

BAB IV

ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1 Informasi Umum

4.1.1 Profil Kabupaten Bantul

Kabupaten Bantul merupakan salah satu kabupaten yang berada di provinsi Daerah Istimewa Yogyakarta (DIY) terletak antara 07° 44' 04" - 08° 00' 27" Lintang Selatan dan 110° 12' 34" - 110° 31' 08" Bujur Timur. Sedangkan letak geografis kabupaten Bantul adalah:

- f. Sebelah Utara : Kota Yogyakarta dan Kabupaten Sleman
- g. Sebelah Selatan : Samudera Hindia
- h. Sebelah Timur : Kabupaten Gunung Kidul
- i. Sebelah Barat : Kabupaten Kulon Progo

Tabel 4.1 Informasi Umum Kabupaten Bantul

Informasi	Keterangan
Luas Wilayah	506.86 km ²
Jumlah Kecamatan	17
Jumlah Kelurahan	75
Jumlah Dusun	933
Total Penduduk	± 919.440 Jiwa
Total Kepala Keluarga (KK)	± 299.772 KK

Sumber : Kantor Pengolahan Data Telematika, Pemerintah Kabupaten Bantul, 2015

Dengan luas 15.90 % dari luas wilayah provinsi DIY, Kabupaten Bantul memiliki kondisi topografi yang berbeda pada setiap bagian wilayahnya.

Kabupaten Bantul sendiri terdiri dari dataran rendah 40% dan datarang tinggi 60%, adapun secara garis besar adalah sebagai berikut:

- Bagian Barat, adalah daerah landai dengan perbukitan yang membujur dari utara hingga selatan dengan luas 89.86 km² (17.73 % dari seluruh wilayah);
- Bagian Tengah, adalah daerah datar dan landai merupakan daerah pertanian yang subur seluas 210.94 km² (41.62 % dari seluruh wilayah);
- Bagian Timur, merupakan daerah landai, miring dan terjal seluas 206.05 km² (40.65 % dari seluruh wilayah);
- Bagian Selatan, merupakan daerah berpasir yang terbentang di sepanjang Pantai Selatan Pulau Jawa, dari kecamatan Srandakan, Sanden dan Kretek.

4.2 Bahan dan Data Penelitian

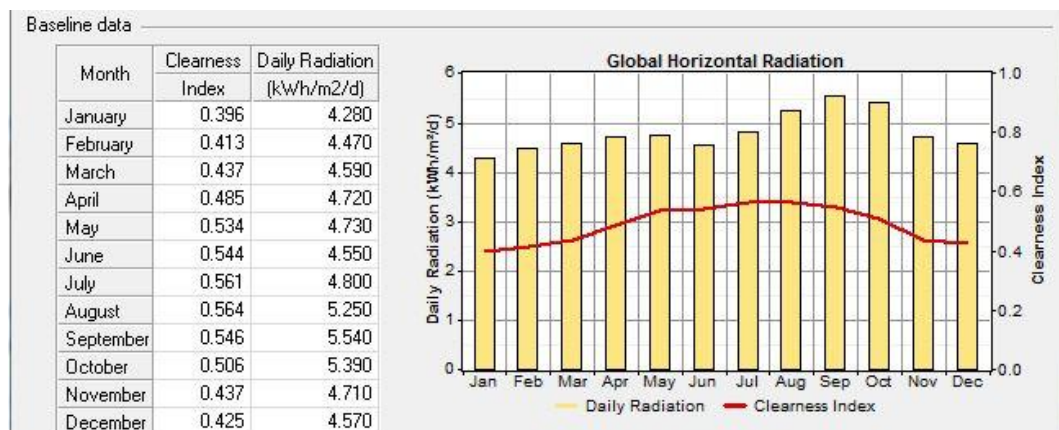
Data-data yang digunakan dalam penyusunan penulisan laporan ini berupa data primer yaitu data koordinat tataletak komponen sistem pembangkit dan gambar instalasi listrik pembangkit yang didapatkan langsung dari pengukuran dan observasi dilokasi PLTH Pandasimo, serta data lain yang tercatat dan terdokumentasi dilapangan. Selain itu berupa data sekunder yang diperoleh dari pengumpulan data literature yang terkait dengan penelitian.

4.2.1 Kondisi Meterologi

Kondisi Meterologi pesisir pantai selatan Yogyakarta merupakan lahan terbuka yang berhadapan langsung dengan Samudra Hindia dengan intensitas matahari bersinar sepanjang hari dan potensi angin rata-rata 4 m/s. Kondisi ini sangat mendukung untuk dijadikan tempat pembangkit listrik tenaga hibrid dengan turbin putaran rendah dan panel surya.

4.2.2 Data Potensi Matahari

Potensi energi matahari sebagai sumber energi dinyatakan dalam data indeks kecerahan (*Clearness Index*) dan radiasi sinar matahari (*Solar Radiation*) yaitu rata-rata global radiasi matahari pada permukaan horizontal, dinyatakan dalam kWh/m². Data yang diperoleh adalah berupa data energi matahari pada lokasi PLTH Pantai Baru dengan bantuan aplikasi HOMER, dengan memasukkan koordinat pada Latitude : 7° 59' 17" Lintang Selatan, Longitude : 110° 13' 17" Bujur Timur. Berikut ini adalah grafik potensi energi matahari di PLTH Bayu Baru,

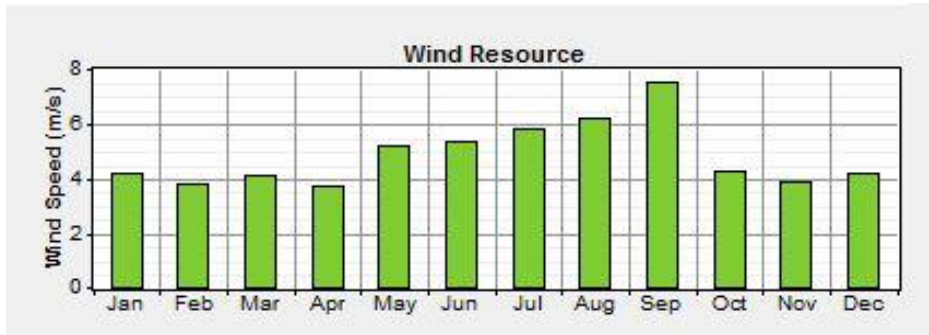


Gambar 4.1 Grafik Indeks Kecerahan dan Radiasi Sinar Matahari

Data potensi energi matahari untuk lokasi PLTH Bayu Baru didapatkan *Clearness Index* rata-rata sebesar 0,483 dan *Daily Radiation* rata-rata sebesar 4,802 kWh/m²/d.

4.2.3 Data Potensi Angin

Berdasarkan data potensi energi angin yang didapat dari data logger anemometer dengan aplikasi atau alat NRG di lokasi PLTH Bayu Baru, rata-rata kecepatan angin di Pantai Baru Pandansimo diukur dari ketinggian 15 meter dari permukaan tanah adalah 4,86 m/s. Berikut ini adalah grafik potensi energi angin pada PLTH Bayu Baru.



Gambar 4.2 Grafik Kecepatan Angin di Pantai Baru

4.2.4 Kondisi Kelistrikan

a. Suplai Energi Listrik

Kebutuhan listrik di Kawasan Wisata Pantai Baru Pandansimo disuplai oleh PLTH Pandansimo dengan total kapasitas daya sebesar 84 KW yang didapatkan dari beberapa grup pembangkit untuk memenuhi kebutuhan listrik dengan total beban sebesar 23,9 KW dari jumlah masing-masing pengguna energi yang berbeda peruntukannya dengan waktu operasi pembangkitan selama 24 Jam.

Tabel 4.2 Menunjukkan kapasitas PLTH Pandansimo

No	Grup pembangkit	Kapasitas pembangkit (W)			Kapasitas Penyimpan energi (Ah/V)		Kapasitas beban (W)	
		Tegangan Sistem			Tegangan Sistem		Tegangan Sistem	
		240 V	110 V	48 V	240 V	48 V	240 V	48 V
1	Barat	35000	-	-	400	-	20.050	-
2	Timur	27000	4000	6000	120	420	20.050	308
3	KKP	-	-	12000	-	3000	-	3635
Total Kapasitas		84000			3940		23995	

Sumber: Data *Workshop* PLTH Pandansimo

Dari Ketiga grup pembangkit yang ada, hanya pembangkit dari grup barat dan grup timur yang terintegrasi ke dalam sistem jaringan tegangan 220V/ 380V. Energi listrik yang dihasilkan dari sistem ini sebagian besar dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan listrik sehari-hari masyarakat nelayan di Kawasan Wisata Pantai Baru Pandansimo. Daya listrik yang dihasilkan sistem ini didistribusikan ke pengguna energi melalui jaringan listrik tegangan rendah milik PLTH Pandansimo sendiri dan tidak terhubung dengan *Grid*. Jika pasokan daya listrik dari PLTH mengalami gangguan yang mengakibatkan kebutuhan beban listrik tidak terpenuhi maka sulit untuk mensuplai atau menambah pasokan listrik.

b. Beban Listrik

Model PLTH Pandansimo akan disimulasikan dengan data beban utama berupa data kurva beban harian di Kawasan Wisata Pantai Baru Pandansimo yang diperoleh dari *Workshop* Pengelola PLTH Padansimo.

a. Beban Harian

Beban utama harian disini berupa beban untuk konsumsi masyarakat nelayan di Kawasan Wisata Pantai Baru Pandansimo yang sebagian besar adalah penerangan (warung kuliner, jalan dan kantor), TV, dan lain-lain. Adapun penggunaan peralatan listrik di Kawasan Wisata Pantai Baru Pandansimo dapat dilihat pada Tabel 4.2 berikut.

Tabel 4.3 Data Penggunaan Peralatan Listrik

No	Beban	Jumlah	Beban Listrik (w)	Pengunaan maksimum perhari (jam)
1	Mesin Es Balok	1	6000	12 Jam
2	Mesin Es Kristal	1	3000	12 Jam
3	Mesin Es Giling	1	750	12 Jam
4	Mesin Es Kristal	1	2500	12 Jam

No	Beban	Jumlah	Beban Listrik	Penggunaan maksimum
5	Pompa Jet Pump	1	250	1 Jam
6	Lampu Indikator Menara 50 M	1	60	12 Jam
7	Lampu Penerangan Warung	200	15	12 Jam
8	Lampu Penerangan Kantor	10	20	12 Jam
9	Lampu PJU	44	23	12 Jam
10	Unit Dispenser	5	350	1 Jam
11	Unit Pompa Air	10	125	1 Jam
12	Kipas Angin	3	50	1 Jam
13	Televisi	2	65	3 Jam

Sumber: *Workshop* PLTH Pandansimo

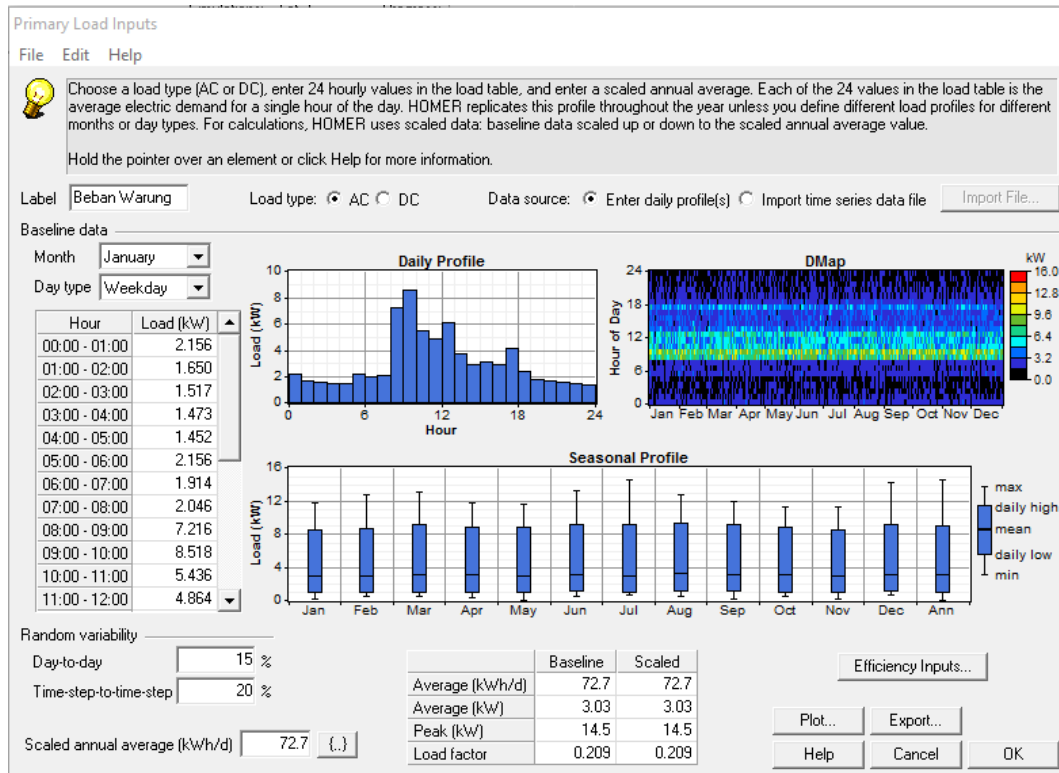
Data dari hasil survei lapangan di atas kemudian dimasukkan ke dalam program HOMER untuk diolah hingga mendapatkan data yang lebih optimal. Berikut adalah tabel data konsumsi beban listrik harian di Kawasan Wisata Pantai Pandansimo yang dapat dimasukkan ke dalam program HOMER.

Tabel 4.4 Beban listrik harian pengguna energi PLTH Pandansimo

No	Jam Pemakaian	Total Beban (KW)
1	00.00 – 01.00	2.156
2	01.00 – 02.00	1.650
3	02.00 – 03.00	1.517
4	03.00 – 04.00	1.473
5	04.00 – 05.00	1.452
6	05.00 – 06.00	2.156
7	06.00 – 07.00	1.914
8	07.00 – 08.00	2.046

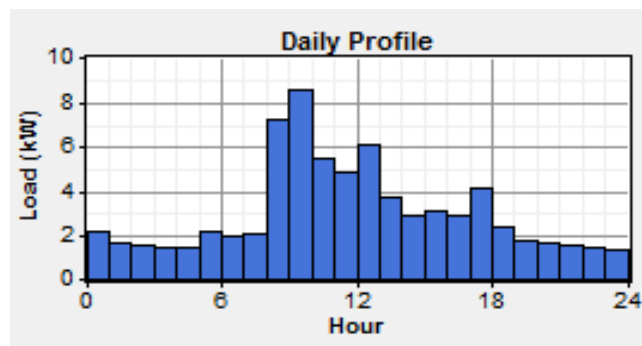
No	Jam Pemakaian	Total Beban
9	08.00 – 09.00	7.216
10	09.00 – 10.00	8.518
11	10.00 – 11.00	5.436
12	11.00 – 12.00	4.864
13	12.00 – 13.00	6.080
14	13.00 – 14.00	3.718
15	14.00 – 15.00	2.923
16	15.00 – 16.00	3.102
17	16.00 – 17.00	2.926
18	17.00 – 18.00	4.092
19	18.00 – 19.00	2.355
20	19.00 – 20.00	1.716
21	20.00 – 21.00	1.650
22	21.00 – 22.00	1.518
23	22.00 – 23.00	1.430
24	23.00 – 00.00	1.363
	Total	73.271

Data beban harian yang diperoleh dari *Workshop* PLTH Pandansimo adalah data beban harian selama 24 jam untuk memenuhi kebutuhan masyarakat nelayan dalam Kawasan Wisata Pantai Baru Pandansimo. Berdasarkan hasil simulasi menggunakan HOMER, diperoleh rata-rata beban listrik di Kawasan Wisata Pantai Baru Pandansimo sebesar 3,03 kW dengan konsumsi rata-rata energi listrik yang digunakan sebesar 72,7 kWh perhari. Beban puncaknya yang mungkin terjadi adalah sebesar 14,5 kW dalam satu tahun. Gambar 4.3 menunjukkan kurva beban harian yang diprediksikan sesuai dengan kebutuhan pengguna energi di Kawasan Wisata Pantai Baru Pandansimo.



Gambar 4.3 Simulasi data beban menggunakan HOMER

Beban listrik yang digunakan dalam pemodelan sistem tersebut memiliki rata-rata beban sebesar 3.03 kW dengan konsumsi rata-rata energi listrik yang digunakan sebesar 72.7 kWh. Beban puncaknya yang mungkin terjadi adalah sebesar 14.5 kW dalam satu tahun. Dan untuk penggunaan energi sendiri dalam sehari maupun dalam setahun dapat dilihat pada gambar 4.4 dibawah.



Gambar 4.4 Profile Beban Harian

4.3 Implementasi Sistem PLTH Pandansimo

Implementasi PLTH dilakukan dengan mempertimbangkan prinsip kesetimbangan energi yang didasarkan pada beberapa faktor yaitu potensi sumber energi terbarukan, kebutuhan beban pada kondisi normal sesuai kurva beban harian, karakteristik dan spesifikasi teknis peralatan serta biaya. Dari beberapa faktor tersebut akan dilakukan pemodelan dengan bantuan perangkat lunak HOMER versi 2.68 untuk melakukan simulasi model sistem PLTH Pandansimo ditinjau dari kinerja sistem dan parameter ekonomi (NPC dan COE).

Untuk melakukan simulasi sistem PLTH Pandansimo ini dibuat dua kondisi dengan mengikuti kurva beban harian yaitu:

- a) Kondisi pertama pemodelan dan simulasi dijalankan untuk mengetahui kondisi awal dari sistem PLTH Pandansimo *Off-Grid*
- b) Kondisi kedua melalui pemodelan dan simulasi dijalankan untuk sistem PLTH Pandansimo terhubung dengan *Grid*.

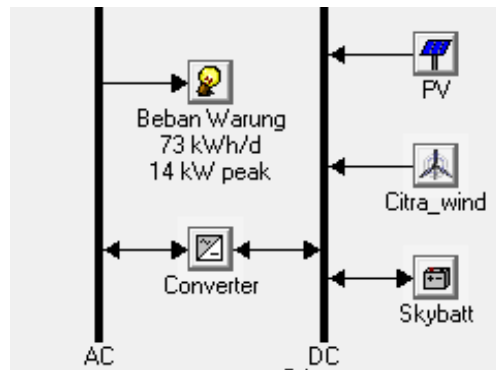
4.3.1 Model PLTH Pandansimo *Off-Grid*

Model PLTH Pandansimo yang akan dimodelkan dan disimulasikan terdiri dari dua grup pembangkitan yaitu PLTH Pandansimo Grup Barat dan PLTH Pandansimo Grup Timur sesuai dengan perancangan dari Kementerian Riset dan Teknologi.

A. Model PLTH Pandansimo Grup Barat

Model PLTH Pandansimo Grup Barat yang disimulasikan terdiri dari turbin angin, panel surya, inverter dan baterai. Gambar 4.5 berikut adalah model PLTH Grup Barat yang akan dimodelkan dan disimulasikan menggunakan HOMER. Semua harga yang digunakan pada simulasi ini didapat dari kementerian Riset dan Teknologi yang telah di konversikan kedalam mata uang US\$ dengan nilai kurs transaksi Bank Indonesia sesuai perjanjian kontrak

pengadaan pada tanggal 3 September 2010 untuk nilai kurs jual US\$ 1 sebesar 9057.



Gambar 4.5 Model Sistem PLTH Pandansimo Grup Barat

1) Turbin Angin

Turbin angin yang digunakan adalah type Blades Upwind dengan daya nominal 1 kW AC. Biaya modal untuk 20 unit turbin angin 1 kW AC adalah sebesar \$ 80.049 biaya penggantian \$ 1.767, biaya operasi dan pemeliharaan sebesar \$ 265 pertahun. Masa pakai turbin angin selama 10 tahun, pemasangan turbin angin di ketinggian 15 meter dari permukaan tanah.

2) Panel Surya

Panel surya terdiri dari 150 panel yang tersusun seri dan paralel, kapasitas tiap panel surya adalah 100 Wp. Harga untuk 15 kWp panel surya adalah \$ 76.184, biaya penggantian \$ 9.937, biaya operasional dan pemeliharaan \$ 1.987 pertahun, masa pakai modul surya selama 25 tahun.

Data spesifikasi panel surya yang digunakan adalah

Modul eS 100236-PCM

Dimensi: 1180 x 670 x 35 mm

Daya maksimum (P_{pp}): 100 Wp

Tegangan saat daya maksimum (V_{pp}): 17,24 V

Arus saat daya maksimum (I_{pp}): 5,82 A

3) Inverter

Inverter yang digunakan adalah eISOL Inverter tipe Pure Sine Wave Inverter dengan efisiensi inverter sebesar 95%, lama waktu pengoperasian 8 tahun. Sedangkan efisiensi Rectifier adalah 85%, capacity relative to inverter sebesar 100%. Biaya investasi untuk eISOL Inverter untuk 15 kW sebesar \$ 8.391, biaya penggantian sebesar \$ 8.391 dan biaya operasi dan pemeliharaan sebesar \$ 66.

4) Baterai

Baterai yang digunakan adalah baterai Skybatt (*semi deep cycle, lead acid*) tipe N100T, biaya investasi untuk baterai ini sebesar \$ 17.390 biaya penggantian sebesar \$ 177 dan biaya operasi dan pemeliharaan pertahun sebesar % 106. Karakteristik baterai *semi deep cycle, lead acid* adalah sebagai berikut:

Kapasitas Nominal: 100 Ah

Tegangan Nominal: 12 V

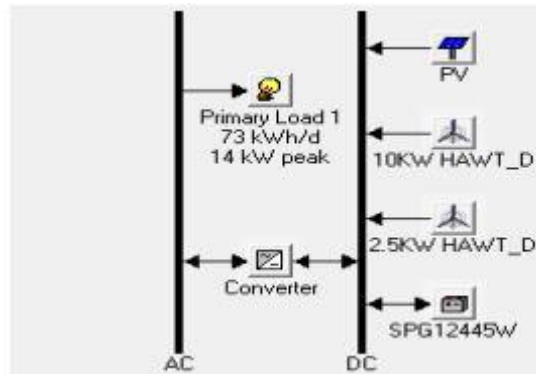
Efisiensi: 80%

Minimum state of Charge: 30%

Waktu pakai 3 tahun

B. Model PLTH Pandansimo Grup Timur

Model PLTH Pandansimo Grup Timur yang disimulasikan terdiri dari turbin angin, panel surya, inverter dan baterai. Semua harga komponen penyusun PLTH Pandansimo Grup Timur yang digunakan dalam pemodelan dan simulasi ini didapat dari informasi pengelola Pembangkit Listrik Tenaga Hibrid (Angin dan Surya) Pandansimo dan situs internet yang diakses pada bulan Februari 2017. Berikut model gambar PLTH Grup Timur yang akan disimulasikan menggunakan HOMER.



Gambar 4.6 Model Sistem PLTH Pandansimo Grup Timur

1) Turbin Angin

Turbin Angin terdiri dari dua jenis turbin angin dengan daya nominal yang berbeda yaitu satu unit daya nominal 10 kw AC dengan biaya modal \$ 4.950, biaya penggantian \$ 88, biaya operasi dan pemeliharaan \$ 13 pertahun, masa pakai turbin selama 20 tahun dan enam unit turbin angin dengan daya nominal 2,5 KW AC per unit dengan modal \$ 4.158, biaya penggantian \$ 530, O&M \$ 79 pertahun, masa pakai turbin 15 tahun. Pemasangan tiap unit turbin angin di ketinggian 15 m dari permukaan tanah.

2) Panel

Panel surya 20 modul yang tersusun seri dan paralel kapasitas tiap modul surya adalah 100 Wp. Harga untuk 2 kWp adalah \$ 14.851, penggantian \$ 1.325, O&M \$ 265 pertahun, masa pakai modul surya selama 25 tahun.

Data spesifikasi panel surya yang digunakan adalah

Modul SYK-100

Dimensi 1180x670x35 mm

Daya maksimum (Ppp) : 100 Wp

Tegangan saat daya maksimum (Vpp): 17,24 V

Arus saat daya maksimum (Ipp): 5,82 A

3) Inverter

Inverter yang digunakan adalah Appolo M-414F tipe Pure Sine Wave Inverter dengan efisiensi inverter sebesar 95%, lama waktu pengoperasian 8

tahun. Sedangkan *efisiensi Rectifier* 85%, *capacity relative to inverter* sebesar 100%. Biaya investasi untuk inverter Appolo M-414F 10 KW sebesar \$ 22.082, replacement sebesar\$ 22.082 dan O&M sebesar \$ 66.

4) Baterai

Baterai yang digunakan adalah baterai Sacred Sun (*lead acid batteray*) tipe SPG 12.445W, biaya investasi untuk baterai ini sebesar \$ 4.969, biaya penggantian sebesar \$ 44 dan biaya operasi dan pemeliharaan pertahun sebesar \$ 26.

Kapasitas Nominal: 120 Ah

Tegangan Nominal: 12 V

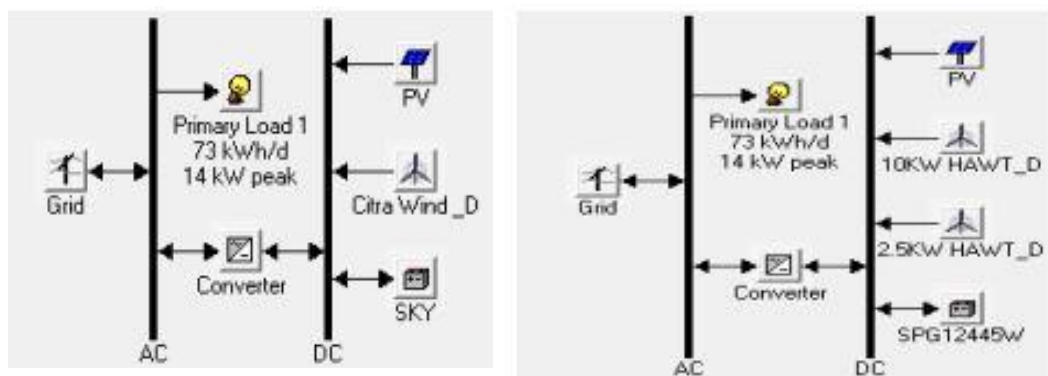
Efisiensi 80%

Minimum state of Charge : 30%

Waktu pakai: 10 tahun

4.3.2 Model PLTH Pandansimo terhubung dengan *Grid*

Perencanaan model sistem PLTH Pandansimo terhubung *Grid* dilakukan menggunakan perangkat lunak HOMER, dimana komponen sistem yang digunakan terdiri dari komponen penyusun PLTH Pandansimo Grup Barat, PLTH Pandansimo Grup Timur dihubungkan ke *grid* atau jaringan penyedia listrik PT PLN (Persero). Model sistem PLTH Pandanasimo dapat dilihat pada Gambar 4.7 berikut.



Gambar 4.7 Model Sistem PLTH Pandansimo (Grup Barat dan Grup Timur) Terhubung dengan *Grid*

Pemodelan sistem hibrid pada Gambar 4.7 beban utama yang disuplai oleh sistem PLTH Pandansimo adalah pengguna energi listrik di lokasi Kawasan Wisata Pantai Baru Pandansimo. Adanya jaringan listrik dalam permodelan yang dimaksudkan untuk sistem PLTH Pandansimo saat defisit energi listrik, maka jaringan listrik *grid* dapat mensuplai tenaga listrik ke pengguna listrik PLTH Pandansimo dalam hal ini sistem PLTH Pandansimo membeli listrik dari jaringan PLN. Begitu juga sebaliknya apabila sistem PLTH Pandansimo memiliki kelebihan energi listrik, maka dapat menjual kelebihan energi listriknya ke PLN melalui jaringan listrik PLN. Besarnya harga beli tenaga listrik oleh PLN dari pembangkit tenaga listrik yang menggunakan energi terbarukan dalam simulasi permodelan sistem PLTH adalah sebesar \$ 0,091 per kWh dan untuk harga jual tenaga listrik untuk keperluan bisnis pada tegangan rendah dari jaringan listrik sebesar \$ 0,122. Sebagai standar baseline faktor emisi untuk proyek CDM pada sistem ketenagalistrikan Jawa Madura Bali (JAMALI) untuk karbon dioksida sebesar 0,713 ton/MWh.

a. Batasan - batasan pengoperasian PLTH

- 1) Batasan ekonomi digunakan ketika sistem PLTH disimulasikan adalah suku bunga pinjam investasi perbulan september 2010 sebesar 11,1 %, inflasi tahunan sebesar 5,1%, jangka waktu proyek 25 tahun
- 2) Batasan kontrol sistem pada *Dispatch strategy* yang digunakan adalah *cycle charging* dengan *setpoint state of charge* sebesar 80% dan *maximum annnual capacity shortage* sebesar 0,4%

Setelah melalui langkah-langkah diatas, HOMER akan melakukan simulasi dan mengoptimasi model sistem PLTH yang telah ditentukan.

4.4 Validasi Simulasi PLTH dengan HOMER

Validasi homer dalam pemodelan dan simulasi dapat dilakukan melalui percobaan langsung atau merujuk berdasarkan penelitian validasi HOMER yang telah dilakukan oleh beberapa peneliti. Dalam penelitian ini validasi merujuk pada penelitian yang telah dilakukan. Validasi mengenai kemampuan perangkat lunak HOMER untuk melakukan pemodelan telah dibuktikan oleh Bradon. Dalam

penelitiannya, validasi perangkat lunak HOMER dilakukan melalui dua percobaan pada sistem skala kecil. Pertama, sistem panel surya terkoneksi *grid* pada Naval Postgraduate School dengan pengamatan sistem selama satu bulan. Selama percobaan ini, sebuah model dibuat menggunakan HOMER untuk sistem tersebut. Hasil produksi energi dari sistem yang sebenarnya dibandingkan dengan model. Kemudian, model dikalibrasi dengan kinerja bagian-bagian sistem untuk memastikan bahwa perkiraan model energi sesuai dengan kondisi sistem yang sebenarnya. Percobaan kedua, melibatkan penggunaan dua tipe panel surya yang berbeda dan sebuah turbin angin skala kecil. Setiap sistem diamati selama satu bulan dan hasilnya dibandingkan dengan model sistem yang dibangun menggunakan HOMER. Hasil penelitian menunjukkan bahwa perangkat lunak HOMER berpotensi sebagai alat bantu untuk mengevaluasi solusi energi alternatif dan perencana awal pada desain sistem hibrid.

4.4.1 Model PLTH Pandansimo *Off-Grid*

Simulasi yang dilakukan pada kondisis awal PLTH *Off-Grid* yaitu pemodelan sistem PLTH Pandansimo tidak terhubung dengan jaringan *Grid* PLN. Dalam kondisi ini sistem dibuat mendekati kondisi sebenarnya dimana pasokan daya listrik yang diproduksi PLTH Pandansimo langsung didistribusikan melalui jaringan listrik tegangan rendah milik PLTH Pandansimo untuk mensuplai kebutuhan beban pengguna energi listrik di Kawasan Pantai Baru Pandansimo. Kondisi ini dilakukan untuk mengetahui kinerja sistem PLTH Pandansimo dalam melayani kebutuhan beban untuk menyediakan pasokan tenaga listrik. Kinerja sistem dapat ditentukan melalui besarnya nilai NPC dan COE, terhadap kapasitas kemampuan produksi dari pembangkitan hibrid dalam melayani beban, Kapasitas daya listrik yang dihasilkan PLTH Pandansimo diperoleh dari dua grup pembangkitan yaitu PLTH Grup Barat dan Grup Timur. Hasil simulasi pada kondisi awal dapat ditunjukkan pada Table 4.5 Berikut:

Tabel 4.5 Data Hasil Pemodelan Pandansimo *Off-Grid*

Parameter	PLTH Pandansimo	
	Grup Barat	Grup Timur
Total NPC (\$)	234.529	62.388
Total Biaya Modal (\$)	182.014	51.010
Biaya Operasi (\$/tahun)	18.225	4.847
COE (\$/kWh)	0.691	0.184
Total Produksi Energi Listrik (kWh/tahun)	41.434	46.408
• Produksi PLTS (kWh/tahun)	20.803	40,218
• Produksi PLTB (kWh/tahun)	20.631	6.189
Kelebihan Energi Listrik (kWh/tahun)	12.084	16.387

Hasil simulasi pemodelan PLTH Pandansimo *Off-Grid*, didapatkan dari konfigurasi beberapa komponen penyusun pembangkit PLTH Pandansimo yang terdiri dari PLTS dan PLTB. Konfigurasi sistem dapat ditunjukkan pada Tabel 4.6

Tabel 4.6 Konfigurasi PLTH Pandansimo *Off-Grid*

Komponen	PLTH Pandansimo	
	Grup Barat	Grup Timur
Panel Surya (kW)	15	2
Turbin Angin (kW)	20	25
Inverter (kW)	15	10
Baterai (unit)	80	20

4.4.2 Model PLTH Pandansimo *On-Grid*

Pemodelan dan simulasi PLTH Pandansimo kondisi *On-Grid* ini dilakukan untuk mengetahui seberapa besar nilai ekonomis PLTH Pandansimo jika terhubung

dengan *grid* atau jaringan penyedia listrik PLN. Hasil Simulasi dan pemodelan menggunakan HOMER untuk sistem PLTH Pandansimo *On-Grid* dapat ditunjukkan dalam Tabel 4.7

Tabel 4.7 Daya hasil Simulasi PLTH Pandansimo *On-Grid*

Parameter	PLTH Pandansimo	
	Grup Barat	Grup Timur
Total NPC (\$)	218.889	62.051
Total Biaya Modal (\$)	182.014	51.010
Biaya Operasi (\$/tahun)	17,004	2,947
COE (\$/kWh)	0,645	0,112
Total Produksi Energi Listrik (kWh/tahun)	41.434	46.408
• Produksi PLTS (kWh/tahun)	20.803	40.218.
• Produksi PLTB (kWh/tahun)	20.631	6.189
Grid Sales (kWh/yr)	9.834	15.568
Emisi, Karbondioksida (kg/tahun)	-7.01	-11.1
<i>Renewable fraction</i>	1	1

Hasil simulasi, pada kondisi sistem PLTH Pandansimo *On-Grid*, didapatkan melalui konfigurasi sistem PLTH Pandansimo dikoneksikan dengan *Grid*, dalam hal ini jaringan penyedia listrik PT PLN (Persero), Konfigurasi ditunjukkan Tabel 4.8 berikut ini.

Tabel 4.8 Konfigurasi PLTH Pandansimo *On-Grid*

Komponen	PLTH Pandansimo	
	Grup Barat	Grup Timur
Panel Surya (kW)	15	2
Turbin Angin (kW)	20	25
Inverter (kW)	15	10
Baterai (unit)	80	20

4.5 Analisis Hasil Simulasi

Simulasi dilakukan pada dua skenario yang berbeda dengan konfigurasi sistem yang sama. Dalam skenario pertama sistem PLTH Pandansimo dikondisikan *Off-Grid*, sedangkan pada skenario kedua merupakan sistem PLTH Pandansimo *On-Grid*.

Hasil simulasi yang dianalisa adalah produksi listrik, biaya listrik, dan kelebihan listrik yang tidak terserap oleh beban. Berikut adalah analisa untuk kedua skenario yang disimulasikan menggunakan HOMER.

4.5.1 PLTH Pandansimo *Off-Grid*

Analisa hasil simulasi pada kondisi awal ini adalah untuk menentukan kinerja dari sistem PLTH Pandansimo dilihat dari sisi pembangkitan PLTH Grup Barat dan Grup Timur, yang terdiri dari sistem PLTB dan PLTS

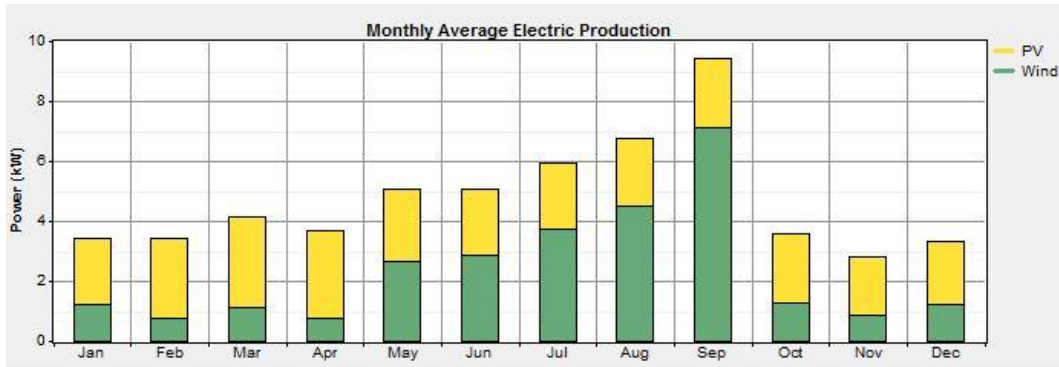
a. Model PLTH Pandansimo Grup Barat *Off-Grid*

Simulasi yang dilakukan pada kondisi awal PLTH yaitu pemodelan sistem PLTH Grup Barat berdasarkan rancangan pengembangan pembangunan PLTH Pandansimo yang telah dilakukan oleh Kementrian Riset dan Teknologi. Kondisi awal, komponen penyusun sistem PLTH Pandansimo Grup Barat terdiri dari turbin angin kapasitas 1 kW sejumlah 20 unit, panel surya kapasitas 100W/12V sejumlah 150 unit, satu unit inverter kapasitas 15 kW dan baterai 100Ah/12V sejumlah 80 unit. Hasil simulasi dapat ditunjukkan sebagai berikut:

1) Produksi Listrik

Berdasarkan Tabel 4.1 didapatkan total produksi listrik yang dihasilkan oleh PLTH Grup Barat adalah sebesar 41.434 kWh pertahun dengan kontribusi dari PLTS sebesar 20.803 kWh pertahun atau 50% dan kontribusi sebesar 20.631 kWh pertahun atau 50% dari PLTB. Kapasitas maksimum daya listrik yang mampu dibangkitkan oleh sistem terjadi pada bulan September sebesar 9.392 kW sedangkan kapasitas minimum pada bulan November sebesar 3,771

kW. Rata-rata produksi energi listrik selama satu tahun dari sistem PLTH Pandansimo Grup Barat dapat dilihat pada Gambar 4.8



Gambar 4.8 Rata-rata Produksi Listrik Perbulan Grup Barat

Hasil parameter keluaran untuk masing-masing komponen sistem ditunjukkan oleh table 4.5. Pada parameter keluaran PLTS dan PLTB terlihat total produksi PLTB lebih besar daripada PLTS, hal ini menunjukkan penggunaan sistem PLTB untuk PLTH Pandansimo Grup Barat lebih efektif dibandingkan dengan sistem PLTS, dimana hasil keluaran energi rata-rata PLTB sebesar 2,36 kW atau 56,8 kWh perhari, dan keluaran energi rata-rata PLTS sebesar 2,37 kW atau 57.0 kWh perhari.

Tabel 4.9 Parameter Keluaran sistem PLTH Grup Barat

Kuantitas	PLTS 15kW	PLTB 20x1kW
Kapasitas (kW)	15	20
Keluaran rata-rata (kW)	2,37	2,36
Faktor kapasitas (%)	15,8	11,8
Lama beroperasi (jam/tahun)	4.384	6.593
Total Produksi (kWh/tahun)	20.803	20.631
Levelized cost (\$/kWh)	0,382	0,132

2) Biaya-biaya

Pada pemodelan sistem PLTH Pandansimo Grup Barat, potensi sumber energi angin dan panas matahari semua dimanfaatkan untuk sistem pembangkit hibrid. Dari hasil simulasi menggunakan HOMER, didapatkan modal awal yang diinvestasikan untuk sistem sebesar US\$ 182.014. Biaya modal merupakan biaya tertinggi dari sistem, diikuti biaya operasi dan perawatan sebesar US\$ 32.169, kemudian biaya penggantian komponen sebesar US\$ 13.533. Ringkasan kinerja ekonomi dari sistem PLTH Grup Barat *Off-Grid* dapat ditunjukkan pada Tabel 4.6

Tabel 4.10 Kinerja Ekonomi Sistem PLTH Grup Barat *Off-Grid*

Komponen	Modal (\$)	Penggantian (\$)	O&M (\$)	Bahan Bakar (\$)	Nilai Sisa (\$)	Total (\$)
PLTS 15 kW	76.184	0	26.370	0	0	102.554
PLTB 20x1kW	80.049	1.617	3.517	0	-226	84.957
Baterai SKY	17.390	726	1.407	0	-30	19.493
Inverter 15kW	8.391	11.190	876	0	-1.876	18.581
Sistem	182.014	13.533	32.169	0	-2.132	225.585

Biaya operasi ($C_{oper.tot}$) merupakan penjumlahan dari biaya operasi dan perawatan tahunan, total biaya bahan bakar, dan total biaya penggantian pertahun dikurangi nilai sisa pertahun. Sehingga diperoleh biaya operasi sebesar:

$$C_{oper.tot} = 1.018 + 17.912 - 706 = \text{US\$ } 18.224/\text{ tahun}$$

Total nilai bersih sekarang (NPC) pada sistem PLTH Grup Barat hasil simulasi menggunakan HOMER adalah sebesar \$ 234.529, hal ini dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut sehingga

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann.tot}}{CRF(i,Rproj)}$$

$$C_{ann.tot} = C_{acap} + C_{arep} + C_{ann.other}$$

$$C_{ann.tot} = 9,182 + 1.018 + 17.912 - 706 = \text{US\$ } 18.233/\text{tahun}$$

$$CRF(i,N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} = \frac{0,056(1+0,056)^{25}}{(1+0,056)^{25} - 1} = \frac{0,2186}{2,9047} = 0,07527$$

$$C_{NPC} = \frac{18.233}{0,07527}$$

$$C_{NPC} = \text{US\$ } 242.234$$

Untuk biaya rata-rata per kWh produksi energi listrik (COE) yang terpakai oleh sistem PLTH Grup Barat dapat dihitung menggunakan persamaan berikut sehingga:

$$LCOE = \frac{C_{ann.tot} - C_{boilerEthermal}}{E_{primAC} + E_{prim.DC} + E_{def} + E_{grid.sales}}$$

$$C_{ann.tot} = 9.182 + 1.018 + 17.912 - 706 = \text{US\$ } 18.233/\text{tahun}$$

$$E_{primAC} = 26545 \text{ kWh/tahun}$$

$$LCOE = \frac{18.233}{26545}$$

$$LCOE = \text{US\$ } 0,686 \text{ per kWh}$$

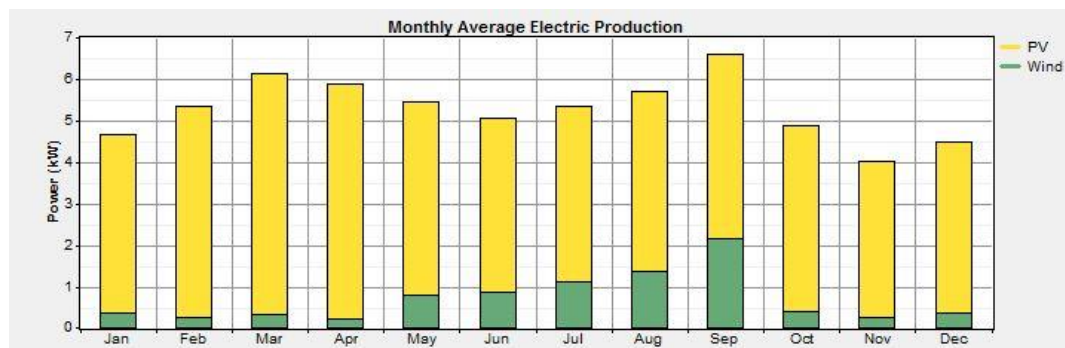
b. Model PLTH Pandansimo Grup Timur *Off-Grid*

Model dan simulasi yang dilakukan pada kondisi awal PLTH Grup Timur adalah pemodelan sistem PLTH Grup Timur yang terdiri dari satu unit turbin angin kapasitas 10 kW, turbin angin kapasitas 2,5 kW sejumlah enam

unit, panel surya kapasitas 100Ah/24V sejumlah 20 unit, satu unit inverter kapasitas 10 kW dan baterai kapasitas 120Ah/12V sejumlah 20 unit.

1) Produksi Listrik

Berdasarkan tabel 4.7 didapatkan total produksi listrik yang dihasilkan oleh PLTH Grup Timur adalah 41,605 kWh pertahun dengan kontribusi PLTS sebesar 41.605 kWh pertahun atau 87% dan kontribusi sebesar 6.189 kWh pertahun atau 13% dari PLTB



Gambar 4.9 Rata-rata produksi listrik perbulan PLTH Grup Timur

Hasil parameter keluaran untuk masing-masing komponen sistem di tunjukkan oleh Tabel 4.11 Penggunaan sistem PLTS dengan kapasitas 2x15kw untuk grup timur sangat optimal sehingga total produksi listrik pertahun yang didapatkan juga besar sebesar 40,218 kW pertahun, sedangkan penggunaan sistem PLTB cukup optimal, dari sistem PLTB yang dipasang terlihat bahwa komponen PLTB dengan turbin angin kapasitas daya 10 kW, mampu menghasilkan energi listrik sebesar 10,281 kWh pertahun lebih besar dibandingkan dengan turbin angin kapasitas 2,5 kw sebesar 6,189 kWh pertahun. Hal ini menunjukkan penggunaan sistem PLTB dengan turbin angin kapasitas kecil kurang efektif dibandingkan dengan penggunaan turbin angin kapasitas besar, dimana hasil keluaran energi rata-rata PLTB turbin angin 2,5 kW sebesar 0.707 kW, sedangkan keluaran energi rata-rata PLTB turbin angin 10 kW sebesar 1,17 kW

Tabel 4.11 Parameter keluaran sistem PLTH Grup Timur

Kuantitas	PLTS 2x15kW	PLTB 1x10kW	PLTB 6x2,5kW
Kapasitas (kW)	30	10	15
Keluaran rata-rata (kw)	4,75	1,17	0.707
Faktor kapasitas (%)	15,8	11,7	4,71
Lama beroperasi (jam/tahun)	4.384	6.396	6.593
Total produksi (kWh/tahun)	41.605	10,281	6.189
Levelized cost (\$/kWh)	0,0151	0,0266	0,0151

2) Biaya-biaya

Biaya-biaya yang didapatkan dari hasil simulasi sistem PLTH Grup Timur adalah modal awal yang diinvestasikan untuk sistem sebesar US\$ 51.010, atau 59% dari total NPC Ringkasan aliran biaya berdasarkan siklus biaya sistem.

Dari Tabel 4.12 diketahui bahwa komponen membutuhkan biaya paling besar adalah inverter sebesar US\$ 47,470, diikuti panel surya sebesar US\$ 18.368, turbin angin 2,5 kw sebesar US\$ 5,395, baterai sebesar US\$ 5.349, dan turbin angin 10 kW sebesar US\$ 5.135. Nilai biaya untuk komponen inverter sangat mahal, hal ini dikarenakan, nilai investasi tinggi dan usia pakai inverter relatif pendek.,

Tabel 4.12 Ringkasan aliran biaya berdasarkan siklus biaya sistem

Komponen	Modal (\$)	Penggantian (\$)	O&M (\$)	Bahan Bakar (\$)	Nilai Sisa (\$)	Total (\$)
PLTS 2x15kw	14.851	0	3.517	0	0	18.368
PLTB 1x10kw	4.950	30	173	0	-17	5.135
PLTB 6x2,5kW	4.158	234	1.048	0	-45	5.395
Baterai Sacred	4.969	40	345	0	-6	5.349
Inverter 10kW	22.082	29.448	876	0	-4.937	47.470
Sistem	51.010	29.752	5.959	0	-5.004	81.717
<i>Levelized Cost of Energy (LCOE), per kWh</i>						0,189
Biaya Operasi						4.979

c. Kinerja Sistem PLTH Pandansimo *Off-grid*

Kinerja sistem PLTH Pandansimo *Off-Grid* merupakan kinerja integrasi dari sistem PLTH Grup Barat dan PLTH Grup Timur dalam memenuhi kebutuhan beban di kawasan wisata Pantai Baru Pandansimo.

1) Produksi Listrik

Tabel 4.13 Rangkuman Kinerja Kelistrikan PLTH *Off-Grid*

Komponen Pembangkit	Kapasitas Daya	Faktor Kapasitas (%)	<i>Renewable fraction</i>	Produksi (kWh/tahun)
PLTS	45 kW	8.07	1	62.408
PLTB	45 kW	4.35	1	37.101

Komponen	Kapasitas Daya	Faktor Kapasitas	Renewable Fraction	Produksi (kWh/tahun)
Baterai	100 unit	N/A	N/A	N/A
Inverter	25 kW	12	N/A	N/A
Total				99.509
Kelebihan Energi Listrik				94.705

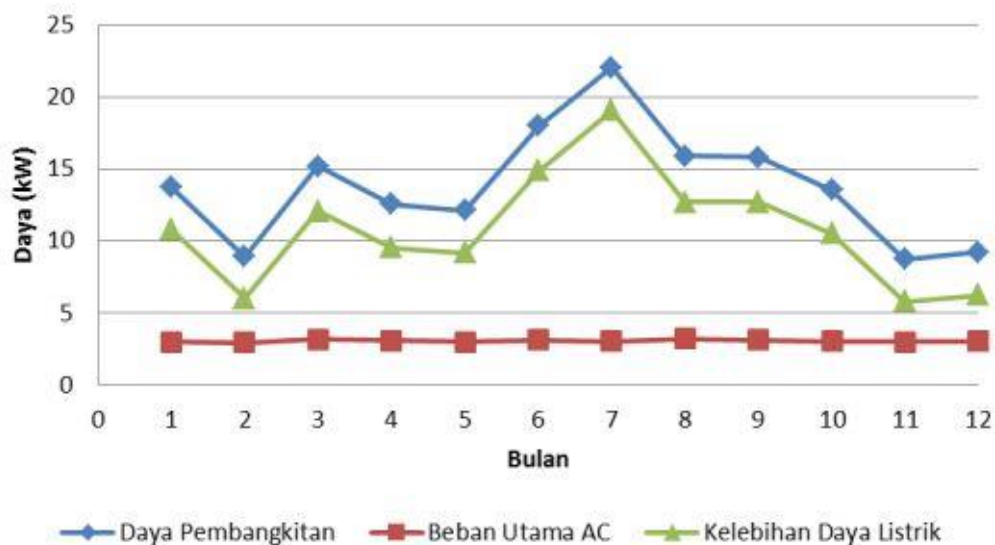
Kelebihan listrik yang dimiliki sistem ini rata-rata tiap bulan dalam satu tahun sebesar 10,81 kW, perbedaan kapasitas kelebihan daya listrik tiap bulan berbeda-beda, hal ini tergantung dari besar kapasitas yang dibangkitkan sistem dan penggunaan beban. Besarnya kapasitas yang dibangkitkan oleh komponen PLTS dan PLTB bergantung pada potensi energi terbarukan yang ada di lokasi pembangkit. Rata-rata kelebihan daya listrik yang dihasilkan PLTH Pandansimo tiap bulan dapat ditunjukkan pada Table 4.14 berikut.

Tabel 4.14 Rata-rata kelebihan daya listrik PLTH Pandansimo

Bulan	Kapasitas daya listrik	Beban Listrik	Kelebihan daya Listrik
	kW	kW	kW
Januari	13,714	2,965	10,749
Februari	8,887	2,900	5,987
Maret	15,190	3,141	12,049
April	12,547	3,041	9,506
Mei	12,108	2,940	9,167
Juni	17,969	3,084	14,885
Juli	22,043	2,994	19,049
Agustus	15,876	3,202	12,674
September	15,789	3,085	12,704
Oktober	13,537	3,020	10,516

Bulan	Kapasitas Daya	Beban Listrik	Kelebihan Daya
November	8,713	2,944	5,768
Desember	9,220	3,023	6,197
Rata-rata	13,840	3,029	10,811

Pada gambar 4.10 dapat dilihat bahwa sistem memiliki kelebihan daya listrik yang terjadi hampir setiap bulan. Besarnya kelebihan listrik ini dapat dikurangi dengan optimasi komponen sistem pembangkit atau menambah jumlah baterai bank, namun penambahan komponen baterai akan membuat biaya investasi bertambah dan konfigurasi sistem berubah. Jika hal ini tidak dilakukan maka kelebihan daya listrik yang dimiliki sistem setelah kebutuhan beban dan baterai terpenuhi akan dibuang ke *dummy load*.



Gambar 4.10 Kurva daya pembangkitan terhadap beban

Adanya kelebihan tenaga listrik yang dimiliki PLTH Pandansimo menunjukkan bahwa kinerja sistem dilihat dari sisi beban mampu melayani kebutuhan listrik di kawasan wisata Pantai Pandansimo. Kinerja sistem disisi pembangkitan sangat bergantung dari ketersediaan sumber energi angin dan panas matahari. Ketidakpastian sumber energi mengakibatkan

ketidakseimbangan antara produksi energi listrik dan konsumsi energi beban, hal ini sangat berdampak pada kinerja komponen pembangkit PLTS dan PLTB, sehingga baterai untuk catu daya dan inverter sangat diperlukan. Selain itu, untuk melindungi komponen PLTS dan PLTB serta jaringan distribusi selama beroperasi maka diperlukan peralatan proteksi.

1) Biaya-biaya

Langkah untuk merangkum kinerja ekonomi dari sistem PLTH Pandansimo *off-grid*. Biaya paling besar adalah biaya modal awal sebesar US\$ 233.024 atau (74%) dari total NPC, diikuti biaya penggantian sebesar US\$ 43.285 atau 14% dan biaya operasi dan pemeliharaan sebesar US\$ 38.128 atau 12%. Komponen yang membutuhkan biaya paling besar adalah PLTS sebesar US\$ 120.922 atau 39%, diikuti PLTB sebesar 95,487 atau 31%, inverter sebesar US\$ 66.051 atau 22%, dan baterai sebesar US\$ 24.842 atau 8%.

Biaya operasi ($C_{oper.tot}$) pada sistem PLTH Pandansimo *off-grid*, dapat diperoleh operasi sebesar:

$$C_{oper.tot} = 18.930 + 4.992 - 719 = \text{US\$ } 23.203/\text{tahun}$$

Besarnya NPC pada sistem PLTH Pandansimo *off-grid* dapat dihitung dengan persamaan berikut sehingga:

$$C_{NPC} = 233.024 + 43.285 + 38.128 - 7.136 = \text{US\$ } 307.302$$

Untuk biaya rata-rata per kWh produksi energi listrik (COE) yang terpakai oleh sistem PLTH Pandansimo *off-grid* dapat dihitung menggunakan persamaan berikut :

$$LCOE = \frac{C_{ann.tot} - C_{boiler} E_{thermal}}{E_{prim.AC} + E_{prim.DC} + E_{def} + E_{grid.sales}}$$

$$C_{ann.tot} = 17.559 + 18.930 + 4.992 - 719 = \text{US\$ } 23.220/\text{tahun}$$

$$E_{prim.AC} = 26.535 \text{ kWh/tahun}$$

$$\text{LCOE} = \frac{23.220}{26.535} = \text{US\$ } 0,875 \text{ per kWh}$$

Rangkuman dari kinerja ekonomi sistem PLTH Pandansimo *off-grid* dengan harga komponen sistem per tahun 2010 yang disimulasikan selama dua puluh lima tahun masa penggunaan dapat dilihat pada Tabel 4.15 berikut

Tabel 4.15 Rangkuman kinerja ekonomi sistem PLTH Pandansimo *off-grid*

Komponen sistem pembangkit	Modal (\$)	Penggantian (\$)	O&M (\$)	Bahan Bakar (\$)	Nilai Sisa (\$)	Total (\$)
PLTS	91.035	0	29.887	0	0	120.922
PLTB	89.157	1.881	4.738	0	-288	95.487
Baterai	22.359	766	1.752	0	-36	24.842
Inverter	30.473	40.638	1.752	0	-6.813	66.051
Sistem	233.024	42.285	38.128	0	-7.136	307.302
<i>Levelized Cost of Energy (LCOE), per kWh</i>						0,875
Biaya Operasi						23.220

2) Biaya Pokok Pembangkitan Tenaga Listrik

Biaya pokok penyediaan selanjutnya disebut BPP adalah biaya penyediaan tenaga listrik untuk menghasilkan kWh. BPP Produksi listrik merupakan salah satu komponen penting dalam proses investasi, dengan biaya produksi yang rendah tentunya akan semakin menguntungkan investor.

Dari parameter total produksi dan biaya tahunan hasil simulasi menggunakan HOMER menunjukkan biaya komponen pembangkitan PLTB lebih murah dari PLTS, kondisi ini juga menunjukkan bahwa PLTB lebih ekonomis untuk sistem PLTH Pandansimo.

Tabel 4.16 Produksi dan biaya pokok pembangkitan masing-masing komponen

Parameter	Grup Barat		Grup Timur			PLTS	PLTB
	PLTS 15kW	PLTB 1x20kW	PLTS 2kW	PLTB 1x10kW	PLTB 6x2,5kW		
Total Produksi (kWh/tahun)	20,803	20,631	40,21	10,21	6.189	61.021	27.841
Total Biaya Tahunan (\$/tahun)	7,728	6,402	1,384	387	407	9.112	7.196

Sedangkan BPP pembangkitan PLTH merupakan keseluruhan biaya tahunan masing-masing komponen sistem PLTH Pandansimo terhadap total produksi listrik yang dihasilkan sistem. Tabel 4.17 menunjukkan besarnya biaya tahunan dari komponen PLTS sebesar US\$ 9.112 per tahun, PLTB sebesar US\$ 7.196 per tahun, baterai sebesar US\$ 1.872 per tahun, dan inverter sebesar US\$ 4.977 per tahun, sedangkan produksi listrik yang mampu dihasilkan PLTH sebesar 121.239 kWh pertahun. Sehingga didapatkan biaya energi untuk sistem hibrid pandansimo sebesar US\$ 0,191 per kWh.

Tabel 4.17 Biaya pokok pembangkit PLTH Pandansimo

Parameter	Grup Barat	Grup Timur	Hibrid
Total produksi (kWh/tahun)	68.756	52.483	121.239
Total biaya PLTS (\$/tahun)	7,728	1.384	9.112
Total biaya PLTB	6.402	794	7.196
Total biaya baterai	1.469	403	1.872
Total biaya inverter (\$/tahun)	1.400	3.577	4.977
BPP (\$/kWh)	0.2472	0.1564	0.1910

Secara bisnis tentu saja dari sisi keekonomian, dengan biaya pokok pembangkitan PLTH Pandansimo sebesar US\$ 0.191 per kWh tidak layak apabila dijual ke *grid* karena nilai jual energi listriknya masih lebih tinggi dari harga beli tenaga listrik oleh PLN dari pembangkit yang menggunakan sumber energi terbarukan yang terhubung dengan sistem JAMALI.

Untuk menjamin kepastian hukum atas kegiatan usaha penyediaan tenaga listrik PLTH pandansimo, sebaiknya usaha pembangkitan tenaga listrik yang dilakukan memiliki izin dari instansi yang berwenang, dengan mengajukan permohonan secara tertulis untuk mendapatkan izin usaha penyediaan tenaga listrik sesuai dengan ketentuan aturan yang berlaku. Untuk selanjutnya pengelola PLTH Pandansimo dapat melakukan usaha ketenagalistrikan lainnya seperti transmisi, distribusi dan pejualan tenaga listrik.

4.5.2 PLTH Pandansimo *On-Grid*

Analisis hasil simulasi pada kondisi kedua adalah untuk mengetahui kinerja dan ekonomi sistem PLTH Pandansimo dilihat dari sisi pembangkitan PLTH Grup Barat dan Grup Timur terhadap kelebihan listrik yang tidak terpakai melalui konfigurasi sistem PLTH terhubung *grid*.

a. Model PLTH Pandansimo Grup Barat *On-Grid*

Berdasarkan pemodelan dan hasil simulasi menggunakan HOMER, kelebihan daya listrik yang dihasilkan PLTH Pandansimo Grup Barat dapat di kirim ke *Grid* melalui konfigurasi komponen PLTH Grup Barat terhubung dengan *Grid*.

1) Produksi Listrik

Besar energi listrik yang diproduksi selama satu tahun adalah sebesar 68.756 kWh pertahun dengan total keseluruhan konsumsi beban sebesar 26.535 kWh pertahun. Hasil simulasi menggunakan HOMER menunjukkan *renewable fraction* sistem sebesar 1, artinya sistem 100% disuplai dari pembangkit yang menggunakan sumber daya energi terbarukan untuk menghasilkan listrik.

Besarnya daya listrik dari PLTH Grup Barat yang disalurkan ke jaringan listrik PLN merupakan kelebihan daya listrik yang dihasilkan oleh sistem dalam melayani beban pengguna listrik PLTH Pandansimo. Rata-rata kapasitas daya listrik yang terjual ke jaringan *grid* besarnya tergantung dengan penggunaan beban dan kapasitas maksimum energi listrik yang mampu dihasilkan oleh sistem. PLTS dan PLTB yang terdapat dilokasi pembangkit. Secara terperinci pembagian daya tiap jam hasil simulasi menggunakan HOMER dapat dilihat pada tabel 4.18

Tabel 4.18 Rincian Pembagian Daya PLTH Grup Barat selama 24 jam

Waktu	PLTS 15kW	PLTB 20x1kw	Beban
	kW	kW	kW
00.00	0	0.036	1.281
01.00	0	0	2.029
02.00	0	2.093	1.802
03.00	0	1.425	1.035
04.00	0	1.134	1.139
05.00	0	0.292	1.964
06.00	0	2.092	2,319
07.00	2.142	2.841	1.84
08.00	4.078	1.464	1.436
09.00	7.013	0	8.266
10.00	9.828	0	8.236
11.00	10,148	0,196	6,072
12.00	9,45	2,466	4,64
13.00	9,609	4,039	7.101
14.00	8,892	12,635	2,781
15.00	8,206	4,096	2,976
16.00	6,821	0,934	2,814
17.00	3,653	12,343	3,216

Waktu	PLTS 15kW	PLTB 20kW	Beban
18.00	0,671	10,137	4,503
19.00	0	13,462	2,08
20.00	0	8,925	1,899
21.00	0	18.855	1,473
22.00	0	8,359	1.148
23.00	0	5,725	1,207
00.00	0	3,325	1,119

Besarnya konsumsi beban listrik dalam satu tahun hasil simulasi menggunakan HOMER dapat ditunjukkan pada Tabel 4.19

Tabel 4.19 Konsumsi beban dalam satu tahun sistem PLTH Pandansimo

Parameter	Konsumsi (kWh/tahun)	Fraction (%)
Beban dasar AC	26.535	49
Penjualan ke Grid	27.976	51
Total	54.511	100

Total beban dasar AC diperoleh melalui perhitungan sebagai berikut

$$E_{\text{prim.AC}} = \text{Total daya perhari} \times \text{jumlah hari dalam satu tahun}$$

$$E_{\text{prim.AC}} = 72,7 \times 365$$

$$= 26.535 \text{ kWh/tahun}$$

Total penjualan energi listrik ke *grid* diperoleh dari total kapasitas energi listrik yang dikirim ke *grid* dalam satu tahun. Total energi listrik yang dikirim ke *grid* dalam satu tahun dapat dilihat pada Tabel 4.20

Tabel 4.20 Total penjualan energi listrik PLTH Grup Barat perbulan dalam satu tahun

Bulan	Penjualan Energi Listrik (kWh)
Januari	2.341
Februari	1.078
Maret	2.821
April	2.150
Mei	2.192
Juni	3.352
Juli	4.270
Agustus	2.779
September	2.733
Oktober	2.307
November	909
Desember	1.043
Total	27.976

Dari tabel 4.20 dapat dilihat bahwa rata-rata total energi listrik yang dapat di jual ke grid adalah sebesar 27.976 kWh. Sehingga keuntungan dari penjualan energi listrik ke grid (*grid sales*) adalah sebesar (dengan harga dari beli *grid* sebesar US\$ 0,091 /kWh):

$$C_{\text{gridsales}} = 27,976 \times 0,091 = \text{US\$ } 2.546$$

Harga energi listrik per kWh dari sistem PLTH Pandansimo ini sebesar US\$ 0,544 perKWh masih lebih tinggi dari harga jual listrik jaringan (PLN) yang di jual ke pelanggan sebesar US\$ 0,122/kWh. Dari Tabel 4.3. didapatkan bahwa dengan koneksi sistem PLTH Pandansimo ke *grid*, maka sistem akan dapat mengurangi faktor emisi pada sistem ketenagalistrikan Jawa Madura Bali (JAMALI) terhadap emisi gas karbondioksida. Besarnya penurunan faktor emisi

terhadap gas CO₂ adalah sebesar (dengan batasa faktor emisi CO₂ untuk sistem terhubung JAMALI sebesar 713 kg/kWh):

$$C_{\text{emisi}} = 27.976 \times 713 = 19.947 \text{ kg pertahun}$$

Dengan semakin banyak pembangkit energi terbarukan yang terhubung dengan *Grid* maka faktor emisi dapat diturunkan, dimana hal ini merupakan upaya peningkatan dalam pengembangan proyek CDM di Indonesia.

2) Biaya-biaya

Besarnya biaya yang didapatkan dari hasil simulasi menggunakan HOMER kondisi sistem PLTH Grup Barat terhubung dengan *Grid* adalah modal awal yang diinvestasikan sama dengan PLTH Pandansimo kondisi *Off-Grid* yaitu sebesar US\$ 182.014. Biaya modal merupakan biaya tertinggi dari sistem diikuti biaya penggantian komponen sebesar US\$ 13.533. Ringkasan kinerja ekonomi dari sistem PLTH Grup Barat terhubung dengan *Grid* dapat ditunjukkan pada tabel 4.21

Tabel 4.21 Ringkasan Kinerja ekonomi sistem PLTH Grup Barat *On-Grid*

Komponen Pembangkit	Modal (\$)	Penggantian (\$)	O&M (\$)	Bahan Bakar (\$)	Nilai Sisa (\$)	Total (\$)
PLTS 15kw	76.184	0	26.370	0	0	102.554
PLTB 20x1kw	80.049	1.617	3.517	0	-226	84.957
Grid	0	0	-33.785	0	0	-33.785
Baterai Sky	17.390	726	1.407	0	-30	19.493
Inverter 15kW	8.391	11.190	876	0	-1.876	18.581
Sistem	182.014	13.533	-1.616	0	-2.132	191.799

Biaya operasi (C_{opertot}) merupakan penjumlahan dari biaya operasi dan perawatan tahunan. Total biaya bahan bakar dan total biaya penggantian tahunan dikurangi nilai sisa tahunan. Sehingga diperoleh biaya operasi sebesar

$$C_{\text{opertot}} = 17.912 - 203 - 706 = \text{US\$ } 18.821/\text{tahun}$$

Total nilai bersih sekarang (NPC) pada sistem PLTH Grup Barat hasil simulasi menggunakan HOMER adalah sebesar \$ 221.944 hal ini dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut sehingga:

$$C_{\text{NPC}} = 182.014 + 13.533 - 1.616 - 2.132 = \text{US\$ } 191.799$$

Untuk biaya rata-rata per kWh produksi energi listrik (COE) yang terpakai oleh sistem PLTH Grup Barat terhubung *Grid* dapat dihitung menggunakan persamaan berikut sehingga :

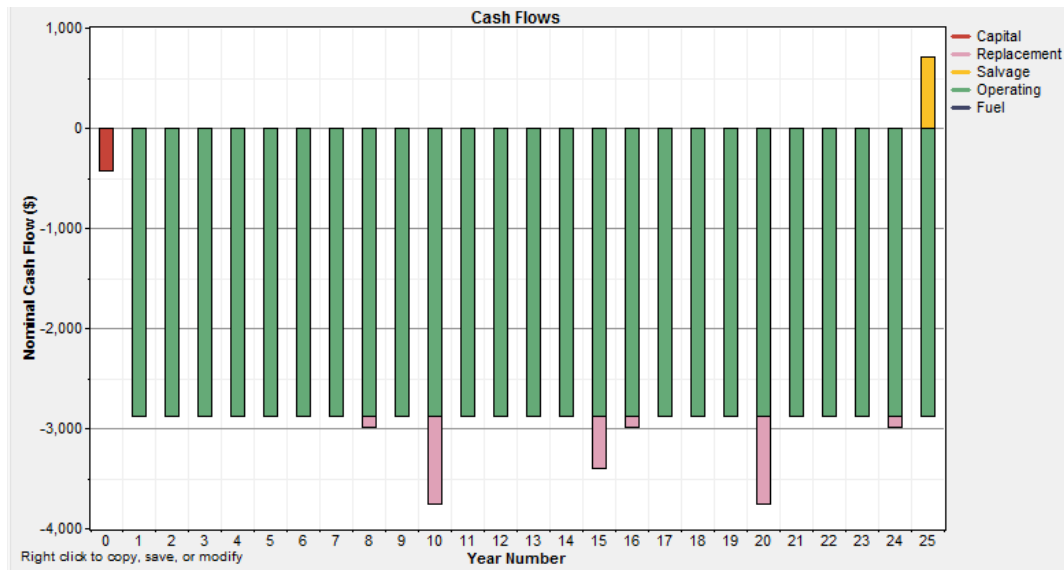
$$\text{LCOE} = \frac{C_{\text{ann.tot}} - C_{\text{boiler}} E_{\text{thermal}}}{E_{\text{prim.AC}} + E_{\text{prim.DC}} + E_{\text{def}} + E_{\text{grid.sales}}}$$

$$C_{\text{ann.tot}} = 8.95 + 17,912 - 203 - 706 = \text{US\$ } 17.011/\text{tahun}$$

$$E_{\text{prim.AC}} = 26.535 \text{ kwh/tahun}$$

$$\text{LCOE} = 17.011/26.535 = \text{US\$ } 0.641 \text{ kWh pertahun}$$

Gambar 4.11 menunjukkan ringkasan aliran biaya berdasarkan komponen yang digunakan dalam simulasi sistem PLTH Pandansimo Barat terhubung *Grid*. Biaya dari komponen baterai merupakan nilai terkecil dari keseluruhan biaya dalam sistem. Adanya penjualan kelebihan listrik dari sistem PLTH Pandansimo ke jaringan *Grid* PLN, maka dapat memberikan dampak yang menguntungkan bagi sistem PLTH Pandansimo, dimana nilai hasil keuntungan dari penjualan energi listrik ke *Grid* sebesar US\$ 2.546 mampu mengurangi besarnya biaya operasi dan perawatan komponen lain dalam sistem, sehingga biaya operasi dan perawatan sistem berkurang menjadi sebesar US\$ 203.



Gambar 4.11 Aliran biaya PLTH Grup Barat *On-Grid* berdasarkan siklus biaya.

b. Model PLTH Pandansimo Grup Timur *On-Grid*

Secara keseluruhan konfigurasi komponen PLTH Grup Timur terhubung dengan *grid* menggunakan HOMER, merupakan pemodelan dan simulasi terhadap daya listrik yang dihasilkan PLTH Pandansimo Grup Timur.

1) Produksi Listrik

Konfigurasi sistem pada skenario PLTH Grup Timur *Off-Grid* merupakan konfigurasi dari sistem PLTH Grup Timur di hubungkan dengan *grid*. Total produksi listrik yang dihasilkan oleh sistem PLTS kapasitas 2 kw dan PLTB 25 kw adalah sebesar 52.483 kWh pertahun. Kontribusi PLTS kapasitas 2 kW sebesar 3,097 kWh pertahun atau 6% dan kontribusi dari PLTB sebesar 49,386 kWh pertahun atau 94%. Hasil simulasi menggunakan homer menunjukkan renewable fraction sebesar 1. Yang artinya sistem disuplai oleh energi dari panel surya dan turbin angin sebesar 100% menggunakan sumber daya energi terbarukan panas matahari dan angin.

Besarnya energi listrik dari PLTH Grup Timur yang dijual ke jaringan listrik *grid* dalam simulasi ini memiliki kapasitas yang bervariasi tiap jamnya. Hal ini dikarenakan besar daya listrik yang dijual ke *grid* merupakan kelebihan daya listrik dari sistem setelah melayani beban pengguna listrik PLTH Pandansimo.

Secara terperinci pembagian daya tiap jam hasil simulasi menggunakan HOMER dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel 4.22 Rincian Pembagian daya PLTH Grup Timur selama 24 jam

Waktu	PLTS 2kW	PLTB 1x10kW	PLTB 6x2.5kw	Beban
	kW	kW	kW	kW
00.00	0	0.0143	1.553	1.281
01.00	0	0	0	2.029
02.00	0	0.728	3.326	1.802
03.00	0	0.5848	3.126	1.035
04.00	0	0.5266	3.038	1.139
05.00	0	0.1168	1.937	1.964
06.00	0	0.7274	3.326	2,319
07.00	0,2799	0,9521	3.55	1.84
08.00	0,5395	0,5926	3.137	1.436
09.00	0,9373	0	1.387	8.266
10.00	1,2997	0	0	8.236
11.00	1,3441	0,0782	1,792	6,072
12.00	1,2537	0,8398	3,438	4,64
13.00	1,2738	1,4158	4,066	7.101
14.00	1,1779	3,6583	7,736	2,781
15.00	1,0843	1,4385	4,092	2,976
16.00	0,898	0,4606	2,9	2,814
17.00	0,4766	3,5855	7,627	3,216
18.00	0,075	3,1885	6,846	4,503
19.00	0	3,8652	8,046	2,08
20.00	0	2,9633	6,409	1,899
21.00	0	5,7132	9.854	1,473
22.00	0	2,6805	6.112	1.148

Waktu	PLTS 2kW	PLTB 10kW	PLTB 6x2,5	Beban
23.00	0	1,8716	4,825	1,207
00.00	0	1.1302	3,745	1,119

Total penjualan energi listrik ke *grid* diperoleh dari total kapasitas energi listrik yang dikirim ke *grid* dalam satu tahun. Total energi listrik yang dikirim ke *grid* dalam satu tahun dapat dilihat pada tabel 4.23

Tabel 4.23 Total Penjualan Energi listrik PLTH Grup Timur perbulan dalam satu tahun

Bulan	Penjualan Energi Listrik (kWh)
Januari	1,502
Februari	417
Maret	1,567
April	991
Mei	1.054
Juni	2.043
Juli	2.690
Agustus	1.688
September	1.737
Oktober	1.405
November	525
Desember	665
Total	16.284

Dari Tabel 4.23 dapat dilihat bahwa rata-rata total energi listrik yang dapat dijual ke *grid* adalah sebesar 16,284 kWh. Sehingga keuntungan dari penjualan energi listrik ke *grid* (*grid sales*) adalah sebesar (dengan harga dari beli *grid* sebesar US\$ 0,091/kWh)

$$C_{\text{gridsales}} = 16.284 \times 0.091 = \text{US\$ } 1.481.84$$

Harga energi listrik per kWh dari sistem PLTH Pandansimo ini sebesar US\$ 0,176 perkWh. Harga energi listrik per kWh dari konfigurasi sistem lebih tinggi dari harga listrik harga jual listrik jaringan (PLN) yang di jual ke pelanggan sebesar US\$ 0.122/kWh. Dari Tabel 4.3. didapatkan bahwa dengan koneksi sistem PLTH Pandansimo ke grid, maka sistem akan dapat mengurangi faktor emisi pada sistem ketenagalistrikan Jawa Madura Bali (JAMALI) terhadap emisi gas CO₂. Besarnya penurunan faktor emisi terhadap gas CO₂ adalah sebesar (dengan batasan factor emisi CO₂ untuk sistem terhubung JAMALI sebesar 713 kg/kWh):

$$C_{emisi} = 16.284 \times 713 = 11.610 \text{ kg pertahun}$$

Dengan semakin banyak perembangkit energi terbarukan yang terhubung dengan *Grid* maka faktor emisi dapat diturunkan, dimana hal ini merupakan upaya peningkatan dalam pengembangan proyek CDM di Indonesia.

2) Biaya-biaya

Besarnya biaya yang didapatkan dari hasil simulasi menggunakan HOMER, kondisi sistem PLTH Grup Timur terhubung dengan *Grid* adalah modal awal yang diinvestasikan sama dengan PLTH Grup Timur kondisi *Off-Grid* yaitu sebesar US\$ 51.010. Biaya modal merupakan biaya tertinggi dari sistem, diikuti penggantian komponen sebesar US\$ 29,752. Ringkasan kinerja ekonomi dari sistem PLTH Grup Barat terhubung dengan *Grid* dapat ditunjukkan pada Tabel 4.24

Tabel 4.24 Rangkuman kinerja ekonomi sistem PLTH Grup Timur *On-Grid*

Komponen Pembangkit	Modal (\$)	Penggantian (\$)	O&M (\$)	Bahan Bakar (\$)	Nilai Sisa (\$)	Total (\$)
PLTS 2kw	14.851	0	3.517	0	0	18.368

Komponen Pembangkit	Modal (\$)	Penggantian (\$)	O&M (\$)	Bahan Bakar (\$)	Nilai Sisa (\$)	Total (\$)
PLTB 1x10KW	4.950	30	173	0	-17	5.135
PLTB 6x2,5KW	4.158	234	1.048	0	-45	5.395
Grid	0	0	-19.665	0	0	-19.665
Baterai Sacred Sun	4.969	40	345	0	-6	5.349
Inverter 10kW	22.082	29.448	876	0	-4.937	47.470
System	51.010	29.752	-13.707	0	-5.004	62.051
<i>Levelized Cost of Energy (LCOE), per kWh</i>						0,176
Biaya Operasi						832

3) Kinerja Sistem PLTH Pandansimo *On-Grid*

Kinerja sistem PLTH Pandansimo *on-grid* merupakan kinerja integrasi dari PLTH Grup Barat dan PLTH Grup Timur terhubung dengan *grid*.

4) Produksi Listrik

Hasil pemodelan dan simulasi menggunakan HOMER untuk PLTH Pandansimo *On-Grid* didapatkan bahwa sistem mampu menyalurkan kelebihan energi listrik sebesar 94,705 kWh pertahun dari total keseluruhan konsumisi beban sebesar 26.535 kWh pertahun.

Berdasarkan hasil simulasi menggunakan HOMER sistem PLTH Pandansimo memiliki kelebihan daya rata-rata tiap bulan dalam satu sebesar 10,8 kW, nilai ini lebih besar dari konsumsi beban bulanan sebesar 3,02 kW, oleh sebab itu, kelebihan daya listrik yang tidak terserap oleh beban dapat dialihkan untuk membantu mengisi kebutuhan daya dalam jaringan *grid*. Begitu juga

sebaliknya jika sistem pembangkit PLTH kekurangan daya untuk memenuhi kebutuhan beban dalam hal adanya perawatan atau gangguan pada sistem maka suplai daya listrik dapat diperoleh dari grid. Hal ini lebih menguntungkan untuk keandalan sistem sebagai upaya peningkatan kinerja sistem PLTH Pandansimo.

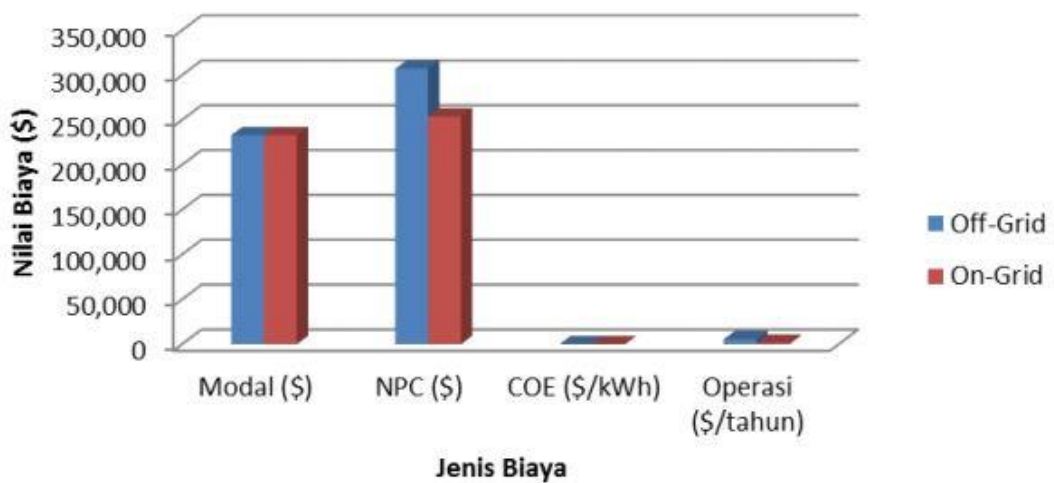
5) Biaya-biaya

Tabel 4.25 menunjukkan rangkuman kinerja ekonomi hasil simulasi menggunakan HOMER dalam kinerja sistem PLTH Pandansimo terhubung *grid*. Biaya paling besar adalah biaya awal sebesar US\$ 233.024 diikuti biaya penggantian sebesar US\$ 43.285. Adanya penjualan kelebihan daya listrik dari sistem PLTH Pandansimo ke jaringan *grid* PLN dapat memberikan dampak yang menguntungkan bagi sistem PLTH Pandansimo, dimana nilai hasil keuntungan dari penjualan energi listrik ke *grid* sebesar US\$ 53.450 mampu mengurangi besarnya biaya operasi dan perawatan komponen lain dalam sistem sehingga biaya operasi dan perawatan sistem dapat tertutupi dari hasil penjualan listrik

Tabel 4.25 Rangkuman kinerja ekonomi sistem PLTH Pandansimo *On-Grid*

Komponen	Modal (\$)	Penggantian (\$)	O&M (\$)	Bahan Bakar (\$)	Nilai Sisa (\$)	Total (\$)
PLTS	91.035	0	29.887	0	0	120.922
PLTB	89.157	1.881	4.738	0	-288	95.487
Gird	0	0	-53.450	0	0	-53.450
Baterai	22.359	766	1.752	0	-36	24.842
Inverter	30.473	40.638	1.752	0	-6.813	66.051
Sistem	233.024	43.285	-15.323	0	-7.136	253.850
<i>Levelized Cost of Energy (LCOE), per kWh</i>						0.721
Biaya Operasi						1.569

Dari hasil skenario pertama dan skenario kedua, didapatkan bahwa biaya-biaya akan lebih rendah jika PLTH pandansimo terhubung dengan *grid*, dimana biaya energi (COE) dapat ditekan turun sebesar 15% dari US\$ 0,872 per kWh menjadi US\$ 0,721 per kWh. Biaya bersih sekarang (NPC) turun dari US\$ 307.302 menjadi US\$ 253.850, biaya operasi pertahun turun dari US\$ 5.597 menjadi US\$ 1.569 Seperti terlihat pada gambar 4.12



Gambar 4.12 Perubahan nilai jenis-jenis biaya dari skenario 1 dan skenario 2