

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Data Umum

Jawa Tengah merupakan salah satu provinsi di pulau Jawa yang letaknya diapit oleh dua provinsi besar, yaitu Jawa Barat dan Jawa Timur. Memiliki luas 32.544 km² dimana Kabupaten Cilacap sebagai wilayah terluas dengan luas wilayah 2.138 km² dan Kota Magelang sebagai wilayah terkecil dengan luas wilayah 18,12 km². Jawa Tengah memiliki jumlah penduduk terbesar ketiga di Indonesia setelah Jawa Barat dan Jawa Timur, dengan jumlah penduduk 33,52 juta jiwa. Secara geografis Jawa Tengah terletak antara Laut Jawa di utara, Samudra Hindia dan Daerah Istimewa Yogyakarta di selatan, Provinsi Jawa Barat disebelah barat, dan Provinsi Jawa Timur disebelah timur.

2.1.1 Keadaan Demografi

Penduduk provinsi Jawa Tengah berdasarkan proyeksi penduduk tahun 2015 sebanyak 33.774,14 ribu jiwa penduduk yang terdiri dari atas 16.750,90 ribu jiwa penduduk laki – laki dan 17.023,24 ribu jiwa penduduk perempuan. Dibandingkan dengan proyeksi jumlah penduduk tahun 2014, penduduk Jawa Tengah mengalami pertumbuhan sebesar 0,15 persen. Sementara itu besarnya angka rasio jenis kelamin tahun 2015 penduduk laki – laki terhadap penduduk perempuan sebesar 0,98.

Kepadatan penduduk di Jawa Tengah tahun 2015 mencapai 1.038 jiwa/km². Kepadatan penduduk di 35 kabupaten/kota cukup beragam dengan

kepadatan penduduk tertinggi terletak di kota Surakarta dengan kepadatan sebesar 11.634 jiwa/km² dan terendah di kabupaten Blora sebesar 475 jiwa/km². Jumlah penduduk Jawa Tengah ditunjukkan pada tabel 2.1 dibawah ini.

Tabel 2.1 Jumlah Penduduk Jawa Tengah 2010 - 2015

Kabupaten/Kota Regency/Municipality Kabupaten/Regency		Jumlah Penduduk (ribu) Population (thousand)			Laju Pertumbuhan Penduduk per Tahun Annual Population Growth Rate (%)	
		2010	2014	2015	2010-2015	2014-2015
1.	Cilacap	1644,99	1685,63	1694,73	0,60	0,11
2.	Banyumas	1557,48	1620,77	1635,91	0,99	0,19
3.	Purbalingga	850,73	889,17	898,38	1,10	0,21
4.	Banjarnegara	870,53	896,04	901,83	0,71	0,13
5.	Kebumen	1161,92	1180,89	1184,88	0,39	0,07
6.	Purworejo	696,61	708,01	710,39	0,39	0,07
7.	Wonosobo	756,18	773,39	777,12	0,55	0,10
8.	Magelang	1184,00	1233,70	1 245,50	1,02	0,19
9.	Boyolali	932,31	957,91	963,69	0,66	0,12
10.	Klaten	1131,97	1154,03	1158,80	0,47	0,08
11.	Sukoharjo	825,78	856,86	864,21	0,91	0,17
12.	Wonogiri	930,49	945,68	949,02	0,40	0,07
13.	Karanganyar	814,80	848,33	856,20	1,00	0,18
14.	Sragen	859,78	875,62	879,03	0,44	0,08
15.	Grobogan	1311,11	1343,99	1351,43	0,61	0,11
16.	Blora	831,23	848,39	852,11	0,50	0,09
17.	Rembang	592,48	614,07	619,17	0,89	0,17
18.	Pati	1193,20	1255,60	1232,89	0,66	0,12
19.	Kudus	779,08	821,11	831,30	1,31	0,25
20.	Jepara	1099,71	1170,79	1188,29	1,56	0,30
21.	Demak	1057,70	1106,21	1117,91	1,11	0,21
22.	Semarang	932,70	978,60	1000,89	1,42	0,27
23.	Temanggung	709,91	738,88	745,83	0,99	0,19
24.	Kendal	901,99	934,63	942,28	0,88	0,16
25.	Batang	708,09	736,50	743,09	0,97	0,18
26.	Pekalongan	840,21	867,70	873,99	0,79	0,14
27.	Pemalang	1263,58	1284,17	128858	0,39	0,07

Lanjutan Tabel 2.1 Jumlah Penduduk Jawa Tengah 2010 - 2015

Kabupaten/Kota Regency/Municipality Kabupaten/Regency		Jumlah Penduduk (ribu) Population (thousand)			Laju Pertumbuhan Penduduk per Tahun Annual Population Growth Rate (%)	
		2010	2014	2015	2010-2015	2014-2015
28.	Tegal	1397,19	1420,11	1424,89	0,39	0,07
29.	Brebes	1736,78	1773,37	1781,38	0,51	0,09
Kota/Municipality						
1.	Magelang	118,42	120,44	120,79	0,40	0,06
2.	Surakarta	500,21	510,11	512,23	0,48	0,08
3.	Salatiga	170,69	181,30	183,82	1,49	0,28
4.	Semarang	1560,01	1672,99	1701,11	1,75	0,33
5.	Pekalongan	282,02	293,72	296,40	1,00	0,18
6	Tegal	240,01	244,98	246,12	0,50	0,09
Jawa Tengah		32443,89	33744,14	33522,66	0,81	0,15

Sumber: Proyeksi Penduduk Kabupaten/Kota Provinsi Jawa Tengah 2010 – 2025

2.1.2 Pertumbuhan Penduduk

Laju pertumbuhan penduduk juga menjadi salah satu data yang dibutuhkan sebagai acuan data dalam LEAP. Sehingga, permintaan yang ada akan dipengaruhi oleh bertambahnya jumlah penduduk atau rumah tangga dalam suatu wilayah. Dibawah ini adalah data laju pertumbuhan penduduk Jawa Tengah berdasarkan data hasil proyeksi Bappenas – BPS – UNFPA pada tahun 2013 yang ditunjukkan tabel 2.2 dibawah ini.

Tabel 2.2 Asumsi Pertumbuhan Penduduk Jawa Tengah

No	Interval	Pertumbuhan Penduduk
1	2010-2015	0,81%
2	2015-2020	0,68%
3	2020-2025	0,58%

Sumber: Bappenas – BPS – UNFPA 2013

Dapat dilihat dari tabel diatas bahwa laju pertumbuhan penduduk setiap tahun cenderung semakin menurun, laju pertumbuhan sebesar 0,81% pada 2010 – 2015; 0,68% pada 2015 – 2020; dan 0,58% pada tahun 2020 - 2025. Selain parameter pertumbuhan jumlah penduduk, parameter lain yang dibutuhkan adalah rasio elektrifikasi yang sangat menentukan konsumsi energi listrik.

2.1.3 Pertumbuhan Ekonomi

Pembangunan ekonomi merupakan suatu usaha yang dilakukan untuk meningkatkan kesejahteraan masyarakat, mengurangi angka pengangguran, dan meminimalkan ketimpangan pendapatan dimasyarakat. Pembangunan ekonomi yang berjalan efektif dan efisien adalah ketika berdasar pada perencanaan pembangunan yang tepat sasaran.

Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) menjadi salah satu indikator yang digunakan untuk mengukur kegiatan perekonomian disuatu wilayah. Perekonomian disuatu wilayah dikatakan tumbuh dan berkembang jika barang dan jasa yang diproduksi pada periode saat ini lebih besar dibandingkan dengan periode sebelumnya yang kemudian diturunkan menjadi nilai tambah. Data pertumbuhan ekonomi didasari dari pertumbuhan PDRB di Jawa Tengah sehingga data pertumbuhan ekonomi menurut data BPS Jawa Tengah dapat dilihat pada tabel 2.3 berikut ini.

Tabel 2.3 Pertumbuhan Ekonomi Jawa Tengah 2014-2016

No.	Tahun	Pertumbuhan Ekonomi
1	2014	5,27%
2	2015	5,47%
3	2016	5,28%

Sumber: BPS Jawa Tengah 2014 – 2016

Perekonomian Jawa Tengah tahun 2015 tumbuh sebesar 5,47% mencapai pertumbuhan tertinggi selama lima tahun terakhir. Pertumbuhan terjadi pada seluruh lapangan usaha kecuali pengadaan listrik dan gas yang mengalami kontraksi (pertumbuhan negatif) sebesar 3,3%. Jasa Perusahaan merupakan lapangan usaha yang mengalami pertumbuhan tertinggi sebesar 9,7% diikuti oleh Informasi dan Telekomunikasi sebesar 9,5% dan Jasa Keuangan dan Asuransi sebesar 8,1%. Struktur perekonomian Jawa Tengah menurut lapangan usaha tahun 2015 didominasi oleh tiga lapangan usaha utama yaitu Industri Pengolahan (35,3%); Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan (15,5%) dan Perdagangan Besar – Eceran dan Reparasi Mobil – Sepeda Motor (13,3%).

Pertumbuhan ekonomi Jawa Tengah sepanjang tahun 2016 mencapai 5,28% lebih tinggi dari nasional sebesar 5%. Namun, melambat dibandingkan pertumbuhan tahun sebelumnya. Ekonomi Jawa Tengah triwulan IV 2016 mengalami kontraksi (pertumbuhan negatif) 2,37% bila dibandingkan triwulan sebelumnya (q-to-q). Hal ini didorong oleh efek musiman beberapa komoditi Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan seperti padi yang memasuki

musim tanam dan beberapa komoditi perkebunan lain yang telah melewati musim panen, menjadikan lapangan usaha Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan berkontraksi 25,75%. Lapangan usaha lain yang mengalami kontraksi adalah Jasa Pendidikan sebesar 0,26%. PDRB atas dasar harga konstan pada tahun 2010 menurut lapangan usaha ditunjukkan oleh tabel 2.4 dibawah ini.

Tabel 2.4 PDRB Atas Dasar Harga Konstan Menurut Lapangan Usaha

No	Lapangan Usaha	2014	2015
1	Pertanian, Kehutanan dan Perikanan	107.793.380,89	113.826.299,04
2	Pertambangan dan Penggalian	15.566.648,84	16.040.765,67
3	Industri Pengolahan	271.526.773,18	284.575.766,45
4	Pengadaan Listrik dan Gas	866.488,30	887.584,37
5	Pengadaan Air, Pengolahan Sampah Limbah dan daur Ulang	567.980,08	577.261,68
6	Konstruksi	76.681.876,60	81.286.113,22
7	Perdagangan Besar dan Eceran; Reparasi Mobil dan Motor	110.899.193,58	115.299.085,85
8	Transportasi dan Pergudangan	24.868.280,75	26.807.881,97
9	Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum	23.471.641,07	25.064.275,14
10	Informasi dan Komunikasi	30.130.161,63	33.001.271,38
11	Jasa Keuangan dan Asuransi	20.106.851,64	21.719.194,85
12	Real Estate	13.776.863,54	14.822.295,08

Lanjutan Tabel 2.4 PDRB Atas Dasar Harga Konstan Menurut Lapangan Usaha

No	Lapangan Usaha	2014	2015
13	Jasa Perusahaan	2.526.615,62	2.741.142,86
14	Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib	21.075.646,54	22.194.694,80
15	Jasa Pendidikan	27.266.220,07	29.324.081,90
16	Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial	5.916.710,61	6.307.617,26
17	Jasa Lainnya	11.917.818,01	12.300.030,67
	PDRB	764.959.150,95	806.775.362,19

Sumber: BPS Jawa Tengah 2015

2.1.4 Sektor Pemakai Energi

Sektor pemakai energi dibagi menjadi 5 sektor yaitu Rumah Tangga, Industri, Bisnis, Publik, dan Sosial. Adapun sektor pemakai energi meliputi:

a. Sektor Rumah Tangga

Rumah tangga merupakan komponen dasar bagi analisis dalam banyak model sosial, hal ini disebabkan karena permintaan yang harus selalu dipenuhi adalah sektor rumah tangga. Asumsi sektor rumah tangga diwakili oleh jumlah rumah tangga tahun 2015 adalah sebesar 9.066.300 rumah tangga.

b. Sektor Industri

Sektor industri merupakan komponen dalam pembangunan ekonomi nasional. Sektor ini berpotensi untuk mampu memberikan kontribusi ekonomi melalui nilai tambah, lapangan pekerjaan, devisa dan juga

mampu memberikan kontribusi yang besar dalam transformasi struktural bangsa kearah modernisasi. Asumsi sektor industri diwakili oleh nilai PDRB atas dasar harga konstan pada sektor industri dengan nilai 284.575.766,45 juta rupiah.

c. Sektor Bisnis

Sektor bisnis merupakan sektor swasta yang bergerak dibidang niaga atau perdagangan. Asumsi sektor komersial diwakili oleh nilai PDRB atas dasar harga konstan melalui penjumlahan pada sektor perdagangan besar dan eceran, penyediaan akomodasi dan makan minum, informasi dan komunikasi, jasa keuangan dan asuransi, real estate, jasa perusahaan dan jasa lainnya dengan jumlah nilai pada tahun 2015 mencapai 224.947.295,83 juta rupiah.

d. Sektor Publik

Sektor publik merupakan sektor pemerintah yang bergerak dibidang pelayanan terhadap masyarakat dan kesejahteraan masyarakat. Asumsi sektor publik diwakili oleh nilai PDRB atas dasar harga konstan melalui sektor administrasi pemerintahan, pertahanan dan jaminan sosial wajib dengan total nilai pada tahun 2015 mencapai 22.194.694,80 juta rupiah.

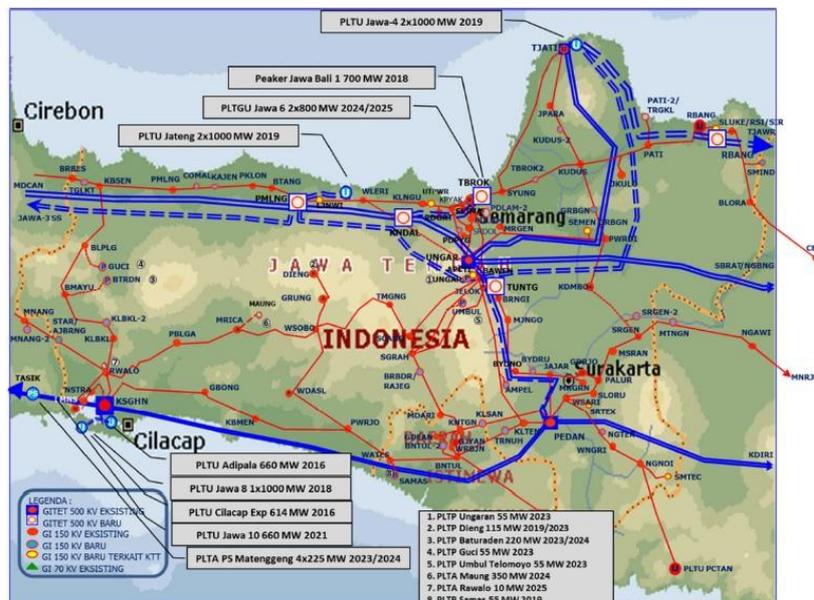
e. Sektor Sosial

Sektor sosial merupakan sektor yang mengacu pada kegiatan sosial. Asumsi sektor sosial diwakili oleh nilai PDRB atas dasar harga konstan melalui sektor jasa pendidikan dan jasa kesehatan dan kegiatan sosial dengan total nilai pada tahun 2015 mencapai 35.631.699,16 juta rupiah.

2.1.5 Kapasitas Pembangkit Terpasang

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 dan di grid 150 kV adalah PLTG/PLTU Tambak Lorok, PLTU Cilacap, PLTP Dieng, PLTA Mrica dan PLTA tersebar. PLTU Adipala 660 MW direncanakan akan beroperasi pada kuartal tahun pertama 2016.

Pasokan dari grid 500 kV adalah melalui 3 GITET, yaitu Tanjung Jati, Ungaran, dan Pedan dengan kapasitas 3.500 MVA. Berdasarkan data statistik PLN tahun 2015 rasio elektrifikasi Jawa Tengah sebesar 91,25%. Peta sistem kelistrikan Jawa Tengah ditunjukkan pada gambar 2.1 dibawah ini.



Gambar 2.1 Peta Kelistrikan Provinsi Jawa Tengah

Sumber: RUPTL PLN 2016 – 2025

Kelistrikan provinsi Jawa Tengah terdiri atas 3 sub-sistem, yaitu:

1. GITET Ungaran dan PLTG/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. Temanggung, kab. Magelang, kab. Klaten, kab. Boyolali, kab. Sragen, dan DIY.
3. PLTU Cilacap memasok kab. Cilacap, kab. Banyumas, kab. Purworejo, kab. Purbalingga, dan kab. Kebumen.

Rincian pembangkit terpasang ditunjukkan pada tabel 2.5 dibawah ini.

Tabel 2.5 Rincian Pembangkit Terpasang Jawa Tengah

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

Lanjutan Tabel 2.5 Rincian Pembangkit Terpasang Jawa Tengah

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
20	Tanjung Jati B 1-2	PLTU	Batubara	PLN	1320	1322
21	Tanjung Jati B 3-4	PLTU	Batubara	PLN	1320	1322
22	Rembang	PLTU	Batubara	PLN	630	560
Total					5625	5233

Sumber: RUPTL PLN 2016 – 2025

2.1.6 Jumlah Pelanggan Listrik

Semakin meningkatnya laju pertumbuhan penduduk turut mempengaruhi permintaan energi listrik di Jawa Tengah. Namun, disisi lain pertumbuhan perekonomian di Jawa Tengah yang bertumbuh semakin meningkat bahkan tumbuh lebih tinggi dari ekonomi nasional turut menjadi pengaruh terhadap permintaan energi listrik di Jawa Tengah.

Pada tahun 2015, energi listrik yang terjual pada PT. PLN (Persero) di Jawa Tengah sebesar 20.408,19 GWh dimana disumbang oleh 5 sektor pelanggan diantaranya rumah tangga, industri, bisnis, sosial, dan publik (gabungan gedung kantor pemerintah dan penerangan jalan umum). Sehingga, energi terjual berdasarkan kelompok pelanggan ini sangat dipengaruhi oleh laju pertumbuhan penduduk dan pertumbuhan perekonomian di Jawa Tengah. Data energi terjual per kelompok pelanggan berdasarkan data statistik PLN 2015 dapat dilihat pada tabel 2.6 berikut ini.

Tabel 2.6 Energi Terjual Per Kelompok Pelanggan

No.	Kelompok Pelanggan	Energi Terjual (GWh)
1	Rumah Tangga	9.806,95
2	Industri	6.901,46
3	Bisnis	2.339,49
4	Sosial	706,08
5	Gedung Kantor Pemerintah	208,52
6	Penerangan Jalan Umum	445,69
	Total	20.408,19

Sumber: Statistik PLN 2015

Banyaknya pelanggan per jenis pelanggan pada tahun 2015 di Jawa Tengah sebesar 8.866.323 dimana disumbang oleh 5 sektor pelanggan diantaranya adalah rumah tangga, industri, bisnis, sosial, dan publik (gabungan gedung kantor pemerintah dan penerangan jalan umum) seperti ditunjukkan pada tabel 2.7 dibawah ini.

Tabel 2.7 Jumlah Pelanggan Per Jenis Pelanggan

No.	Sektor	Jumlah Pelanggan
1	Rumah Tangga	8.283.579
2	Industri	7.069
3	Bisnis	306.735

Sumber: Statistik PLN 2015

Lanjutan Tabel 2.7 Jumlah Pelanggan Per Jenis Pelanggan

No.	Sektor	Jumlah Pelanggan
4	Sosial	222.456
5	Gedung Kantor Pemerintah	16.838
6	Penerangan Jalan Umum	29.646
Total		8.866.323

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Pembangkit Listrik

A. Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)

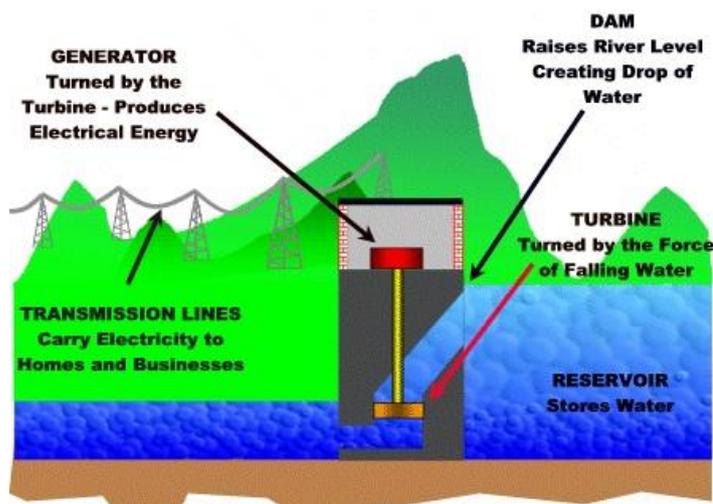
Dalam Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA), potensi air dikonversikan menjadi tenaga listrik. Mula – mula potensi tenaga air dikonversikan menjadi tenaga mekanik dalam turbin air. Kemudian turbin air memutar generator yang membangkitkan energi listrik. Gambar 2.2 memperlihatkan secara skematis bagaimana potensi tenaga air, yaitu sejumlah air yang terletak pada ketinggian tertentu diubah menjadi tenaga mekanik dalam turbin air. Daya yang akan dibangkitkan generator yang diputar oleh turbin ini, yaitu:

$$P = k \cdot \eta \cdot H \cdot q \text{ [KW]} \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana:

P: daya; H: tinggi jatuhnya air [meter]; Q: debit air [m³/detik];

k: konstanta [9.8]



Gambar 2.2 Prinsip Dasar PLTA

Sumber: Knowledge Center PT Pembangunan Perumahan (Persero) Tbk

Adapun komponen dalam PLTA antara lain:

1. Komponen – komponen utama

Dilihat dari besarnya tinggi terjun H , dapat dikelompokkan menjadi tiga jenis PLTA. Pada harga H yang tinggi yaitu sekitar 300 meter atau lebih yang pada umumnya dipergunakan turbin air kecepatan tinggi jenis Pelton. Jenis PLTA demikian terdapat di gunung – gunung yang tinggi. Jumlah debit air Q biasanya agak kecil. Untuk besaran H yang sedang, yaitu sekitar 50 meter, dipergunakan turbin air kecepatan menengah tipe Francis. PLTA demikian biasanya dilengkapi dengan waduk besar yang berbentuk bendungan yang melintasi sungai. Debit air Q biasanya cukup besar. Pada nilai H dibawah 50 meter umumnya dipergunakan turbin air kecepatan rendah jenis Kaplan atau Francis. PLTA demikian pada umumnya memperoleh daya dari arus air sungai besar yang mengalir. Debit air Q biasanya besar dan tidak terdapat suatu waduk.

Sebuah pusat listrik tenaga air terdiri atas bendungan, waduk, saluran air, dan sentral daya beserta semua perlengkapan. Bendungan dibuat dari tanah, batu, atau beton yang dibangun melintasi sungai. Tersedianya suatu waduk besar banyak membantu agar beban menjadi merata bertalian dengan adanya musim hujan dan musim kering. Dengan demikian PLTA dapat dioperasikan secara optimal.

Saluran tekanan dan pipa pesat berfungsi untuk membawa air bertekanan ke sentral daya guna memutar turbin air yang pada alirannya menggerakkan sebuah generator listrik. Saluran tekanan sering dilengkapi dengan pipa redam yang mengamankan sistem pipa terhadap pukulan – pukulan air yang dapat terjadi bilamana beban secara mendadak hilang. Setelah melewati turbin, air diteruskan oleh saluran bawah untuk mengalir seterusnya.

Sentral daya berisi turbin air dan generator serta instalasi listriknya. Sebuah PLTA yang cukup besar biasanya dilengkapi dengan Gardu Induk (GI) yang tersambung pada saluran transmisi. Sebuah Gardu Induk (GI) pada umumnya terdiri atas transformator dan saklar daya.

2. Operasi dan Pemeliharaan

Ada kalanya PLTA yang mempunyai kolam penampungan besar multifungsi dimana artinya selain berfungsi sebagai pembangkit tenaga listrik juga bisa dimanfaatkan untuk keperluan yang lain. PLTA juga berfungsi untuk menyediakan air untuk irigasi, perikanan, pariwisata, dan penyedia air bersih & pengendalian banjir. Pada PLTA multifungsi

pembangkitan tenaga listriknya perlu diseimbangkan dengan keperluan irigasi pada musim tanam padi yang membutuhkan banyak air.

Dibandingkan dengan pembangkit listrik lainnya dengan daya yang sama, biaya operasional PLTA paling rendah. Namun, biaya pembangunan merupakan yang paling mahal. Faktor yang menyebabkan biaya pembangunan PLTA menjadi sangat mahal yaitu dikarenakan pada umumnya PLTA terletak di daerah pegunungan yang jauh dari pusat konsumsi energi listrik (pusat beban) sehingga memerlukan saluran transmisi yang sangat panjang dan daerah tampung air yang luas dimana kedua hal tersebut memerlukan biaya pembangunan yang tidak sedikit.

Dalam sistem interkoneksi terdapat PLTA yang terkoneksi dengan pusat – pusat listrik lainnya yang menggunakan bahan bakar, namun juga terdapat PLTA yang menggunakan pompa yang dapat memompa air keatas. Hal ini akan menjadi efisien apabila biaya pembangkitan dalam sistem interkoneksi bersangkutan mempunyai perbedaan yang besar. Pemompaan air dilakukan pada waktu biaya pembangkitan rendah, kemudian air dari hasil pemompaan ini dapat digunakan untuk membangkitkan tenaga listrik sewaktu biaya pembangkitan sistem interkoneksi mahal sehingga pembangkitan tenaga listrik dengan biaya yang mahal dapat ditekan.

Ada beberapa keuntungan teknik operasional PLTA antara lain:

- a. Mudah dan cepat “*start and stop*”.
- b. Beban mudah diubah – ubah.

- c. Angka gangguan rendah.
- d. Mudah dalam pengoperasian dan pemeliharaan.
- e. Dapat “*start*” tanpa daya dari luar.

Masalah yang timbul pada operasional PLTA adalah timbul kavitasi pada turbin air. Kavitasi adalah peristiwa terjadinya letupan kecil dari gelembung uap air yang sebelumnya terbentuk didaerah aliran yang tekanannya lebih rendah daripada tekanan uap air ditempat semula, kemudian gelembung uap air ini akan mengecil dengan cepat atau meletus ketika uap air ini melewati daerah aliran yang tekanannya lebih besar daripada tekanan uap air tersebut dikarenakan jumlahnya sangat banyak atau dalam ribuan per detik dan satu letusan itu sangat cepat maka permukaan turbin yang terkena oleh letusan gelembung tersebut lama kelamaan akan terangkat yang menyebabkan korosi pada bagian – bagian turbin air dalam kurun waktu tertentu, kira – kira 40.000 jam menjadi keropos dan perlu diperbaiki ataupun diganti. Perubahan fase uap dari zat cair yang sedang mengalir karena tekanannya berkurang hingga dibawah tekanan uap jenuhnya atau kavitasi, terjadi pada bagian - bagian turbin yang mengalami perubahan tekanan air secara tiba – tiba. Sebagai contoh pada pipa pembuangan air turbin, kavitasi berubah menjadi lebih besar apabila beban turbin berubah semakin kecil. Maka dari itu diterapkan adanya pembatasan beban minimum turbin air kurang lebih 25%. Bagian terbesar dari pemeliharaan PLTA adalah pada bagian biaya perbaikan atau penggantian bagian – bagian turbin air yang menjadi keropos akibat

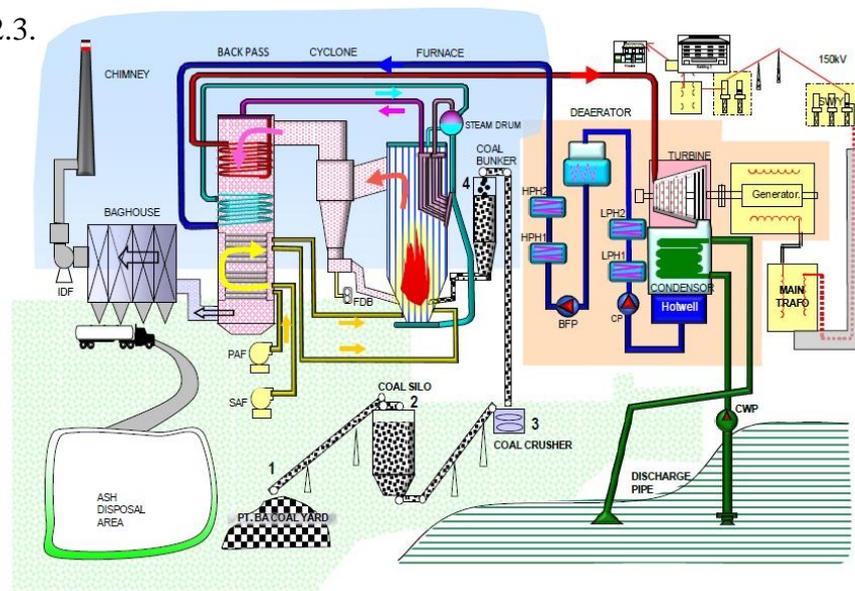
kavitasi. Karena jika tidak diperbaiki ataupun diganti akan mengganggu proses pembangkitan.

PLTA yang mempunyai ukuran lebih kecil dengan daya terpasang dibawah 100 KW biasanya disebut sebagai Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH). PLTMH ini sekarang banyak dibangun didaerah pedesaan. PLTMH ini dilihat dari segi ekonomi bisa memberikan keuntungan apabila terletak didaerah yang mempunyai air terjun dengan ketinggian yang baik, dalam arti bangunan *powerhouse* bisa sederhana dan murah, kemudian bagian elektris dan mekanisnya dibuat otomatis sehingga biaya pekerjaan menjadi lebih murah. Untuk daerah yang memiliki jaringan listrik, PLTMH ini bisa diparalel dengan jaringan listrik yang telah ada. Pada pembangunan dengan tinggi air terjun yang rendah, PLTMH dapat menggunakan yang direndam dalam aliran air untuk menyederhanakan bangunan *powerhouse* yang disebut *bulb type unit* atau dengan turbin Kaplan. PLTMH bisanya menggunakan generator asinkron untuk mempermudah proses sinkronisasi pada operasi paralel dengan sistem interkoneksi.

B. Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

Dalam PLTU, energi primer yang dikonversikan menjadi energi listrik adalah bahan bakar. Bahan bakar yang digunakan dapat berupa batubara (padat), minyak (cair) atau gas. Ada kalanya PLTU menggunakan kombinasi beberapa macam bahan bakar. Konversi energi tingkat pertama

yang berlangsung dalam PLTU adalah konversi energi primer menjadi energi panas (kalor). Hal ini dilakukan dalam ruang bakar dari ketel uap PLTU. Energi panas ini kemudian dipindahkan kedalam air yang ada dalam pipa ketel. Uap dari drum ketel dialirkan ke turbin uap. Didalam proses turbin uap, energi *enthalpy* dari uap akan dikonversikan menjadi energi mekanis penggerak generator dan akhirnya energi mekanik dari turbin uap tersebut akan dikonversikan menjadi energi listrik oleh generator. Secara skematis proses – proses diatas diperlihatkan pada gambar 2.3.



Gambar 2.3 Prinsip Kerja PLTU

Sumber: Badan Pengkajian Dan Penerapan Teknologi (BPPT)

PLTU pada dasarnya memiliki pemanas ulang dan pemanas awal serta mempunyai tiga turbin yaitu turbin tekanan tinggi, turbin tekanan menengah, dan turbin tekanan rendah. Siklus yang diperlihatkan pada Gambar 2.2 telah disederhanakan yaitu bagian yang memperlihatkan sirkuit pengolahan air untuk suplesi dihilangkan untuk penyederhanaan.

Suplisi air ini diperlukan karena adanya kebocoran uap yang terdapat pada sambungan pipa uap dan air drum ketel mengalami *blowdown*. Air tersebut akan dimasukkan dengan dipompakan kedalam drum yang selanjutnya air tersebut akan mengalir kedalam pipa - pipa air yang merupakan dinding yang mengelilingi ruang bakar kartel, bahan bakar disemprotkan didalam ruang bakar ketel dan udara pembakaran. Bahan bakar yang dicampur dengan udara ini selanjutnya akan dinyalakan dalam ruang bakar sehingga terjadi pembakaran dalam ruang bakar. Pembakaran bahan bakar mengubah energi kimia yang terkandung dalam bahan bakar menjadi energi panas (kalor) terjadi didalam ruang bakar. Energi panas hasil pembakaran tersebut akan dipindahkan ke air yang ada dalam pipa air ketel melalui proses konveksi, radiasi, dan konduksi.

Komposisi perpindahan panas berbeda untuk setiap macam bahan bakar, misalnya bahan bakar minyak, bahan bakar ini melalui radiasi paling banyak memindahkan kalor hasil pembakarannya dibandingkan bahan bakar lainnya. Untuk terjadinya proses pembakaran ini diperlukan adanya oksigen yang cukup kedalam ruang bakar. Untuk keperluan memasok udara ke ruang bakar digunakan kipas penghisap dan kipas (ventilator) penekan dipasang pada masing – masing ujung masuk udara ke ruang bakar (lihat Gambar 2.2).

Gas hasil pembakaran dalam ruang bakar setelah diberi “kesempatan” memindahkan energi panasnya ke air yang ada didalam pipa air ketel dialirkan melalui saluran pembuangan untuk selanjutnya dibuang ke udara

melalui cerobong. Gas buang sisa pembakaran ini masih mengandung banyak energi panas karena tidak semua energi panasnya dapat dipindahkan ke air yang ada dalam pipa air ketel. Gas buang yang masih mempunyai suhu diatas 400° C ini dimanfaatkan untuk memanaskan (lihat Gambar 2.2):

1. Pemanas Lanjut (Superheater)

Didalam pemanas lanjut, mengalir uap dari drum ketel yang menuju ke turbin uap tekanan tinggi. Uap yang mengalir dalam pemanas lanjut ini mengalami kenaikan suhu sehingga uap air ini semakin kering oleh karena adanya gas buang disekeliling pemanas lanjut.

2. Pemanas Ulang (Reheater)

Uap yang telah digunakan untuk turbin tekanan tinggi, sebelum menuju turbin tekanan menengah, dialirkan kembali melalui pipa yang dikelilingi oleh gas buang. Disini uap akan mengalami kenaikan suhu yang serupa dengan pemanas lanjut.

3. Economizer

Air yang dipompakan kedalam ketel terlebih dahulu dialirkan melalui Economizer agar mendapat pemanasan oleh gas buang. Dengan demikian suhu air akan lebih tinggi ketika masuk ke pipa air dalam ruang bakar yang selanjutnya akan mengurangi jumlah kalor yang diperlukan untuk penguapan (lebih ekonomis).

4. Pemanas Udara

Udara yang dialirkan ke ruang pembakaran yang digunakan untuk membakar bahan bakar terlebih dahulu dialirkan melalui pemanas udara agar mendapat pemanasan oleh gas sehingga suhu udara naik yang selanjutnya akan mempertinggi suhu nyala pembakaran.

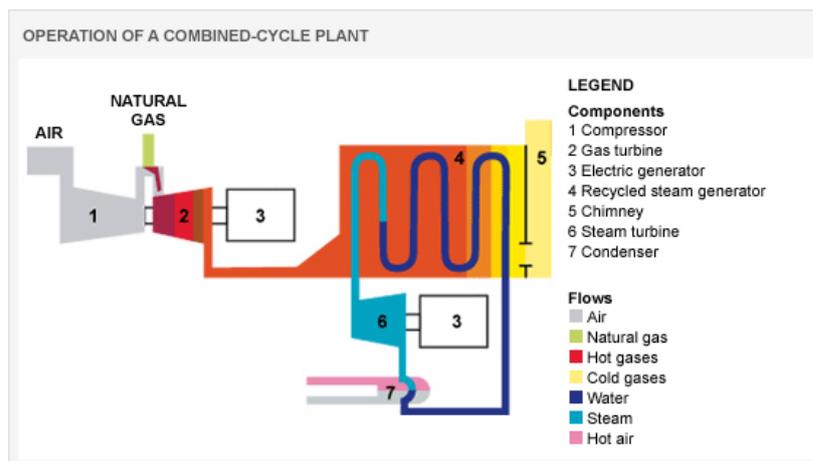
5. Bagian – bagian PLTU yang memerlukan pemeliharaan secara periodik adalah bagian – bagian yang berhubungan dengan gas buang dan air pendingin yaitu pipa kondensor. Pipa – pipa ini semua memerlukan pembersihan secara periodik.

C. Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)

1. Prinsip Kerja

Sebuah pusat pembangkit listrik tenaga gas terdiri atas sebuah kompresor, turbin gas, dan ruang pembakaran dengan generator listrik. Udara dinaikkan tekanannya menjadi kira - kira 13 kg/cm^2 ini dicampur dengan bahan bakar dengan alat dikompresi dalam kompresor. Apabila menggunakan bahan bakar gas (BBG) dengan udara maka gas dapat langsung dicampur untuk dibakar, tetapi apabila menggunakan bahan bakar minyak (BBM) harus mengalami proses pengkabutan terlebih dahulu kemudian proses selanjutnya baru kabut minyak dicampur dengan udara untuk dibakar. Pembakaran bahan bakar yang terjadi pada ruang bakar akan menghasilkan gas yang bertekanan 13 kg/cm^2 dan bersuhu tinggi mencapai kira – kira 1.300° C . Gas hasil proses pembakaran tersebut kemudian dialirkan ke turbin, selanjutnya

disemprotkan sehingga energi (*enthalpy*) gas tersebut akan dikonversikan menjadi energi mekanik dalam kompresor udara dan turbin penggerak generator yang pada akhirnya generator akan menghasilkan listrik seperti ditunjukkan pada gambar 2.4 dibawah ini.



Gambar 2.4 Prinsip Kerja PLTG

Sumber: mpoweruk.com (diakses pada hari sabtu, 10 Juni 2017, 11:15 WIB)

2. Operasi Pemeliharaan

Dari sisi operasi, PLTG tergolong pembangkit yang masa *start*nya memerlukan waktu yang relatif pendek yaitu 15-30 menit dan dengan *back start* kebanyakan dapat distart tanpa pasokan daya dari luar yaitu menggunakan mesin diesel sebagai motor *start*. Dari sisi perawatan, PLTG mempunyai *time between overhaul* atau selang waktu pemeliharaan yang pendek yaitu sekitar 4000 – 5000 jam operasi. Semakin sering unit mengalami *stop – start*, maka semakin pendek selang waktu pemeliharaannya. Meskipun jam operasi unit pembangkit belum mencapai 4000 jam, unit PLTG tersebut harus mengalami pemeriksaan dan pemeliharaan jika jumlah startnya telah mencapai 300

kali. Saat dilakukan pemeriksaan dan perawatan, hal – hal yang perlu mendapat perhatian khusus adalah pada bagian – bagian yang terkena gas terutama gas hasil pembakaran yang suhunya mencapai 1300° C seperti pada sudut – sudut turbin, ruang bakar, dan saluran gas panas. Bagian – bagian inilah yang umumnya sering mengalami kerusakan sehingga perlu diperbaiki atau diganti.

Proses *stop – start* akan mempercepat proses kerusakan karena proses *stop – start* menyebabkan proses pengerutan dan pemuaian. Hal ini dikarenakan oleh saat unit beroperasi dan terkena gas hasil pembakaran suhunya mencapai 1300° C sedangkan pada waktu unit dingin suhunya sama dengan suhu ruangan.

D. Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU)

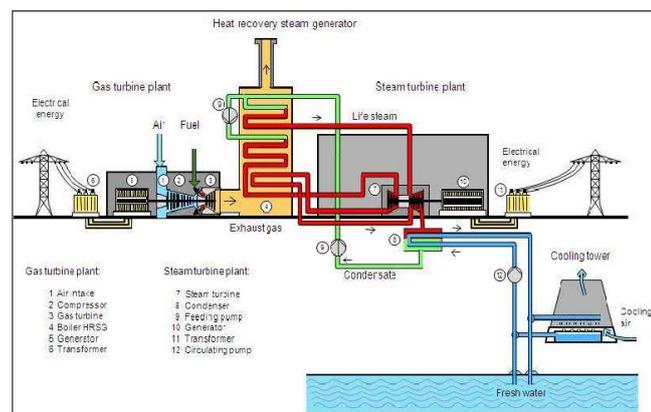
PLTGU merupakan gabungan dari PLTG dan PLTU yang siklus gasnya menjadi satu. Gas buang dari turbin gas dengan suhu yang tinggi dialirkan ke Heat Recovery Steam Generator (HRSG) untuk memaksimalkan air dan menghasilkan uap dari HRSG digunakan untuk mengatur turbin uap (*steam turbin*).

1. Prinsip Kerja PLTGU

Didalam sistem turbin gas panas hasil pembakaran bahan bakar dialirkan untuk memutar turbin gas sehingga menghasilkan energi mekanik yang digunakan untuk memutar generator. Gas buang dari turbin gas yang masih mengandung energi panas tinggi dialirkan ke

HRSG untuk memanaskan air sehingga dihasilkan uap. Setelah menyerahkan panasnya gas buang dibuang ke atmosfer dengan temperatur yang jauh lebih rendah.

Uap dari HRSG dengan tekanan dan temperatur tertentu diarahkan untuk memutar turbin uap yang dikopel dengan generator sehingga dihasilkan energi listrik. Uap bekas keluar turbin uap didinginkan didalam kondensor sehingga menjadi uap kembali. Air kondensat ini dipompakan sebagai air pengisi HRSG untuk dipanaskan lagi agar berubah menjadi uap dan demikian seterusnya seperti ditunjukkan pada gambar 2.5 dibawah ini.



Gambar 2.5 Prinsip Kerja PLTGU

Sumber: Rakhman.net (diakses pada hari sabtu, 10 Juni 2017, 11:15 WIB)

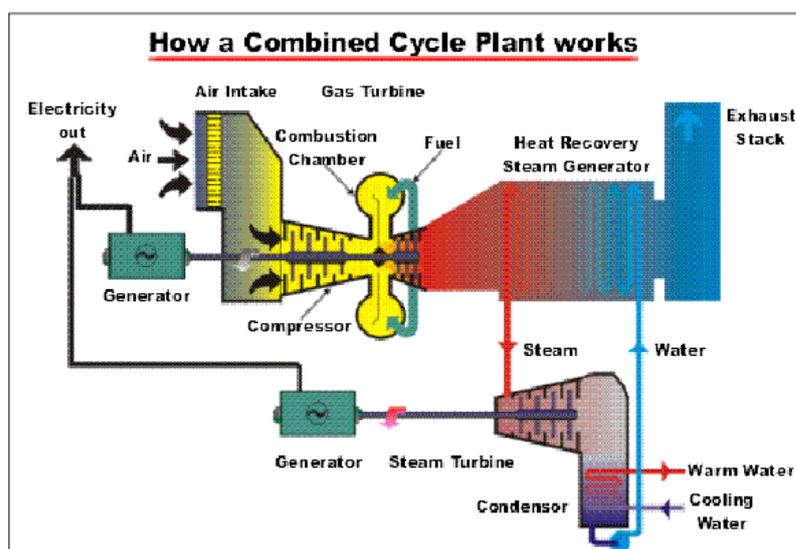
2. Komponen – Komponen Peralatan PLTGU

- a. Turbin Gas Plant terdiri dari compressor, combustor, chamber, turbin gas, dan generator.
- b. Heat Recovery Steam Generator (HRSG)

c. Steam Turbin Plant terdiri dari HP dan LP turbin, condensator, dan generator.

3. Siklus PLTGU

Siklus PLTG digabung dengan siklus PLTU sehingga membentuk siklus gabungan yang disebut *Combined Cycle*. Siklus PLTG menerapkan siklus Brayton, sedangkan siklus PLTU menerapkan siklus ideal Rankine seperti terlihat pada gambar 2.6 dibawah ini:



Gambar 2.6 Siklus Kombinasi PLTGU

Sumber: public.wsu.edu (diakses pada hari sabtu, 10 Juni 2017, 11:43 WIB)

Penggabungan siklus turbin gas dengan siklus turbin uap dilakukan melalui peralatan pemindah panas berupa boiler atau umum disebut Heat Recovery Steam Generator (HRSG). Siklus kombinasi ini selain meningkatkan efisiensi termal, juga akan mengurangi pencemaran udara.

Dengan menggabungkan siklus tunggal PLTG menjadi unit pembangkit siklus kombinasi (PLTGU), maka dapat diperoleh beberapa keuntungan, antara lain:

- a. Efisiensi termalnya tinggi, sehingga biaya operasi (Rp/kWh) lebih rendah dibandingkan dengan pembangkit lainnya.
- b. Biaya pemakaian bahan bakar (konsumsi energi) lebih rendah.
- c. Pembangunannya relatif cepat.
- d. Kapasitas dayanya bervariasi dari kecil hingga besar.
- e. Menggunakan bahan bakar gas yang bersih dan ramah lingkungan.
- f. Fleksibilitasnya tinggi.
- g. Tempat yang diperlukan tidak terlalu luas, sehingga biaya investasi lahan lebih sedikit.
- h. Pengoperasian PLTGU yang menggunakan komputerisasi memudahkan pengoperasian.
- i. Waktu yang dibutuhkan untuk membangkitkan beban maksimal 1 blok PLTGU relatif singkat yaitu 150 menit.
- j. Prosedur pemeliharaan lebih mudah dilaksanakan dengan adanya fasilitas sistem diagnosa.

2.2.2 Konservasi Energi

A. Pengertian

Saat ini banyak upaya yang dapat dilakukan dalam konservasi energi listrik, upaya tersebut dapat dilakukan disisi konsumsi listrik (*demand*) maupun disisi penyedia listrik (*supply*). Demand Side Management (DSM) merupakan metode untuk mencapai efisiensi konsumsi energi listrik pada sisi pemakai energi listrik dimana salah satu jenisnya adalah konservasi energi listrik. Konservasi energi didefinisikan sebagai sumber energi, penggunaan energi, dan sumber daya energi secara rasional dan efisien tanpa mengurangi penggunaan energi yang memang benar – benar diperlukan dan tidak menurunkan fungsi energi itu sendiri secara teknis, namun memiliki tingkat ekonomi yang serendah – rendahnya. Tidak pula mengganggu lingkungan dan dapat diterima oleh masyarakat. Jadi, konservasi energi listrik adalah penggunaan energi listrik secara efisiensi tinggi melalui langkah – langkah penurunan berbagai kehilangan (*loss*) energi listrik pada semua taraf pengelolaan mulai dari pemanfaatan, pengiriman atau transmisi, dan sampai pada pembangkitan. Dengan kata lain yang sederhana, konservasi energi listrik merupakan penghematan energi listrik.

B. Audit Energi Listrik

Audit energi listrik merupakan suatu metode untuk mengevaluasi efektivitas, efisiensi, dan mengetahui pemakaian energi listrik disuatu tempat. Audit energi listrik didefinisikan sebagai perbandingan antara

keluaran dan masukan per satuan *output* dalam suatu sistem pemanfaatan energi listrik. Hasil dari audit energi listrik adalah kemampuan mempersiapkan langkah – langkah apa yang harus dilakukan untuk meningkatkan efisiensi dan menentukan efisiensi penggunaan energi listrik per konsumen. Manfaat konservasi energi melalui audit energi listrik akan mendorong efisiensi penggunaan energi listrik, sehingga dimasa depan penambahan pembangkitan energi listrik tidak menjadi sesuatu yang mubadzir. Audit energi biasanya dikerjakan dalam dua tingkat, yaitu audit pendahuluan (*preliminary*) dan audit rinci (*detailed*). Berikut penjelasannya:

1. Audit Energi Pendahuluan

Audit energi pendahuluan merupakan pengumpulan data awal, tidak menggunakan instrumentasi yang canggih dan hanya menggunakan data yang tersedia. Dengan kata lain audit energi awal merupakan pengumpulan data dimana, bagaimana, berapa, dan jenis energi apa yang dipergunakan oleh suatu fasilitas. Data ini diperoleh dari catatan penggunaan energi pada tahun – tahun atau bulan – bulan sebelumnya pada bangunan dan keseluruhan sistem kelengkapannya. Audit energi awal mempunyai tiga tahap pelaksanaan, yaitu:

- a. Melakukan identifikasi berupa biaya dan jumlah energi menurut jenis energi yang dipergunakan oleh bangunan dan kelengkapannya.
- b. Melakukan identifikasi berupa konsumsi energi per bagian sistem dari bangunan dan kelengkapannya.

- c. Mengoreksi masukan energi dan keluaran produksi atau biasa disebut dengan intensitas energi.

Hasil dari audit energi awal berupa langkah – langkah pembenahan dengan biaya rendah atau tanpa biaya dan daftar sumber – sumber pemborosan energi yang dilakukan. Audit energi memberikan identifikasi tentang perlunya dilakukan audit energi rinci serta ruang lingkupnya.

2. Audit Energi Rinci

Audit energi rinci (Detailed Energy Audit) merupakan pendataan dengan menggunakan cara menyelidiki peralatan – peralatan yang mengonsumsi energi yang selanjutnya diteruskan dengan analisa secara rinci terhadap grup – grup komponen, masing – masing komponen, dan peralatan yang melingkupi bangunan guna mengidentifikasi jumlah energi yang dikonsumsi oleh peralatan, bagian – bagian tertentu dari bangunan dan komponen sehingga pada akhirnya dapat disusun diagram alir energi keseluruhan bangunan tersebut secara lengkap. Prosedur audit energi rinci dapat dibagi kedalam delapan langkah utama, yaitu:

- a. Mengidentifikasi bagian – bagian dan merencanakan audit secara teliti atas peralatan – peralatan pengguna energi dan merencanakan pemakaian waktu yang tersedia secara efisien bagi tim audit.
- b. Pengumpulan data dasar. Mengumpulkan data dasar yang tersedia meliputi jadwal penggunaan gedung, penggunaan energi, dan kegiatan produksi.

- c. Data pengujian peralatan. Melakukan pengujian operasi dan mendapatkan data baru pada saat kondisi operasi yang sebenarnya dilapangan.
- d. Analisa data. Menganalisa data yang telah dikumpulkan, menghitung efisiensi peralatan termasuk menggambarkan grafik energi spesifik dan membuat *system balance* serta *electricity balance*.
- e. Rekomendasi dengan biaya rendah. Mengidentifikasi cara – cara operasi, pembenahan dan pemeliharaan yang akan memperbaiki efisiensi dan menghilangkan pemborosan energi.
- f. Investasi modal. Mengidentifikasi peluang penghematan energi yang memerlukan investasi.
- g. Rencana pelaksanaan. Menggambarkan dengan jelas rencana pelaksanaan yang memuat semua langkah – langkah yang diperlukan oleh perusahaan untuk menerapkan prakiraan.
- h. Laporan. Menyusun laporan untuk manajemen. Rekomendasi yang dibuat serta direncanakan dan implementasinya menyimpulkan temuan hasil audit.

C. Potensi Konservasi Energi

Kebutuhan listrik diberbagai sektor akan mengalami peningkatan yang signifikan. Tabel 2.8 menunjukkan potensi penghematan energi sebagaimana tercantum dalam draf Rencana Induk Konservasi Energi Nasional (RIKEN) 2011.

Tabel 2.8 Potensi Penghematan Energi

Sektor	Penghematan Energi	Sektoral Target 2025	Proyeksi Outlook 2025	Proyeksi Outlook 2025
Industri	10-30%	17%	15%	30%
Komersial	10-30%	15%	14%	42%
Transportasi	15-35%	20%	15%	37%
Rumah Tangga	15-30%	15%	16%	29%
Lainnya	25%		13%	34%

Sumber: Outlook Energi Indonesia Dewan Energi Nasional 2014

Dalam tabel yang diterbitkan Outlook Energi Indonesia 2014 Dewan Energi Nasional, sektor industri dan komersial mengalami penghematan 10% hingga 30%, sektor rumah tangga mengalami penghematan 15% hingga 30%, dan sektor lainnya sebesar 25%.

Dalam penerapan konservasi energi akan ada penghematan biaya yang dicapai. Tabel 2.9 dibawah ini menunjukkan potensi penghematan energi sebagaimana tercantum dalam Electricity Markets & Policy Group 2015.

Tabel 2.9 Penghematan Biaya Energi Konservasi (Dollar/kWh)

Sektor	Biaya Penghematan
Rumah Tangga	\$ 0.033
Industri	\$ 0.055
Bisnis	\$ 0.055
Sosial	\$ 0.055
Publik	\$ 0.055

Sumber: Electricity Markets & Policy Group 2015

2.2.3 Prinsip Kerja LEAP Dalam Pemodelan Sistem Energi

A. Struktur LEAP

Pendekatan yang digunakan oleh LEAP adalah struktur pemodelan dengan pendekatan *accounting framework*. Struktur ini dapat digunakan untuk membuat model sistem energi dengan variabel – variabel tentang deskripsi fisik sistem energi, biaya, dan dampak lingkungan. Lebih dari sekedar mensimulasikan kebijakan disisi permintaan dan penyediaan energi. LEAP dapat digunakan untuk menganalisis dampak implementasi kebijakan – kebijakan berkaitan dengan energi. Dengan demikian, *accounting framework* digunakan sebagai alat untuk menganalisis implikasi dari penerapan beberapa skenario permintaan atau penyediaan energi untuk mencapai target – target yang telah ditentukan. Selain itu, LEAP dengan pendekatan *accounting framework* juga dapat digunakan untuk melakukan eksplorasi sumber energi primer, dampak lingkungan, dan biaya sosial yang ditimbulkan dari beberapa skenario alternatif.

Accounting framework memiliki beberapa kelebihan sebagai berikut:

1. Sederhana, transparan, fleksibel, dan memerlukan data dasar yang sangat sederhana.
2. Simulasi tidak dilakukan dengan asumsi kompetisi yang ideal.
3. Dapat digunakan untuk menganalisis pemilihan teknologi atau biaya dalam pengembangan sistem energi.
4. Sangat berguna dalam aplikasi *capacity building*.

Dilain pihak, *accounting framework* memiliki kekurangan, antara lain:

1. Tidak secara otomatis dapat mengidentifikasi sistem *least-cost*, yaitu tidak sesuai untuk sistem yang sangat kompleks dimana perhitungan *least-cost* dibutuhkan.
2. Tidak dapat menghasilkan perhitungan biaya yang konsisten, yaitu proyeksi permintaan energi dapat tidak konsisten dengan proyeksi konfigurasi penyediaan energi.

Dalam perkembangannya, LEAP sudah dapat dianggap sebagai model *hybrid* yang menggabungkan antara optimasi, simulasi, dan *accounting*. Untuk dapat berfungsi sebagai model *hybrid*, LEAP beroperasi pada dua tahapan, yaitu relasi dasar *accounting* sebagai fasilitas *built-in* dan pengguna LEAP dapat menambahkan model simulasi dari hasil yang diperoleh LEAP. Fasilitas perhitungan optimasi saat ini masih dikembangkan didalam LEAP, perhitungan optimasi sudah dapat dilakukan untuk menentukan sistem *least-cost*, tetapi keluaran dari LEAP yang berupa teks digunakan sebagai masukan modul optimasi dari Open Source Energy Modeling System (OSEMOSYS). Hasil perhitungan optimasi OSEMOSYS dimasukkan kembali ke LEAP untuk ditampilkan sebagai hasil dari sistem *least-cost*.

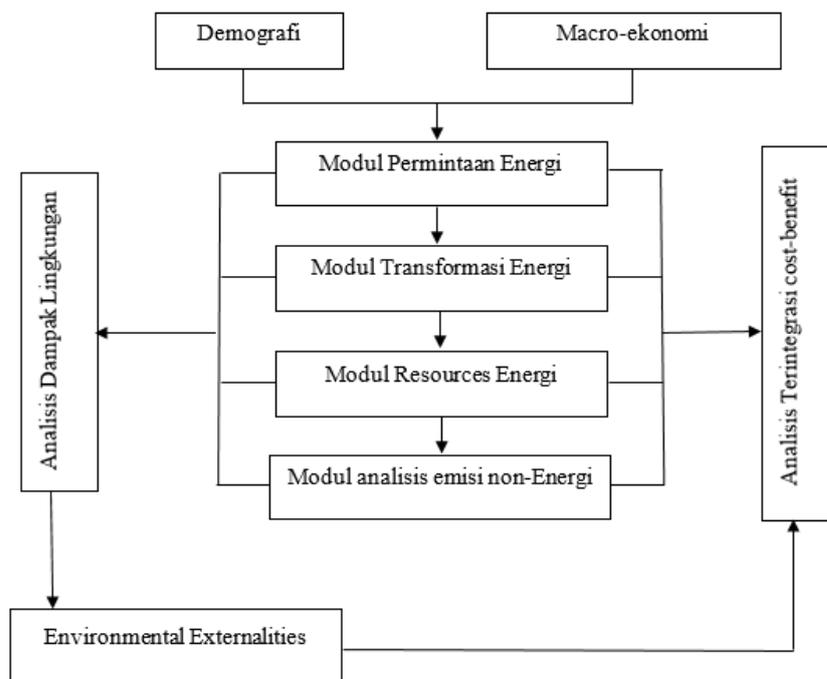
B. Kapabilitas Pemodelan Menggunakan LEAP

LEAP terdiri dari 5 buah modul utama yaitu modul variabel penggerak, modul analisis, permintaan energi, modul transformasi energi, modul analisis sumber daya, dan modul teknologi & dampak lingkungan. Diagram alir perhitungan yang dilakukan oleh LEAP ditunjukkan oleh

Gambar 2.7. Modul variabel penggerak terdiri dari variabel demografi dan makro-ekonomi. Variabel penggerak ini yang akan menentukan permintaan energi didalam sistem energi yang dimodelkan oleh LEAP. Didalam modul analisis permintaan energi, besar permintaan energi ditentukan oleh aktivitas penggunaan energi. Aktivitas ini direpresentasikan oleh variabel yang didefinisikan didalam variabel penggerak. Modul transformasi energi digunakan untuk mensimulasikan proses penyediaan energi. Modul transformasi energi ini dapat terdiri dari proses yang menghubungkan antara sumber energi dengan pengguna energi dan proses konversi energi primer menjadi energi sekunder atau final. Modul analisis sumber daya digunakan untuk mensimulasikan ketersediaan atau cadangan energi primer. Modul ini juga dapat digunakan untuk mensimulasikan aktivitas ekspor dan impor dari suatu wilayah ke wilayah lainnya. Analisis ekspor dan impor sumber daya energi primer dapat dilakukan dengan menggunakan fasilitas *region* yang ada didalam LEAP.

Modul analisis dampak lingkungan terdiri dari modul teknologi didalam modul permintaan energi dan modul transformasi energi serta modul analisis dampak lingkungan dari sektor non-energi. Dari sisi permintaan energi, setiap jenis teknologi pengguna energi dapat disimulasikan setiap jenis emisi yang dihasilkan. Demikian juga disisi penyediaan energi, emisi yang dihasilkan dapat disimulasikan melalui proses – proses penyediaan energi. Setiap proses penyediaan energi yang berbeda akan menghasilkan

emisi yang berbeda pula. Dengan demikian, analisis dampak lingkungan dapat dilakukan secara terintegrasi baik dari sisi permintaan energi maupun dari sisi penyediaan energi.



Gambar 2.7 Diagram Alir Perhitungan Didalam LEAP

Sumber: Heaps, 2012

Analisis *cost-benefit* dilakukan dengan memanfaatkan fasilitas modul *cost* didalam LEAP. Analisis ini dapat dilakukan baik dari sisi permintaan energi maupun sisi penyediaan energi. Dari sisi permintaan energi, analisis ini dapat dilakukan untuk setiap jenis teknologi pengguna energi untuk jenis – jenis biaya kapital, operasi & pemeliharaan, dan biaya *replacement*. Disisi penyediaan energi, analisis yang dapat dilakukan adalah analisis biaya yang terdiri dari biaya kapital, biaya operasi & pemeliharaan, biaya bahan bakar, dan biaya modul penyediaan energi yang tidak dipengaruhi oleh biaya yang bersifat variabel. Dari sisi penyediaan energi, LEAP

menyediakan fasilitas perhitungan biaya yang disebabkan oleh emisi – emisi yang dihasilkan. Analisis ini dilakukan melalui modul *environment externality*. Melalui modul ini, setiap biaya yang dikeluarkan untuk setiap jenis emisi yang dihasilkan dapat disimulasikan sebagai bagian dari analisis *cost-benefit* yang terintegrasi.

Secara ringkas, kapabilitas pemodelan sistem energi dengan menggunakan LEAP, adalah:

1. Permintaan energi
 - a. Pemodelan permintaan energi secara terstruktur.
 - b. Pemodelan permintaan energi berdasarkan perubahan penggunaan jenis energi.
2. Konversi energi
 - a. Simulasi jenis – jenis konversi energi (pembangkit listrik, transmisi dan distribusi energi listrik, kilang minyak, proses pembuatan arang kayu, penambangan batu bara, ekstraksi minyak bumi, produksi ethanol, dan lain sebagainya).
 - b. Sistem *dispatch* pembangkit listrik berdasarkan LDC.
 - c. Pemodelan ekspansi kapasitas dengan metode *exogenous* dan *endogenous*.
3. Sumber daya energi
 - a. Kebutuhan, produksi, dan ekspor & impor energi primer.
 - b. Perhitungan berdasarkan luas wilayah untuk sumber energi biomasa dan energi terbarukan.

4. Biaya

Semua biaya yang diperlukan didalam sistem energi yang terdiri dari biaya kapital, operasi & pemeliharaan, bahan bakar, efisiensi energi, dan dampak lingkungan.

5. Dampak lingkungan

- a. Semua emisi dan dampak lingkungan dari sistem energi.
- b. Sumber – sumber sektor non-energi.

C. Metode – Metode Dalam LEAP

LEAP merupakan perangkat lunak yang digunakan untuk mensimulasikan sistem energi berdasarkan skenario – skenario yang didefinisikan oleh pengguna LEAP. Skenario ini merupakan alur yang konsisten dengan tujuan untuk menggambarkan bagaimana suatu sistem energi berkembang dalam kurun waktu tertentu. LEAP dirancang untuk dapat mensimulasikan beberapa skenario baik secara terpisah maupun terintegrasi. Suatu skenario akan mengacu pada kondisi yang dideskripsikan pada tahun dasar sebagai *current account*. Dengan demikian, perhitungan yang dilakukan didalam LEAP tidak bersifat prediktif atau proyektif.

Analisis permintaan energi didalam LEAP bertujuan untuk menentukan permintaan energi dan biaya – biaya yang berhubungan langsung dengan konsumsi energi didalam suatu model sistem energi. Permintaan energi dimodelkan dengan struktur hirarki yang fleksibel. Permintaan energi dapat dikategorikan berdasarkan sektor pengguna energi, sub-sektor

pengguna energi, maupun jenis teknologi pengguna energi. Analisis permintaan energi dapat dilakukan dengan beberapa metode yaitu analisis *end-use* energi, *econometric forecast*, dan model *stock-turnover*.

Metode perhitungan permintaan energi dilakukan menggunakan dua pendekatan yaitu analisis energi final dan analisis *useful energy*. Didalam analisis energi final LEAP menghitung permintaan energi berdasarkan Persamaan 2.2. Didalam Persamaan 2.2 jumlah energi yang dibutuhkan (e) berbanding lurus dengan aktivitas di sektor energi (a) dan intensitas energi akhirnya (i). Aktivitas energi direpresentasikan oleh variabel penggerak yang dapat berupa data demografi atau data makro-ekonomi. Sedangkan intensitas energi merupakan energi yang dikonsumsi per satuan aktivitasnya. Sebagai contoh, permintaan energi suatu industri semen dapat ditentukan berdasarkan jumlah semen yang dihasilkan (dalam kg atau ton) dan energi yang dibutuhkan untuk menghasilkan semen per satuan berat (jumlah energi per kg semen atau per ton semen).

$$e = (a.i) \dots\dots\dots (2.2)$$

Metode perhitungan permintaan energi dengan pendekatan analisis *useful energy* dilakukan dengan Persamaan 2.3. Energi yang dibutuhkan (e) dalam Persamaan 2.3 berbanding lurus dengan intensitas *useful energy* (u) dan aktivitas di sektor energi (a) serta berbanding terbalik dengan efisiensi penggunaan energi (n). sebagai contoh, permintaan energi di sektor komersial akan berubah bergantung pada bertambahnya jumlah bangunan (+a), peningkatan pendapatan yang menyebabkan lebih banyak

dibutuhkan pemanasan dan pendinginan (+u) atau teknologi isolasi bangunan semakin baik (-u) atau bangunan menggunakan teknologi boiler listrik atau gas alam untuk menggantikan boiler BBM (+n).

$$e = a \cdot \left(\frac{u}{n}\right) \dots\dots\dots (2.3)$$

Disisi penyediaan energi listrik, simulasi yang dilakukan oleh LEAP didasarkan pada 2 hal yaitu ekspansi kapasitas pembangkit listrik dan *dispatch rule* pembangkit listrik. Ekspansi kapasitas pembangkit listrik bertujuan untuk menentukan tambahan kapasitas pembangkit dan jenisnya serta waktu penambahan tersebut untuk memenuhi permintaan energi listrik. Sedangkan *dispatch* bertujuan untuk menentukan bagaimana pembangkit listrik beroperasi setelah dibangun. Penentuan ekspansi kapasitas pembangkit listrik didalam LEAP dapat dilakukan dengan 2 cara yaitu secara *exogenous* dan secara *endogenous*. Ekspansi kapasitas pembangkit listrik secara *exogenous* dilakukan secara manual dengan memasukkan nilai kapasitas dan waktu penambahan kapasitas maupun jadwal *retirement* pembangkit listrik. Sedangkan ekspansi kapasitas pembangkit listrik secara *endogenous* dilakukan secara otomatis oleh LEAP. LEAP akan menentukan besar kapasitas dan waktu penambahan kapasitas tersebut sesuai dengan jenis pembangkit listrik yang telah ditentukan sebelumnya. Dalam menentukan kapasitas secara *endogenous*, kapasitas yang dihasilkan oleh LEAP bertujuan untuk mempertahankan *reserve margin* yang telah ditentukan.

Terdapat 2 metode *dispatch* sistem pembangkit listrik didalam LEAP yaitu berdasarkan pembangkitan energi listrik secara historis dan berdasarkan *dispatch rule* sistem pembangkit listrik. Metode *dispatch rule* yang ada didalam LEAP mulai dari yang paling sederhana menggunakan persentase dari pembangkitan energi listrik sampai metode *merit order* dan *running cost*. LEAP juga dapat mensimulasikan berbagai jenis sistem pembangkit dengan metode *dispatch* yang berbeda – beda. Sebagai contoh, jenis pembangkit listrik dengan energi primer dari energi terbarukan menggunakan *dispatch* berdasarkan persentase pembangkitan energi listrik, sedangkan jenis pembangkit listrik lainnya menggunakan metode *dispatch* berdasarkan *merit order*.

Untuk perhitungan biaya sistem pembangkit listrik, LEAP melakukan perhitungan *cost-benefit* dari sudut pandang *social-cost* dengan metode menghitung semua biaya yang berhubungan dengan sistem energi yang dimodelkan dan kemudian membandingkan hasil perhitungan biaya dari beberapa skenario yang dirancang. LEAP melakukan perhitungan elemen – elemen biaya yang terdiri dari:

1. Biaya dari sisi permintaan energi yang dapat dinyatakan dalam biaya total, biaya per aktivitas, atau biaya efisiensi energi relatif terhadap suatu skenario.
2. Biaya kapital transformasi energi.
3. Biaya tetap dan variabel operasi & pemeliharaan.
4. Biaya sumberdaya energi primer (biaya bahan bakar).

5. Biaya sumberdaya energi primer yang diimpor.
6. Keuntungan biaya dari aktivitas ekspor sumberdaya energi primer.
7. Biaya *externality* polusi dari sektor transformasi energi.
8. Biaya – biaya lainnya yang dapat didefinisikan seperti biaya program efisiensi energi.

Perhitungan biaya kapital didalam LEAP merupakan biaya kapital selama periode *lifetime* dari suatu sistem pembangkit listrik (*annualized cost*). Metode yang digunakan dalam perhitungan biaya ini menggunakan standard *mortgage* seperti pada Persamaan 2.4, 2.5, dan 2.6. Dalam Persamaan 2.5 dan 2.6, *i* merupakan *interest rate*, *n* *lifetime* sistem pembangkit listrik, dan CRF adalah Capital Recovery Factor.

$$\text{Annualized Cost} = \text{Total Cost} \times \text{CRF} \quad (2.4)$$

$$\text{CRF} = \frac{i \cdot k}{k-1} \quad (2.5)$$

$$k = (1 + i)^n \quad (2.6)$$

D. Perhitungan Permintaan Energi

Didalam LEAP perhitungan permintaan energi dilakukan menggunakan dua metode yaitu metode energi dan energi *useful*. Didalam analisis permintaan energi final, permintaan energi dihitung sebagai perkalian antara level aktivitas dan intensitas energi. Level aktivitas merupakan ukuran aktivitas sosial dan ekonomi yang mempengaruhi permintaan energi. Sedangkan intensitas energi adalah rata – rata konsumsi energi per teknologi pengguna energi atau per satuan level aktivitas. Selanjutnya,

permintaan energi dihitung untuk tahun dasar dan periode simulasi LEAP dengan menggunakan Persamaan 2.7 berikut ini:

$$D_{b,s,t} = TA_{b,s,t} \times EL_{b,s,t} \dots\dots\dots (2.7)$$

Dimana:

TA : Level aktivitas

EL : Intensitas energi

b : Cabang yang didefinisikan didalam LEAP

s : Skenario

t : Tahun (dari tahun dasar) sampai dengan akhir tahun simulasi

Untuk setiap cabang yang didefinisikan, LEAP menghitung permintaan energi untuk setiap jenis bahan bakar. Dengan demikian, LEAP dapat menghitung total permintaan energi untuk setiap jenis bahan bakar tertentu.

E. Perhitungan Kapasitas Pembangkit Listrik

Kapasitas pembangkit listrik dapat dihitung secara *endogenous* untuk mempertahankan nilai *Planning Reserve Margin* (PRM) yang telah ditentukan. Perhitungan kapasitas pembangkit diawali dengan menghitung nilai kapasitas yang ada menggunakan persamaan 2.8 berikut ini:

$$CB_{BA} = (C_{EX} + CN_{EN}) \times C_{value} \dots\dots\dots (2.8)$$

Dimana:

CB_{BA} : kapasitas awal (MW)

C_{EX} : kapasitas *exogenous* (MW)

CN_{EN} : kapasitas *endogenous* yang telah ditambahkan (MW)

C_{value} : persentase nilai kapasitas aktual (MW)

Sedangkan kapasitas yang dibutuhkan untuk memenuhi beban puncak dihitung dengan menggunakan Persamaan 2.9 berikut ini:

$$C_{puncak} = \frac{D}{LF \times 8760 \text{ [jam /tahun]}} \dots\dots\dots (2.9)$$

Dimana:

C_{puncak} : kapasitas untuk memenuhi beban puncak (MW)

D : permintaan energi listrik (MWh)

LF : faktor beban sistem

PRM sebelum ada penambahan kapasitas secara *endogenous* dihitung menggunakan persamaan 2.10 berikut ini:

$$PRM_{BA} = (C_{BA} - C_{peak}) / C_{peak} \dots\dots\dots (2.10)$$

Dimana PRM_{BA} adalah PRM sebelum ada penambahan kapasitas.

Selanjutnya kapasitas pembangkit listrik yang diperlukan secara *endogenous* ditentukan menggunakan persamaan 2.11 berikut ini:

$$C_{ENA} = (PRM - PRM_{BA}) \times C_{peak} \dots\dots\dots (2.11)$$

Dimana C_{ENA} adalah kapasitas pembangkit listrik yang harus ditambahkan untuk mempertahankan PRM pada nilai yang sudah ditentukan. Pada akhirnya, LEAP menghitung kapasitas pembangkit listrik yang diperlukan untuk setiap proses pembangkit listrik.

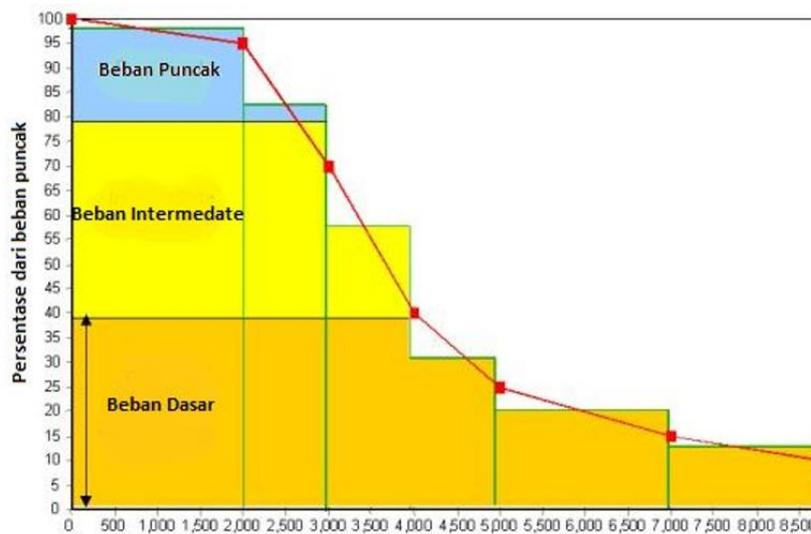
F. Proses Dispatch Pembangkit Listrik

Dalam perhitungan optimasi, pembangkit listrik *dispatch* berdasarkan *running cost*. Dengan metode *dispatch* ini, modul pembangkit listrik harus mengikutseratakan *Load Duration Curve* (LDC). Selanjutnya, LEAP akan

mensimulasikan *dispatch* setiap jenis proses pembangkit listrik baik untuk memenuhi kebutuhan energi listrik yang ditentukan oleh LDC maupun kebutuhan energi listrik secara keseluruhan. *Running Cost* ditentukan dengan menggunakan persamaan 2.12 berikut ini:

$$Running\ Cost_i = VariableOMCost_i + \frac{FuelCost_i}{Efficiency_i} \dots\dots\dots (2.12)$$

Untuk mensimulasikan proses *dispatch* pembangkit listrik, LEAP pertama – tama mengurutkan proses pembangkit listrik berdasarkan *merit order* yang telah ditentukan. Informasi dari proses pengurutan ini digunakan untuk menentukan kapasitas yang tersedia untuk setiap kelompok *merit order*. Dengan demikian setiap kelompok dengan *merit order* yang sama akan *dispatch* secara bersamaan. Selanjutnya, LEAP akan melakukan pendekatan diskrit terhadap LDC yang telah ditentukan dan dibagi kedalam *interval time slice* seperti pada Gambar 2.8 dibawah ini.



Gambar 2.8 Komulatif LDC

Sumber: Heaps, 2012

Didalam Gambar 2.8, tinggi setiap interval beban puncak sistem yang diperlukan dikalikan dengan rata – rata persentase beban puncak dari dua titik yang berdekatan pada kurva LDC yang telah ditentukan. Sedangkan lebar setiap interval adalah perbedaan jumlah jam untuk dua buah titik yang berdekatan. Kapasitas untuk memenuhi beban puncak sistem secara keseluruhan ditentukan dengan menggunakan Persamaan 2.8 yang telah disebutkan sebelumnya.

Selanjutnya, setiap proses pembangkit listrik *dispatch* berdasarkan interval vertikal untuk memenuhi kebutuhan energi listrik dibawah kurva LDC. Pembangkit listrik untuk memenuhi beban dasar *dispatch* pertama kali, diikuti dengan pembangkit berikutnya yang digunakan untuk memenuhi beban *intermediate* dan beban puncak. untuk merepresentasikan ketersediaan teknis rata – rata setiap pembangkit listrik, ketinggian maksimum setiap interval adalah kapasitas yang tersedia (yaitu penjumlahan kapasitas dikalikan dengan ketersediaan maksimum) untuk setiap kelompok proses pembangkit listrik. Setiap kelompok pembangkit *dispatch* sampai daerah dibawah kurva LDC terisi penuh. Pada saat kapasitas yang tersedia melampaui jumlah yang diperlukan, kapasitas aktual untuk setiap proses yang *dispatch* dikurangi sedemikian hingga setiap proses yang *dispatch* secara proporsional terhadap kapasitas yang tersedia.