Pumped storage is an energy storage technology that involves moving water between an upper and lower reservoir. The system is charged by pumping water from the lower reservoir to a reservoir at a higher elevation. To discharge the system's stored energy water is allowed to flow from the upper reservoir through a turbine to the lower reservoir. The overall efficiency of the system is determined by the efficiency of the equipment (pump/turbine, motor generator) as well as the hydraulic and hydrologic losses (friction and evaporation) which are incurred. Overall cycle efficiencies of 75%–80% are typical.

Most often, a pumped storage system design utilizes a unique reversible Francis pump/turbine unit that is connected to a motor/generator. Equipment costs typically account for 30%–40% of the capital cost with civil works making up the vast majority of the remaining 60%–70%.

The configuration of the pumped-storage plant used in this report is described as follows:

1. The 500-MW pumped-storage project will operate on a daily cycle with energy stored on a 12-hour cycle and generated on a 10-hour cycle. Approximately 322 cycles per year would be assumed.
2. For purposes of this evaluation, the energy storage requirement is equal to 500 MW for 10 hours or 5,000 megawatt hours of daily peaking energy.
3. The lower reservoir is assumed to exist and a site for a new upper reservoir can be found that has the appropriate characteristics.
4. For evaluation purposes, the pumping and generating head is based on the average difference in the upper and lower reservoir levels. The reality is that the heads in both pumping and generating modes will constantly fluctuate during their respective cycles. This fluctuation must be designed
5. This evaluation is based on an average net operating head (H) for both pumping and generating cycles of 800 feet.
6. The distance from the outlet of the upper reservoir to the outlet of the lower reservoir is assumed to be 2,000 feet resulting in an L/H ratio of 2.5, which is excellent by industry standards.
7. The calculated generating flow assuming a 0.82 generating efficiency is 9,000 cubic feet per second (cfs).
8. The active water storage in the reservoirs required for this flow over the 10 hours generating cycle is 7,438 acre-feet. Adding 10 percent for inactive storage yields a total reservoir storage requirement of about 8,200 acre-feet.
9. The lower reservoir is assumed to be an existing reservoir that can afford a fluctuation of 7,438 acre-feet without environmental or other fluctuation issues.

## STUDY BASIS DESCRIPTION AND COST

Based on the above project sizing criteria, the following reconnaissance-level project design and associated capital cost was estimated:

1. Assuming an upper reservoir depth of 100 feet yields a surface area of 82 acres. Using a circular reservoir construction results in a 2,132-foot diameter and a circumference of 6,700 ft. The assumed dam would be a gravity type constructed using roller-compacted concrete (RCC). Other types such as concrete-faced rock fill, concrete arch, or embankment are possible depending on site conditions. The total volume of RCC is estimated at 670,000 cubic yards (cy). At a cost of \$200/cy, RCC would cost roughly \$134 million. The following are other upper reservoir estimated costs:
  - A. Reservoir clearing: \$10 million
  - B. Emergency spillways: \$5 million
  - C. Excavation and grout curtain: \$20 million
  - D. Inlet/Outlet structure and accessories: \$20 millionThe total reservoir cost is roughly \$189 million.
2. The tunnels from the lower reservoir to powerhouse and from powerhouse to upper reservoir would include 20-foot diameter access tunnel (assumed to be 1,000 ft long) and 2x20 foot diameter penstock and draft tube tunnels (total of 4,200 ft long). Other tunnels and shafts for ventilation and power lines would be required. About \$60 million is assumed for tunneling.
3. The powerhouse would be constructed underground and be approximately 100 feet and 200 feet for a 2x250 MW pump turbine unit. The excavation of the powerhouse would cost approximately \$35 million.
4. At an estimate cost of \$750 per installed kW, the powerhouse structures, equipment, and balance of plant would cost about \$375 million.
5. The total estimate construction cost is therefore:
  - A. Upper reservoir: \$189 million
  - B. Tunnels: \$60 million
  - C. Powerhouse excavation: \$35 million
  - D. Powerhouse: \$375 millionTotal: \$659 million
6. The following additional technical assumptions have been made for this option:
  - A. The site features geological formations ideal for upper reservoir and underground development.
  - B. A relatively flat 82-acre site is required for the upper reservoir. A total site area, including underground rights is about 200 acres.
  - C. The site is on land where no existing human-made structures exist.
  - D. No offsite roads are included.

- E. The site has sufficient area available to accommodate construction activities including, but not limited to, offices, lay-down, and staging.
- F. Construction power and water is assumed to be available at the site boundary.
- G. No consideration was given to possible future expansion of the facilities.
- H. A 345-kV generator step-up (GSU) transformer is included. Transmission lines and substations/switchyards are not included in the base plant cost estimate. An auxiliary transformer is included.
- I. Provision for protection or relocation of existing fish and wildlife habitat, wetlands, threatened and endangered species or historical, cultural, and archaeological artifacts is not included.
- J. The upper reservoir will be capable of overtopping due to accidental over-pumping. A service spillway equal to the pumping flow is assumed.

## OTHER COSTS AND CONTINGENCY

The following are potential additional costs:

1. Plant location is assumed to be where land is not of significant societal value, with a cost of \$5,000 per acre or \$1 million total.
2. Transmission and substation are assumed to be adjacent to the site and is a major siting factor.
3. Project management and design engineering at 5% of construction cost or \$33 million.
4. Construction management and start-up support at 5% of construction cost of \$33 million.
5. A contingency of \$109 million (15%) is assumed.

Total: \$176 million.

Based on the total Construction Cost of \$659 million and the above Other Costs and Contingency of \$176 million, the total capital cost is estimated to be \$835 million, or roughly 1,670 \$/kW. A 20% addition for owner's costs of the type described in Text Box 1 in section 1.2 above yields a cost of 2,004 \$/kW that is comparable to the other cost estimates provided.

## OPERATING AND MAINTENANCE COST

Operating and maintenance costs are dependent on the mode of operation. For hydroelectric plants, the following are the typical annual operating and maintenance costs:

1. Routine Maintenance and spare parts: \$500,000
2. Personnel wages (20 total @\$65,000): \$1.3 million
  - A. One plant manager
  - B. Two administrative staff
  - C. Eight operators
  - D. Two maintenance supervisors
  - E. Seven maintenance and craft
3. Personnel burden @ 40% of wages: \$520,000

4. Staff supplies @ 5% of wages: \$65,000

Total: \$2.385 million per year

Hydroelectric plants typically operate for 5-10 years without significant major repair or overhaul costs. For evaluation purposes, a major overhaul reserve available at year 10 of \$100 per installed kilowatt or \$50 million is assumed. When spread over a 10-year period, the annual major overhaul cost is \$5 million per year.

## CONSTRUCTION SCHEDULE

A PSH project is a major civil works infrastructure project that would take many years to develop but would provide a project life that exceeds that of the other renewable technologies evaluated in this report. Project life can be expected to be at least 50 years. Many hydropower projects constructed in the early 1900s are still in service today. The development of an impound project would have the following estimated milestone schedule:

1. Permitting, design, and land acquisition: 2-4 years
2. Equipment manufacturing: 2 years
3. Construction: 3 years

Total: 7-9 years

## OPERATING FACTORS

A hydroelectric plant can be designed to provide the following operating factors:

1. Normal start-up and shutdown time for a PSH project is less than 1-5 minutes depending on the status of the water passages. If the unit is watered to the wicket gates and plant auxiliaries are running, unit start-up time is only a function of wicket gate opening to bring the unit up to speed and synchronize.
2. A PSH unit can be tripped off instantaneously as long as the turbine is designed to operate at runaway until the wicket gates are closed. This would be an emergency case.
3. A PSH plant can load follow and provide system frequency/voltage control.
4. Pumped-storage hydroelectric plants can black-start assuming a small emergency generator is provided for unit auxiliaries and field flashing.
5. A major feature of PSH is its ability to operate as spinning or non-spinning reserve, change from pumping to generating within 20 minutes, synchronous condensing, and it can be designed to meet grid system operator certification of these benefits.



**Pemerintah Provinsi  
Jawa Timur**

# **DATA DINAMIS PEREKONOMIAN JAWA TIMUR**

---

**MARET 2016**





	Hal	
Daftar Isi .....		
Provinsi Jawa Timur .....	i	
Konsep PDRB .....	ii	
<b>I. CAPAIAN INDIKATOR KINERJA UTAMA (IKU) JAWA TIMUR</b>	<b>iii</b>	
1. Pertumbuhan Ekonomi .....	1	
2. Indeks Pembangunan Manusia (IPM) .....	8	
3. Kemiskinan dan Pengangguran .....	9	
3.1 Kondisi Ketenagakerjaan .....	10	
3.2 Kemiskinan .....	12	
4. Indeks Disparitas Wilayah .....	17	
5. Indeks Gini .....	18	
6. Inflasi .....	19	<b>update</b>
<b>II. KINERJA MAKRO EKONOMI</b>		
1. PDRB & Pertumbuhan Ekonomi : Sektor dan Subsektor .....	24	
2. Kinerja Perdagangan .....	26	
2.1 Ekspor – Impor .....	27	<b>update</b>
3. Investasi .....	34	
4. Perbankan .....	39	
5. Pariwisata .....	40	<b>update</b>
6. Koperasi .....	44	<b>update</b>
7. NTP dan NTN .....	46	<b>update</b>
8. ITK .....	49	
9. KUR dan DAGULIR .....	52	
<b>III. LAMPIRAN</b>		
1. Pertanian .....	55	<b>update</b>
2. Peternakan .....	60	
3. Perikanan .....	61	<b>update</b>
4. Perkebunan .....	63	
5. Transportasi (Angkutan Udara, R2, R4 dan Panjang Jalan) .....	67	<b>update</b>
6. Glossary .....	69	

# Provinsi Jawa Timur

- ❑ **Luas Wilayah** : 47.154 km<sup>2</sup> → terluas di Pulau Jawa
- ❑ **Topografi** wilayahnya terdiri dataran rendah, pegunungan, pesisir dan kepulauan yang subur
- ❑ **Wilayah Administrasi** : 38 Kab/Kota → terbanyak se Indonesia
- ❑ **Masyarakat-Budaya** heterogen terbagi ke dalam wilayah Mataraman, Madura dan Pandalungan.



## DEMOGRAFI

Revisi Angka Proyeksi berdasar SP 2010

JAWA TIMUR	Penduduk (juta orang)			Laju Pertumbuhan 2010 – 2014 (%)	Penduduk Lansia (%)	Umur Harapan Hidup (%)
	2010	2014	2015			
	37.566	38.610	38.847	0,69	11,2	70,5

# KONSEP PDRB....

- Mulai 5 Februari 2015, penghitungan PDRB menggunakan tahun dasar 2010 berbasis SNA 2008.
- Implikasi penggunaan tahun dasar 2010:
  - Meningkatnya nominal PDRB
  - Berubahnya pertumbuhan ekonomi sejak 2010
  - Berubahnya indikator makro seperti rasio pajak, rasio hutang, rasio investasi dan tabungan, nilai neraca berjalan, struktur ekonomi

## 1. IMPLEMENTASI SNA 2008

Variabel	Konsep Lama	Konsep Baru
1. Output pertanian	Hanya mencakup output pada saat panen.	Output saat panen ditambah nilai hewan dan tumbuhan yang belum menghasilkan.
2. Metode penghitungan output bank komersial.	Menggunakan metode <i>Imputed Bank Services Charge (IBSC)</i> .	Menggunakan metode <i>Financial Intermediation Services Indirectly Measured (FISIM)</i> .
3. Valuasi	Nilai tambah lapangan usaha dinilai dengan harga produsen.	Nilai tambah lapangan usaha dinilai dengan harga dasar.
4. Biaya eksplorasi mineral dan pembuatan produk original	Dicatat sebagai biaya antara.	Dicatat sebagai biaya antara dan dikapitalisasi sebagai PMTB.



Biro Administrasi  
Perekonomian Sekretariat  
Daerah Provinsi Jawa Timur

# CAPAIAN INDIKATOR KINERJA UTAMA (IKU) JAWA TIMUR



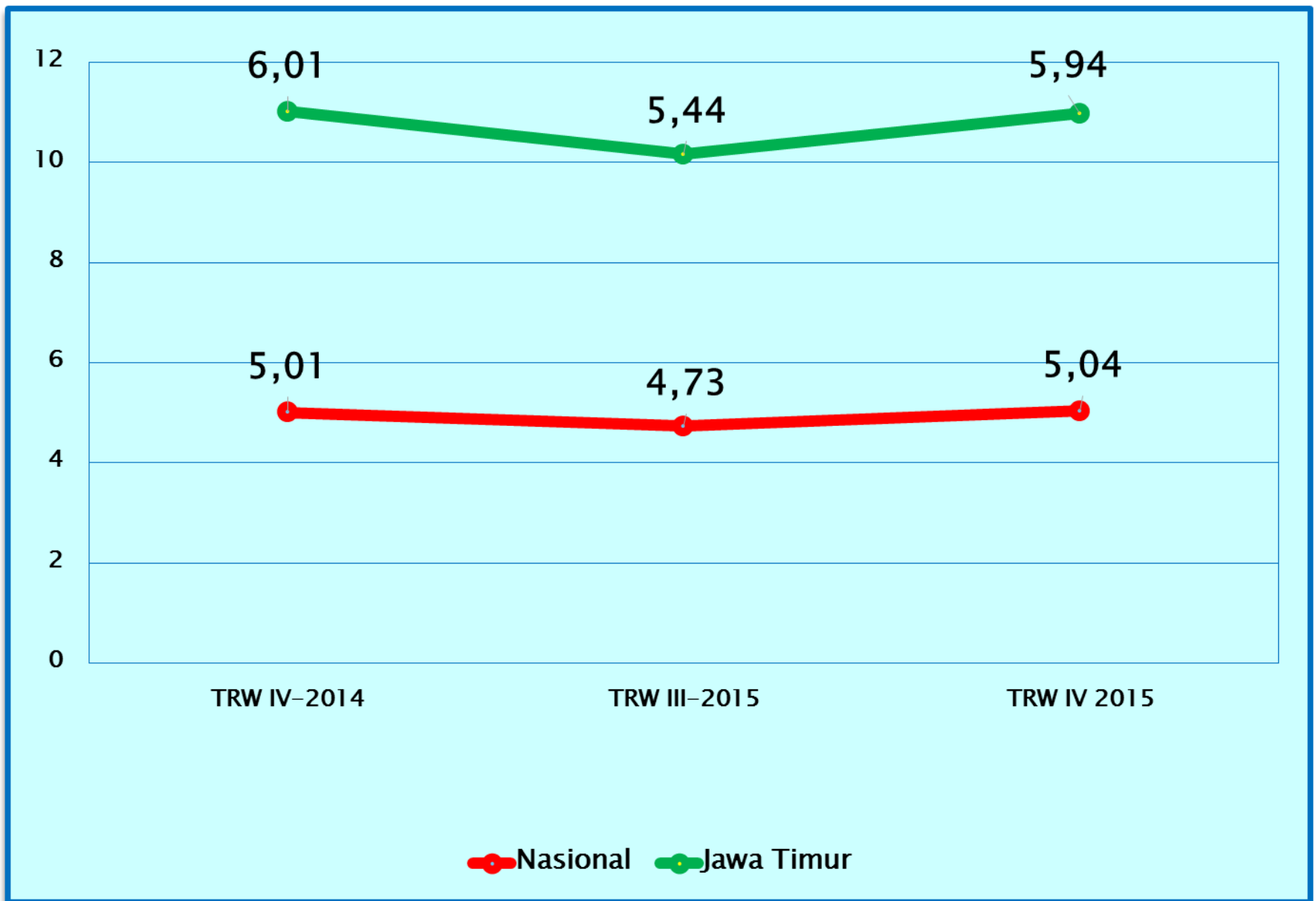
## CATATAN PERISTIWA TRIWULAN IV - 2015

- Perekonomian global pada triwulan IV-2015 diperkirakan masih belum membaik.
- Pertumbuhan ekonomi beberapa negara:
  - Inggris 1,9 persen.
  - Tiongkok 6,8 persen.
- Situasi Dalam Negeri:
  - Inflasi Desember 2015: 3,35 persen (*y-on-y*).
  - Nilai tukar Rupiah terhadap USD menguat 5,88 persen (*point-to-point*) pada akhir triwulan IV/2015 dibandingkan posisi di akhir triwulan III/2015.
  - Realisasi penerimaan pajak selama triwulan IV-2015 meningkat dibandingkan dengan triwulan IV-2014, yaitu dari Rp336,30 triliun menjadi Rp439,39 triliun.



# 2 Pertumbuhan Ekonomi

## GRAFIK PERTUMBUHAN EKONOMI NASIONAL & JAWA TIMUR TRW IV-2014, TRW III-2015 & TRW IV-2015 (%)



## PERTUMBUHAN EKONOMI NASIONAL & JAWA TIMUR TAHUN 2013-2015 (%)

	2013	2014	2015
Jawa Timur	6,08	5,86	5,44
Nasional	5,56	5,02	4,79



## Struktur PDRB Jawa Timur Menurut Lapangan Usaha TW IV 2014 & TW IV 2015 & Th. 2014 & 2015 (%)

Lapangan Usaha	Triwulan IV-2014	Triwulan IV-2015	2014	2015
(1)	(4)	(5)	(4)	(5)
A Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan	11,41	11,44	13,61	13,75
B Pertambangan dan Penggalan	4,74	3,44	5,17	3,79
C Industri Pengolahan	28,90	29,25	28,95	29,27
D Pengadaan Listrik, Gas dan Produksi Es	0,37	0,34	0,36	0,34
E Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah dan Daur Ulang	0,09	0,09	0,09	0,09
F Konstruksi	10,30	10,40	9,47	9,50
G Perdagangan Besar dan Eceran, Reparasi Mobil dan Sepeda Motor	17,83	18,01	17,29	17,64
H Transportasi dan Pergudangan	3,42	3,58	3,25	3,36
I Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum	5,47	5,77	5,19	5,41
J Informasi dan Komunikasi	4,59	4,60	4,54	4,56
K Jasa Keuangan dan Asuransi	2,76	2,89	2,68	2,75
L Real Estate	1,59	1,68	1,57	1,63
M,N Jasa Perusahaan	0,82	0,82	0,79	0,80
O Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib	2,55	2,57	2,32	2,31
P Jasa Pendidikan	3,07	2,99	2,73	2,72
Q Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial	0,67	0,65	0,63	0,63
R,S,T,U Jasa Lainnya	1,41	1,47	1,38	1,43
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

☐ **3 Sektor yang mengalami pertumbuhan tertinggi Tahun 2015** adalah:

- Pertambangan dan Penggalan **7,92 %**
- Penyedia Akomodasi Makan dan Minum **7,91 %**
- Jasa Keuangan dan Asuransi **7,19 %**

☐ **3 Sektor yang memberikan kontribusi terbesar Tahun 2015** adalah :

- Industri Pengolahan **29,27 %**
- Perdagangan Besar & Ecer, Reparasi Spd. Motor & Mobil **17,64 %**
- Pertanian, Kehutanan dan Perikanan **13,75 %**

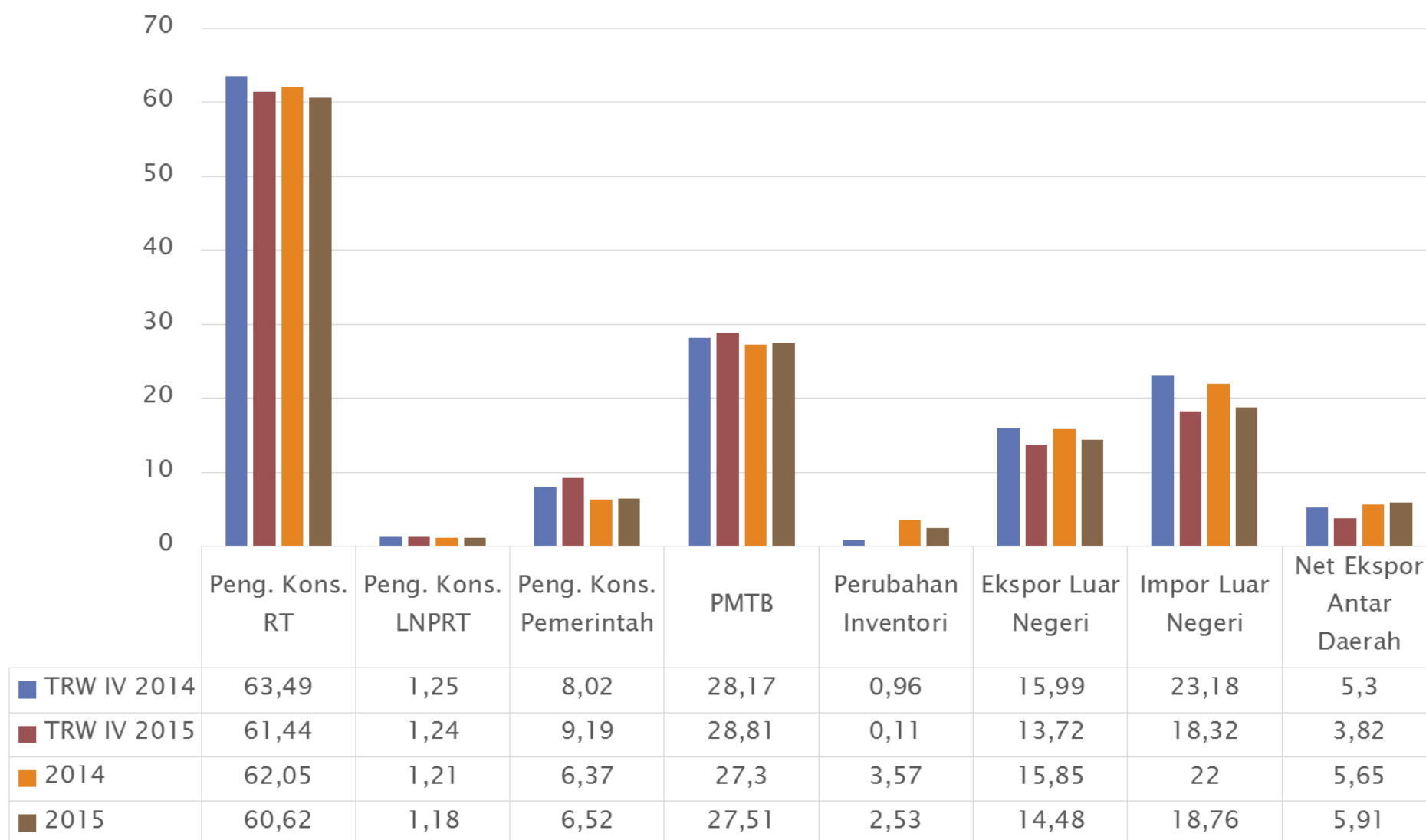
☐ **3 Sektor sumber pertumbuhan terbesar Tahun 2015** adalah :

- Industri Pengolahan **1,57 %**
- Perdagangan Besar & Ecer, Reparasi Spd. Motor & Mobil **1,09 %**
- Pertanian, Kehutanan dan Perikanan **0,43 %**

## PDRB Menurut Pengeluaran Tahun Dasar 2010 Triwulan IV Tahun 2014, Triwulan III-IV Tahun 2015 dan Tahun 2015 (Miliar Rp)

Jenis Pengeluaran	Atas Dasar Harga Berlaku 2010 (Miliar Rupiah)				Atas Dasar Harga Konstan 2010 (Miliar Rupiah)			
	Tw IV-2014	Tw III-2015	Tw IV-2015	2015	Tw IV-2014	Tw III-2015	Tw IV-2015	2015
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1. Pengeluaran Konsumsi Rumah Tangga	246,363.40	261,041.31	264,391.07	1,024,396.61	200,592.31	206,187.24	205,029.90	812,762.13
2. Pengeluaran Konsumsi LNPRT	4,862.35	5,034.48	5,322.13	19,993.12	3,317.25	3,323.12	3,513.91	13,275.66
3. Pengeluaran Konsumsi Pemerintah	31,128.92	27,587.94	39,539.93	110,198.84	25,520.72	18,366.94	26,126.69	72,500.12
4. Pembentukan Modal tetap Bruto	109,309.18	121,135.59	123,965.37	464,938.79	88,461.21	93,479.06	95,415.55	364,481.01
5. Perubahan Inventori	3,714.60	12,932.27	493.63	42,796.11	325.97	10,101.45	341.09	29,884.49
6. Ekspor Luar Negeri	62,036.14	58,177.64	59,029.58	244,763.47	48,661.97	44,582.87	44,855.54	188,445.61
7. <u>Dikurangi</u> Impor Luar Negeri	89,959.11	76,939.34	78,838.27	317,036.12	69,020.45	55,773.11	57,106.47	231,443.39
8. Net Ekspor Antar Daerah	20,571.45	29,811.02	16,433.51	99,831.59	20,486.20	22,940.39	19,091.85	81,512.61
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>	<b>388,026.92</b>	<b>438,780.91</b>	<b>430,336.94</b>	<b>1,689,882.40</b>	<b>318,345.18</b>	<b>343,207.96</b>	<b>337,268.05</b>	<b>1,331,418.24</b>

## Struktur PDRB Menurut Pengeluaran Triwulan IV 2014, Triwulan IV 2015, Tahun 2014 dan Tahun 2015 (Persen)





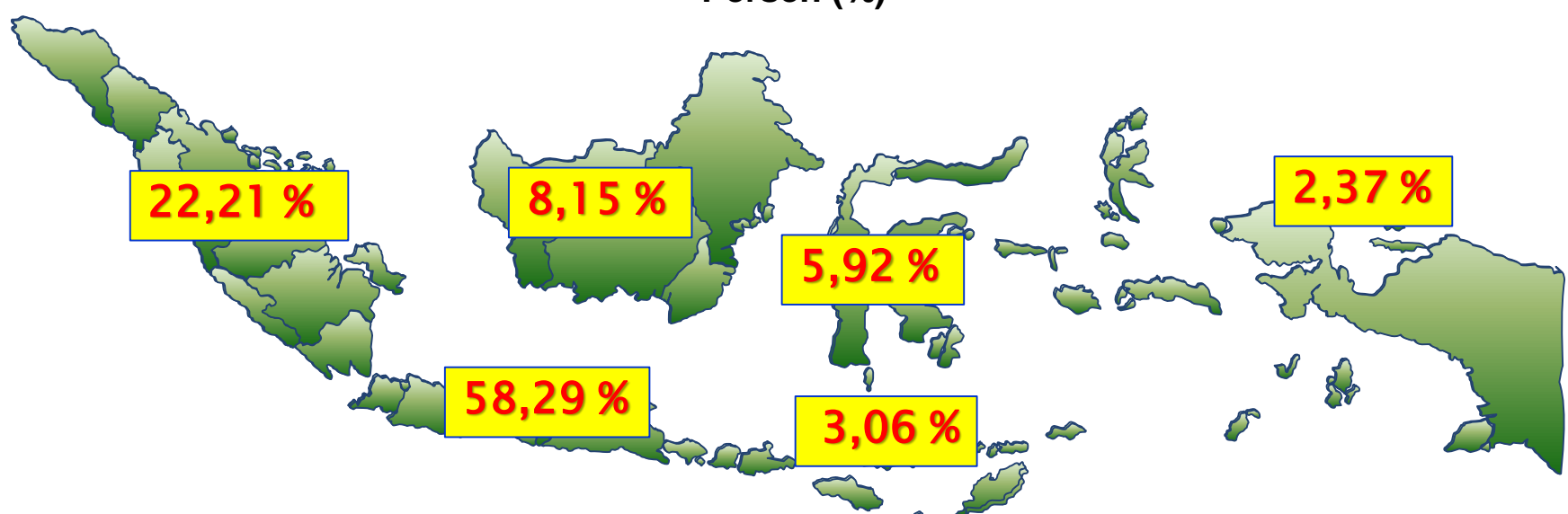
## PERTUMBUHAN EKONOMI 6 PROVINSI DI PULAU JAWA TAHUN 2013, 2014, TRW I-IV 2015 dan Tahun 2015(%)

No	Provinsi	Pertumbuhan Ekonomi (y on y)						
		2013	2014	TRW I 2015	TRW II 2015	TRW III 2015	TRW IV 2015	2015
1.	DKI Jakarta	6,11	5,95	5,08	5,15	5,96	6,48	5,88
2.	Jawa Timur	6,55	5,86	5,18	5,25	5,44	5,94	5,44
3.	Jawa Barat	6,06	5,07	4,93	5,18	5,03	5,23	5,03
4.	Jawa Tengah	5,81	5,42	5,50	4,80	5,0	6,1	5,4
5.	Banten	5,86	5,47	5,69	5,26	5,18	4,87	5,37
6.	DIY	5,40	5,20	4,20	4,72	5,01	5,5	4,94
7.	Nasional	5,62	5,02	4,71	4,67	4,73	5,04	4,79

### Laju Pertumbuhan dan Distribusi PDRB per Pulau Tahun 2015 Persen (%)

Pulau/ Wilayah	Laju Pertumbuhan		Laju Pertumbuhan 2015	Sumber Pertumbuhan 2015
	q to q	y on y		
Sumatera	-0,53	4,56	3,54	0,78
Jawa	-0,46	5,87	5,45	3,16
Bali dan Nusa Tenggara	-2,30	7,61	10,29	0,30
Kalimantan	1,46	1,45	1,31	0,12
Sulawesi	-1,03	8,34	8,18	0,46
Maluku dan Papua	5,2	10,39	6,62	0,16

### Peranan Wilayah/ Pulau dalam Pembentukan PDB Nasional Persen (%)



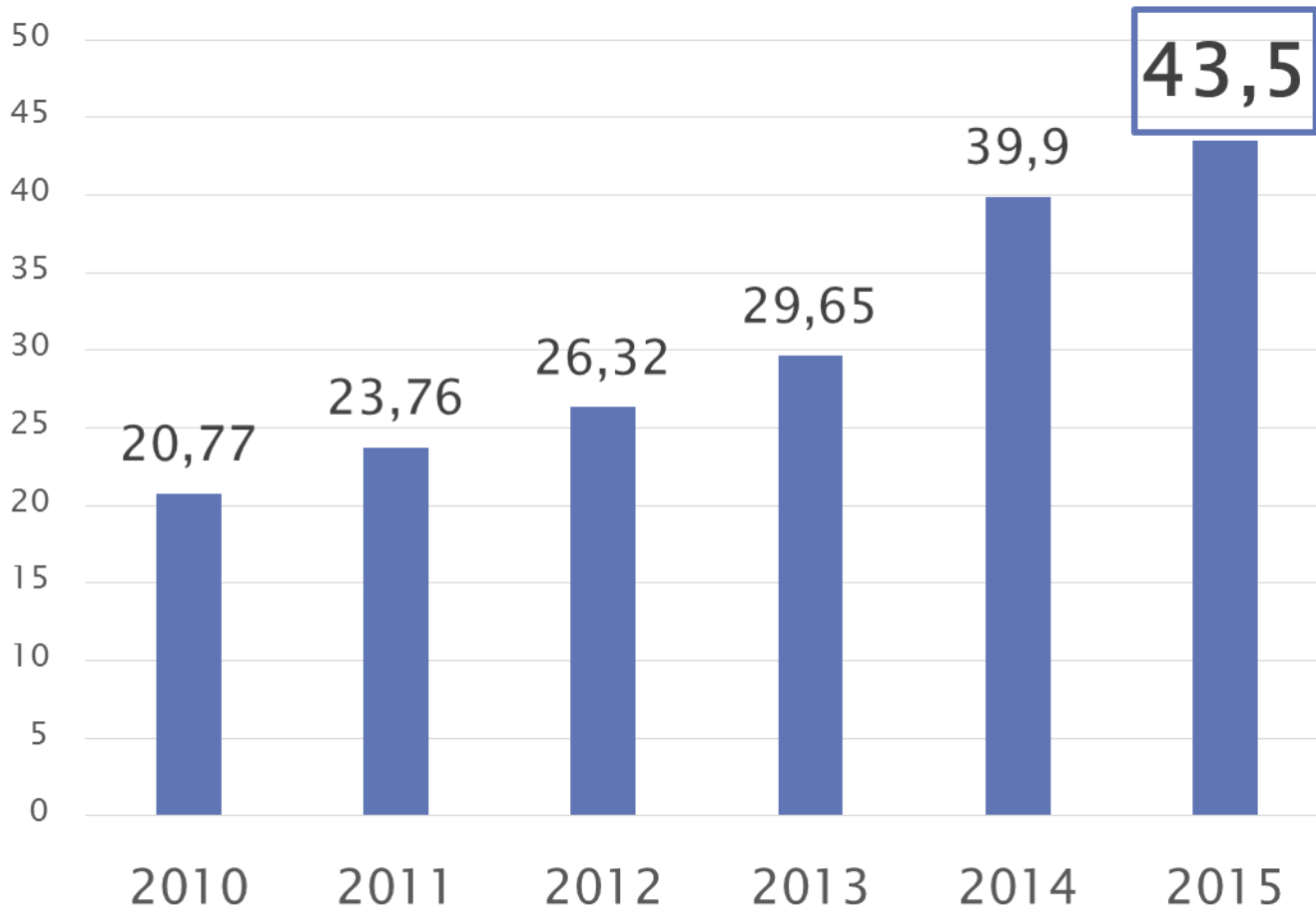
## SISI PRODUKSI

1. Pertambangan dan Penggalian mengalami kontraksi akibat melemahnya harga batubara dan minyak dunia.
2. Pertanian tumbuh melambat akibat dampak El Nino khususnya pada tanaman pangan dan hortikultura, namun berpengaruh signifikan terhadap peningkatan produksi perikanan budidaya terutama rumput laut.
3. Konstruksi tumbuh tinggi karena meningkatnya belanja modal pemerintah.
4. Industri perbankan mengalami pertumbuhan yang tinggi akibat meningkatnya perluasan margin bunga perbankan.
5. Transportasi, hotel dan komunikasi meningkat sejalan dengan momen liburan, natal dan tahun baru.
6. Perdagangan tumbuh melambat akibat menurunnya penjualan mobil dan sepeda motor serta *supply* barang impor.

## SISI PENGELUARAN

1. Pengeluaran Konsumsi Rumahtangga secara umum tumbuh melambat, namun pengeluaran untuk konsumsi makanan & minuman selain restoran; perumahan dan perlengkapan rumahtangga; serta kesehatan masih meningkat
2. Pengeluaran Konsumsi LNPRT tumbuh cukup tinggi karena dorongan ekspansi Ormas/Parpol dalam Pilkada Serentak di 269 daerah.
3. Pengeluaran Konsumsi Pemerintah meningkat, karena realisasi belanja barang tumbuh signifikan..
4. PMTB meningkat signifikan, terutama barang modal jenis bangunan/konstruksi, kendaraan dan peralatan lainnya. Hal ini juga didukung realisasi belanja modal pemerintah yang meningkat tajam
5. Kinerja ekspor masih mengalami kontraksi, terutama ekspor barang, yang disebabkan penurunan harga komoditas di pasar internasional serta perlambatan ekonomi di beberapa negara tujuan ekspor Indonesia.
6. Impor terkontraksi, dipicu oleh lemahnya nilai tukar Rupiah terhadap USD dan permintaan domestik.

## PDRB Per Kapita (Rp. Juta)



## PDRB Per Kapita Jawa Timur Tahun 2009 - 2014

Uraian	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Nilai Rupiah (juta)	20,8	23,8	26,3	29,6	39,9	43,5
Indeks Peningkatan (%)	13,04	12,66	12,49	12,65	34,80	9,02

## Metode Baru IPM di Indonesia

Metode Lama	Metode Baru
• Angka Harapan Hidup saat Lahir (AHH)	• Angka Harapan Hidup saat Lahir (AHH)
• Angka Melek Huruf (AMH) Rata-rata Lama Sekolah (RLS) 15 th+	• Harapan Lama Sekolah (HLS) Rata-rata Lama Sekolah (RLS) 25 th+
• Pengeluaran per Kapita Disesuaikan: 27 Komoditas PPP	• Pengeluaran per Kapita Disesuaikan: 96 Komoditas PPP
• Rata-rata Hitung	• Rata-rata Geometrik
• Reduksi <i>Shortfall</i> (RSF)	• Pertumbuhan Aritmatik

### KLASIFIKASI IPM

<b>SANGAT TINGGI</b>	IPM $\geq$ 80
<b>TINGGI</b>	$70 \leq$ IPM < 80
<b>SEDANG</b>	$60 \leq$ IPM < 70
<b>RENDAH</b>	IPM < 60

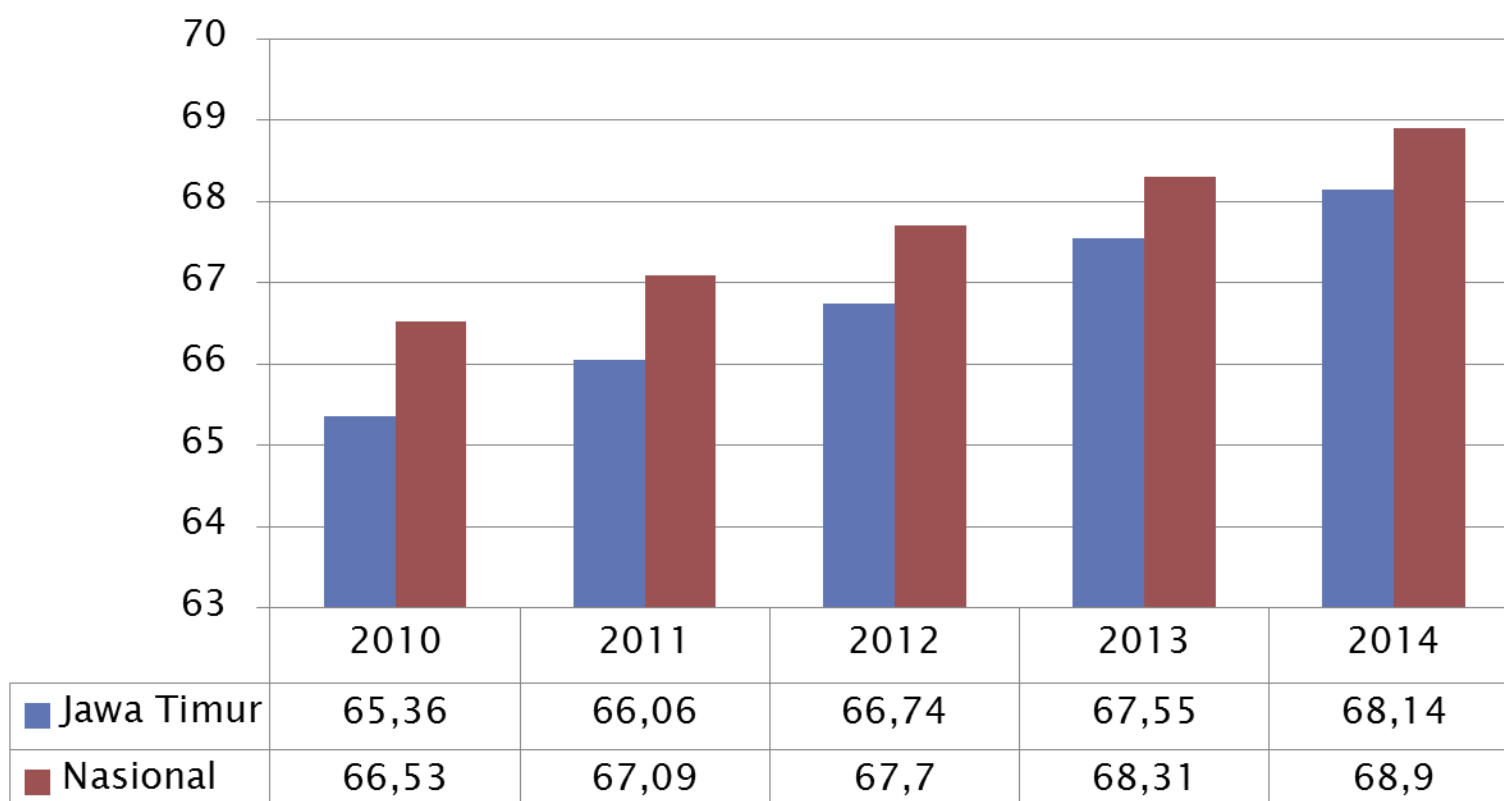
## IPM 2014 dan Komponennya – Provinsi di Jawa dan Nasional

PROVINSI	AHH	EYS	MYS	Pengeluaran	IPM	Kategori
DKI Jakarta	72,27	12,38	10,54	16.898	<b>78,39</b>	Tinggi
Jawa Barat	72,23	12,08	7,71	9.447	<b>68,80</b>	Sedang
Banten	69,13	12,31	8,19	11.150	<b>69,89</b>	Sedang
DIY	74,50	14,85	8,84	12.294	<b>76,81</b>	Tinggi
Jawa Tengah	73,88	12,17	6,93	9.640	<b>68,78</b>	Sedang
Jawa Timur	70,45	12,45	7,05	10.012	<b>68,14</b>	Sedang
NASIONAL	70,59	12,39	7,73	9.903	<b>68,90</b>	Sedang

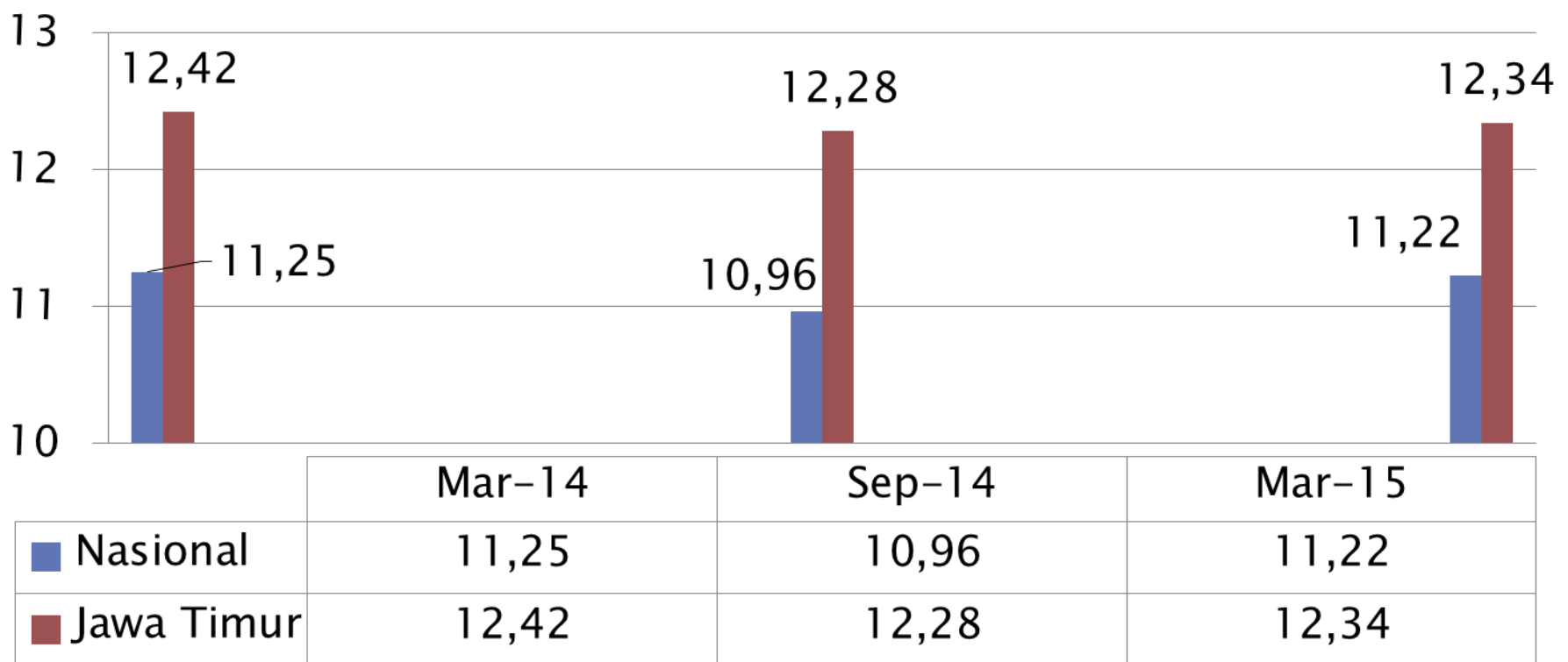
### NOTE

**AHH** : Angka Harapan Hidup (LifeExpectancy-e0)  
**EYS** : (Expected Years of Schooling) / Harapan Lama Sekolah  
**MYS** : (Mean Years of Schooling) / Rata-rata Lama Sekolah

## Grafik : TREND IPM JATIM DAN NASIONAL

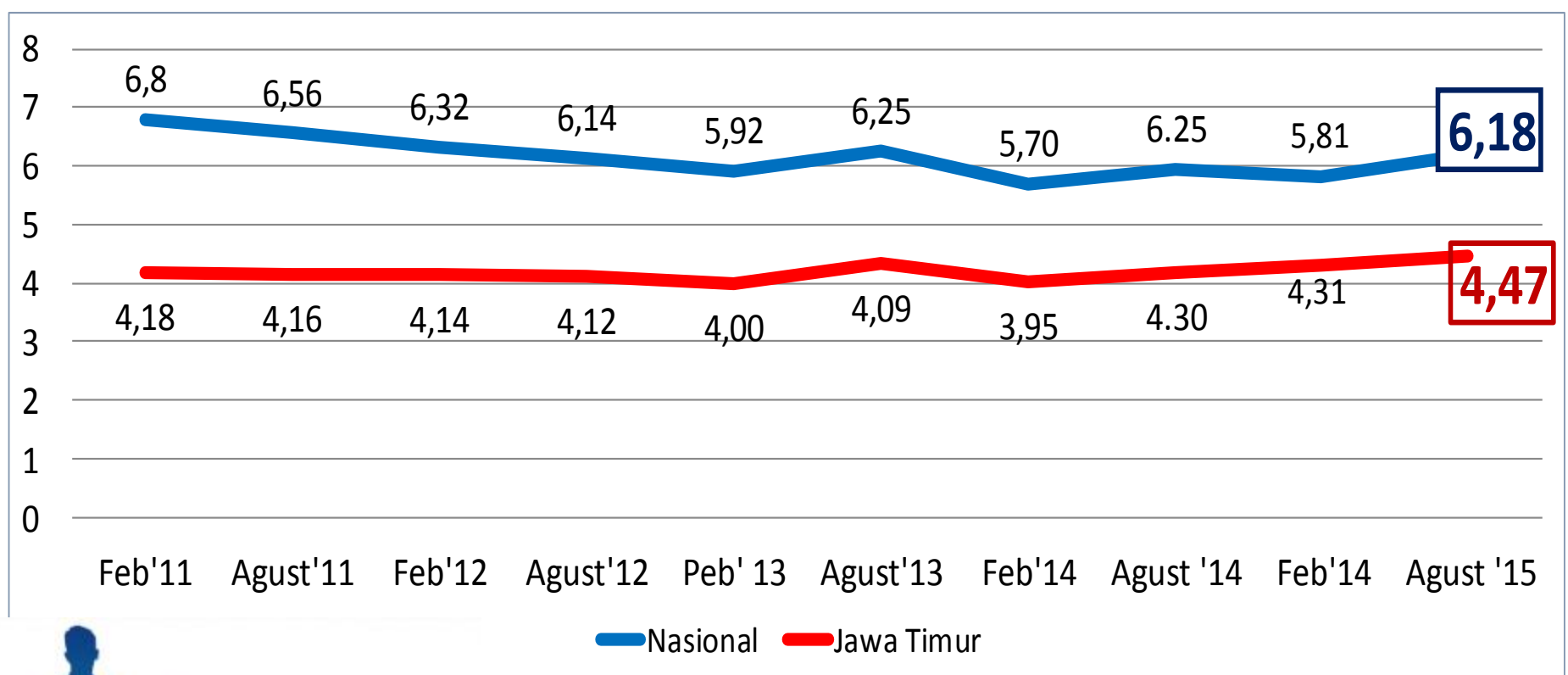


## Presentase penduduk Miskin Jawa Timur dan Nasional

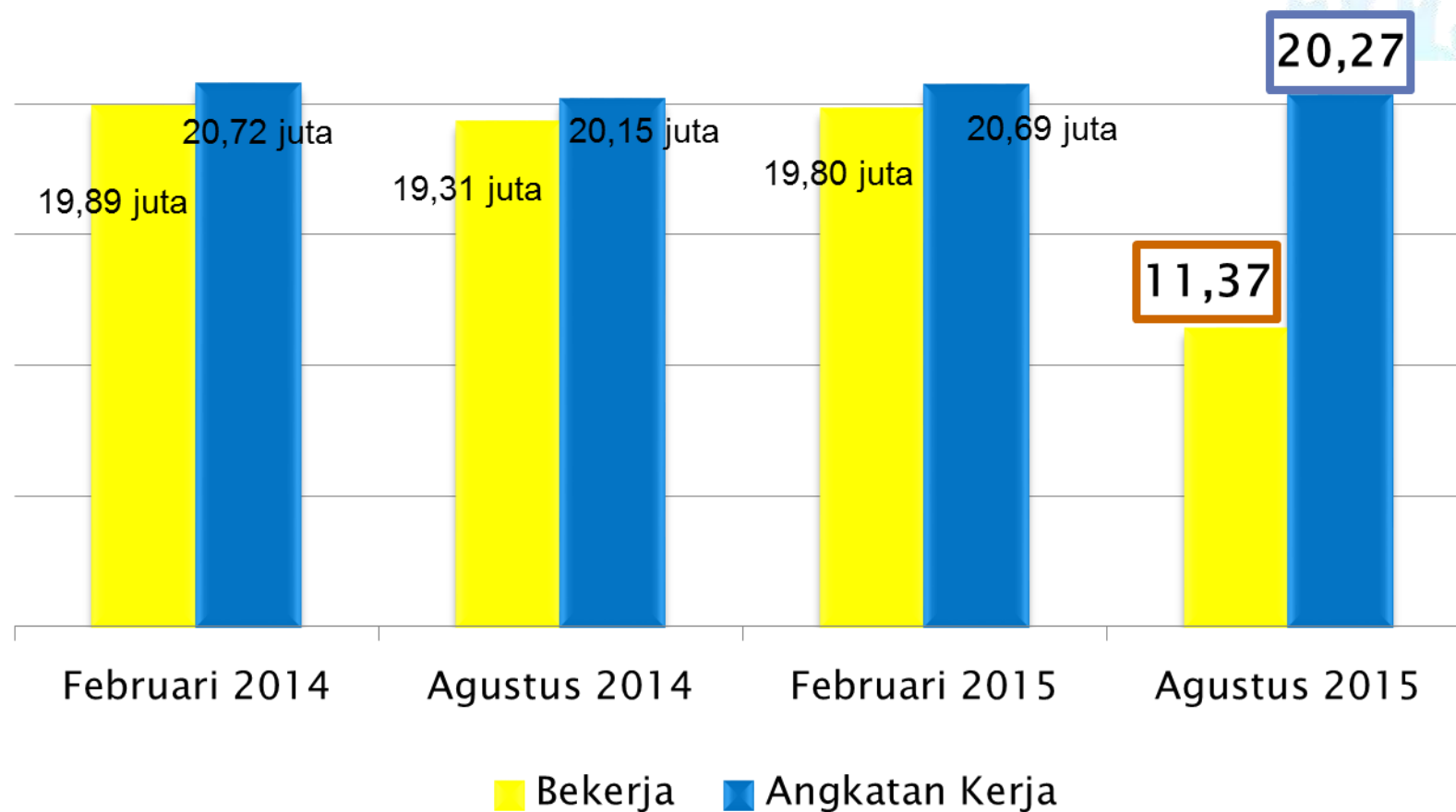


\*Hasil Merupakan Presentase Penduduk Miskin (Perkotaan + Pedesaan)

## Tingkat Pengangguran Terbuka (TPT)



## Perkembangan Tenaga Kerja Jawa Timur Februari 2014–Agustus 2015



### Tingkat Pengangguran Terbuka (TPT) Penduduk Usia 15 Tahun Ke Atas Menurut Pendidikan Tertinggi yang Ditamatkan, 2014–2015 (persen)

Pendidikan Tertinggi yang Ditamatkan	2014		2015	
	Februari	Agustus	Februari	Agustus
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
SD Kebawah	2,45	1,71	2,14	1,39
Sekolah Menengah Pertama	5,06	5,73	6,00	4,43
Sekolah Menengah Atas	8,22	7,46	6,59	8,73
Sekolah Menengah Kejuruan	6,55	10,53	8,47	11,74
Diploma I/II/III	3,73	4,27	6,17	8,11
Universitas	1,85	3,61	4,23	4,99
<b>Jumlah</b>	<b>4,02</b>	<b>4,19</b>	<b>4,31</b>	<b>4,47</b>

Sumber : Survei Angkatan Kerja Nasional (Sakernas)

Keterangan : Estimasi ketenagakerjaan menggunakan penimbang hasil Proyeksi Penduduk

## NASIONAL

### Penduduk Usia 15 Tahun Ke Atas Menurut Jenis Kegiatan Utama, 2014–2015 (Juta orang)

NO	URAIAN	2014*		2015	
		Februari	Agustus	Februari	Agustus
1.	Angkatan Kerja :	125,32	121,87	128,30	122,38
	Bekerja	118,17	114,63	120,85	114,82
	Penganggur	7,15	7,24	7,45	7,56
2.	Tingkat Partisipasi Angkatan Kerja (%)	69,17	66,60	69,50	65,76
3.	Tingkat Pengangguran Terbuka (%)	5,70	5,94	5,81	6,18
4.	Pekerja Tidak Penuh	36,97	35,77	35,68	34,31
	Setengah Penganggur	10,57	9,68	10,04	9,74
	Paruh Waktu	26,40	26,09	25,64	24,57

\* Estimasi ketenagakerjaan sejak 2014 menggunakan penimbang hasil proyeksi penduduk

## JAWA TIMUR

### Penduduk Usia 15 Tahun Ke Atas Menurut Jenis Kegiatan Utama, 2014–2015 (ribu orang)

NO	URAIAN	2014		2015	
		Februari	Agustus	Februari	Agustus
1.	Angkatan Kerja :	20.717,77	20.149,99	20.692,41	20.274,68
	Bekerja	19.885,39	19.306,51	19.800,39	19.367,78
	Penganggur	832,38	843,49	892,02	906,90
2.	Tingkat Partisipasi Angkatan Kerja (%)	70,52	68,12	69,58	67,84
3.	Tingkat Pengangguran Terbuka (%)	4,02	4,19	4,31	4,47
4.	Pekerja Tidak Penuh	6.632,65	6.481,52	6.412,70	6.244,39
	Setengah Penganggur	1.864,78	1.674,50	1.633,58	1.628,96
	Paruh Waktu	4.767,87	4.807,02	4.779,11	4.615,43

Sumber : Survei Angkatan Kerja Nasional (Sakernas)

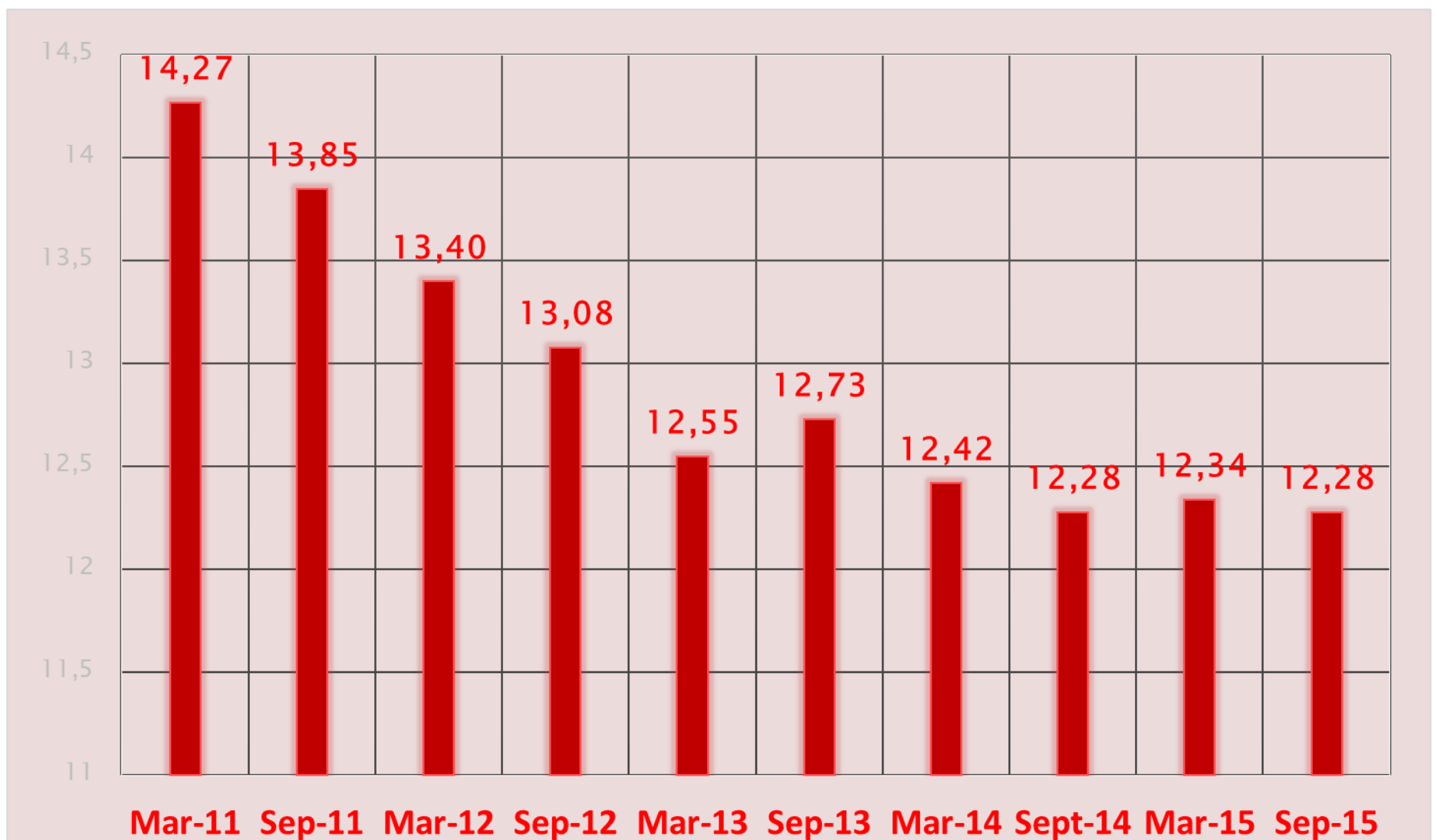
Keterangan : Estimasi ketenagakerjaan menggunakan penimbang hasil Proyeksi Penduduk

## Jawa Timur

Perkembangan Persentase Penduduk Miskin  
Tahun Maret 2013 s/d September 2015

	Maret 2013	Sept 2013	Maret 2014	Sept 2014	Maret 2015	Sept 2015
Persentase (%) (terhadap jml penduduk)	12,55	12,73	12,42	12,28	12,34	12,28
Penduduk Miskin (ribu orang)	4.805,01	4.893,01	4.786,79	4.748,42	4.789,12	4.775,97

Grafik 1.1 Kemiskinan

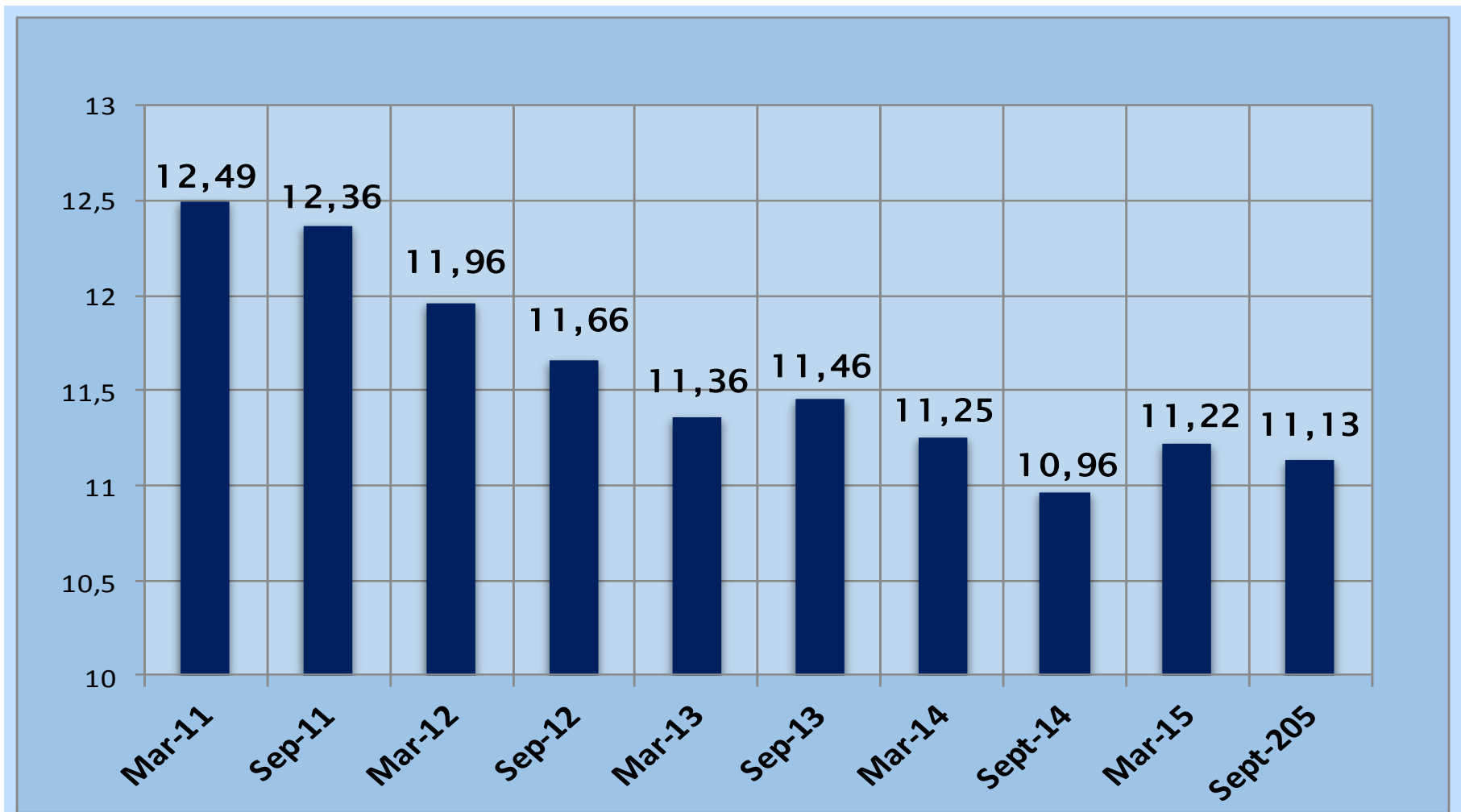




## Nasional

### Perkembangan Persentase Penduduk Miskin September 2013 s/d September 2015

	Sept 2013	Maret 2014	Sept 2014	Maret 2015	Sept 2015
Penduduk miskin (Juta Orang)	28,60	28,28	27,73	28,59	28,51
Persentase (%) (terhadap jml penduduk)	11,46	11,25	10,96	11,22	11,18



## Jawa Timur

Garis Kemiskinan, Jumlah dan Persentase Penduduk Miskin  
(September 2013 s/d September 2015\*)

Daerah/Tahun	Garis Kemiskinan (Rp/Kapita/Bln)			Jumlah penduduk miskin (ribu)	Persentase penduduk miskin	Perubahan Persentase Penduduk Miskin (%)
	Makanan	Bukan Makanan	Total			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>PERKOTAAN</b>						
Sept 2013	200.620	78.033	278.653	1.631,10	8,90	0,33
Maret 2014	206.858	80.723	287.582	1.535,81	8,35	-0,55
Sept 2014	210.198	83.193	293.391	1.531,89	8,30	-0,05
Maret 2015	216.139	88.779	304,918	1.524,62	8,19	-0,11
Sept 2015	222.168	92.152	314.320	1.571,15	8,41	0,22
<b>PEDESAAN</b>						
Maret 2013	189.172	61.358	250.530	3.243,56	16,15	-0,73
Sept 2013	202.651	66.643	269.294	3.261,91	16,23	0,08
Maret 2014	209.263	69.166	278.429	3.250,98	16,13	-0,10
Sept 2014	215.641	71.157	286.798	3.216,53	15,92	-0,22
Maret 2015	230.565	74.839	305.404	3.264,50	16,18	0,26
Sept 2015	240.911	77.532	318.443	3.204,82	15,84	-0,34
<b>PERKOTAAN + PEDESAAN</b>						
Maret 2013	188.306	69.205	257.510	4.805,01	12,55	-0,53
Sept 2013	201.683	72.075	273.758	4.893,01	12,73	0,18
Maret 2014	208.116	74.681	282.796	4.786,79	12,42	-0,32
Sept 2014	213.043	76.902	289.945	4.748,42	12,28	-0,14
Maret 2015	223.641	81.530	305.171	4.789,12	12,34	0,06
Sept 2015	231.914	84.549	316.464	4.775,97	12,28	-0,06

Indeks Kedalaman Kemiskinan dan Indeks Keparahan Kemiskinan  
(September 2013 s/d September 2015\*)

Tahun	Perkotaan	Perdesaan	Perkotaan + Perdesaan
(1)	(2)	(3)	(4)
<b>INDEKS KEDALAMAN KEMISKINAN (P<sub>1</sub>)</b>			
September 2013	1,423	2,663	2,071
Maret 2014	1,160	2,486	1,853
September 2014	1,245	2,415	1,857
Maret 2015	1,279	2,787	2,063
September 2015	1,285	2,903	2,216
<b>INDEKS KEPARAHAN KEMISKINAN (P<sub>2</sub>)</b>			
September 2013	0,335	0,656	0,503
Maret 2014	0,269	0,597	0,440
September 2014	0,306	0,589	0,454
Maret 2015	0,314	0,719	0,525
September 2015	0,374	0,834	0,613

Sumber : BPS, diolah dari data Susenas Panel Maret 2008 – 2010 dan Susenas Maret/September 2013 – 2015  
Keterangan \*) diolah dengan menggunakan penimbang hasil proyeksi penduduk

## Nasional

Garis Kemiskinan, Jumlah dan Persentase Penduduk Miskin  
(September 2013 s/d September 2015)

Daerah/Tahun	Garis Kemiskinan (Rp/Kapita/Bln)			Jumlah penduduk miskin (ribu)	Persentase penduduk miskin
	Makanan	Bukan Makanan	Total		
<b>PERKOTAAN</b>					
September 2013 *)	215.750	93.076	308.826	10,68	8,55
Maret 2014 **)	223.091	95.423	318.514	10,51	8,34
September 2014 **)	228.534	98.319	326.853	10,36	8,16
Maret 2015	238.278	104.263	342.541	10,65	8,29
<b>PEDESAAN</b>					
September 2013 *)	213.250	62.529	275.779	17,92	14,37
Maret 2014 **)	221.379	64.718	286.097	17,77	14,17
September 2014 **)	229.391	67.290	296.681	17,37	13,76
Maret 2015	245.357	72.524	317.881	17,94	14,21
<b>PERKOTAAN + PEDESAAN</b>					
September 2013 *)	215.122	77.829	292.951	28,60	11,46
Maret 2014 **)	222.628	80.107	302.735	28,28	11,25
September 2014 **)	229.469	82.859	312.328	27,73	10,96
Maret 2015	242.241	88.535	330.776	28,59	11,22

Sumber : Survei Sosial Ekonomi Nasional (Susenas) – September 2013, Maret 2014, September 2014, Maret 2015 dan September 2015

Indeks Kedalaman Kemiskinan dan Indeks Keparahan Kemiskinan  
(September 2013 s/d September 2014)

Tahun	Perkotaan	Perdesaan	Perkotaan + Perdesaan
<b>INDEKS KEDALAMAN KEMISKINAN (P<sub>1</sub>)</b>			
Maret 2014	1,25	2,26	1,75
September 2014	1,25	2,25	1,75
Maret 2015	1,40	2,55	1,97
September 2015			
<b>INDEKS KEPARAHAN KEMISKINAN (P<sub>2</sub>)</b>			
Maret 2014	0,31	0,57	0,44
September 2014	0,31	0,57	0,44
Maret 2015	0,36	0,71	0,54
September 2015			

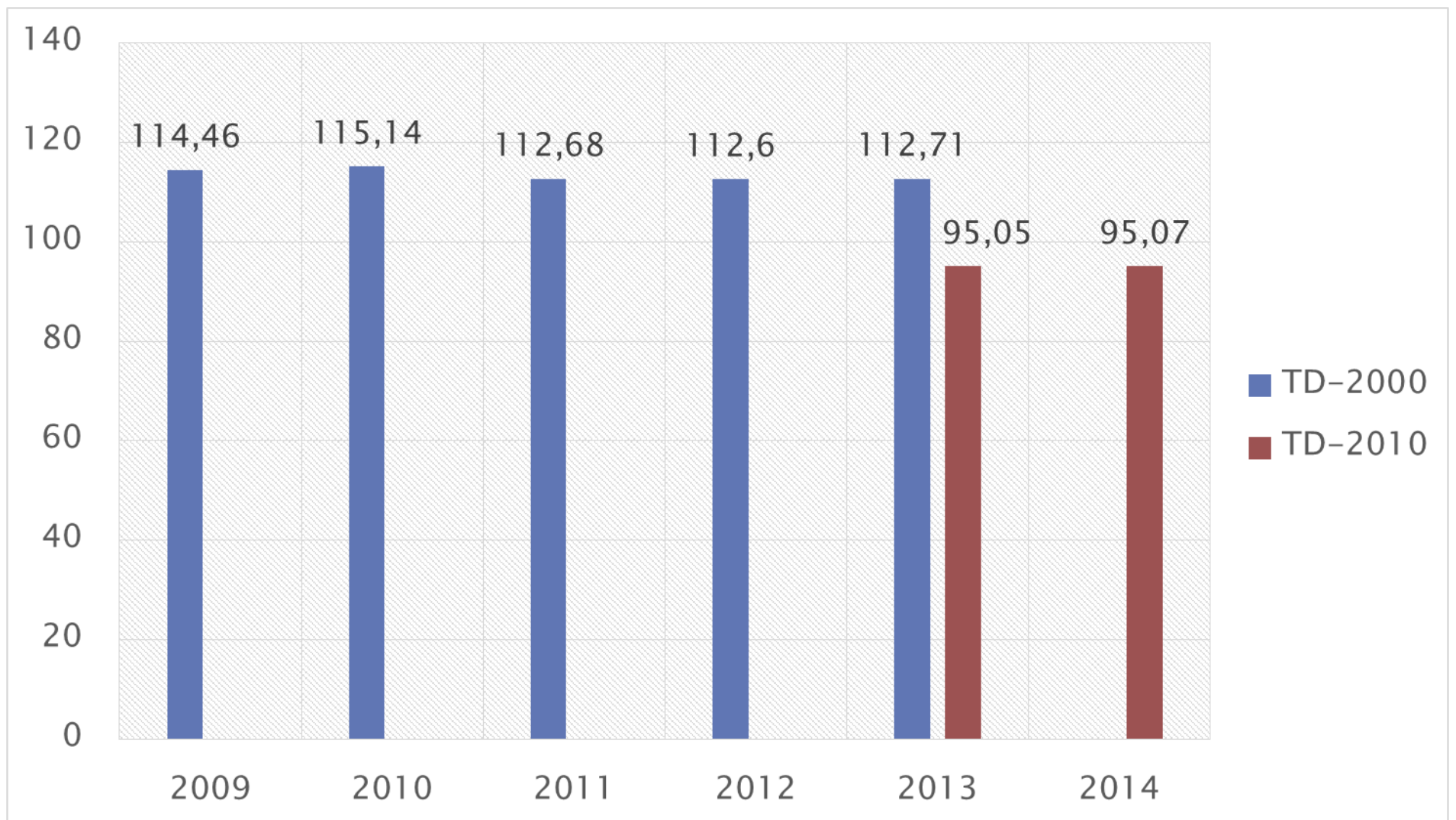
Sumber : Survei Sosial Ekonomi Nasional (Susenas) – September 2015

### Jumlah dan Persentase Penduduk Miskin Menurut Pulau di Indonesia, September 2015

Pulau	Persentase Penduduk Miskin (%)			Jumlah Penduduk Miskin (Juta Orang)		
	Kota	Desa	Kota+Desa	Kota	Desa	Kota+Desa
Sumatera	9,46	12,62	11,37	2,07	4,24	6,31
Jawa	8,25	13,87	10,52	7,15	8,16	15,31
Bali dan Nusa Tenggara	10,46	18,70	15,41	0,59	1,59	2,18
Kalimantan	4,63	7,79	6,45	0,30	0,69	0,99
Sulawesi	6,27	14,46	11,68	0,40	1,79	2,19
Maluku dan Papua	5,08	29,77	22,09	0,11	1,42	1,53
<b>Indonesia</b>	<b>8,22</b>	<b>14,09</b>	<b>11,13</b>	<b>10,62</b>	<b>17,89</b>	<b>28,51</b>

#### Faktor - faktor yang Mempengaruhi Penurunan Penduduk Miskin di Indonesia, Periode Maret 2015-September 2015

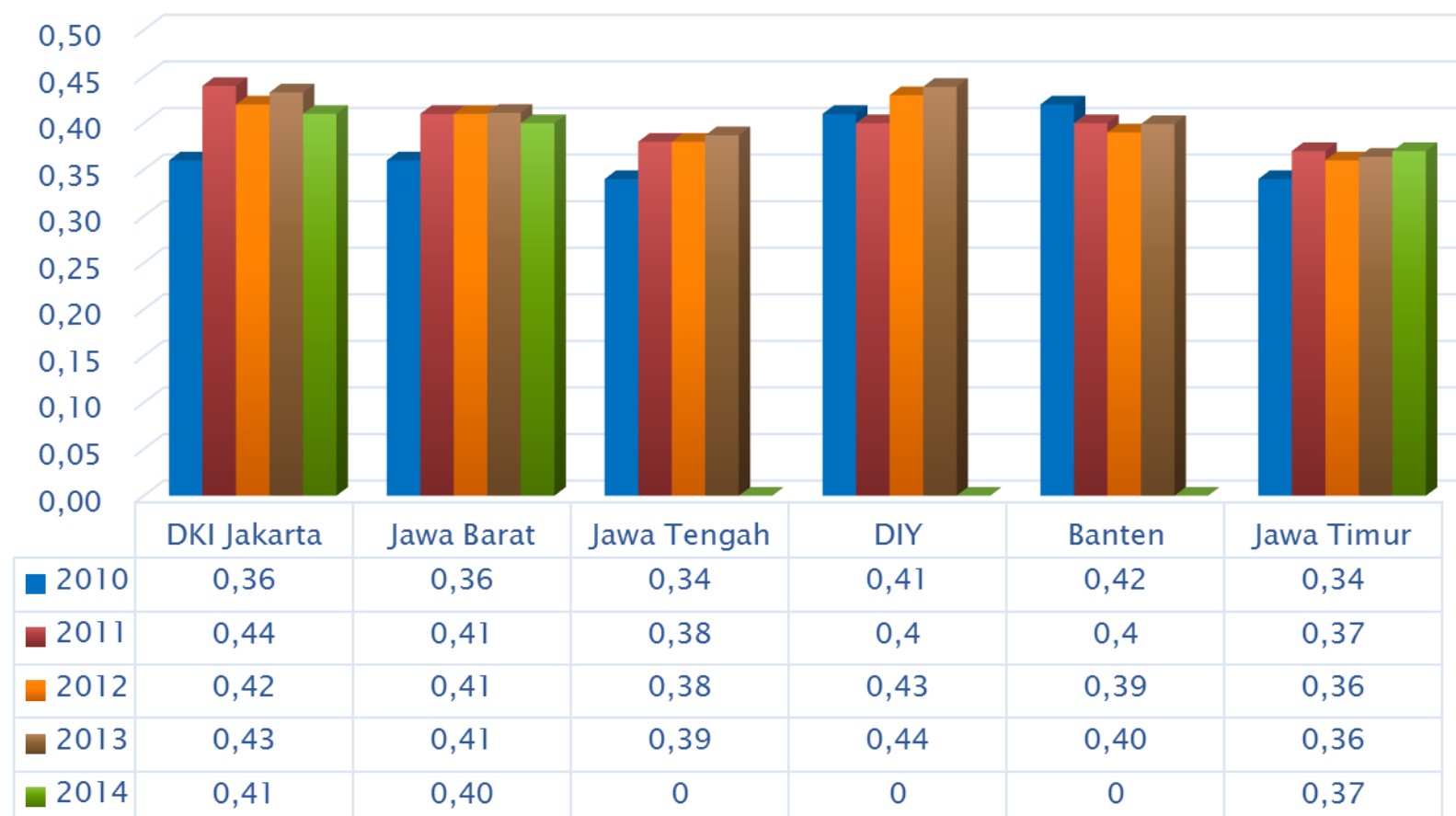
- Selama periode Maret 2015–September 2015 terjadi inflasi umum relatif rendah yaitu tercatat sebesar 2,69 persen.
- Secara nasional, rata-rata harga eceran beras mengalami penurunan sebesar 0,92 persen yaitu dari Rp13.089,- per kg pada Maret 2015 menjadi Rp12.968,- per kg pada September 2015, selain harga eceran beras komoditas bahan pokok lain yang mengalami penurunan adalah minyak goreng yaitu mengalami penurunan sebesar 2,80 persen.
- Perekonomian Indonesia Triwulan III-2015 tumbuh sebesar 7,12 persen terhadap Triwulan I-2015.
- Perbaikan penghasilan petani yang ditunjukkan oleh kenaikan NTP (Nilai Tukar Petani) sebesar 0,79 persen dari 101,53 pada Maret 2015 menjadi 102,33 pada September 2015.



**Note :**

- Perhitungan Indeks Williamson mulai tahun 2014 menggunakan PDRB TD-2010, sedangkan tahun-tahun sebelumnya menggunakan TD lama (2000). Angka hanya bisa dibandingkan dengan yang menggunakan tahun dasar sama.
- Oleh karena itu yang disajikan hanya dalam 2 tahun terakhir, dan tercatat pada tahun 2014 Indeks Williamson sebesar 95,07 melebar hanya 0,02 atau bisa dikatakan relatif stabil.

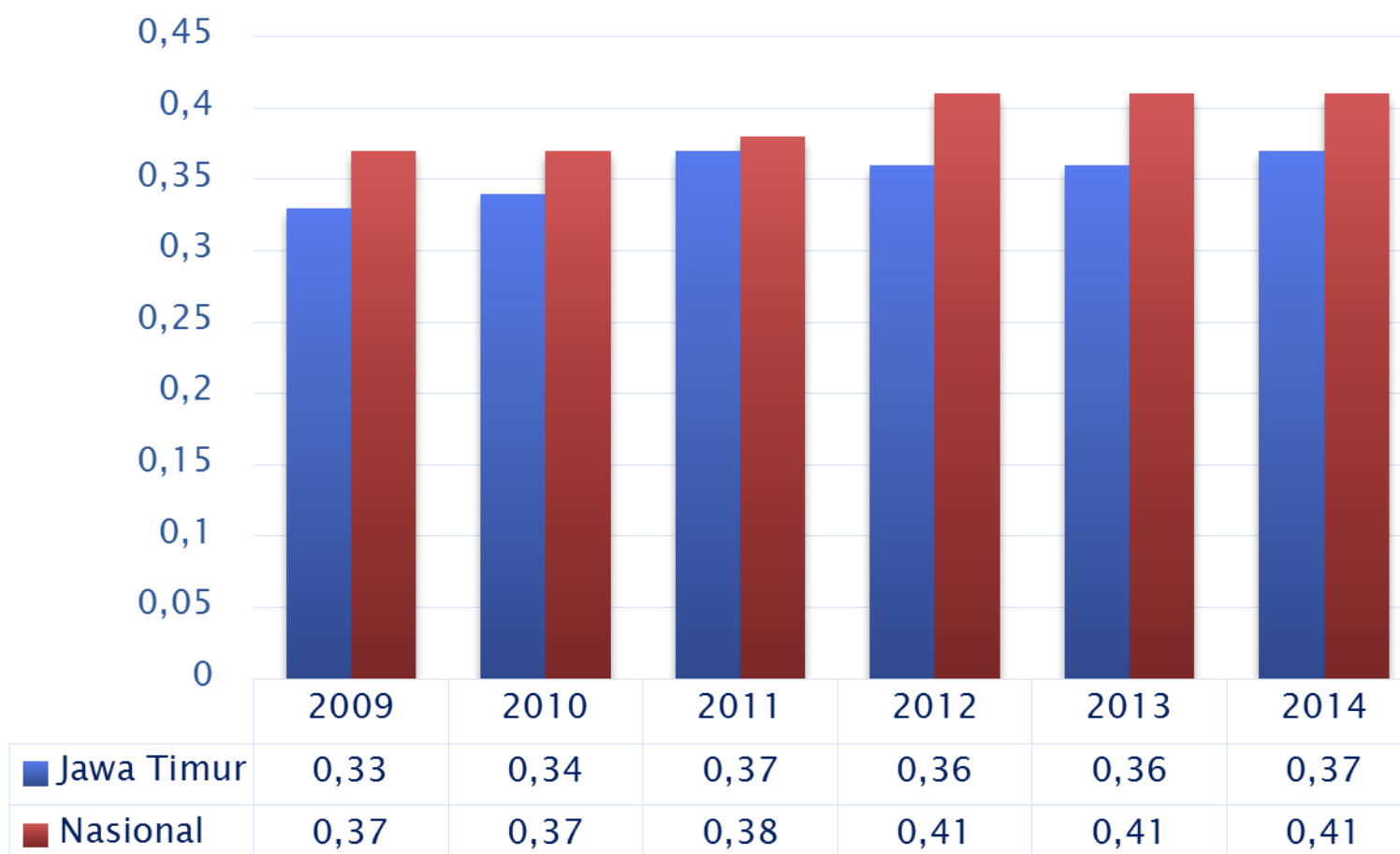
## INDEKS GINI RATIO PULAU JAWA TAHUN 2010 - 2014



Note :

Data Sementara Indeks Gini untuk Provinsi Jawa Tengah, DIY dan Banten th. 2014 belum tersedia di situs resmi BPS.

## INDEKS GINI JAWA TIMUR DAN NASIONAL 2009 – 2014



## TREND INFLASI JAWA TIMUR

Inflasi	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
%	10,72	3,62	6,96	4,09	4,50	7,59	7,77	3,08

Bulan Februari 2016 Jawa Timur Mengalami Deflasi

**0,10**

Keterangan	Februari 2015	Januari 2016	Februari 2016
<b>INFLASI NASIONAL</b>			
Tahunan ( y-o-y ) - %	6,29	4,14	4,42
Bulanan ( month-to-month ) %	-0,36	0,51	-0,09
Tahun Kalender ( y-t-d ) %	-0,61	0,51	0,42
<b>INFLASI JAWA TIMUR</b>			
Tahunan ( y-o-y ) %	6,00	3,54	3,99
Bulanan ( month-to-month ) %	-0,52	0,65	-0,10
Tahun Kalender ( y-t-d ) %	-0,32	0,65	0,55

## Inflasi dan Deflasi Jawa Timur bulan Februari 2016

8 Kota IHK Jawa Timur		Penyebab		Komoditas Penyumbang Terbesar	
Kota	%	Kelompok IHK	%	Deflasi	Inflasi
Kota Kediri	0,33 ↓	Transportasi, komunikasi & Jasa Keu	0,53 ↓	Tarif listrik	Emas perhiasan
Kota Malang	0,15 ↓	Perumahan, Air, Listrik, Gas dan Bahan Bakar	0,38 ↓	Bawang merah	Daging Sapi
Kota Surabaya	0,11 ↓	Bahan Makanan	0,21 ↓	Angkutan udara	Cabai Merah
Kota Probolinggo	0,08 ↓	Sandang	0,88 ↑	Daging ayam ras	Rokok kretek filter
Kab. Sumenep	0,02 ↓	Makanan jadi, minuman, rokok, dan tembakau	0,42 ↑	Bensin	Bawang Putih
Kab. Jember	0,12 ↑	Kesehatan	0,16 ↑	Telur ayam ras	Tomat sayur
Kab. Banyuwangi	0,12 ↑	Pendidikan, Rekreasi dan Olah raga	0,11 ↑	Pasir	Tongkol Pindang
Kota Madiun	0,03 ↑			Wortel	Beras
				Apel	Tarif Air Minum PAM
				Kentang	Sate

Note:



Inflasi



Deflasi



## INFLASI – DEFLASI BULAN FEBRUARI 2016

6 Ibukota Provinsi di Pulau Jawa		Dari 82 kota IHK Nasional (52 Kota Mengalami Inflasi & 30 Kota Deflasi)	
Kota	%	Kota	%
<b>DEFLASI</b>		<b>DEFLASI TERTINGGI</b>	
KOTA SEMARANG	0,30	MERAUKE	2,95
KOTA SERANG	0,17	TUAL	1,33
KOTA BANDUNG	0,15	BULUKUMBA	1,05
KOTA SURABAYA	0,11	BAU-BAU	0,97
KOTA YOGYAKARTA	0,09	TERNATE	0,95
KOTA JAKARTA	0,06	<b>INFLASI TERTINGGI</b>	
		TANJUNG PANDAN	1,02



## PERBANDINGAN INFLASI NASIONAL DAN PROVINSI DI PULAU JAWA FEBRUARI 2016

No	NAS/PROV.	Januari 2016 (%)			Februari 2016 (%)		
		M-to-m	Y-t-d	Y-o-y	M-to-m	Y-t-d	Y-o-y
1	Nasional	0,51	0,51	4,14	-0,09	0,42	4,42
2	Jawa Timur	0,65	0,65	3,54	-0,10	0,55	3,99
3	Jawa Tengah	0,48	0,48	3,58	-0,24	0,24	3,98
4	DIY	0,53	0,53	3,50	-0,09	0,44	3,83
5	Jawa Barat	0,59	0,59	3,72	-0,17	0,41	3,80
6	DKI Jakarta	0,24	0,24	3,98	-0,06	-	-
7	Banten	0,88	0,88	5,57	-0,20	0,68	5,97

Note : Data DKI Jakarta tidak dapat di akses di situs BPS

### Flash Point :

- Pada bulan Februari 2016 Jawa Timur mengalami Deflasi sebesar -0,10%. Angka tersebut lebih tinggi daripada Deflasi Nasional yaitu sebesar -0,09%.
- Hal tersebut terjadi karena turunnya harga pada 3 komoditas, seperti :
  1. Pada Bulan Februari 2016 PT. PLN melakukan penurunan tarif listrik sebagai mekanisme penyesuaian (tarif adjustment) untuk 12 golongan pelanggan, termasuk pelanggan rumah tangga dengan daya 1.300 VA, 2.200 VA, 3.500 VA s.d 5.500 VA dan 6.600 VA keatas
  2. Penurunan tarif batas atas dan tarif batas bawah pengguna jasa angkutan udara kelas ekonomi jadwal dalam negeri sebesar 5%, keputusan tersebut tertuang dalam PERMENHUB No PM 14 tahun 2016 tentang Mekanisme Formulasi Perhitungan dan Penetapan Tarif Batas Atas dan Batas Bawah Penumpang Pelayanan Ekonomi Angkutan Udara Niaga Berjadwal Dalam Negeri, dan berlaku selama 30 hari sejak Permenhub 14 dikeluarkan pada 28 Januari 2016 lalu.
  3. Komoditi Bensin Jenis Pertamina, Pertamina Plus dan Peralite mengalami penurunan harga per tanggal 5 Februari 2016.
    - Pertamax – dari harga Rp.8.450 menjadi Rp. 8.250/ltr
    - Pertamax Plus – dari harga Rp.9.350 menjadi Rp. Rp.9.150/ltr
    - Peralite – dari harga Rp. 7.800 menjadi Rp.7600/ltr



Biro Administrasi  
Perekonomian Sekretariat  
Daerah Provinsi Jawa Timur

# KINERJA MAKRO EKONOMI



**Nilai PDRB Menurut Lapangan Usaha Tahun 2014 - 2015,  
Laju Pertumbuhan, Distribusi dan Sumber Pertumbuhan Tahun 2015**

Lapangan Usaha	Atas Dasar Harga Berlaku (Triliun Rupiah)		Atas Dasar Harga Konstan 2010 (Triliun Rupiah)		Tahun 2015		
	2014	2015	2014	2015	Laju Pertumbuhan	Distribusi	Sumber Pertumbuhan
					(%)	(%)	(%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
A. Pertanian, Kehutanan, Perikanan	209,54	232,35	155,77	161,15	3,46	13,75	0,43
B. Pertambangan dan Penggalian	79,61	64,10	60,89	65,71	7,92	3,79	0,38
C. Industri Pengolahan	445,81	494,69	372,73	392,49	5,30	29,27	1,57
D. Pengadaan Listrik dan Gas	5,50	5,79	4,50	4,37	-3,00	0,34	-0,01
E. Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah, Limbah	1,43	1,57	1,23	1,30	5,28	0,09	0,01
F. Konstruksi	145,88	160,50	116,50	120,69	3,60	9,50	0,33
G. Perdag. Besar&Eceran, Reparasi Mobil&Spd.Motor	266,17	298,17	229,73	243,50	6,00	17,64	1,09
H. Transportasi dan Pergudangan	50,00	56,72	36,45	38,84	6,56	3,36	0,19
I. Akomodasi dan Makan Minum	79,95	91,48	62,81	67,77	7,91	5,41	0,39
J. Informasi dan Komunikasi	69,88	77,09	69,16	73,64	6,49	4,56	0,36
K. Jasa Keuangan dan Asuransi	41,20	46,45	32,40	34,73	7,19	2,75	0,18
L. Real Estate	24,12	27,56	22,00	23,09	4,97	1,63	0,09
M,N. Jasa Perusahaan	12,18	13,54	9,82	10,35	5,44	0,80	0,04
O. Adm. Pemerintahan, Pertahanan, Jaminan Sosial	35,66	39,08	28,73	30,28	5,38	2,31	0,12
P. Jasa Pendidikan	41,97	46,02	33,31	35,39	6,26	2,72	0,17
Q. Jasa Kesehatan & Kegiatan Sosial	9,68	10,64	8,21	8,74	6,46	0,63	0,04
R,S,T,U. Jasa Lainnya	21,21	24,14	18,47	19,37	4,88	1,43	0,07
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO (PDRB)</b>	<b>1.539,79</b>	<b>1.689,88</b>	<b>1.262,70</b>	<b>1.331,42</b>	<b>5,44</b>	<b>100,00</b>	<b>5,44</b>

## Laju Pertumbuhan PDRB Menurut Lapangan Usaha Tahun Dasar 2010 Triwulan IV Tahun 2015 (q-to-q, y-on-y, c-to-c) (Persen)

Lapangan Usaha		Triw IV-2015 terhadap Triw III-2015 (q to q)	Sumber Pertumbuhan q-to-q	Triw IV-2015 terhadap Triw IV-2014 (y on y)	Sumber Pertumbuhan y-on-y	Kum. Tahun 2015 terhadap Kum. Tahun 2014 (c to c)	Sumber Pertumbuhan c to c
(1)		(2)	(3)	(4)	(5)	(3)	(4)
A	Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan	-24,71	-3,21	4,73	0,48	3,46	0,43
B	Pertambangan dan Penggalian	-1,00	-0,05	11,82	0,56	7,92	0,38
C	Industri Pengolahan	-0,07	-0,02	5,33	1,58	5,30	1,57
D	Pengadaan Listrik, Gas dan Produksi Es	3,52	0,01	-4,69	-0,02	-3,00	-0,01
E	Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah dan Daur Ulang	0,55	0,00	7,30	0,01	5,28	0,01
F	Konstruksi	7,59	0,69	5,80	0,58	3,60	0,33
G	Perdagangan Besar dan Eceran, Reparasi Mobil dan Sepeda Motor	-0,52	-0,09	5,12	0,96	6,00	1,09
H	Transportasi dan Pergudangan	3,99	0,11	7,44	0,22	6,56	0,19
I	Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum	2,77	0,14	9,33	0,48	7,91	0,39
J	Informasi dan Komunikasi	0,68	0,04	5,56	0,31	6,49	0,36
K	Jasa Keuangan dan Asuransi	4,06	0,10	9,94	0,26	7,19	0,18
L	Real Estate	1,84	0,03	5,15	0,09	4,97	0,09
M,N	Jasa Perusahaan	1,52	0,01	4,65	0,04	5,44	0,04
O	Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib	9,09	0,21	6,80	0,17	5,38	0,12
P	Jasa Pendidikan	10,23	0,26	4,57	0,13	6,26	0,17
Q	Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial	2,79	0,02	5,79	0,04	6,46	0,04
R,S,T,U	Jasa Lainnya	0,93	0,01	4,00	0,06	4,88	0,07
<b>PRODUK DOMESTIK REGIONAL BRUTO</b>		<b>-1,73</b>	<b>-1,73</b>	<b>5,94</b>	<b>5,94</b>	<b>5,44</b>	<b>5,44</b>

## NASIONAL

Triliun Rp

Kinerja	ADHB				ADHK			
	TRW II – 2015	TRW III – 2015	TRW IV – 2015	2015	TRW II – 2015	TRW III – 2015	TRW IV – 2015	2015
Export Luar Negeri	620,1	617,6	593,9	2.434,2	505,1	505,2	496,2	2.005,9
Import Luar Negeri	613,9	593,6	612,7	2.405,8	473,1	451,7	478,5	1.872,3
Surplus / Defisit	6,2	24	-18,8	28,4	32	53,5	17,7	133,6

## JAWA TIMUR

Miliar Rp

Kinerja	ADHB				ADHK			
	TRW II – 2015	TRW III – 2015	TRW IV – 2015	2015	TRW II – 2015	TRW III – 2015	TW IV – 2015	2015
Export Luar Negeri	62.497,10	58.227,64	59.029,58	244.763,47	48.860,43	44.582,87	44.855,54	188.445,61
Import Luar Negeri	84.832,24	77.079,34	78.838,27	317.036,12	61.731,74	55.773,11	57.106,47	231.443,39
Surplus / Defisit	-22.335,14	-18.851,7	-19.808,69	-72.272,65	-12.871,31	-11.190,24	-12.250,93	-42.997,78

NET EKSPOR ANTAR DAERAH	31.521,03	31.338,31	16.433,51	99.831,59	20.903,55	22.201,82	19.091,85	81.512,61
-------------------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------



### EKSPOR – IMPOR NASIONAL

KETERANGAN	Desember 2015 (Juta US\$)	Januari 2016 (Juta US\$)	Jan – Des 2014 (Juta US\$)	Jan – Des 2015 (Juta US\$)	Growth (%) Jan 2016 thd Des 2015	Growth (%) Jan-Des 2014 thd 2015
<b>EKSPOR</b>	11.886,3	10.500,2	175.980,0	150.252,5	-11,88 ↓	-14,62 ↓
- Migas	1.299,5	1.107,0	30.018,0	15.551,9	-14,81 ↓	12,35 ↑
- Non Migas	10.586,8	9.393,2	145.961,2	131.700,6	-11,52 ↓	-9,77 ↓
<b>IMPOR</b>	12.122,1	10.449,6	178.178,8	142.739,6	-13,48 ↓	-19,89 ↓
- Migas	1.798,0	1.220,9	43.459,9	24.613,2	-32,10 ↓	-43,37 ↓
- Non Migas	10.324,1	10.279,3	134.718,9	118.126,4	-10,22 ↓	-12,32 ↓

### EKSPOR - IMPOR JAWA TIMUR

KETERANGAN	Desember 2015 (Juta US\$)	Januari 2016 (Juta US\$)	Jan – Des 2014 (Juta US\$)	Jan – Des 2015 (Juta US\$)	Growth (%) Jan 2016 thd Des 2015	Growth (%) Jan-Des 2014 thd 2015
<b>EKSPOR</b>	1.247,01	1.313,67	18.767,26	17.120,18	5,35 ↑	-8,78 ↓
- Migas	33,93	31,81	783,28	624,19	-6,25 ↓	-20,31 ↓
- Non Migas	1.213,08	1.281,86	17.983,98	16.495,99	5,67 ↑	-8,27 ↓
<b>IMPOR</b>	1.519,96	1.433,28	25.210,96	19.280,18	-6,10 ↓	-23,52 ↓
- Migas	230,15	153,41	7.301,93	3.630,65	-33,34 ↓	-50,28 ↓
- Non Migas	1.289,81	1.279,87	17.909,03	15.649,53	-1,26 ↓	-12,62 ↓

### JAWA TIMUR

#### EKSPOR – NON MIGAS

#### MENURUT NEGARA TUJUAN

NO	Negara Tujuan	Desember 2015 (Juta US\$)	Januari 2016 (Juta US\$)	Jan – Des 2014 (Juta US\$)	Jan – Des 2015 (Juta US\$)	Growth (%) Jan 2016 thd Des 2015	Growth (%) Jan-Des 2014 thd 2015
1.	Jepang	210,60	215,36	2.810,22	2.478,16	2,26 ↑	-11,82 ↓
2.	Amerika Serikat	149,41	146,63	2.005,92	1.881,03	-1,87 ↓	-6,23 ↓
3.	Tiongkok	109,78	97,08	1.911,47	1.495,79	-11,57 ↓	-21,75 ↓
4.	Singapura	40,19	80,40	742,92	657,65	100,06 ↑	-11,48 ↓
5.	Malaysia	76,20	74,02	1.039,42	980,79	-2,86 ↓	-5,64 ↓

### JAWA TIMUR

#### IMPOR – NON MIGAS

#### MENURUT NEGARA ASAL

NO	Negara Tujuan	Desember 2015 (Juta US\$)	Januari 2016 (Juta US\$)	Jan – Des 2014 (Juta US\$)	Jan – Des 2015 (Juta US\$)	Growth (%) Jan 2016 thd Des 2015	Growth (%) Jan-Des 2014 thd 2015
1.	China	368,93	372,40	4.341,08	3.865,45	0,32 ↑	-10,96 ↓
2.	Thailand	73,50	95,48	1.022,53	863,26	23,09 ↑	-15,58 ↓
3.	USA	95,16	73,17	1.477,30	1.291,36	-23,10 ↓	-12,59 ↑
4.	Jepang	57,16	66,71	1.047,33	903,30	16,88 ↑	-13,75 ↓
5.	Korsel	45,51	46,60	1.047,33	903,30	2,41 ↑	-13,75 ↓



### NASIONAL

EKSPOR – NON MIGAS  
EKSPOR – NON MIGAS

MENURUT NEGARA TUJUAN

NO	Negara Tujuan	Desember 2015 (Juta US\$)	Januari 2016 (Juta US\$)	Jan – Des 2014 (Juta US\$)	Jan – Des 2015 (Juta US\$)	Growth (%) Jan 2016 thd Des 2015	Growth (%) Jan-Des 2014 thd 2015
1.	Amerika Serikat	1.323,1	1.230,2	15.857,0	15.306,6	-7,02 ↓	-3,47 ↓
2.	Tiongkok	1.227,1	1.043,4	16.459,1	13.259,6	-11,84 ↓	-19,44 ↓
3.	Jepang	1.183,4	886,7	14.565,8	13.089,4	-27,74 ↓	-10,14 ↓
4.	India	880,0	662,0	12.223,7	11.584,0	-24,77 ↓	-5,23 ↓
5.	Singapura	640,2	607,4	10.065,9	8.631,6	-9,25 ↓	-14,25 ↓

### NASIONAL

IMPOR – NON MIGAS  
IMPOR – NON MIGAS

MENURUT NEGARA ASAL

NO	Negara Tujuan	Desember 2015 (Juta US\$)	Januari 2016 (Juta US\$)	Jan – Des 2014 (Juta US\$)	Jan – Des 2015 (Juta US\$)	Growth (%) Jan 2016 thd Des 2015	Growth (%) Jan-Des 2014 thd 2015
1.	Tiongkok	2.759,8	2.478,4	30.461,6	29.217,9	-10,42 ↓	-4,08 ↓
2.	Jepang	987,1	898,2	16.938,2	13.232,0	-9,07 ↓	-21,88 ↓
3.	Singapura	752,8	664,8	10.150,5	8.971,6	-4,29 ↓	-11,61 ↓
4.	USA	699,6	597,8	8.102,4	7.550,2	-20,97 ↓	-6,82 ↓
5.	Thailand	698,3	505,3	9.694,8	8.022,4	-27,83 ↓	-17,25 ↓

### NASIONAL

### EKSPOR – IMPOR BERDASARKAN KOMODITAS BULAN JANUARI 2016

EKSPOR		IMPOR	
KOMODITAS	JAN 2016 (JUTA US\$)	KOMODITAS	JAN 2016 (JUTA US\$)
Lemak dan minyak hewan/ nabati	1.296,6	Mesin dan peralatan mekanik	1.788,6
Bahan bakar mineral	1.084,8	Mesin dan peralatan listrik	1.116,8
Perhiasan/ permata	386,1	Besi dan baja	504,2
Pakaian jadi bukan rajutan	328,6	Sereal	443,4
Bijih, kerak dan abu logam	210,3	Bahan kimia organik	409,6

### JAWA TIMUR

### EKSPOR – IMPOR BERDASARKAN KOMODITAS BULAN JANUARI 2016

EKSPOR		IMPOR	
KOMODITAS	JAN 2016 (JUTA US\$)	KOMODITAS	JAN 2016 (JUTA US\$)
Perhiasan / permata	256,24	Mesin-mesin/ peralatan mekanik	153,24
Lemak & minyak hewan nabati	98,33	Gandum-gandum	123,42
Kayu, barang dari kayu	84,09	Besi dan baja	120,87
Ikan dan udang	69,09	Plastik dan Barang dari Plastik	85,85
Bahan kimia organik	66,38	Bungkil Industri Makanan	54,66

### JAWA TIMUR

#### EKSPOR NON MIGAS MENURUT SEKTOR

SEKTOR	Des 2015 (Juta US\$)	Jan 2016 (Juta US\$)	Growth (%)
Pertanian	122,90	93,09	-24,26 ↓
Industri	1.087,93	1.186,08	9,02 ↑
Pertambangan dan lainnya	2,25	2,69	19,25 ↑

### NASIONAL

#### EKSPOR NON MIGAS MENURUT SEKTOR

SEKTOR	Des 2015 (Juta US\$)	Jan 2016 (Juta US\$)	Growth (%)
Pertanian	432,1	267,9	-38,00 ↓
Industri	8.516,5	7.833,3	-8,02 ↓
Pertambangan dan lainnya	1.671,0	1.292,0	-22,68 ↓

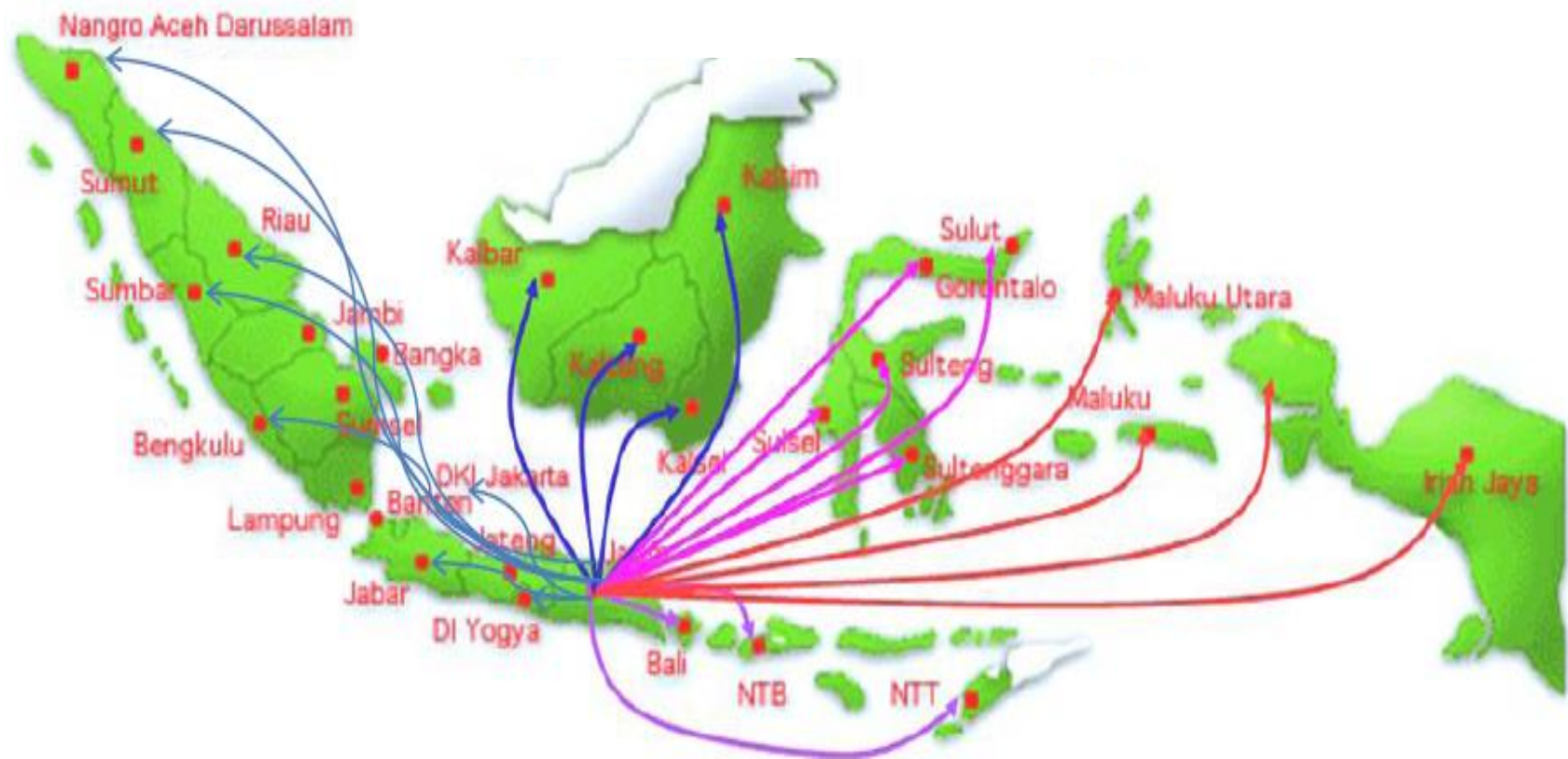
#### IMPOR MENURUT GOLONGAN PENGGUNAAN BARANG

SEKTOR	Des 2015 (Juta US\$)	Jan 2016 (Juta US\$)	Growth (%)
Barang konsumsi	237,44	220,59	-7,11 ↓
Barang baku/ penolong	1.131,58	1.081,60	-4,95 ↓
Barang modal	150,94	131,09	-13,15 ↓

#### IMPOR MENURUT GOLONGAN PENGGUNAAN BARANG

SEKTOR	Des 2015 (Juta US\$)	Jan 2016 (Juta US\$)	Growth (%)
Barang konsumsi	1.101,6	1.161,2	5,12 ↑
Barang baku/ penolong	8.767,9	7.499,0	-14,05 ↓
Barang modal	2.252,6	1.789,4	-20,38 ↓

## DUKUNGAN PENGEMBANGAN PEMASARAN (PERDAGANGAN ANTAR PULAU)



### KANTOR PERWAKILAN DAGANG JAWA TIMUR

Tahun	Perwakilan Dagang	Provinsi Mitra
2010	4 Kantor	Kalsel, Kaltim, Sulsel, NTT
2011	6 Kantor	Gorontalo, Kalbar, Maluku, NTB, Sultra, Sulut
2012	5 Kantor	Sulteng, Kalteng, Riau, Malut, Kep. Riau.
2013	11 Kantor	Jambi, Lampung, Sumbar, Sumsel, Sumut, Bengkulu, Kep.Bangka Belitung, Papua, Papua Barat, Aceh dan Bali
<b>Jumlah</b>	<b>26 Kantor</b>	

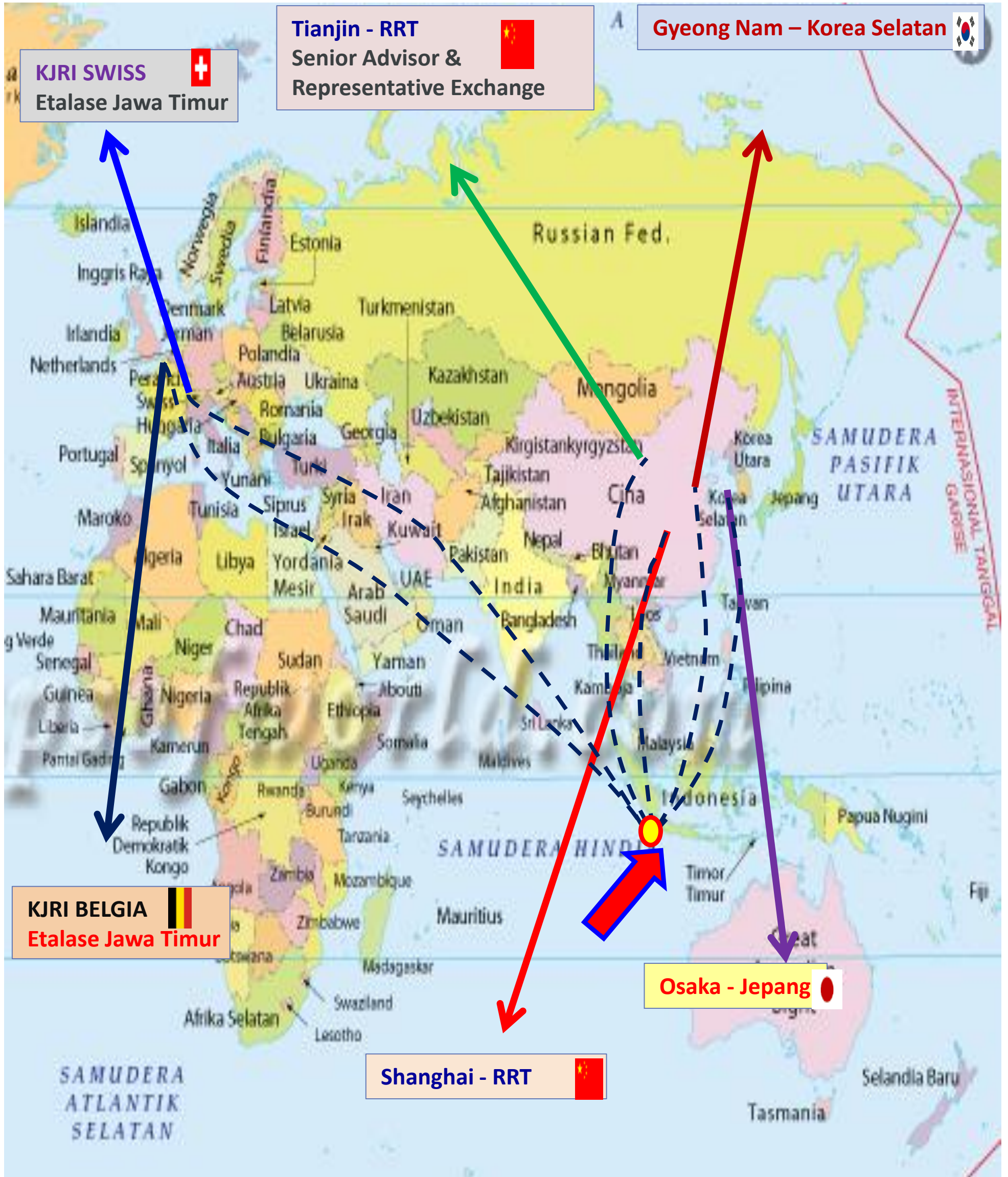
**Komoditi “Muat” Utama :**

Beras, Gula, Pupuk, Semen, Besi Baja, Tiang Pancang, Makanan Olahan

**Komoditi “Bongkar” Utama :**

Kayu dan Hasil Hutan, Hasil Tambang, Produk Perikanan dan Perkebunan

## REPRESENTATIVE OFFICE JAWA TIMUR DI LUAR NEGERI



**KINERJA INVESTASI DI JAWA TIMUR TAHUN 2015****REALISASI INVESTASI**

- ❖ **Total Realisasi Investasi Tahun 2015 sebesar Rp. 163,68 Trilyun, meningkat sebesar 12,86% dibanding sd Tahun 2014 (Rp. 145,03 T)**
- **PMA : 247 Proyek ; Rp. 32,42 Trilyun ; 22.699 Tng Kerja**
- **PMDN : 309 Proyek ; Rp. 35,49 Trilyun ; 39.988 Tng Kerja**
- **PMA & PMDN : 556 Proyek ; Rp. 67,91 Trilyun ; 62.687 Tng Kerja**
- **PMDN Non Fas : 121.630 Unit Usaha ; Rp. 95,77 Trilyun ; 870.379 Tng Kerja**

**IZIN PRINSIP**

- ❖ **Total Nilai Izin Prinsip Tahun 2015 sebesar Rp. 172,57 Trilyun, meningkat sebesar 55,98% dibanding Tahun 2014 (Rp. 110,63 T) :**
- **PMA : 223 Proyek ; Rp. 130,26 Trilyun ; 25.688 Tng Kerja**
- **PMDN : 535 Proyek ; Rp. 42,31 Trilyun ; 32.067 Tng Kerja**
- **PMA & PMDN : 758 Proyek ; Rp. 172,57 Trilyun ; 57.755 Tng Kerja**

## REALISASI INVESTASI TAHUN 2015

URAIAN	PROYEK	NILAI		TENAGA KERJA (Orang)
		US\$	Rupiah	
PMA	247		32.417.217.250.000	22.699
PMDN	309		35.489.794.200.000	39.988
<b>SUB TOTAL</b>	<b>556</b>		<b>67.907.010.450.000</b>	<b>62.687</b>
PMDN NON FAS.	121.630		95.770.864.501.572	870.379
<b>TOTAL</b>	<b>122.186</b>		<b>163.677.874.951.572</b>	<b>933.066</b>

Asumsi : 1 US \$ = Rp. 12.500,-

## IZIN PRINSIP TAHUN 2015

URAIAN	PROYEK	NILAI		TENAGA KERJA (Orang)
		US. \$	Rupiah	
PMA	223	10.854.747.526,83	130.256.970.321.954,00	25.688
PMDN	535		42.314.518.971.722,00	32.067
<b>TOTAL</b>	<b>758</b>		<b>172.571.489.293.676,00</b>	<b>57.755</b>

Asumsi : 1 US \$ = Rp. 12.000,-

PMA

## REALISASI INVESTASI MENURUT BIDANG USAHA TAHUN 2015

PMDN

NO	BIDANG USAHA	TOTAL		
		P	Investasi (Trilyun Rp.)	TK (Orang)
1	Listrik, Gas & Air	6	17.43	110
2	Transportasi, Gudang & Komunikasi	10	5.94	482
3	Ind. Makanan	35	3.29	1,645
4	Ind. Karet & Plastik	12	1.24	826
5	Ind. Kimia & Farmasi	34	0.77	1,487
6	Ind. Mineral Non Logam	13	0.74	752
7	Ind. Kertas & Percetakan	7	0.72	283
8	Ind. Logam, Mesin & Elektronika	32	0.52	2,391
9	Ind. Tekstil	6	0.36	1,374
10	Konstruksi	4	0.30	16
11	Lainnya	88	1.11	13,333
<b>TOTAL</b>		<b>247</b>	<b>32.42</b>	<b>22,699</b>

NO	BIDANG USAHA	TOTAL		
		P	Investasi (Trilyun Rp.)	TK (Orang)
1	Konstruksi	10	10.46	691
2	Transportasi, Gudang & Komunikasi	25	8.57	8,243
3	Ind. Makanan	62	7.36	11,479
4	Ind. Kimia & Farmasi	27	4.10	2,011
5	Perumahan, Kaw Ind. & Perkantoran	20	1.46	369
6	Ind. Kertas & Percetakan	22	0.91	3,038
7	Ind. Mineral Non Logam	19	0.64	3,272
8	Ind. Karet & Plastik	29	0.57	3,443
9	Ind. Logam, Mesin & Elektronika	22	0.54	1,329
10	Hotel & Restoran	4	0.39	515
11	Lainnya	69	0.48	5,598
<b>TOTAL</b>		<b>309</b>	<b>35.49</b>	<b>39,988</b>

## IZIN PRINSIP

## MENURUT BIDANG USAHA TAHUN 2015

PMA

PMDN

NO	BIDANG USAHA	TOTAL		
		P	Investasi (Trilyun Rp.)	TK (Orang)
1	Listrik, Gas & Air	3	61.07	364
2	Industri Kimia dan Farmasi	25	48.22	1,529
3	Industri Makanan	28	9.73	4,507
4	Pertambangan	1	2.52	270
5	Tanaman Pangan & Perkebunan	5	1.86	690
6	Perdagangan & Reparasi	68	1.29	1,525
7	Industri Logam, Mesin, & Elektronik	27	1.04	1,546
8	Industri Karet dan Plastik	3	0.91	72
9	Industri Kertas dan Percetakan	7	0.82	434
10	Industri Mineral Non Logam	8	0.72	780
11	Lainnya	48	2.09	13,971
<b>JUMLAH</b>		<b>223</b>	<b>130.26</b>	<b>25,688</b>

NO	BIDANG USAHA	TOTAL		
		P	Investasi (Trilyun Rp.)	TK (Orang)
1	Listrik, Gas & Air	4	10.06	134
2	Industri Kimia dan Farmasi	30	8.27	1918
3	Konstruksi	26	4.84	928
4	Industri Makanan	52	4.32	9358
5	Industri Kertas dan Percetakan	11	2.57	733
6	Perumahan, Kawasan Ind. & Perkantoran	71	2.20	833
7	Industri Logam, Mesin, & Elektronik	40	2.16	4197
8	Ind. Kend Bermotor & Alat Transprt Lain	9	1.91	679
9	Pertambangan	3	1.79	427
10	Transportasi, Gudang & Komunikasi	57	1.40	1176
11	Bidang Usaha Lainnya	232	2.79	11,684
<b>JUMLAH</b>		<b>535</b>	<b>42.31</b>	<b>32,067</b>



## PMA

### REALISASI INVESTASI MENURUT NEGARA ASAL TAHUN 2015

NO	BIDANG USAHA	TOTAL		
		P	Investasi (Trilyun Rp.)	TK (Orang)
1	Malaysia	8	4.58	556
2	Singapura	48	3.38	2,359
3	Inggris	5	2.95	214
4	Jepang	29	1.20	2,017
5	Cayman Islands	2	0.64	95
6	Korea Selatan	28	0.57	7,789
7	Netherland	18	0.41	768
8	RRT	19	0.40	425
9	Taiwan	10	0.22	4,106
10	British Virgin Island	14	0.19	1,605
11	Lainnya	66	17.87	2,765
<b>TOTAL</b>		<b>247</b>	<b>32.42</b>	<b>22,699</b>

## PMA

### IZIN PRINSIP MENURUT NEGARA ASAL TAHUN 2015

NO	LOKASI	TRIWULAN III		
		P	Investasi (Trilyun Rp.)	TK (Orang)
1	British Virgin Islands	4	54,24	630
2	Iran	1	42,13	110
3	Singapura	29	12,69	1,854
4	Denmark	9	7.01	2597
5	Jepang	24	2,91	1.137
6	Korea Selatan	34	2,45	11.664
7	Seychelles	1	2,22	14
8	RRT	46	1.04	11294
9	Taiwan	5	0,37	1430
10	German	4	0,32	170
11	Negara Lainnya	66	4.88	4,788
<b>J U M L A H</b>		<b>223</b>	<b>130.26</b>	<b>25,688</b>

## REALISASI INVESTASI BERDASARKAN LOKASI TAHUN 2015

PMA

PMDN

NO	LOKASI	TOTAL		
		P	Investasi (Trilyun Rp.)	TK (Orang)
1	Kab. Probolinggo	7	17.08	268
2	Kota Surabaya	52	5.06	1,612
3	Kab. Lamongan	3	2.57	121
4	Kab. Mojokerto	29	2.15	1,389
5	Kab. Gresik	36	1.61	2,145
6	Kab. Sumenep	1	1.19	100
7	Kab. Sidoarjo	40	1.01	2,411
8	Kab. Pasuruan	36	0.95	2,407
9	Kab. Sampang	1	0.18	6
10	Kab. Nganjuk	3	0.16	202
11	Lainnya	39	0.46	12,038
<b>TOTAL</b>		<b>247</b>	<b>32.42</b>	<b>22,699</b>

NO	BIDANG USAHA	TOTAL		
		P	Investasi (Trilyun Rp.)	TK (Orang)
1	Kota Surabaya	44	12.98	14,962
2	Kab. Gresik	125	7.40	8,336
3	Kab. Pasuruan	24	5.07	3,273
4	Kab. Sidoarjo	35	4.93	3,480
5	Kab. Mojokerto	20	2.85	1,759
6	Kab. Banyuwangi	6	0.70	769
7	Kab. Lamongan	13	0.61	276
8	Kab. Malang	3	0.54	974
9	Kab. Ngawi	2	0.15	145
10	Kab. Tuban	8	0.06	2,061
11	Lainnya	29	0.21	3,953
<b>TOTAL</b>		<b>309</b>	<b>35.49</b>	<b>39,988</b>

## IZIN PRINSIP BERDASARKAN LOKASI TAHUN 2015

PMA

PMDN

NO	BIDANG USAHA	TOTAL		
		P	Investasi (Trilyun Rp.)	TK (Orang)
1	Kab. Tuban	3	54.17	330
2	Kab. Situbondo	5	42.19	371
3	Kab. Blitar	1	6.62	1,200
4	Kab. Banyuwangi	4	5.69	741
5	Kab. Pacitan	1	4.80	150
6	Kab. Gresik	30	4.79	1083
7	Kab. Mojokerto	31	2.97	4,483
8	Kab. Pasuruan	20	2.68	1,568
9	Kab. Nganjuk	1	2.22	14
10	Kota Surabaya	76	1.32	3,546
11	Lainnya	51	2.80	12,202
<b>J U M L A H</b>		<b>223</b>	<b>130.26</b>	<b>25,688</b>

NO	LOKASI	TOTAL		
		P	Investasi (Trilyun Rp.)	TK (Orang)
1	Kab. Gresik	245	22.97	8,364
2	Kab. Sidoarjo	55	5.04	6,328
3	Kota Surabaya	15	4.38	1,495
4	Kab. Banyuwangi	2	1.81	3,700
5	Kab. Pasuruan	10	1.28	1,821
6	Kab. Situbondo	2	0.45	200
7	Kab. Lamongan	17	0.39	3,382
8	Kab. Jombang	1	0.20	45
9	Kab. Tulungagung	60	0.20	1,196
10	Kab. Malang	1	0.17	1,000
11	Daerah Lainnya	372	5.42	12,900
<b>J U M L A H</b>		<b>535</b>	<b>42.31</b>	<b>32,067</b>

Keterangan	Total (BU + BPR)		
	Jan 2015	Jan 2016	(%)
Total Aset Perbankan	478.935	527.307	10,10
DPK (Dana Pihak Ketiga)	387.176	422.126	9,03
LDR (%)	88,73	88,27	-0,52
NPL (%)	2,13	2,19	2,82
Kredit (Triliyun)	343.528	372.591	8,46
o Modal Kerja	204.479	219.083	7,14
o Investasi	47.903	52.958	10,55
o Konsumsi	91.146	100.551	10,32

Keterangan	Bank Umum			BPR		
	Jan 2015	Jan 2016	(%)	Jan 2015	Jan 2016	(%)
• Total Aset Perbankan	468.679	515.840	10,06	10.256	11.467	11,81
• DPK (Dana Pihak Ketiga)	380.889	415.010	8,96	6.288	7.116	13,17
• LDR (%)	88,20	87,80	-0,45	123,36	115,56	-6,32
• NPL (%)	2,05	2,08	1,46	5,40	7,04	30,37
• Kredit	335.772	364.368	8,52	7.756	8.224	6,03
o Modal Kerja	199.358	213.696	7,19	5.121	5.387	5,197
o Investasi	47.612	52.639	10,56	291	319	9,62
o Konsumsi (Triliyun)	88.802	98.033	10,39	2.344	2.518	7,42
Kredit UMKM (Triliyun)	90.166	101.260	12,30			
NPL UMKM (%)	4,26	4,04	-5,16			



WONDERFUL  
Indonesia



## INDONESIA

### KUNJUNGAN WISATAWAN MANCANEGARA

### JANUARI 2016

	Des 2015 (Ribu)	Jan 2016 (Ribu)	Growth (%)	Jan - Des 2014 (Juta)	Jan - Des 2015 (Juta)	Growth (%)
Wisman	913.828	814.303	-17,44 ↓	9,435.41	9,729.35	3,12 ↑

## JAWA TIMUR

### MELALUI PINTU JUANDA

### KUNJUNGAN WISATAWAN MANCANEGARA

### JANUARI 2016

	Des 2015 (Ribu)	Jan 2016 (Ribu)	Growth (%)	Jan - Des 2014 (Ribu)	Jan - Des 2015 (Ribu)	Growth (%)
Wisman	16.863	11.674	-30,77 ↓	217,193	200,657	-7,61 ↓



**JANUARI 2016**

## KUNJUNGAN WISATAWAN MANCANEGERA MENURUT NEGERA ASAL (MELALUI PINTU JUANDA)

Negara	Des 2015 (Ribuan)	Jan 2016 (Ribuan)	Growth (%)	Jan - Des 2014 (Juta)	Jan - Des 2015 (Juta)	Growth (%)
Malaysia	4.645	2.351	-49,39 ↓	47.825	44.024	-7,95 ↓
Singapura	2.397	2.397	-63,16 ↓	23.378	21.769	-6,88 ↓
Tiongkok	1.132	1.132	-24,82 ↓	13.585	16.638	22,47 ↑
Taiwan	684	684	-26,32 ↓	8.077	8.828	9,30 ↑
Amerika	370	370	-20,81 ↓	5.919	5.333	-9,90 ↓

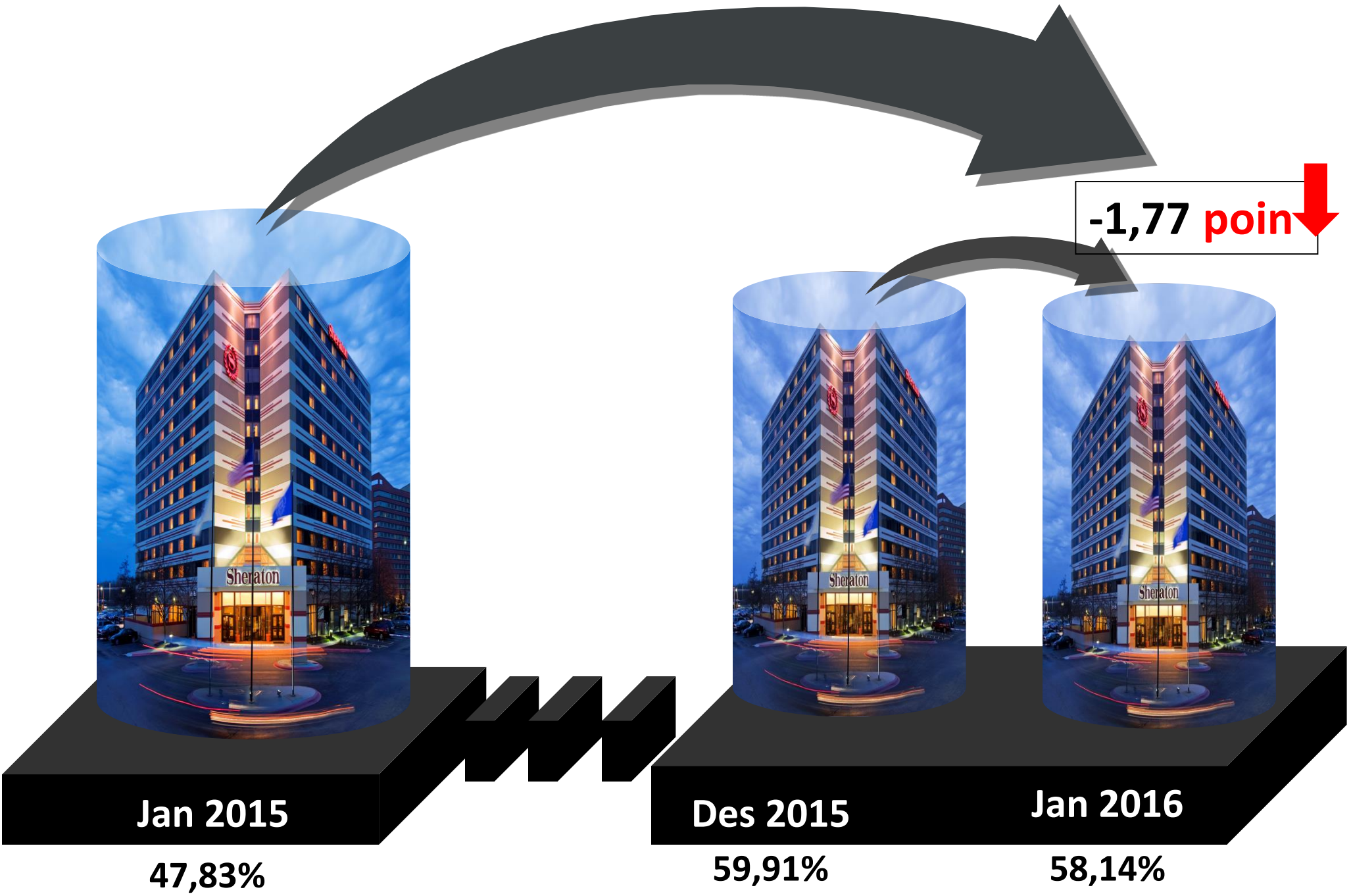




## Tingkat Penghunian Kamar (TPK) Hotel Berbintang Januari 2016 Mencapai **58,14** Persen

10,31 poin ↑

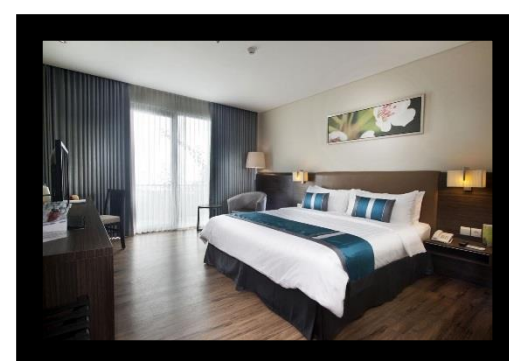
-1,77 poin ↓





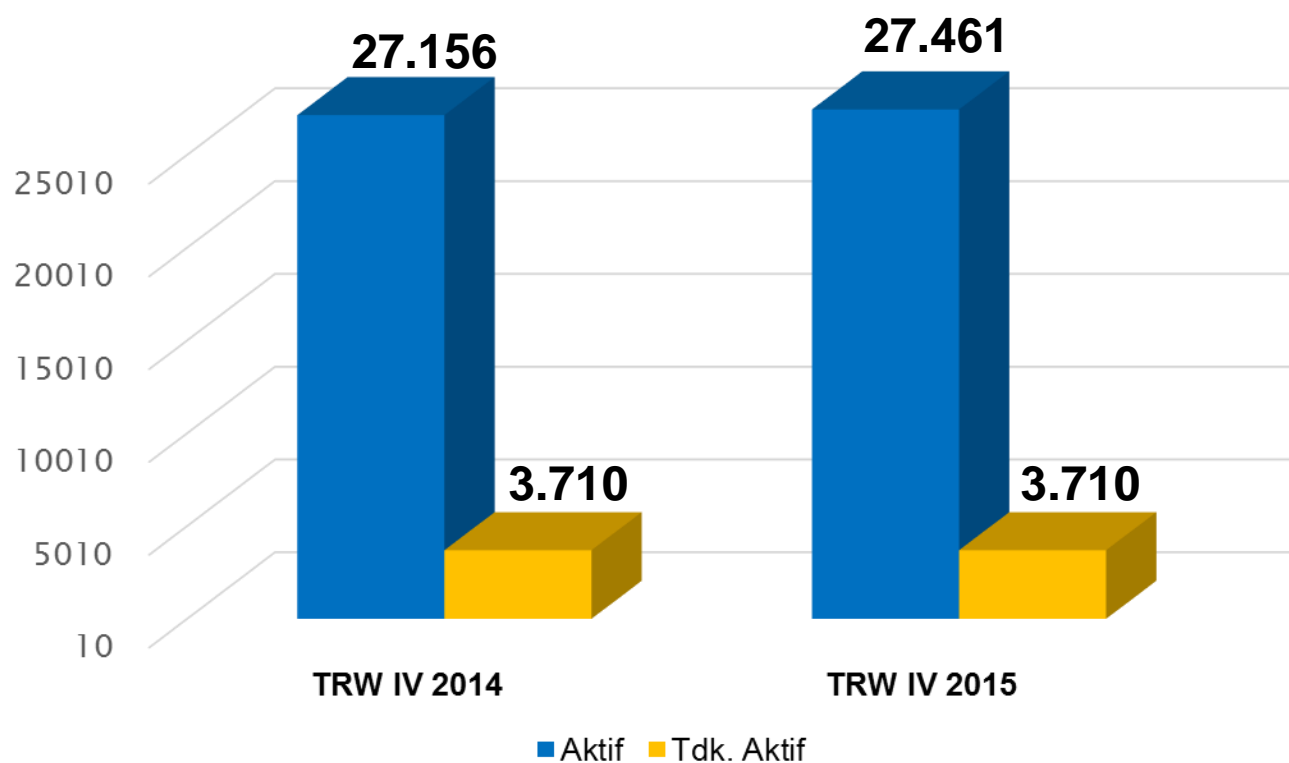
## Rata - rata Lama Menginap Tamu (RLMT) TOTAL Pada Bulan Januari 2016 Mencapai **1,82** hari

RLMT	Desember 2015 (hari)	Januari 2016 (hari)	Growth (%)
ASING	5,51	3,79	1,72 ↓
INDONESIA	1,78	1,76	0,02 ↓
TOTAL	1,91	1,82	0,09 ↓



NO	URAIAN	SATUAN	TW. IV Tahun 2013	TW. IV Tahun 2014	TW. IV Tahun 2015
1	Total Koperasi	Unit	30.741	30.866	31.171
	a. Koperasi Aktif	Unit	27.031	27.156	27.461
	b. Koperasi Tdk Aktif	Unit	3.710	3.710	3.710
2	Anggota	Org/Kop	7.248.543	7.522.356	7.621.510
3	RAT	Kop	16.924	22.788	11.288
4	Manager	Orang	6.835	6.903	7.846
5	Karyawan	Orang	71.299	148.410	149.047
6	Modal Sendiri	Rp.000	12.349.296.076	13.294.708.784	15.149.391.529
7	Modal Luar	Rp.000	17.694.813.409	19.806772.409	39.590.073.540
8	Total Asset	Rp.000	30.044.109.485	33.101.481.193	54.739.465.069
9	Volume Usaha	Rp.000	28.831.817.200	34.890.780.679	113.979.364.348
10	S H U	Rp.000	3.347.104.705	4.457.066.560	98.642.457.787

Grafik 1. Jumlah Koperasi Di Jawa Timur



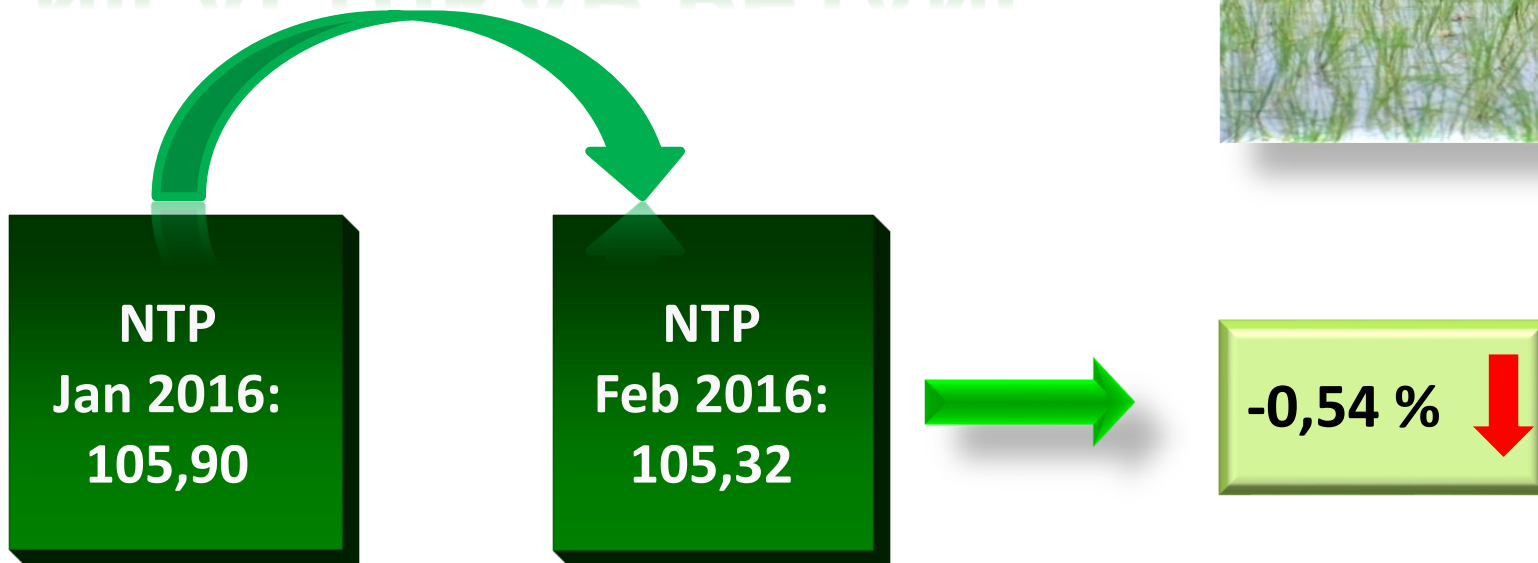


## UKM PERINTIS DAN PELAKU EKSPOR

NO	KAB / KOTA	UKM PERINTIS EKSPOR	UKM PELAKU EKSPOR
1	Kota Surabaya	45	35
2	Bangkalan	26	20
3	Banyuwangi	47	7
4	Blitar	56	3
5	Bojonegoro	51	1
6	Bondowoso	34	5
7	Gresik	50	9
8	Jember	35	17
9	Jombang	46	3
10	Kediri	50	18
11	Lamongan	47	8
12	Lumajang	54	1
13	Madiun	48	1
14	Magetan	50	4
15	Malang	27	31
16	Mojokerto	53	3
17	Nganjuk	32	3
18	Ngawi	29	17
19	Pacitan	49	-
20	Pamekasan	43	-
21	Pasuruan	15	8
22	Ponorogo	12	1
23	Probolinggo	22	1
24	Sampang	50	9
25	Sidoarjo	40	-
26	Situbondo	33	16
27	Sumenep	49	-
28	Trenggalek	14	1
29	Tuban	23	2
30	Tulungagung	48	12
31	Kota Batu	37	13
32	Kota Blitar	20	4
33	Kota Kediri	15	-
34	Kota Madiun	38	-
35	Kota Malang	43	9
36	Kota Mojokerto	6	2
37	Kota Pasuruan	39	11
38	Kota Probolinggo	12	3
<b>TOTAL</b>		<b>1.388</b>	<b>283</b>

### NTP

## NILAI TUKAR PETANI



#### Penyebab:

- Indeks harga yang diterima petani (It) Februari 2016 : 131,11 → 0,40% ↓
- Indeks harga yang diterima petani (It) Januari 2016 : 131,63
- Indeks harga yang dibayar petani (Ib) Februari 2016 : 124,48 → 0,14% ↑
- Indeks harga yang dibayar petani (Ib) Januari 2016 : 124,31

#### >> Sub Sektor Pertanian yang mengalami perubahan NTP

No	Sub Sektor	Periode		Growth (%)
		Januari 2016	Februari 2016	
1.	Hortikultura	104,60	104,00	0,57 ↓
2.	Tanaman Pangan	105,44	104,09	1,28 ↓
3.	Peternakan	110,40	110,03	0,34 ↓
4.	Perikanan	104,90	105,76	0,82 ↑
5.	Tanaman Perkebunan Rakyat	99,76	100,50	0,74 ↑

## NTN

## NILAI TUKAR NELAYAN



NTN  
Jan 2016:  
106,33

NTN  
Feb 2016:  
108,30

1,85% ↑

## Penyebab:

- Indeks harga yang diterima Nelayan (It) Februari 2016 : 134,82
- Indeks harga yang diterima Nelayan (It) Januari 2016 : 132,96

1,40% ↑

Komoditas utama Indeks Harga Terima mengalami Perubahan Harga bulan Januari – Februari 2016

Komoditas yang mengalami kenaikan harga				Komoditas yang mengalami penurunan harga			
No.	Komoditas	RH (%)	Andil	No.	Komoditas	RH (%)	Andil
1	Ikan Tongkol	4,11	0,4610	1	Ikan Kuniran	-7,22	-0,3300
2	Ikan Layang	4,56	0,4451	2	Rajungan	-2,04	-0,1144
3	Ikan Cakalang	5,34	0,2051	3	Ikan Layur	-3,74	-0,0863
4	Ikan Teri	2,85	0,1320	4	Ikan Belanak	-1,78	-0,0224
5	Ikan Lemuru	2,23	0,1304	5	Ikan Kembung	-0,42	-0,0154
6	Ikan Swanggi	5,07	0,1153	6	Ikan Gabus	-1,01	-0,0057
7	Cumi-cumi	3,28	0,1039	7	Ikan Golok-Golok	-10,56	-0,0047
8	Udang	0,78	0,0668	8	Ikan Tuna	-2,06	-0,0035
9	Ikan Bawal	1,94	0,0638	9	Ikan Pari	-0,35	-0,0025
10	Ikan Tenggiri	1,11	0,0615	10	Kerang	-0,12	-0,0003



## NTN

# NILAI TUKAR NELAYAN



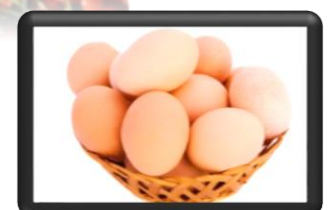
### Penyebab:

- Indeks harga yang dibayar Nelayan (Ib) Februari 2016 : 124,49
- Indeks harga yang dibayar Nelayan (Ib) Januari 2016 : 125,04



## Komoditas utama Indeks Harga Bayar yang mengalami Perubahan Harga bulan Januari – Februari 2016

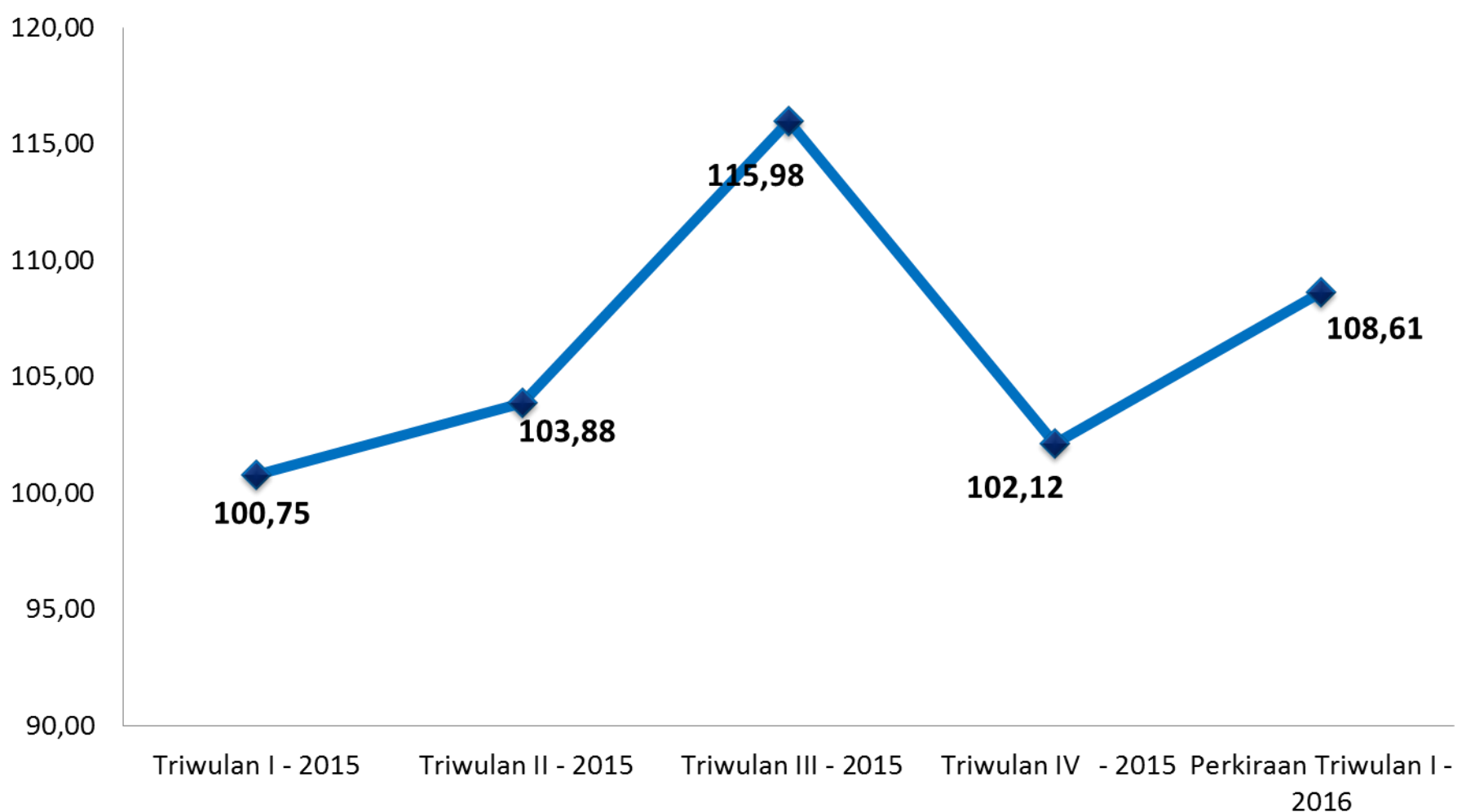
Komoditas yang mengalami kenaikan harga				Komoditas yang mengalami penurunan harga			
No.	Komoditas	RH (%)	Andil	No.	Komoditas	RH (%)	Andil
1	Tomat Sayur	18,20	0,2633	1	Solar	-2,34	-0,3390
2	Cabai Merah	12,73	0,0345	2	Bawang Merah	-19,55	-0,1888
3	Bawang Putih	2,68	0,0292	3	Cabai Rawit	-18,01	-0,1765
4	Rokok Kretek Filter	0,87	0,0183	4	Sewa Alat Penangkapan	-1,58	-0,0385
5	Daging Sapi	1,59	0,0161	5	Telur Ayam Ras	-2,35	-0,0181
6	Sawi	6,18	0,0150	6	Kentang	-11,90	-0,0152
7	Rokok Kretek	0,42	0,0129	7	Beras	-0,30	-0,0137
8	Bayam	4,77	0,0095	8	Bensin	-0,65	-0,0119
9	Ikan Pindang Tongkol	1,22	0,0091	9	Kubis/Kol	-18,74	-0,0080
10	Ikan Selar	3,14	0,0089	10	Tempe Kedelai	-0,70	-0,0067



## VARIABEL PEMBENTUKAN ITK

JENIS INDEKS	VARIABEL
ITK Kini	1. Pendapatan seluruh anggota rumah tangga
	2. Pengaruh inflasi terhadap total pengeluaran rumah tangga
	3. Volume/frekuensi konsumsi rumah tangga
ITK Mendatang	1. Perkiraan pendapatan rumah tangga mendatang
	2. Rencana pembelian barang-barang tahan lama

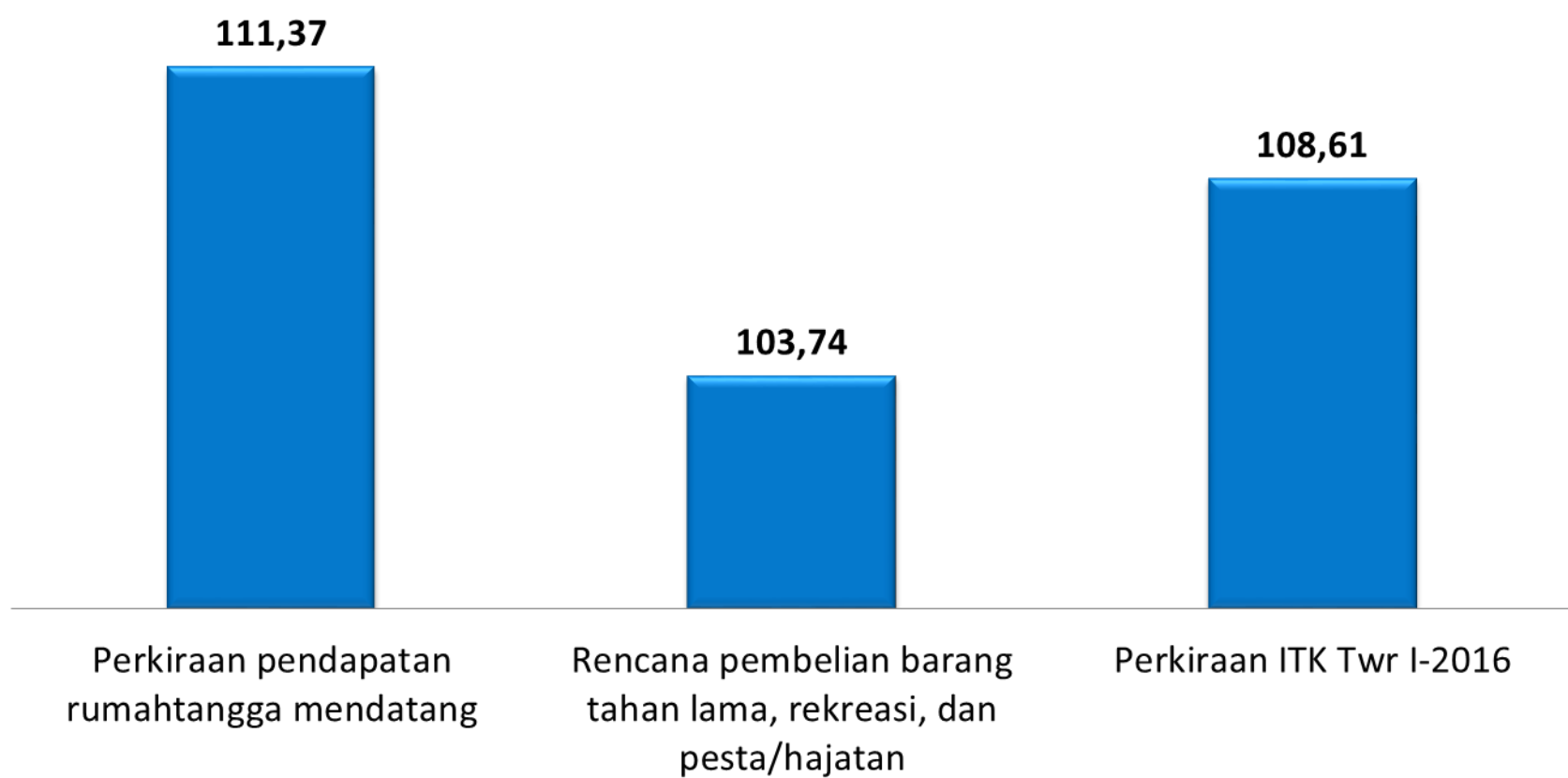
### Perkembangan ITK Triwulan I Tahun 2015- Perkiraan Triwulan I Tahun 2016



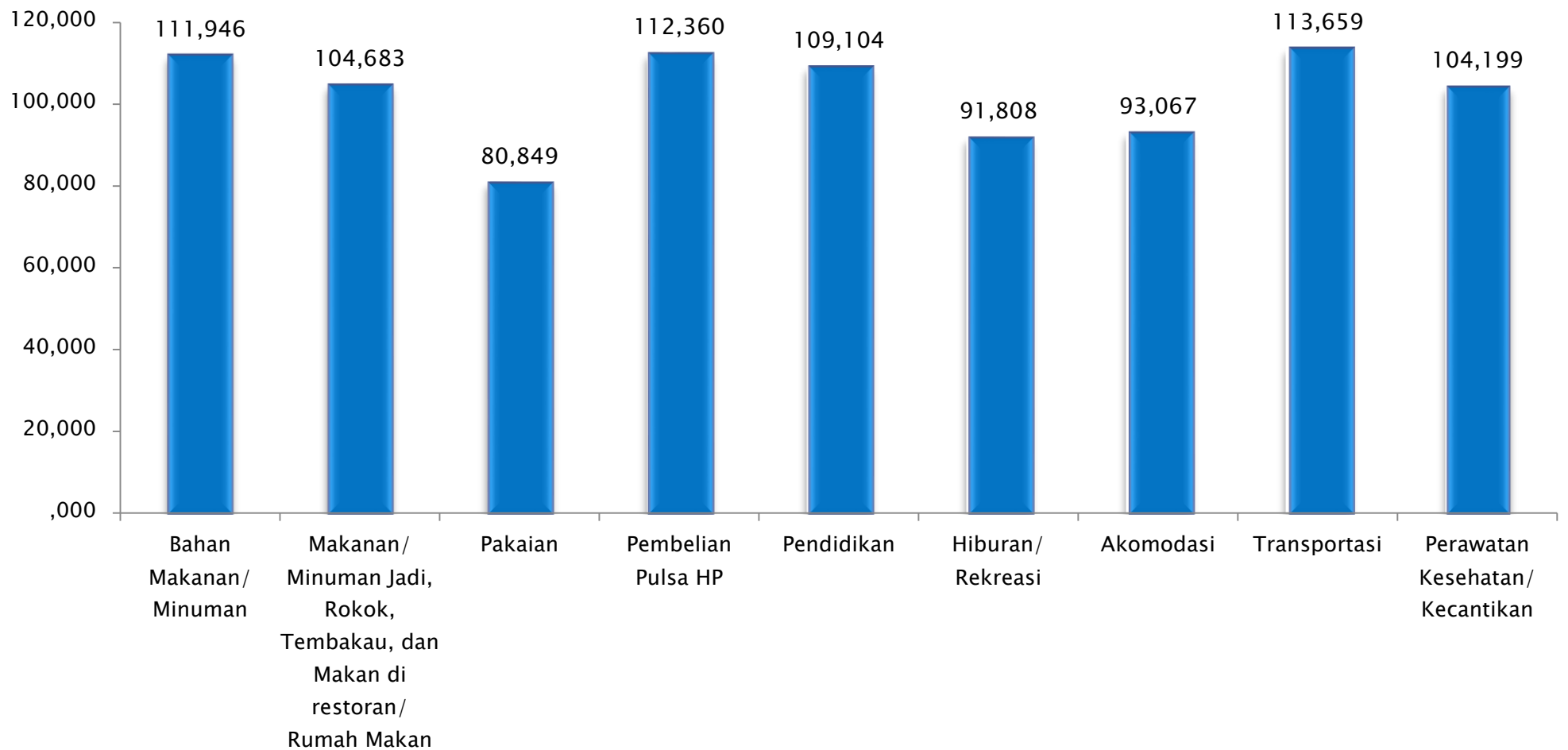
## Komponen ITK Triwulan I - 2015 sampai Triwulan IV - 2015 Provinsi Jawa Timur

Komponen ITK	Trw I - 2015	Trw II - 2015	Trw III - 2015	Trw IV - 2015
Pendapatan rumah tangga saat ini	97,83	103,19	118,90	101,95
Pengaruh inflasi terhadap total pengeluaran rumah tangga	106,74	104,77	107,73	102,22
Volume/frekuensi konsumsi rumah tangga	100,10	104,40	119,46	102,41
<b>ITK</b>	<b>100,75</b>	<b>103,88</b>	<b>115,98</b>	<b>102,12</b>

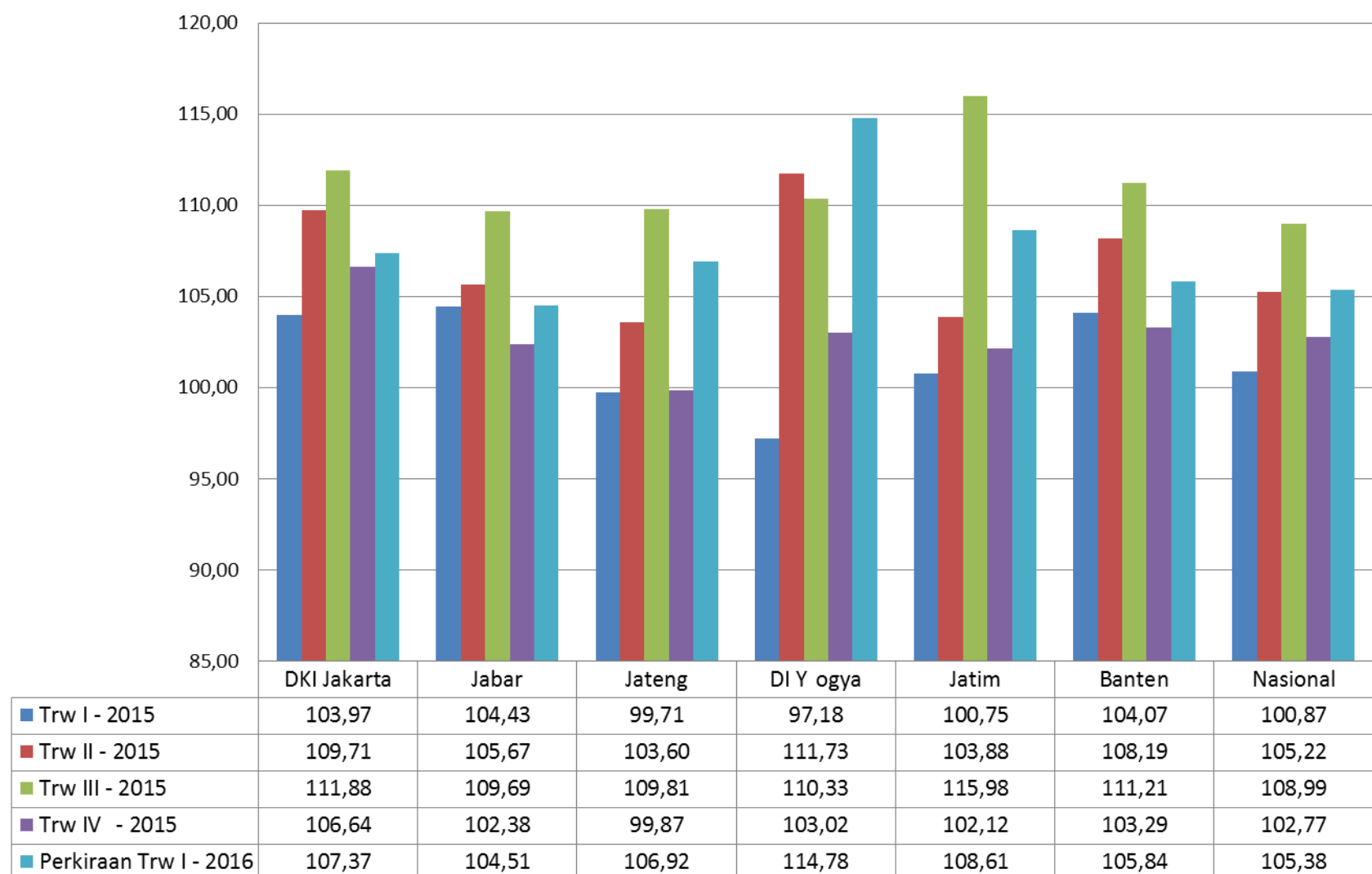
## Perkiraan ITK Mendatang Triwulan I Tahun 2016



## Indeks Konsumsi Kelompok Barang dan Jasa Provinsi Jawa Timur Triwulan IV - 2015



## ITK Triwulan I-2015 Sampai Dengan Triwulan I-2016 Provinsi-provinsi di Jawa dan Nasional



## A. KUR

### PENYALURAN KUR DI JAWA TIMUR (s/d 30 DESEMBER 2015) – SEKTOR EKONOMI

NO	SEKTOR EKONOMI	PLAFOND		JUMLAH
		Jenis Penggunaan		
		KI	KMK	
1	Pertanian	705.000.000	4.800.000.000	5.505.000.000
2	Perikanan	-	-	-
3	Pertambangan	-	400.000.000	400.000.000
4	Industri pengolahan	730.000.000	6.180.000.000	6.910.000.000
5	Listrik, gas dan air	-	-	-
6	Konstruksi	900.000.000	28.699.000.000	29.599.000.000
7	Perdagangan	3.526.000.000	59.995.000.000	63.521.000.000
8	Penyediaan akomodasi	450.000.000	-	450.000.000
9	Transportasi	1.460.000.000	100.000.000	1.560.000.000
10	Perantara keuangan	-	1.750.000.000	1.750.000.000
11	usaha persewaan	350.000.000	4.450.000.000	4.800.000.000
12	Adm. Pemerintahan	-	-	-
13	Jasa pendidikan	1.630.000.000	1.185.000.000	2.815.000.000
14	Jasa kesehatan	35.000.000	2.615.000.000	2.650.000.000
15	Jasa kemasyarakatan	2.020.000.000	695.000.000	2.715.000.000
16	Jasa perorangan	-	-	-
17	Badan internasional	-	-	-
18	Lainnya	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>11.806.000.000</b>	<b>110.869.000.000</b>	<b>122.675.000.000</b>

LANJUTAN...

BAKI DEBIT		JUMLAH	JUMLAH DEBITUR		JMH ANGG PENERIMA KUR	TOTAL DEBITUR	NPL
Jenis Penggunaan			Jenis Penggunaan				
KI	KMK		KI	KMK			
-	291.586.666	291.586.666	3	12	-	15	100%
-	-	-	-	-	-	-	0%
-	185.000.000	185.000.000	-	1	-	1	100%
-	417.290.563	417.290.563	2	20	-	22	100%
-	-	-	-	-	-	-	0%
-	1.518.844.627	1.518.844.627	3	74	-	77	100%
242.609.140	1.746.709.000	1.989.318.140	12	164	-	176	71,47%
-	-	-	1	-	-	1	0%
-	-	-	4	1	-	5	0%
-	361.207.991	361.207.991	-	2	14	15	100%
-	-	-	1	10	-	11	0%
-	-	-	-	-	-	-	0%
-	-	-	6	3	-	9	0%
-	-	-	-	7	-	7	0%
-	-	-	5	3	-	8	0%
-	-	-	-	-	-	-	0%
-	-	-	-	-	-	-	0%
-	-	-	-	-	-	-	0%
242.609.140	4.520.638.847	4.763.247.987	37	297	14	347	88,08%

Note :

KI : Kredit Investasi

KMK : Kredit Modal Kerja



**B. DAGULIR**

Sampai dengan bulan Nopember 2015 sebesar Rp. 786,78 Milyar

**a. Melalui Bank JATIM**

- Realisasi Kredit : Rp. 316,292 Milyar
- Jumlah Debitur : 11,383 UMKMK

**b. Melalui BPR JATIM**

- Realisasi Kredit : Rp. 470,490 Milyar
- Jumlah Debitur : 4.369 UMKMK



Biro Administrasi  
Perekonomian Sekretariat  
Daerah Provinsi Jawa Timur

# LAMPIRAN



### Perkembangan Luas Panen, Produktivitas, dan Produksi Padi di Jawa Timur, Jawa dan Nasional Tahun 2013-2015 / (ton)

Uraian	2013	2014	2015 (ASEM)	Perkembangan			
				2013-2014		2014-2015	
				Absolut	%	Absolut	%
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
<b>1. Luas Panen (ha)</b>							
- Jawa Timur	2.037.021	2.072.630	2.152.070	35.609	1,75	79.440	3,83
- Jawa	6.467.073	6.400.038	6.429.140	-67.035	-1,04	29.102	0,45
- Indonesia	13.835.252	13.797.307	14.115.475	-37.945	-0,27	318.168	2,31
<b>2. Produktivitas (ku/ha)</b>							
- Jawa Timur	59,15	59,15	61,13	0,66	1,12	1,32	2,21
- Jawa	57,98	57,29	60,61	-0,69	-1,19	3,32	5,80
- Indonesia	51,52	51,35	53,39	-0,17	-0,33	2,04	3,97
<b>3. Produksi (ton)</b>							
- Jawa Timur	12.049.342	12.397.049	13.154.967	347.707	2,89	757.918	6,11
- Jawa	37.493.020	36.663.049	38.970.116	-829.971	-2,21	2.307.067	6,29
- Indonesia	71.279.709	70.846.465	75.361.248	-433.244	-0,61	4.514.783	6,37

Keterangan: kualitas produksi Padi adalah Gabah Kering Giling

### Perkembangan Luas Panen, Produktivitas, dan Produksi Padi di Jawa Timur Menurut Subround 2013-2015 / (ton)

Uraian	2013	2014	2015 (ASEM)	Perkembangan			
				2013-2014		2014-2015	
				Absolut	%	Absolut	%
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
<b>1. Luas Panen (ha)</b>							
- Januari – April	1.023.479	1.044.249	1.018.490	20.770	2,03	-25.759	-2,47
- Mei – Agustus	690.934	713.559	796.461	22.625	3,27	82.902	11,62
- September - Desember	322.608	315.014	337.119	-7.786	-2,41	22.297	7,08
- Januari - Desember	2.037.021	2.072.822	<b>2.152.070</b>	35.609	1,75	79.440	3,83
<b>2. Produktivitas (ku/ha)</b>							
- Januari – April	59,79	59,96	62,57	0,17	0,28	2,61	4,35
- Mei – Agustus	56,24	57,77	57,54	1,53	2,72	-0,23	-0,40
- September - Desember	63,37	63,95	65,25	0,58	0,92	1,30	2,03
- Januari - Desember	59,15	59,81	<b>61,13</b>	0,66	1,12	<b>1,32</b>	<b>2,21</b>
<b>3. Produksi (ton)</b>							
- Januari - April	6.119.226	6.261.572	6.372.510	142.346	2,33	110.938	1,77
- Mei - Agustus	3.885.886	4.122.155	4.582.597	236.269	6,08	460.442	11,17
- September - Desember	2.044.230	2.014.585	2.199.860	-30.908	-1,51	186.538	9,27
- Januari - Desember	12.049.342	12.398.312	<b>13.154.967</b>	347.707	2,89	<b>757.918</b>	<b>6,11</b>

Keterangan: kualitas produksi Padi adalah Gabah Kering Giling

### Perkembangan Luas Panen, Produktivitas, dan Produksi Jagung di Jawa Timur, Jawa dan Nasional, Tahun 2013-2015 / (ton)

Uraian	2013	2014	2015 (ASEM)	Perkembangan			
				2013-2014		2014-2015	
				Absolut	%	Absolut	%
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1. Luas Panen (ha)							
- Jawa Timur	1.199.544	1.202.300	1.213.654	2.756	0,23	11.354	0,94
- Jawa	1.958.883	1.954.175	1.952.289	-4.708	-0,24	-1.886	-0,10
<b>- Indonesia</b>	<b>3.821.504</b>	<b>3.838.015</b>	<b>3.786.815</b>	<b>15.515</b>	<b>0,41</b>	<b>-50.204</b>	<b>-1,31</b>
2. Produktivitas (ku/ha)							
- Jawa Timur	48,03	47,72	50,52	-0,31	-0,65	2,80	5,87
- Jawa	51,54	51,98	54,37	0,44	0,85	2,39	4,60
<b>- Indonesia</b>	<b>48,44</b>	<b>49,59</b>	<b>51,79</b>	<b>1,10</b>	<b>2,27</b>	<b>2,25</b>	<b>4,54</b>
3. Produksi (ton)							
- Jawa Timur	5.760.959	5.737.382	6.131.163	-23.577	-0,41	393.781	6,86
- Jawa	10.095.486	10.158.725	10.614.441	63.239	0,63	455.716	4,49
<b>- Indonesia</b>	<b>18.511.853</b>	<b>19.032.677</b>	<b>19.611.704</b>	<b>496.573</b>	<b>2,68</b>	<b>603.278</b>	<b>3,17</b>

Keterangan: kualitas produksi Jagung adalah Pipilan Kering

### Perkembangan Luas Panen, Produktivitas, dan Produksi Jagung di Jawa Timur Menurut Subround 2013-2015 / (ton)

Uraian	2013	2014	2015 (ASEM)	Perkembangan			
				2013-2014		2014-2015	
				Absolut	%	Absolut	%
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1. Luas Panen (ha)							
- Januari – April	608.390	599.432	602.798	-8.958	-1,47	3.366	0,56
- Mei – Agustus	296.499	314.432	327.314	17.933	6,05	12.882	4,10
- Septembe -Desember	294.655	288.436	283.542	-6.219	-2,11	-4.894	-1,70
<b>- Januari - Desember</b>	<b>1.199.544</b>	<b>1.202.300</b>	<b>1.213.654</b>	<b>2.756</b>	<b>0,23</b>	<b>11.354</b>	<b>0,94</b>
2. Produktivitas (ku/ha)							
- Januari – April	41,96	40,45	44,77	-1,51	-3,60	4,32	10,68
- Mei – Agustus	47,06	48,79	46,23	1,73	3,68	-2,56	-5,25
- September- Desember	61,52	61,66	67,67	0,14	0,23	6,01	9,75
<b>- Januari - Desember</b>	<b>48,03</b>	<b>47,72</b>	<b>50,52</b>	<b>-0,31</b>	<b>-0,65</b>	<b>2,80</b>	<b>5,87</b>
3. Produksi (ton)							
- Januari - April	2.552.804	2.424.560	2.698.984	-128.244	-5,02	274.424	11,32
- Mei - Agustus	1.395.324	1.534.253	1.513.331	138.929	9,96	-20.922	-1,36
- September-Desember	1.812.831	1.778.569	1.918.848	-34.262	-1,89	140.279	7,89
<b>- Januari-Desember</b>	<b>5.760.959</b>	<b>5.737.382</b>	<b>6.131.163</b>	<b>-23.577</b>	<b>-0,41</b>	<b>393.781</b>	<b>6,86</b>

Keterangan: kualitas produksi Jagung adalah Pipilan Kering

## Perkembangan Luas Panen, Produktivitas, dan Produksi Kedelai di Jawa Timur, Jawa dan Nasional, Tahun 2013-2015 / (ton)

Uraian	2013	2014	2015 (ASEM)	Perkembangan			
				2013-2014		2014-2015	
				Absolut	%	Absolut	%
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1. Luas Panen (ha)							
- Jawa Timur	210.618	214.880	208.067	4.262	2,02	-6.813	-3,17
- Jawa	342.796	378.986	358.070	36.190	10,56	-20.916	-5,52
<b>- Indonesia</b>	<b>550.793</b>	<b>615.685</b>	<b>613.885</b>	<b>64.892</b>	<b>11,78</b>	<b>-1.800</b>	<b>-0,29</b>
2. Produktivitas (ku/ha)							
- Jawa Timur	15,64	16,54	16,58	0,90	5,75	0,04	0,24
- Jawa	15,23	16,42	16,75	1,19	7,81	0,33	2,01
<b>- Indonesia</b>	<b>14,16</b>	<b>15,51</b>	<b>15,69</b>	<b>1,35</b>	<b>9,53</b>	<b>0,18</b>	<b>1,16</b>
3. Produksi (ton)							
- Jawa Timur	329.461	355.464	344.998	26.003	7,89	-10.466	-2,94
- Jawa	521.954	622.155	599.843	100.201	19,20	-22.312	-3,59
<b>- Indonesia</b>	<b>779.992</b>	<b>954.997</b>	<b>963.099</b>	<b>175.005</b>	<b>22,44</b>	<b>8.102</b>	<b>0,85</b>

Keterangan: kualitas produksi Kedelai adalah biji Kering

## Perkembangan Luas Panen, Produktivitas, dan Produksi Kedelai di Jawa Timur Menurut Subround 2013-2015 / (ton)

Uraian	2013	2014	2015 (ASEM)	Perkembangan			
				2013-2014		2014-2015	
				Absolut	%	Absolut	%
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1. Luas Panen (ha)							
- Januari – April	45.030	39.144	31.655	-5.886	-13,07	-7.489	-19,13
- Mei – Agustus	77.001	81.538	90.752	4.537	5,89	9.214	11,30
- Septembe -Desember	88.587	94.198	85.660	5.611	6,33	-8.538	-9,06
<b>- Januari - Desember</b>	<b>210.618</b>	<b>214.880</b>	<b>208.067</b>	<b>4.262</b>	<b>2,02</b>	<b>-6.813</b>	<b>-3,17</b>
2. Produktivitas (ku/ha)							
- Januari – April	14,40	16,11	16,01	1,71	11,88	-0,10	-0,62
- Mei – Agustus	14,23	14,93	15,11	0,70	4,92	0,18	1,21
- September- Desember	17,50	18,12	18,35	0,62	3,54	0,23	1,27
<b>- Januari - Desember</b>	<b>15,64</b>	<b>16,54</b>	<b>16,58</b>	<b>0,90</b>	<b>5,75</b>	<b>0,04</b>	<b>0,24</b>
3. Produksi (ton)							
- Januari - April	64.843	63.062	50.683	-1.781	-2,75	-12.379	-19,63
- Mei - Agustus	109.572	121.753	137.165	12.181	11,12	15.412	12,66
- September-Desember	155.046	170.649	157.150	15.603	10,06	-13.499	-7,91
<b>- Januari-Desember</b>	<b>329.461</b>	<b>355.464</b>	<b>344.998</b>	<b>26.003</b>	<b>7,89</b>	<b>-10.466</b>	<b>-2,94</b>

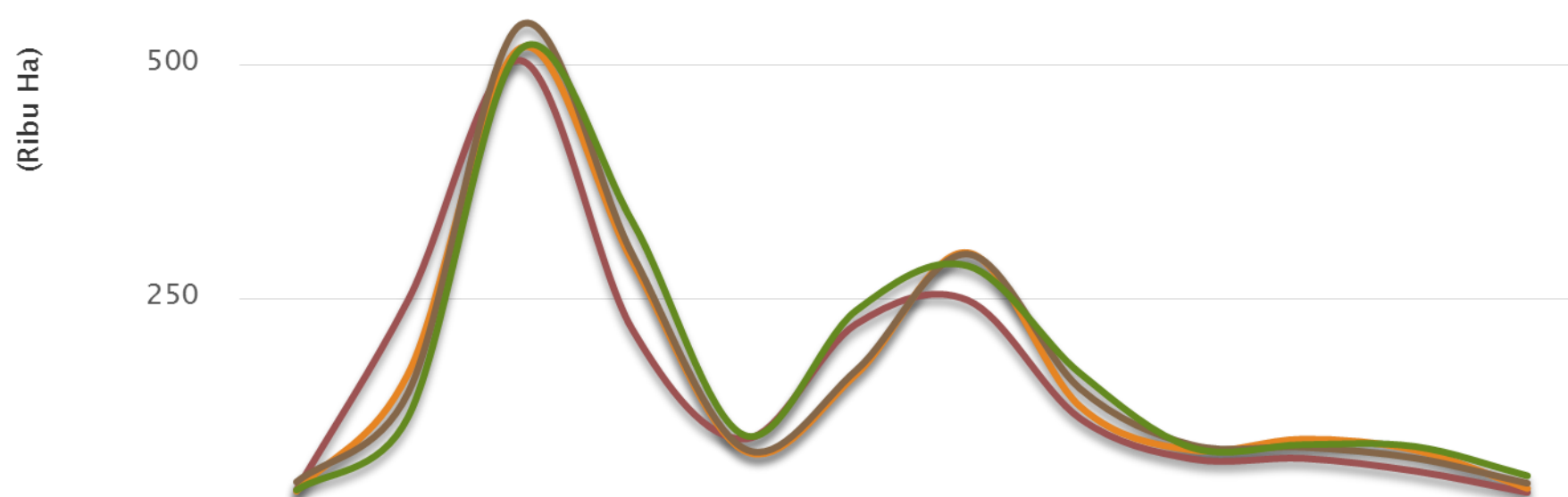
Keterangan: kualitas produksi Kedelai adalah biji Kering

### Perkembangan Luas Panen, Produktivitas, dan Produksi Palawija di Jawa Timur Tahun 2013-2015 / (ton)

Uraian	2013	2014	2015 (ASEM)	Perkembangan			
				2013-2014		2014-2015	
				Absolut	%	Absolut	%
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
<b>1. Luas Panen (ha)</b>							
- Ubi Jalar	19.139	13.483	12.782	-5.655	-29,55	-701	-5,20
- Ubi Kayu	168.194	157.091	146.787	-11.103	-6,60	-10.324	-6,57
- Kacang Tanah	150.017	139.891	139.544	-10.126	-6,75	-349	-6,57
- Kacang Hijau	48.845	50.105	56.191	1.260	2,58	5.932	11,80
<b>2. Produktivitas (ku/ha)</b>							
- Ubi Jalar	205,44	231,72	274,23	26,28	12,79	42,52	18,35
- Ubi Kayu	214,10	231,41	215,39	17,31	8,09	-16,00	-6,91
- Kacang Tanah	13,86	13,47	13,73	-0,39	-2,81	0,26	1,93
- Kacang Hijau	11,81	12,04	12,07	0,23	1,95	0,07	0,58
<b>3. Produksi (ton)</b>							
- Ubi Jalar	393.199	312.449	350.516	-80.750	-20,54	38.095	12,19
- Ubi Kayu	3.601.074	3.635.170	3.161.573	34.096	0,95	-473.881	-13,03
- Kacang Tanah	207.971	188.491	191.579	-19.480	-9,37	3.088	1,64
- Kacang Hijau	57.686	60.310	67.821	2.624	4,55	7.511	12,45

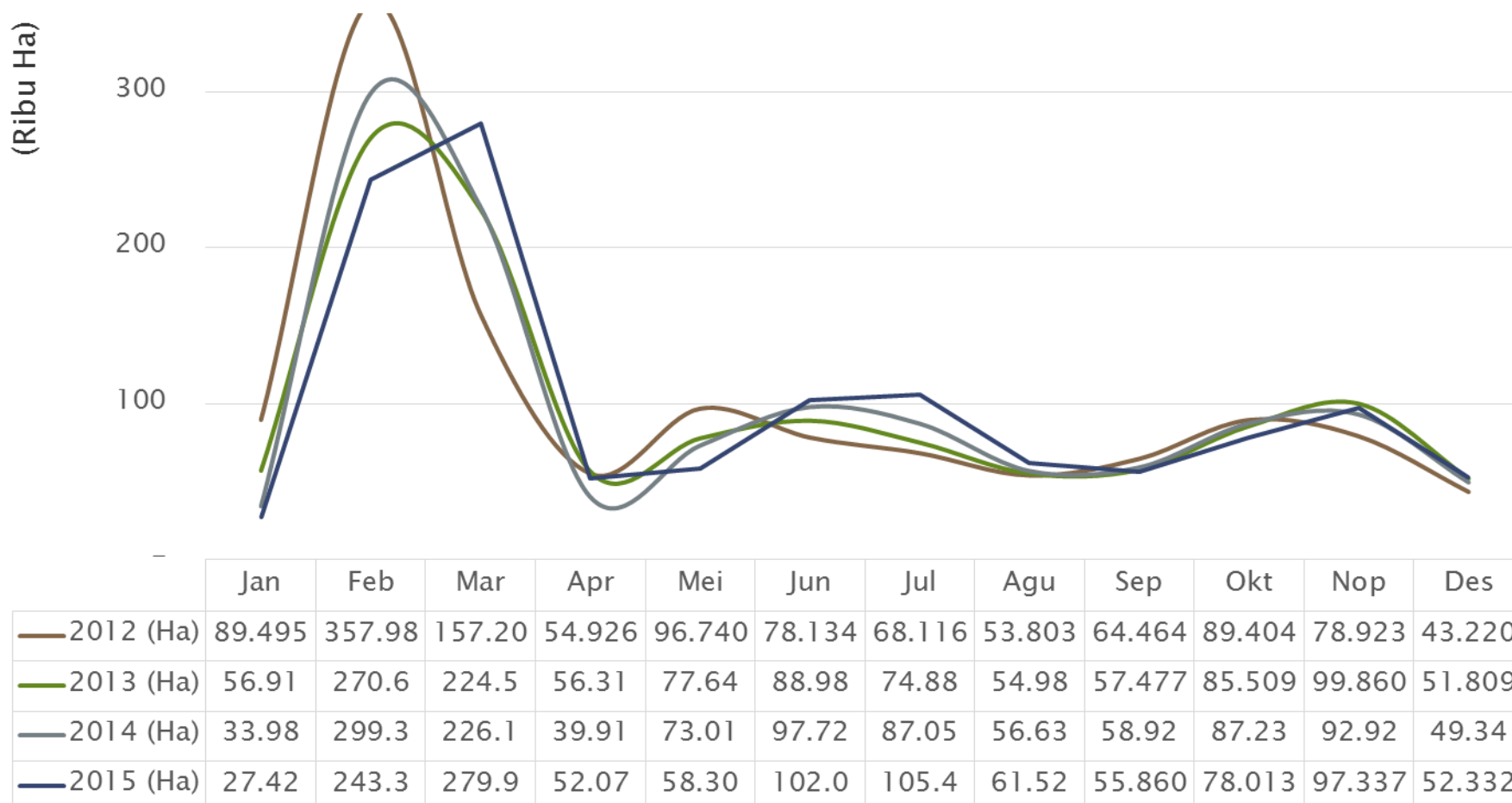
Keterangan: kualitas produksi Kacang Tanah adalah biji kering, Kacang Hijau adalah Ose Kering, Ubi Jalar dan Ubi Kayu adalah umbi basah

### Grafik : Luas (Ha) Panen Padi Jawa Timur Bulanan, 2012-2015

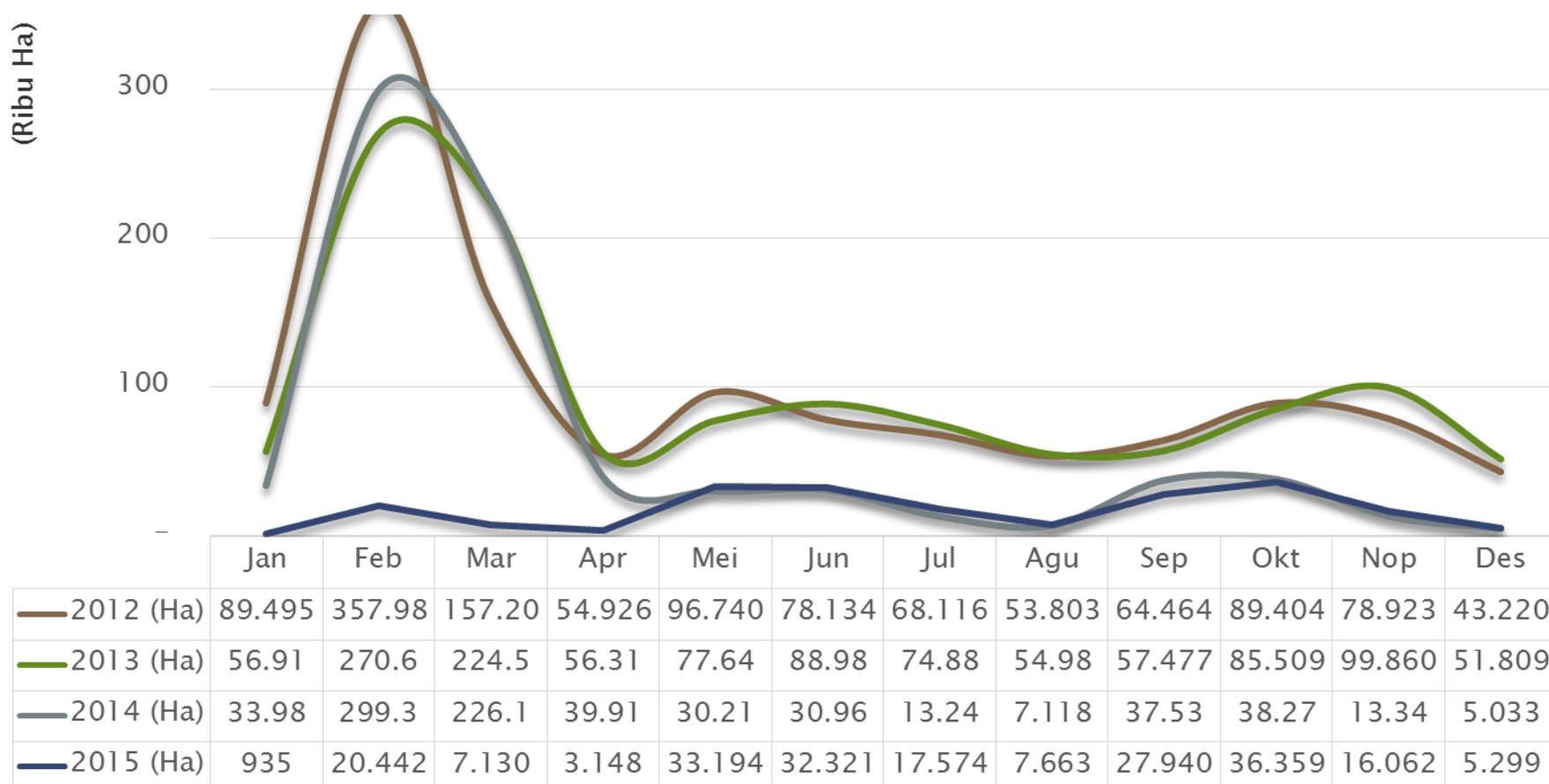


	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Agu	Sep	Okt	Nov	Des
— 2012 (Ha)	45.422	249.15	504.73	217.37	99.873	222.74	248.19	122.13	78.614	79.184	65.502	42.767
— 2013 (Ha)	43.91	170.3	518.5	290.6	87.48	169.0	299.3	135.0	87.959	99.811	87.858	46.980
— 2014 (Ha)	53.46	149.6	543.3	297.7	89.23	172.9	297.6	153.6	93.21	90.78	78.97	52.03
— 2015 (Ha)	45.228	124.08	516.55	332.62	104.02	237.08	284.97	170.37	90.783	93.855	91.869	60.612

**Grafik : Luas (Ha) Panen JAGUNG Jawa Timur Bulanan, 2012-2015**



**Grafik : Luas (Ha) Panen KEDELAI Jawa Timur Bulanan, 2012-2015**



## KONTRIBUSI JAWA TIMUR TERHADAP PEMENUHAN KEBUTUHAN PANGAN NASIONAL th 2015



### PRODUKSI HASIL TERNAK

Produksi Hasil Ternak	Jawa Timur	Nasional	Peringkat Produksi Nasional	%
	(Ton)	(Ton)		
Daging Sapi	119.463	539.965	I	22,12
Daging Kambing	15.654	67.859	I	23,07
Telur Ayam Ras Petelur	300.871	1.299.201	I	23,16
Susu	423.914	827.249	I	53,10

### POPULASI TERNAK

Populasi Ternak	Jawa Timur	Nasional	Peringkat Populasi Nasional	%
	(ribu ekor)	(ribu ekor)		
Sapi Potong	4.071	14.703	I	27,69
Sapi perah	238	483	I	49,28
Ayam Ras Petelur	43.927	154.657	I	28,40
Kelinci	327	1.053	I	31,05



### Produksi Perikanan Budaya Menurut Jenis Komoditas dan Jenis Usaha Tambak – Tahun 2014 & 2015 (ton)

No.	Komoditas	Jenis Budidaya													
		Laut		Tambak		Kolam		M. Padi		Karamba		Japung		Jumlah	Jumlah
		2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015
1	Udang Windu	-	-	7.195,9	6.379,6	-	2.553,3	-	-	-	-	-	-	7.195,9	8.932,9
2	Udang Vaname	-	-	40.899,0	40.711,3	3.143,2	3.185,8	10.331,0	11.190,6	-	-	-	-	54.373,2	55.087,7
3	Udang Lainnya	0,1	-	8.010,2	7.539,1	2.587,2	5,3	272,5	253,2	-	-	-	-	10.869,8	7.797,6
4	Kerapu	161,7	175,6	475,5	601,0	-	-	-	-	-	-	-	-	637,2	776,6
5	Rumput Laut	593.702,2	607.349,5	9.482,9	11.178,3	-	-	-	-	-	-	-	-	603.185,1	618.527,8
6	Nila	-	-	19.463,8	14.671,6	10.237,7	6.645,8	5.813,1	7.774,7	324,2	410,9	10.776,8	9.107,7	46.615,6	38.610,7
7	Mas	-	-	-	-	2.791,2	2.792,4	1684,4	2.178,1	44,1	55,6	462,2	126,5	4.981,9	5.152,6
8	Bandeng	-	-	90.514,2	125.776,1	26.545,7	27.458,2	19.202,8	18.510,2	0,1	-	-	0,1	136.262,8	171.744,6
9	Kakap	-	-	402,3	1.909,2	-	-	-	-	-	-	-	-	402,3	1.909,2
10	Patin	-	-	-	-	5.788,0	4.962,0	106,4	108,4	25,5	252,1	106,1	76,5	6.026,0	5.399,0
11	Lele	-	-	-	-	96.073,2	99.917,1	299,9	947,4	-	93,6	264,0	128,6	96.637,1	101.086,7
12	Gurami	-	-	-	-	24.538,7	19.017,9	-	-	2,7	70,0	76,2	38,9	24.617,6	19.126,8
13	Kerang	7.549,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.549,0	-
14	Kepiting	-	-	1.203,8	617,4	-	-	-	-	-	-	-	-	1.203,8	617,4
15	Lainnya	-	-	13.962,6	12.956,8	20.861,3	20.154,0	8.300,8	6.733,3	194,9	195,2	9,4	6,7	43.329,0	40.046,0
<b>JUMLAH</b>		<b>601.413,0</b>	<b>607.525,1</b>	<b>191.610,2</b>	<b>222.340,4</b>	<b>192.566,0</b>	<b>186.691,8</b>	<b>46.010,9</b>	<b>47.695,9</b>	<b>591,5</b>	<b>1.077,4</b>	<b>11.694,7</b>	<b>9.485,0</b>	<b>1.043.886,3</b>	<b>1.074.815,6</b>



## Produksi Perikanan Tangkap Menurut Jenis Komoditas Utama dan Jenis Usaha – Tahun 2014 & 2015 (ton)

No.	Komoditas	Jenis Usaha Penangkapan					
		Laut		Perairan Umum		JUMLAH	
		2014*	2015**	2014*	2015**	2014*	2015**
1	Udang Windu	2.322,1	3.628,2	-	-	2.322,1	3.628,2
2	Udang Vaname	6.964,6	8.379,6	-	-	6.964,6	8.379,6
3	Udang Lainnya	10.544,6	11.639,5	-	-	10.544,6	11.639,5
4	Kerapu	8.108,6	9.221,4	-	-	8.108,6	9.221,4
5	Rumput Laut	6.954,8	7.001,2	-	-	6.954,8	7.001,2
6	Nila	7.351,2	6.311,9	548,3	786,3	7.899,5	7.098,2
7	Mas	4.301,9	3.301,8	-	-	4.301,9	3.301,8
8	Bandeng	7.771,5	13.272,9	-	-	7.771,5	13.272,9
9	Kakap	1.479,3	2.072,9	-	-	1.479,3	2.072,9
10	Patin	1.299,6	873,2	-	-	1.299,6	873,2
11	Lele	-	9,4	488,0	492,0	488,0	501,4
12	Gurami	-	-	2.487,2	2.789,0	2.487,2	2.789,0
13	Kerang	-	-	805,3	903,0	805,3	903,0
14	Kepiting	-	-	845,3	786,6	845,3	786,6
15	Lainnya	326.524,80	321.904,7	10.575,5	329.256,8	337.100,3	329.256,8
<b>JUMLAH</b>		<b>383.623,0</b>	<b>387.616,7</b>	<b>15.749,3</b>	<b>13.109,0</b>	<b>399.372,6</b>	<b>400.725,7</b>

## Produksi Perikanan Menurut Jenis Usaha & Triwulan Tahun 2014 - 2015 (ton)

No	Jenis Usaha	2014*					2015**				
		TW-I	TW-II	TW-III	TW-IV	JML	TW-I	TW-II	TW-III	TW-IV	JML
1	Penangkapan	63.504,3	89.259,6	113.988,7	132.619,7	399.372,3	84.466,5	94.334,6	107.664,9	114.259,7	400.725,7
	Laut	60.260,3	86.029,4	110.596,1	126.737,2	383.623,0	82.363,0	91.779,5	105.532,5	107.941,7	387.616,7
	Per. Umum	3.244,0	3.230,2	3.392,6	5.882	15.749,3	2.103,5	2.555,1	2.132,4	6.318,0	13.109,0
2	Budidaya	251.179,8	266.947,8	247.121,3	275.602,3	1.040.851,2	284.536,3	296.826,3	229.819,4	263.633,6	1.074.815,6
	Laut	144.958,4	148.444,8	135.074,5	172.871,5	601.349,2	136.832,0	167.816,2	121.519,7	181.357,2	607.525,1
	Tambak	49.546,4	46.031,9	47.901,5	46.581,7	190.061,5	89.298,9	48.039,4	46.798,6	38.203,5	222.340,4
	Kolam	43.028,8	52.334,6	50.025,1	46.340,0	191.728,5	40.834,2	57.401,8	51.188,7	37.267,1	186.691,8
	S. Tambak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	M. Padi	12.951,1	16.637,9	9.470,4	6.383,7	45.443,1	14.899,0	20.430,4	7.439,6	4.926,9	47.695,9
	Karamba	64,2	55,7	62,1	400,8	582,8	195,2	241,6	496,0	144,6	1.077,4
	Japung	630,9	3.442,9	4.587,7	<b>3.024,6</b>	11.686,1	2.477,0	2.896,9	2.376,8	1.734,3	9.485,0
<b>JUMLAH</b>		<b>314.684,1</b>	<b>356.207,4</b>	<b>361.110,0</b>	<b>408.222,0</b>	<b>1.440.223,5</b>	<b>369.002,8</b>	<b>391.160,9</b>	<b>337.484,3</b>	<b>377.893,3</b>	<b>1.475.541,3</b>

## TEMBAKAU

**PRODUKSI TEMBAKAU  
DUNIA**

**6.354.322  
ton**



No	Negara	Qty (ton)
1	CINA	2.409.000
2	BRAZIL	654.000
3	INDIA	575.000
4	AMERIKA	401.000
5	<b>INDONESIA</b>	<b>191.110 (3,01% DUNIA)</b>
6	ZIMBABWE	172.000
7	TURKI	145.000
8	YUNANI	135.000
9	ITALIA	130.000
10	PAKISTAN	85.000
11	LAIN2	1.487.000

**PRODUKSI TEMBAKAU PROVINSI  
DI INDONESIA (TERTINGGI)**

NO	PROVINSI
1	<b>JATIM 100.162 ton (52,41% NASIONAL)</b>
2	NTB 39.184 ton
3	JATENG 30.967 ton
4	JABAR 8.901 ton
5	LAIN2 11.896 ton

**PRODUKSI TEMBAKAU JAWA TIMUR th 2015**

No	Varietas	Qty (ton)
1	BESUKI-NO	3.212 ton
2	LUMAJANG-VO	56 ton
3	KASTURI	12.252 ton
4	PAITON	12.732 ton
5	MADURA	27.344 ton
6	WHITEBURLEY	891 ton
7	VIRGINIA	11.357 ton
8	JAWA	32.402 ton



## NERACA PRODUKSI DAN KONSUMSI TEMBAKAU th 2015

**PRODUKSI ROKOK 360 milyar btg  
KEBUTUHAN TEMBAKAU 270.000 ton**



**PRODUKSI TEMBAKAU  
191.110 ton**



No	Jenis Tembakau	Jumlah (Ton)	
		<i>Ekspor</i>	<i>Impor</i>
1	Tembakau Virginia lembaran	2.169	10.527
2	Tembakau Virginia asapan	7.398	33.257
3	Tembakau Virginia non asapan	0	599
4	Tembakau Burley non asapan	223	1.476
5	Tembakau Burley irisan	260	4.422
6	Tembakau lainnya asapan	2.309	1.395
7	Tembakau lainnya non asapan	6.678	19.380
8	Tembakau irisan lainnya asapan	3.906	65
9	Tembakau irisan lainnya non asapan	6.219	7.455
10	Tembakau Oriental	40	10.523
11	Tembakau tangkai	3.710	4.929
12	Tembakau lainnya	2.097	1.705
<b>JUMLAH</b>		<b>35.009</b>	<b>95.733</b>

## KOPI

## POTENSI KOPI th 2015



## Jawa Timur

Areal	:	102.658 Ha
Produksi	:	56.984 ton
Konsumsi Kopi perkapita	:	0,55 kg / th
Kebutuhan kopi Jatim	:	$38.000.000 \times 0,55 \text{ kg} = 20.900 \text{ ton}$
Surplus Produksi	:	36.084 ton
Ekspor Kopi di Jatim	:	68.285 ton (AEKI)

## Potensi Pengembangan

1. Berdasarkan ICO konsumsi kopi dunia tahun 2020 sebesar 9,96 juta ton, produksi terjadi defisit produksi, karena produksi kopi akan stagnan pada angka  $\pm 9$  juta ton.
2. Untuk Kopi Arabika, masih punya peluang untuk dikembangkan pada lokasi spesifik (di atas 1.000 mdpl) dengan sasaran pengembangan sampai 22.000 Ha.
3. Prioritas pengembangan di lingkungan pegunungan Ijen, di lingkungan BTS (Bromo, Tengger, Semeru), lingkungan Wilis.



## KAKAO

## PRODUKSI KAKAO th 2015



## Nasional

Areal	: 1,774 Juta Ha
Produksi	: 740.500 ton ; Ke-3 Dunia



## Jawa Timur

Areal	: 65.431 Ha
Rakyat	: 34.401 Ha
PTP/PBS	: 31.030 Ha
Produksi	: 35.311 Ton
Rakyat	: 14.209 Ton
PTP/PBS	: 21.102 Ton



## Potensi Pengembangan

1. Sebelum reformasi (Utamanya PTP, PBS), areal 30 Ha dengan produksi 35 ton
2. Setelah reformasi, produksi PTP tinggal 21 ton
3. Untuk mengembalikan produksi 35 ton, dikembangkan kakao rakyat dan saat ini telah tercapai

## 1. Data Lalu Lintas Angkutan Udara Bandara Juanda (Th. 2015)

## DOMESTIK

BULAN	PESAWAT		PENUMPANG			BARANG (KG)		BAGASI (KG)	
	Datang	Berangkat	Datang	Berangkat	Transit	Bongkar	Muat	Bongkar	Muat
JAN	4.964	4.960	587.187	550.925	65.769	2.462.111	3.746.288	4.053.421	4.512.818
PEB	4.225	4.234	523.015	461.200	59.084	2.166.050	3.534.860	3.412.305	3.644.214
MAR	4.713	4.715	557.819	492.993	63.213	2.247.732	3.515.399	3.585.827	3.736.306
APR	4.835	4.840	583.588	513.301	61.970	2.024.855	3.617.711	3.699.590	3.822.220
MEI	5.263	5.266	674.270	568.271	76.223	2.170.212	3.776.592	4.405.114	4.484.533
JUN	4.955	4.965	662.017	518.583	76.793	2.075.842	3.703.742	4.718.012	4.333.743
JUL	5.519	5.541	763.157	608.491	64.639	1.440.606	3.160.540	4.724.728	5.405.949
AGST	5.496	5.509	647.933	699.259	87.004	2.042.092	3.295.486	4.401.041	5.835.603
SEPT	4.946	4.961	618.349	545.042	78.303	1.924.667	3.417.208	4.051.825	4.462.286
OKT	5.232	5.230	658.365	605.023	87.951	2.003.495	3.967.147	4.126.418	4.784.795
NOP	5.251	5.256	658.108	587.291	83.084	2.016.110	4.483.383	3.993.797	4.678.782
DES	6.011	6.022	797.545	671.396	99.697	2.535.326	4.960.014	5.243.612	5.528.823
JML	<b>61.410</b>	<b>61.499</b>	<b>7.731.353</b>	<b>6.821.775</b>	<b>903.730</b>	<b>25.109.098</b>	<b>45.178.370</b>	<b>50.415.690</b>	<b>55.230.072</b>

## INTERNASIONAL

BULAN	PESAWAT		PENUMPANG			BARANG (KG)		BAGASI (KG)	
	Datang	Berangkat	Datang	Berangkat	Transit	Bongkar	Muat	Bongkar	Muat
JAN	492	493	74.688	70.408	-	953.060	825.536	1.286.702	756.922
PEB	423	421	56.606	55.608	-	752.772	785.354	945.636	578.204
MAR	486	481	65.924	67.916	-	784.868	807.655	832.772	644.366
APR	499	501	67.631	63.127	-	916.192	642.523	1.084.300	655.874
MEI	502	503	75.327	62.391	-	1.057.052	695.145	1.293.651	642.306
JUN	479	476	73.389	60.985	-	1.045.542	704.131	1.336.028	648.319
JUL	513	503	86.151	63.755	-	522.558	620.672	1.262.326	488.595
AGST	553	548	58.650	94.383	-	892.610	757.770	861.519	729.401
SEPT	560	560	66.963	82.329	-	1.026.666	745.203	1.084.252	1.018.936
OKT	582	587	88.060	71.638	-	1.101.464	884.419	1.558.667	653.872
NOP	501	493	66.868	63.856	-	954.515	1.005.313	919.919	614.556
DES	519	523	71.409	78.991	-	1.058.176	818.777	1.117.327	741.997
JML	<b>6.109</b>	<b>6.089</b>	<b>851.666</b>	<b>835.387</b>	<b>-</b>	<b>11.065.475</b>	<b>9.292.498</b>	<b>13.583.099</b>	<b>8.173.348</b>

## 2. Data Kendaraan R2 dan R4 di Jawa Timur



Jenis	2011	2012	2013	2014	2015
R2	9.079.545	10.175.790	11.445.229	12.824.707	13.827.790
R4	1.221.468	1.353.651	1.522.159	1.695.859	1.846.325

## 3. Data Panjang Jalan Di Jawa Timur

NASIONAL (km)	PROVINSI (km)	KAB/KOTA (km)
2.361,23	2.000,98	23.491,92







- ❑ **Inflasi** : adalah suatu proses meningkatnya harga-harga secara umum dan terus-menerus (continue) berkaitan dengan mekanisme pasar yang disebabkan oleh berbagai faktor, antara lain, konsumsi masyarakat yang meningkat, berlebihnya likuiditas di pasar yang memicu konsumsi atau bahkan spekulasi, sampai termasuk juga akibat adanya ketidaklancaran distribusi barang

**contoh perhitungan** : komunikasi dan jasa keuangan pada bulan Oktober 2005 mencatat inflasi 28,57. Terjadi kenaikan indeks dari 127,91 pada September 2005 menjadi 164,45% pada bulan Oktober 2005. Dikatakan pada berita tersebut terjadi inflasi sebesar 28,57% dari bulan September 2005 sampai Oktober 2005. Bagaimana cara menghitung angka 28,57%?

$$\text{Inflasi} = \{(164,45\% - 127,91\%)/127,91\% \} \times 100\% = 28,57\%$$

- ❑ **Deflasi** : adalah suatu periode dimana harga-harga secara umum turun.
- ❑ **PDRB** : adalah jumlah nilai tambah barang dan jasa yang dihasilkan dari seluruh kegiatan perekonomian diseluruh daerah dalam tahun tertentu atau periode tertentu dalam satu tahun
- ❑ **LDR** (Loan to Deposit Ratio) adalah suatu pengukuran yang menunjukkan deposito berjangka, giro, tabungan, dan lain-lain yang digunakan dalam memenuhi permohonan pinjaman (loan requests) nasabahnya
- ❑ **NPL** (Non Performing Loan) adalah suatu keadaan dimana nasabah sudah tidak sanggup membayar sebagian atau seluruh kewajibannya kepada bank seperti yang telah diperjanjikan.
- ❑ **PMA** (Penanaman Modal Asing) adalah : kegiatan menanam modal untuk melakukan usaha di wilayah negara Republik Indonesia yang dilakukan oleh penanam modal asing, baik dengan modal asing sepenuhnya maupun yang berpatungan dengan penanam modal asing.
- ❑ **PMDN** (Penanaman Modal Dalam Negeri) adalah : kegiatan menanam modal untuk melakukan usaha di wilayah negara Republik Indonesia yang dilakukan oleh penanam modal dalam negeri dengan menggunakan modal dalam negeri.
- ❑ **RLMT** : Rata – rata Lama Menginap Tamu
- ❑ **TPK** : Tingkat Penghunian Kamar
- ❑ **ITK** (Indeks Tendensi Konsumen) adalah : indikator perkembangan terkini yang dihasilkan Badan Pusat Statistik melalui Survei Tendensi Konsumen (STK) yang merupakan indeks komposit persepsi rumah tangga mengenai kondisi ekonomi konsumen dan perilaku konsumsi terhadap situasi perekonomian pada triwulan berjalan dan perkiraan pada triwulan mendatang.
- ❑ **LNPRT** : Lembaga Non Profit Rumah Tangga
- ❑ **Indeks Kedalaman Kemiskinan (Poverty Gap Index-P1)**, merupakan ukuran rata-rata kesenjangan pengeluaran masing-masing penduduk miskin terhadap garis kemiskinan. Semakin tinggi nilai indeks, semakin jauh rata-rata pengeluaran penduduk dari garis kemiskinan.
- ❑ **Indeks Keparahan Kemiskinan (Poverty Severity Index-P2)** yaitu: gambaran mengenai penyebaran pengeluaran diantara penduduk miskin. Semakin tinggi nilai indeks, semakin tinggi ketimpangan pengeluaran diantara penduduk miskin.

# Note

A large rectangular area with a blue border, containing 20 horizontal dotted lines for writing. The lines are evenly spaced and extend across the width of the page.

**PEMERINTAH PROVINSI  
JAWA TIMUR**



**BIRO ADMINISTRASI PEREKONOMIAN  
SEKRETARIAT DAERAH PROVINSI JAWA TIMUR  
JL. Pahlawan No. 110 Surabaya  
Tlp/Fax : 031 3578006**

**Email : [ro\\_ekonomijatim@yahoo.com](mailto:ro_ekonomijatim@yahoo.com) /  
[chany252@gmail.com](mailto:chany252@gmail.com)**

**Copyright © 2016 sarek - biro perekonomian prov. jatim  
All Right Reserved**

### Jumlah Rumah Tangga Hasil Proyeksi 2011-2015 Menurut Kabupaten/Kota

Kabupaten/Kota	Tahun				
	2011	2012	2013	2014	2015
PACITAN	153 133,00	153 696,00	154 262,00	154 703,00	154 913,00
PONOROGO	243 676,00	244 386,00	244 977,00	245 521,00	245 373,00
TRENGGALEK	194 703,00	195 539,00	196 137,00	196 994,00	197 572,00
TULUNGAGUNG	282 427,00	284 124,00	285 453,00	287 309,00	288 013,00
BLITAR	324 034,00	325 661,00	327 469,00	328 648,00	329 412,00
KEDIRI	408 559,00	411 067,00	413 393,00	415 668,00	417 383,00
MALANG	674 508,00	679 661,00	684 524,00	689 542,00	693 060,00
LUMAJANG	282 800,00	284 055,00	285 706,00	286 421,00	287 124,00
JEMBER	675 009,00	679 156,00	683 148,00	686 938,00	689 153,00
BANYUWANGI	471 033,00	473 270,00	475 692,00	477 344,00	478 155,00
BONDOWOSO	246 142,00	247 718,00	249 262,00	250 652,00	251 097,00
SITUBONDO	210 391,00	211 765,00	212 674,00	214 384,00	214 909,00
PROBOLINGGO	313 585,00	315 981,00	317 910,00	320 595,00	322 315,00
PASURUAN	419 328,00	423 010,00	426 568,00	430 075,00	432 155,00
SIDOARJO	526 583,00	535 532,00	544 031,00	553 308,00	563 068,00
MOJOKERTO	277 962,00	280 793,00	282 912,00	286 303,00	288 540,00
JOMBANG	324 200,00	326 210,00	329 011,00	329 978,00	330 658,00
NGANJUK	285 122,00	286 460,00	287 764,00	288 913,00	289 643,00
MADIUN	197 916,00	198 743,00	199 572,00	200 198,00	200 364,00
MAGETAN	174 119,00	174 530,00	174 901,00	175 156,00	175 312,00
NGAWI	249 676,00	250 201,00	250 804,00	251 790,00	251 337,00
BOJONEGORO	337 440,00	338 910,00	340 191,00	341 489,00	341 640,00
TUBAN	306 889,00	308 712,00	310 593,00	312 116,00	313 132,00
LAMONGAN	304 307,00	304 763,00	305 227,00	305 407,00	304 870,00
GRESIK	303 487,00	307 334,00	311 244,00	314 925,00	318 766,00
BANGKALAN	217 056,00	219 231,00	221 470,00	223 435,00	225 559,00
SAMPANG	220 357,00	223 151,00	225 592,00	228 657,00	231 364,00
PAMEKASAN	209 670,00	212 155,00	214 676,00	216 964,00	219 028,00
SUMENEP	319 250,00	320 994,00	322 451,00	324 272,00	324 207,00
KEDIRI	70 936,00	71 507,00	72 271,00	72 650,00	73 155,00
BLITAR	35 661,00	35 989,00	36 251,00	36 572,00	36 840,00
MALANG	222 645,00	224 267,00	225 954,00	227 343,00	228 774,00
PROBOLINGGO	56 373,00	56 934,00	57 341,00	58 083,00	58 614,00
PASURUAN	47 243,00	47 688,00	48 213,00	48 475,00	48 848,00
MOJOKERTO	32 003,00	32 286,00	32 605,00	32 846,00	33 106,00
MADIUN	48 346,00	48 575,00	48 920,00	48 993,00	49 167,00
SURABAYA	763 286,00	767 880,00	772 316,00	775 599,00	779 611,00
BATU	50 753,00	51 249,00	51 642,00	52 278,00	52 655,00
<b>JAWA TIMUR</b>	<b>10 480 608,00</b>	<b>10 553 183,00</b>	<b>10 623 127,00</b>	<b>10 690 544,00</b>	<b>10 738 892,00</b>

Sumber : Badan Pusat Statistik

