

BAB IV

ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1 Data Bendung Katulampa

Bendung Katulampa adalah sebuah bangunan yang ditujukan untuk menaikkan tinggi sungai Ciliwung yang terletak di Kelurahan Katulampa, Kota Bogor, Jawa Barat. Secara geografis Bendung katulampa terletak pada koordinat $6^{\circ}37'59.8''$ lintang selatan dan $106^{\circ}50'14.2''$ bujur timur serta terletak pada ketinggian $\pm 367,005$ m. Bendung Katulampa juga memiliki permasalahan layaknya bendung lain-nya yaitu selalu mengalami sedimentasi pada dasar bendung yang mengakibatkan volume air akan berkurang dan akan menjadi salah satu penyebab kelebihan tinggi muka air dan akan menjadi banjir. Oleh karena itu, salah satu contoh upaya pemerintah setempat untuk selalu menjaga kualitas layan bendung Katulampa adalah dengan menguras bendung secara rutin.

Proyek pembangunan Bendung Katulampa dilakukan pada masa pemerintahan kolonial Hindia Belanda yang dimulai pada 16 April 1911 dan selesai pada awal Oktober 1912, dan diresmikan penggunaannya pada 11 Oktober 1912. Bendung Katulampa sendiri merupakan karya dari Ir. Van Breen.

Fungsi Bendung Katulampa adalah sebagai penyalur irigasi yang mana daerah irigasi pada saat itu seluas 7.145 Ha dan sekarang menyusut menjadi 333 Ha. Selain memiliki fungsi irigasi, Bendung Katulampa sendiri memiliki fungsi lain yaitu sebagai pemantau ketinggian air untuk peringatan dini kemungkinan terjadi banjir di daerah hilir seperti Jakarta.

4.1.1 Data Teknis Bendung Katulampa

a) Fungsi Utama :

Bangunan pengambilan air untuk Irigasi

b) Fungsi Lain-nya :

- Bangunan kendali dasar Sungai Ciliwung
- Pemantau elevasi banjir Ciliwung di daerah hulu

c) Data Fisik :

- Luas DAS Ciliwung : $\pm 150.300 \text{ Km}^2$
- Panjang Sungai Ciliwung : $\pm 200 \text{ Km}$
- Letak Geografis :

$6^{\circ}37'59.8''$ lintang selatan dan $106^{\circ}50'14.2''$ bujur timur

- Ketinggian Dari Permukaan Laut : $\pm 367,005 \text{ m}$
- Luas Areal Irigasi (Ciliwung-Katulampa) : semula 7,145 Ha
sekarang 333 Ha
- Jumlah Pintu Penguras : 4 buah
- Lebar Pintu Penguras : 4 m
- Jumlah Pintu Pengambil Irigasi : 5 buah
- Tinggi Pintu Air : 2.5 m
- Tinggi Jembatan Pada Bendung : 1 m
- Tinggi Bendung : 9.5 m
- Debit Minimum Untuk Irigasi : $1000 \text{ m}^3/\text{detik}$

d) Debit Maksimum Banjir :

- 06 Januari 1996 : $740,325 \text{ m}^3/\text{detik}$ ($h = 2.5 \text{ m}$)

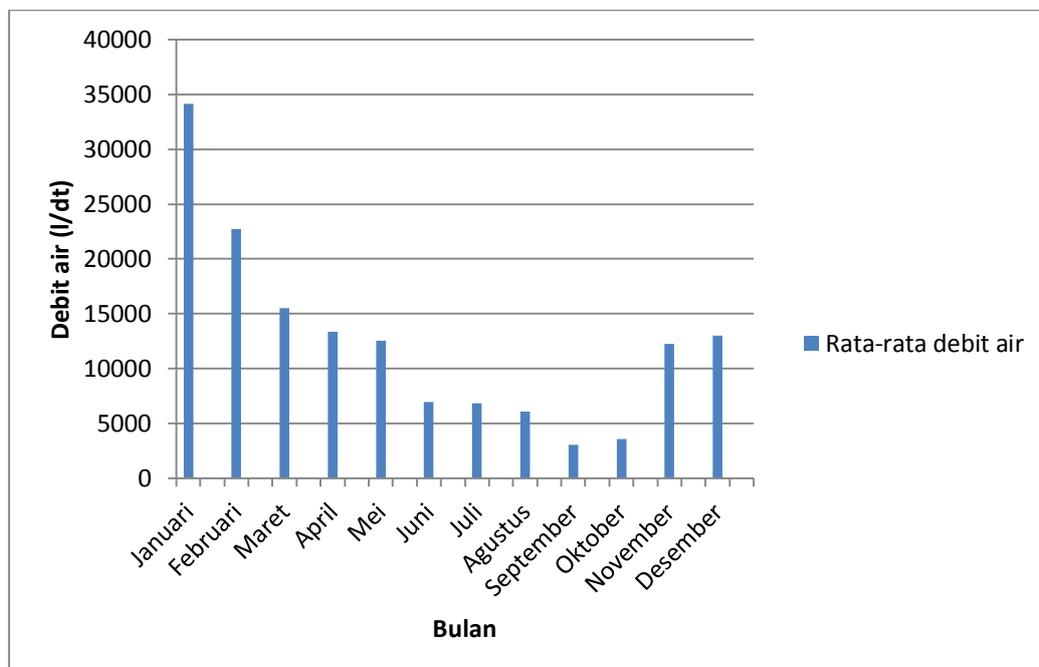
- 11 Mei 1998 : 651,750 m³/detik (h = 2.3 m)
 - 25 Februari 1999 : 610,500 m³/detik (h = 2.2 m)
 - 03 Februari 2007 : 629,9768 m³/detik (h = 2.5 m)
 - 12 Februari 2010 : 629,628 m³/detik (h = 2.5 m)
 - 04 Maret 2013 : 629,968 m³/detik (h = 2.5 m)
- e) Ketinggian Air :
- Kondisi Normal : 50 cm
 - Siaga Empat : 50 - 80 cm
 - Siaga Tiga : 80 - 150 cm
 - Siaga Dua : 150 - 200 cm
 - Siaga Satu : > 200 cm

4.1.2 Data Debit Air Bendung Katulampa

Data debit air pada Bendung Katulampa yang dipakai pada penelitian ini merupakan data debit rata-rata per-15 hari yang selanjutnya diolah kembali menjadi rata-rata per-bulan-nya. Data debit air Bendung Katulampa didapatkan dari Balai PSDA (Pengolahan Sumber Daya Air) wilayah Sungai Ciliwung-Cisadane serta Pusat Pengamatan dan Pemantauan Bendung Katulampa. Data debit air sendiri sangat penting karena merupakan salah satu syarat yang dibutuhkan untuk menentukan nilai daya yang dihasilkan oleh PLTMH (Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro).

Tabel 4.1 Data Debit Air Bendung Katulampa Bogor

Rata-Rata debit air setiap bulan dalam satu tahun yang diukur setiap 15 hari tiap bulan-nya							
Bulan		Tahun					Rata-rata per-bulan (l/dt)
		2011	2012	2013	2014	2015	
Januari	I	19811.47	9936	59566	25500	20845	34112.74667
	II	8673	15347	55700	104183	21566	
Februari	I	13302.8	10331	24044	66912	20158	22714.34923
	II	7482.692	14265	15353	36242	19053	
Maret	I	6525	15516	18571	33963	14904	15496.3125
	II	5938.125	8041	15351	16633	19521	
April	I	6016	12145	18558	18095	18326	13379.58
	II	10683.8	10331	14423	12609	12609	
Mei	I	10288	8465	17416	13985	12841	12523.4
	II	9749	8199	21550	16633	6108	
Juni	I	0	9997	13520	8921	4408	6944.7
	II	0	5019	9317	15584	2681	
Juli	I	5078.3	4770	12120	8835	2335	6869.33
	II	3284	3818	15142	11331	1980	
Agustus	I	2656	2273	16728	12326	3072	6094.7
	II	1880	1498	5143	13409	1962	
September	I	1649	1705	4570	6016	1795	3046.1
	II	2029	2196	6359	2740	1402	
Oktober	I	1650	3231	6914	2248	1344	3621.1
	II	3999	4337	7300	4082	1106	
November	I	16733	4058	11870	10347	6391	12253.5
	II	9728	13056	16022	16951	17379	
Desember	I	7775	8569	13435	7967	13868	13029.6
	II	18637	10258	16431	21526	11830	
Rata-rata per-tahun (l/dt)		7232.008	7806.708	17308.46	20293.25	9895.167	
Rata-Rata Keseluruhan (l/dt)		12507.1182					12507.1182



Gambar 4.1 Diagram debit air bulanan Bendung Katulampa Bogor

Tabel dan Grafik di atas menunjukkan nilai debit air yang mengalir di Bendung Katulampa Bogor dari tahun 2011-2015. Dari tabel dan grafik di atas bisa diketahui bahwa debit rata-rata per-bulan yang paling besar terjadi pada musim penghujan dibulan Januari yaitu sebesar 34,112.74667 L/detik sementara debit rata-rata per-bulan yang paling kecil terjadi pada musim kemarau dibulan september yaitu sebesar 3,046.1 L/detik. Untuk jumlah rata-rata debit air yang dihasilkan dalam satu tahun oleh Bendung Katulampa yaitu sebesar 12,507.1182 L/detik atau 12.5071182 m³/detik.

4.2 Tinggi Terjun (*head*)

Untuk mendapatkan tinggi terjun (*head*) pada Bendung Katulampa maka nilai tinggi total dari bendung harus dikurangi dengan tinggi pintu air bendung dan tinggi jembatan. Dari data teknis Bendung Katulampa diperoleh tinggi total bendung sebesar 9.5 meter dan tinggi pintu air yang sudah ditambahkan tinggi jembatan sebesar 3.5 meter, maka nilai tinggi terjun (*head*) didapatkan sebesar:

$$9.5 \text{ m} - 3.5 \text{ m} = 6 \text{ m}$$

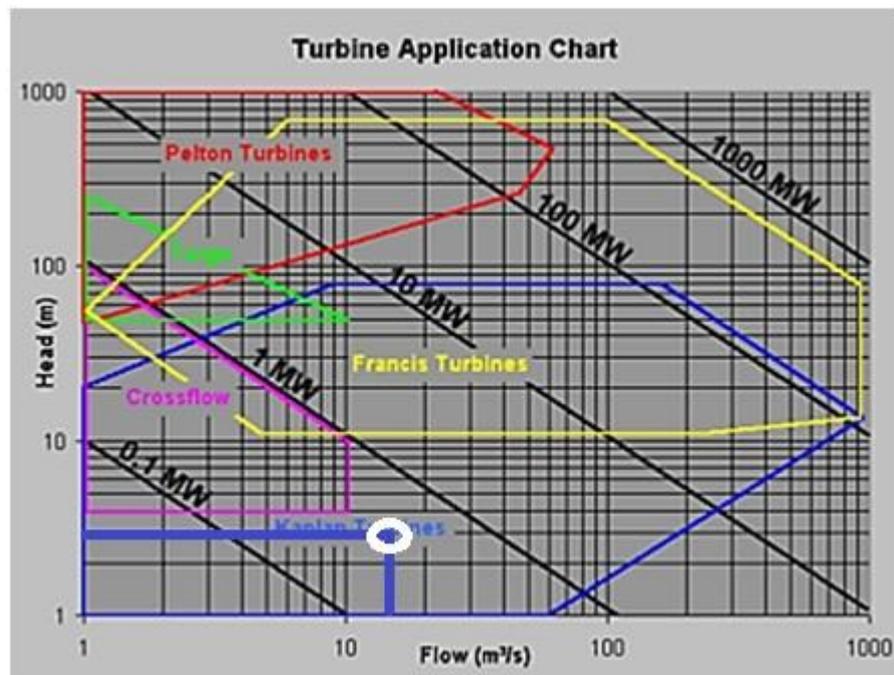
Jadi, tinggi terjun yang dimiliki oleh Bendung Katulampa sebesar 6 m.

4.3 Pemilihan Turbin Air

Pemilihan turbin air pada suatu Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) akan sangat menentukan besar daya yang dihasilkan oleh pembangkit tersebut. Pemilihan jenis turbin sendiri dapat dilakukan dengan menggunakan grafik peng-aplikasian turbin atau grafik pemilihan jenis turbin pada gambar 2.7

atau menggunakan tabel pemilihan jenis turbin pada tabel 2.1 . Sementara itu data yang telah didapatkan adalah:

- Tinggi terjun (*head*) = 6 m
- Debit air rata-rata = 12,507.1182 l/detik atau 12.5071182 m³/detik



(Sumber : Redi Guntara(Madhan Wisnu M, 2011)

Gambar 4.2 Grafik pemilihan jenis turbin

Hasil dari data tinggi terjun dan debit air rata-rata yang dimasukkan kedalam grafik pemilihan jenis turbin gambar 4.2 maka didapatkan tipe turbin air yang bisa digunakan yaitu turbin tipe kaplan dengan perkiraan daya yang dihasilkan di bawah 1 MW.

Tabel 4.2 Tabel pemilihan jenis turbin (Sumber : Hunggul,2015:19)

Jenis Turbin	High head (>30m)	Medium head	Low head (<10 m)
Turbin Impuls	Pelton Turgo	Crossflow Multi Jet Pelton Turgo	Crossflow
Turbin Reaksi		Francis	Propeller Kaplan

Sementara itu bila data yang ada dimasukkan kedalam tabel pemilihan jenis turbin tabel 4.2 maka akan didapatkan tipe turbin yang dapat digunakan pada pembangkit yaitu tipe crossflow dan kaplan.

Setelah melakukan pencarian dengan menggunakan dua jenis metode pemilihan tipe turbin yang dapat digunakan pada pembangkit, maka telah ditentukan tipe turbin yang akan digunakan adalah tipe turbin kaplan. Mengapa demikian, karena tipe turbin kaplan keluar sebagai hasil dari tipe turbin yang dapat digunakan pada kedua metode baik menggunakan metode grafik pada gambar 4.2 maupun dengan menggunakan metode tabel pada tabel 4.2 .

4.4 Penentuan Nilai Efisiensi Sistem Mikrohidro

Nilai efisiensi pada suatu sistem mikrohidro sangat diperlukan karena berperan dalam menentukan besar daya yang dihasilkan oleh pembangkit. Nilai efisiensi pada sistem mikrohidro sendiri terdiri dari:

- Nilai efisiensi turbin

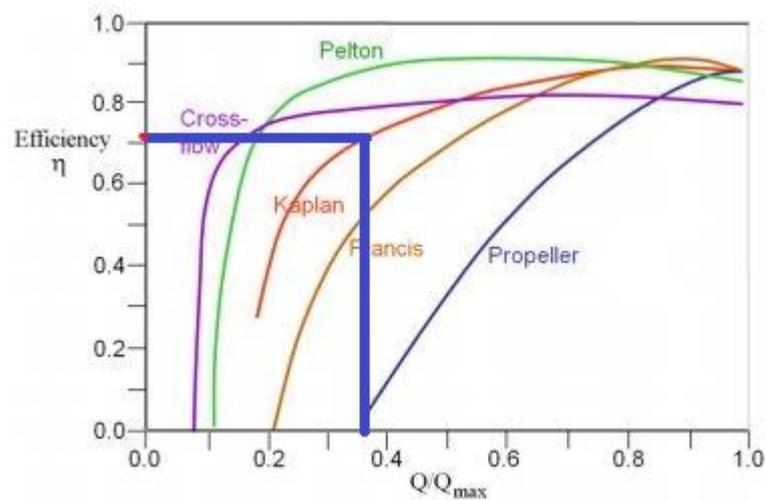
Untuk mengetahui besar nilai efisiensi turbin air maka dibutuhkan:

- Tipe turbin yang akan digunakan
- Besar debit rata-rata yang dilambangkan oleh Q (m^3/s) dibagi oleh besar debit air maksimum yang dilambangkan oleh Q_{max} (m^3/s)

Sementara itu, data yang telah didapatkan adalah:

- Tipe turbin yang digunakan = Tipe turbin Kaplan
- $Q/Q_{\text{max}} = 12.5071182 \text{ m}^3/\text{s} / 34.11274667 \text{ m}^3/\text{s} = 0.366$

Setelah data yang dibutuhkan untuk mencari nilai efisiensi turbin terpenuhi maka bisa dilakukan penentuan nilai efisiensi turbin dengan menggunakan grafik nilai efisiensi turbin pada gambar 2.8



(Sumber : Marco Sinagra, 2013)

Gambar 4.3 Grafik nilai efisiensi turbin

Dari gambar grafik diatas didapatkan nilai efisiensi turbin sekitar 0.72 atau 72% dengan tipe turbin yang digunakan yaitu turbin kaplan dan Q/Q_{max} sebesar 0.366.

- Nilai efisiensi Generator

Untuk nilai efisiensi generator diketahui dari buku *Hydro Design Manual: A Guide to small – scale Waterpower Schemes* karangan Adam Harvey (didapat dari tugas akhir Menik Windiarti) dimana dijadikan sebagai acuan kasar, yaitu sebesar 85 % atau 0.85 .

Dari nilai efisiensi yang telah diketahui tersebut dilakukan perhitungan terhadap nilai efisiensi total sistem untuk mendapatkan besar nilai daya listrik total yang dapat dihasilkan. Perhitungan nilai efisiensi total sebagai berikut:

$$\begin{aligned} E_t &= 0.72 \times 0.85 \\ &= 0.612 \text{ atau } 61.2 \% \end{aligned}$$

4.5 Perhitungan Potensi Daya Mikrohidro

Dari data-data yang telah diperoleh yaitu, sebagai berikut:

- Tinggi terjun (*head*) = 6 m
- Debit rata-rata = 12.5071182 m³/s
- Nilai efisiensi total = 61.2% atau 0.612

Maka dapat diketahui potensi nilai daya yang akan dihasilkan oleh PLTMH secara manual dengan menggunakan persamaan berikut:

$$P = Q \times H \times g \times E_t$$

Dimana:

$$P = \text{tenaga yang dikeluarkan secara teoritis (kW)}$$

H = tinggi jatuh air efektif (m)

Q = debit air efektif/ debit air rata-rata (m^3/s)

g = konstanta gravitasi = $9,8 \text{ m/s}^2$

E_t = Efisiensi total

Jadi nilai daya yang bisa dihasilkan oleh PLTMH sebesar:

$$P = 12.5071182 \times 6 \times 9.8 \times 0.612$$

$$P = 450.07615269792 \text{ kW} = 450 \text{ kW}$$

4.6 Perkiraan Beban Listrik

Perkiraan beban listrik bertujuan untuk memperkirakan besar-nya beban listrik yang akan ditanggung oleh sistem PLTMH, dimana sistem tersebut ditujukan untuk melayani beban listrik di sekitar Bendung Katulampa yang sebagian besar adalah beban listrik rumah tangga serta mengetahui pola beban listrik yang ada dimana hal tersebut juga mempengaruhi kemampuan sistem PLTMH untuk memenuhi beban yang ada.

Beban listrik yang akan dijadikan sebagai bahan *sampling* dalam penelitian ini adalah beban listrik pada rumah-rumah penduduk di RT 03/RW 09 Kelurahan Katulampa. Berdasarkan informasi yang didapatkan dari ketua RT 03/RW 09, jumlah rumah penduduk yang ada sekitar 110 rumah. Sebagai bahan *sampling*, hanya diambil sekitar 10% dari total jumlah rumah penduduk yaitu sebanyak 11 rumah. Lalu untuk mendapatkan nilai *sampling* dari sebelas rumah tersebut maka setiap rumah diberikan kuisisioner yang berisikan tentang:

- Jenis peralatan listrik yang sering digunakan

- Daya (watt) dari peralatan listrik yang sering digunakan
- Jumlah dari peralatan listrik yang sering digunakan
- Waktu pemakaian dari peralatan listrik yang sering digunakan



Jurusan Teknik Elektro – Fakultas Teknik
UNIVERSITAS MUHAMMADIYAH YOGYAKARTA

Jl. Lingkar Barat, Tamantirto, Kasihan Bantul, Yogyakarta 55183, Telp. 0274-387656
(Hunting), Fax. 0274-387646, Pswt. 211

Hafiz Al Haidi - 20120120059

Bapak/Ibu yang saya hormati.

Saya selaku mahasiswa Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah Yogyakarta, dalam hal ini sedang mengadakan penelitian untuk tugas akhir. Dimana Bapak/Ibu sekalian diharapkan bisa membantu dalam penelitian tugas akhir ini, dengan cara mengisi kuisisioner berikut. Kuisisioner ini berhubungan dengan pola beban listrik dan pola pemakaian energi listrik di rumah Bapak/Ibu sekalian. Nantinya Hasil dari kuisisioner ini tidak akan dipublikasikan, melainkan untuk kepentingan penelitian tugas akhir semata.

Atas bantuan ketersediaan waktu dan kerjasamanya saya ucapkan terima kasih.

Identitas Responden

Bengkak

1. No. Responden : 3 (diisi oleh peneliti)

2. Nama Responden : Uci Sanusi

KUISISIONER POLA PEMAKAIAN BEBAN LISTRIK

PETUNJUK PENGISIAN:

Isi-lah tabel di bawah ini sesuai dengan besar dan banyaknya perangkat elektronik yang ada di rumah anda serta kira-kira waktu pemakaian perangkat elektronik dari jam berapa hingga jam berapa.

	Daya (Watt)	Jumlah	Waktu Pemakaian
Lampu 1	10	6	18 - 06



Jurusan Teknik Elektro – Fakultas Teknik
UNIVERSITAS MUHAMMADIYAH YOGYAKARTA

Jl. Lingkar Barat, Tamantirto, Kasihan Bantul, Yogyakarta 55183, Telp. 0274-387656
(Hunting), Fax. 0274-387646, Pswt. 211

Lampu 2*			
Lampu 3*			
Rice Cooker	-	-	-
Televisi 14 inch			5 pagi - 8 pagi ± 5 sore - 10 malam
Kulkas sanyo 1 pintu			24 jam
Kipas Angin	-	-	-
Setrika philips			± 1 jam 6 pagi
Peralatan Elektronik lain-nya*: kotak gaji bor	1600 220	1 1	3 jam dimulai jam 8 pagi 8-17

Catatan: *diisi bila diperlukan

Gambar 4.4 Contoh data sampel beban listrik rumah warga, halaman pertama
(atas) dan halaman kedua (bawah)

Setelah didapatkan data sampel beban listrik dari rumah-rumah yang dijadikan bahan sampel dengan cara memberikan kuisioner ke setiap rumah-rumah warga tersebut maka selanjutnya data sampel beban listrik tersebut diolah dengan cara dijadikan ke dalam beberapa tabel yang berjumlah 11 tabel sesuai jumlah sampel rumah yang diambil yaitu 11 rumah dan di dalam setiap tabel sampel besar nilai daya listrik pada waktu penggunaan yang sama dijumlahkan nilai-nya. Berikut salah satu contoh tabel dari salah satu rumah yang dijadikan sampel beban listrik.

Tabel 4.3 Contoh salah satu tabel dari salah satu rumah warga yang dijadikan sampel beban listrik

Profil Beban Listrik Rumah Tangga 3 dan Bengkel Alumunium							
Jam	Lampu 10W	Televisi	Kulkas	Setrika	Koting Gergaji	Bor	Watt
00:00-01:00	3x10		1x74				104
01:00-02:00	3x10		1x74				104
02:00-03:00	3x10		1x74				104
03:00-04:00	3x10		1x74				104
04:00-05:00	3x10		1x74				104
05:00-06:00	3x10	1x50	1x74				154
06:00-07:00		1x50	1x74	1x300			424
07:00-08:00		1x50	1x74				124
08:00-09:00			1x74		1x1050	1x220	1344
09:00-10:00			1x74		1x1050	1x220	1344
10:00-11:00			1x74		1x1050	1x220	1344
11:00-12:00			1x74			1x220	294
12:00-13:00			1x74			1x220	294
13:00-14:00			1x74			1x220	294
14:00-15:00			1x74			1x220	294
15:00-16:00			1x74			1x220	294
16:00-17:00			1x74			1x220	294
17:00-18:00	6x10	1x50	1x74				184
18:00-19:00	6x10	1x50	1x74				184
19:00-20:00	6x10	1x50	1x74				184
20:00-21:00	6x10	1x50	1x74				184
21:00-22:00	6x10	1x50	1x74				184
22:00-23:00	3x10		1x74				104
23:00-00:00	3x10		1x74				104

Setelah 11 sampel beban listrik dijadikan kedalam tabel-tabel dan besar nilai daya listrik pada waktu penggunaan yang sama dijumlahkan maka selanjutnya data pada tabel-tabel tersebut digabungkan kedalam satu tabel dan besar nilai daya listrik yang sudah dijumlahkan disetiap waktu penggunaan akan dirata-ratakan dengan besar nilai daya listrik yang sudah dijumlahkan disetiap waktu pada tabel sampel lain-nya. Berikut tabel rata-rata perhitungan besar nilai daya listrik dari tabel-tabel sampel disetiap waktu-nya.

Tabel 4.4 Rata-rata besar nilai daya listrik dari 11 sampel disetiap waktu-nya

Jam	Penggunaan Daya Listrik Pada Sampel 11 Rumah (Watt)											Jumlah 11 rumah (Watt)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
00:00-01:00	218	104	458	169	312	241	164	257	104	305	242	2574
01:00-02:00	218	104	458	169	312	241	164	257	104	305	242	2574
02:00-03:00	218	104	458	169	312	241	164	257	104	305	242	2574
03:00-04:00	218	104	458	169	312	241	164	257	104	305	242	2574
04:00-05:00	218	104	458	169	312	241	164	257	104	305	242	2574
05:00-06:00	218	154	608	169	312	241	164	257	104	305	242	2774
06:00-07:00	178	424	368	151	215	345	124	199	469	215	137	2825
07:00-08:00	120	124	368	151	215	345	124	199	151	565	137	2499
08:00-09:00	120	1344	310	174	215	695	869	199	151	615	60	4752
09:00-10:00	520	1344	510	174	235	345	201	199	151	273	60	4012
10:00-11:00	598	1344	510	174	630	345	201	379	151	273	60	4665
11:00-12:00	278	294	160	174	312	345	201	379	151	323	60	2677
12:00-13:00	278	294	310	174	312	345	201	379	151	323	110	2877
13:00-14:00	278	294	310	174	312	345	201	379	151	323	110	2877
14:00-15:00	278	294	310	174	312	345	201	379	151	323	110	2877
15:00-16:00	278	294	310	174	292	345	201	779	151	323	505	3652
16:00-17:00	278	294	310	174	292	345	201	379	151	323	187	2934
17:00-18:00	278	184	710	569	422	345	869	379	151	683	187	4777
18:00-19:00	700	184	713	196	542	431	411	437	191	387	367	4559
19:00-20:00	358	184	713	196	542	431	411	437	191	387	367	4217
20:00-21:00	358	184	713	196	542	431	411	437	191	387	317	4167
21:00-22:00	358	184	563	169	312	371	411	657	181	323	317	3846
22:00-23:00	218	104	458	169	312	371	291	257	181	305	242	2908
23:00-00:00	218	104	458	169	312	371	291	257	181	305	242	2908

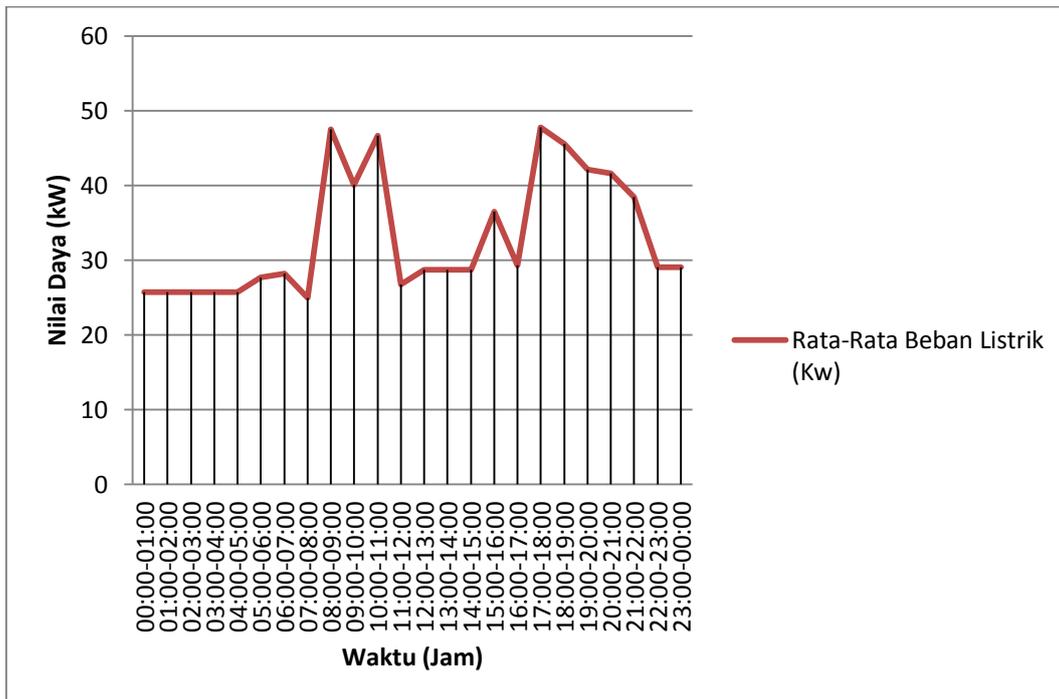
Setelah didapatkan besar nilai daya listrik rata-rata dari 11 sampel rumah warga pada tabel 4.4 maka hal selanjut-nya yang dilakukan adalah mencari besar nilai daya listrik dari 110 rumah yang ada pada RT 03/RW 09 yaitu dengan cara sebagai berikut:

Besar nilai daya listrik 110 rumah = Konsumsi daya listrik 1 rumah x 110 rumah

Dan berikut tabel besar nilai daya listrik rata-rata 110 rumah

Tabel 4.5 Besar nilai rata-rata penggunaan listrik rumah RT 03/RW 09 Kelurahan Katulampa

Sampel Penggunaan Listrik Rumah RT 03 RW 09 Kelurahan Katulampa						
Konsumsi Listrik 1 Rumah				Konsumsi Listrik 110 Rumah		
Jam	Rata-Rata (Watt)	Rata-Rata (KW)		Jam	Rata-Rata (Watt)	Rata-Rata (KW)
00:00-01:00	234	0.234		00:00-01:00	25740	25.74
01:00-02:00	234	0.234		01:00-02:00	25740	25.74
02:00-03:00	234	0.234		02:00-03:00	25740	25.74
03:00-04:00	234	0.234		03:00-04:00	25740	25.74
04:00-05:00	234	0.234		04:00-05:00	25740	25.74
05:00-06:00	252.1818	0.252182		05:00-06:00	27740	27.74
06:00-07:00	256.8182	0.256818		06:00-07:00	28250	28.25
07:00-08:00	227.1818	0.227182		07:00-08:00	24990	24.99
08:00-09:00	432	0.432		08:00-09:00	47520	47.52
09:00-10:00	364.7273	0.364727		09:00-10:00	40120	40.12
10:00-11:00	424.0909	0.424091		10:00-11:00	46650	46.65
11:00-12:00	243.3636	0.243364		11:00-12:00	26770	26.77
12:00-13:00	261.5455	0.261545		12:00-13:00	28770	28.77
13:00-14:00	261.5455	0.261545		13:00-14:00	28770	28.77
14:00-15:00	261.5455	0.261545		14:00-15:00	28770	28.77
15:00-16:00	332	0.332		15:00-16:00	36520	36.52
16:00-17:00	266.7273	0.266727		16:00-17:00	29340	29.34
17:00-18:00	434.2727	0.434273		17:00-18:00	47770	47.77
18:00-19:00	414.4545	0.414455		18:00-19:00	45590	45.59
19:00-20:00	383.3636	0.383364		19:00-20:00	42170	42.17
20:00-21:00	378.8182	0.378818		20:00-21:00	41670	41.67
21:00-22:00	349.6364	0.349636		21:00-22:00	38460	38.46
22:00-23:00	264.3636	0.264364		22:00-23:00	29080	29.08
23:00-00:00	264.3636	0.264364		23:00-00:00	29080	29.08



Gambar 4.5 Grafik harian pemakaian listrik 110 rumah

Dari Tabel 4.5 dan Gambar 4.5 diatas didapatkan beban puncak pemakaian listrik terjadi sekitar jam 17.00 - 18.00 yaitu sekitar 47.77, hal ini bisa terjadi dikarenakan jam-jam tersebut adalah jam istirahat warga serta bertambah-nya beban listrik dikarenakan mulai memasuki waktu malam. Sedangkan untuk beban terendah pemakaian listrik terjadi sekitar jam 00.00 - 05.00 yaitu sekitar 25.74, dimana warga pada kisaran jam tersebut tidak terlalu banyak beraktivitas yang banyak menggunakan beban listrik.

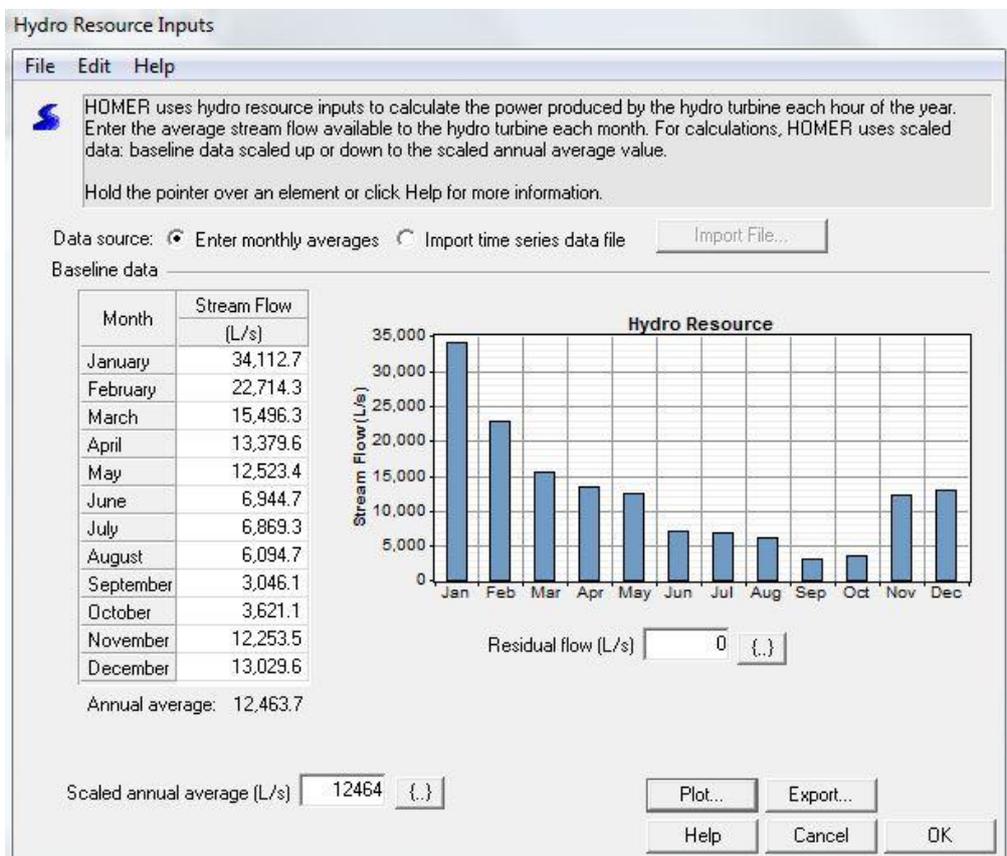
4.7 Perancangan Sistem Pada HOMER

Perancangan sistem pada *software* HOMER bertujuan untuk mengetahui daya yang dihasilkan oleh sistem PLTMH, kemudian hasil daya tersebut akan

dianalisa dengan besar beban yang terpasang dan biaya investasi pembangunan sistem serta lama balik modal dari biaya yang diinvestasikan.

4.7.1 Sumber Debit Air

Sumber debit air yang telah didapat sebelum-nya yaitu pada tabel 4.1, dimasukkan kedalam *software* HOMER melalui bagian menu *Hydro Resource* setelah sebelumnya memilih sistem yang akan digunakan yaitu sistem *Hydro*.



Gambar 4.6 Tampilan masukan nilai debit air pada *software* HOMER

Gambar diatas merupakan tampilan dari program HOMER dimana nilai dari debit air harus dimasukkan. Pada tampilan program HOMER tersebut tepampang bahwa nilai debit yang paling besar terdapat pada

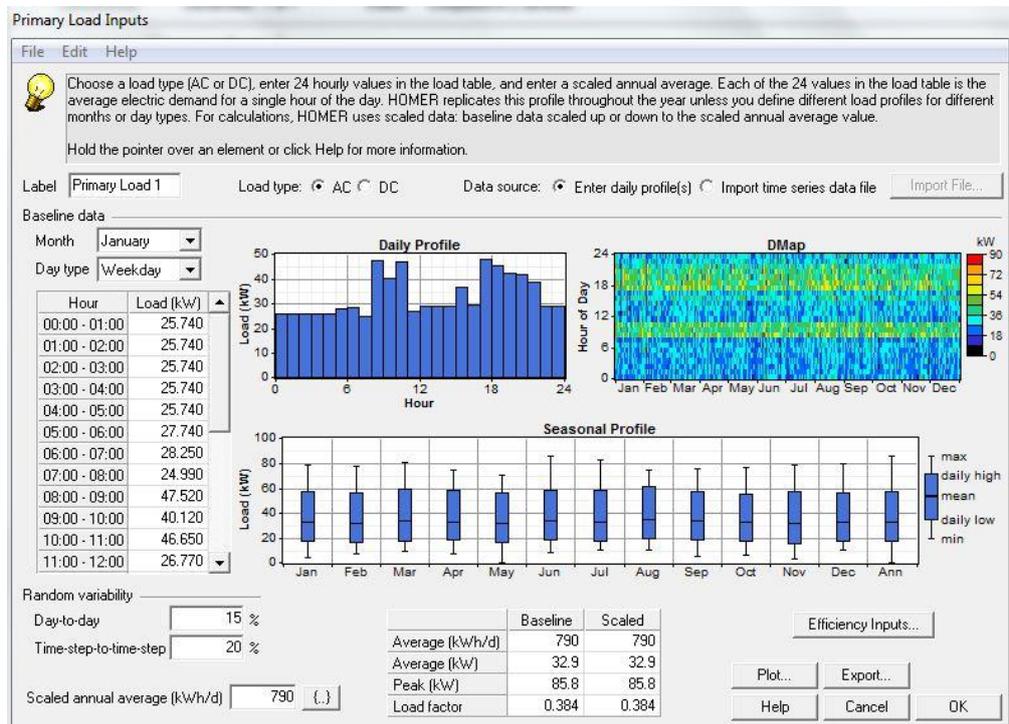
bulan januari yaitu sebesar 34,112.7 L/s atau L/detik sedangkan nilai debit air yang paling kecil terdapat pada bulan september yaitu sebesar 3,046.1 L/s atau L/detik dan nilai rata-rata debit air selama satu tahun sebesar 12,464 L/s atau L/detik.

Dari Ketiga nilai tersebut terlihat memiliki perbedaan dari nilai pada data yang telah didapat. Hal ini dikarenakan adanya sistem pembulatan pada *software* HOMER yang mana sistem pembulatan ini akan berdampak kepada nilai hasil perhitungan *software* HOMER lainnya seperti nilai daya listrik yang dihasilkan oleh sistem PLTMH karena nilai debit air adalah salah satu variabel yang diperlukan untuk mencari besar nilai daya listrik.

4.7.2 Simulasi Beban Listrik

Simulasi Beban Listrik berfungsi sebagai sebuah simulasi yang dilakukan terhadap beban listrik, dimana beban listrik tersebut akan dipakai menjadi beban pada sistem pembangkit. Hal ini bertujuan untuk mengetahui seberapa besar beban listrik yang bisa ditanggung oleh sistem PLTMH serta pola beban listrik yang ada.

Data beban listrik yang digunakan pada simulasi ini adalah data beban listrik pada rumah-rumah penduduk di RT 03/RW 09 Kelurahan Katulampa yang sudah didapat sebelumnya yaitu pada Tabel 4.5 yang selanjutnya dimasukkan kedalam *software* HOMER melalui bagian menu *Load*.



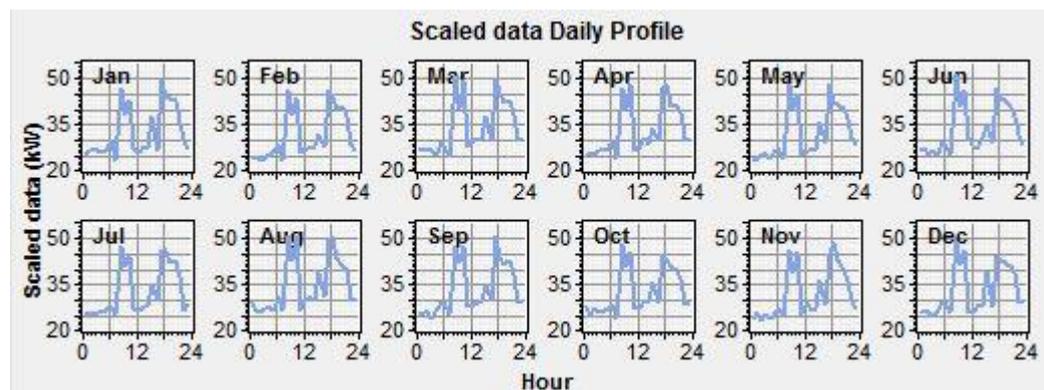
Gambar 4.7 Tampilan masukan beban listrik pada software HOMER

Gambar 4.7 di atas menunjukkan tampilan tempat untuk memasukkan nilai beban listrik yang akan digunakan pada simulasi beban listrik pada *software* HOMER. Data beban listrik yang dimasukkan yaitu data beban dari jam 00:00 hingga kembali ke jam 00:00. Pada simulasi beban listrik dengan *software* HOMER ini diasumsikan memiliki *random variability* harian sebesar 15% dengan *time to step* sebesar 20% dimana hal tersebut sesuai dengan petunjuk penggunaan *software* HOMER *Energy*.

Setelah data tersebut dimasukkan maka didapatkan hasil perhitungan yang dilakukan HOMER, yaitu:

- Nilai rata-rata energi listrik selama satu hari : 790 kWh/d
- Nilai daya rata-rata : 32.9 kW

- Nilai daya tertinggi : 85.8 kW
- Faktor beban : 0.384
- Profil beban listrik per jam setiap bulan dalam satu tahun



Gambar 4.8 Profil beban listrik per jam setiap bulan dalam satu tahun

Hasil dari perhitungan yang telah dilakukan oleh *software* HOMER tersebut akan berpengaruh terhadap nilai konsumsi daya listrik yang dipengaruhi oleh lama waktu penggunaan dan lama dari balik modal karena pemasukan yang diterima sistem pembangkit sangat tergantung pada beban listrik yang ada.

4.7.3 Perancangan Sistem Mikrohidro

Pada perancangan sistem mikrohidro dengan *software* HOMER dibutuhkan beberapa variabel, yaitu:

- Nilai ekonomi meliputi:
 - Biaya investasi sistem (\$) yaitu biaya yang digunakan untuk pembangunan sistem pembangkit.

- Biaya penggantian (\$) yaitu biaya yang digunakan bila sistem pembangkit membutuhkan adanya pergantian perangkat.
- Biaya O&M (*Operational & Maintenance*) (\$/yr) yaitu biaya yang digunakan untuk operasi dan perawatan pada sistem pembangkit yang dikeluarkan setiap tahun-nya.
- Umur (*years*) dimana lama waktu dari proyek pembangkit tercukupi.
- Nilai pada turbin meliputi:
 - Tinggi jatuh efektif (m) yaitu ketinggian yang digunakan pada sistem PLTMH.
 - Desain aliran air (L/s) yaitu aliran air yang digunakan pada sistem PLTMH.
 - Nilai ratio aliran air minimal (%) yaitu ratio minimal air yang digunakan untuk PLTMH.
 - Nilai ratio aliran air maksimum (%) yaitu ratio maksimum air yang digunakan untuk PLTMH.
 - Efficiency (%) yaitu nilai keeffisinsian dari turbin pada sistem PLTMH.
- Nilai pemasukan pada pipa pesat yang berupa nilai pengaruh pipa terhadap debit air yang masuk dalam *percent* (%)
- Pertimbangan sistem yaitu mensimulasikan sistem baik dengan atau tidak dengan sistem *hydro*.

Hydro Inputs

File Edit Help

HOMER models run-of-river hydro installations. Enter the capital cost, available head, and turbine design flow rate. For Economics values, include the civil works and all costs associated with the hydro system. HOMER calculates the nominal power from the available head, design flow rate, and efficiency. Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Economics

Capital cost (\$) 950642 {}

Replacement cost (\$) 665450 {}

O&M cost (\$/yr) 38026 {}

Lifetime (years) 10 {}

Turbine

Available head (m) 6 {} Nominal power: 449 kW

Design flow rate (L/s) 12464 {}

Minimum flow ratio (%) 50 {} Generator type AC DC

Maximum flow ratio (%) 110 {}

Efficiency (%) 61.2 {}

Intake pipe

Pipe head loss (%) 15 {} Pipe Head Loss Calculator...

Systems to consider

Simulate systems both with and without the hydro turbine

Include the hydro turbine in all simulated systems

Help Cancel OK

Gambar 4.9 Tampilan masukan sistem hydro

Gambar 4.9 memperlihatkan tampilan pada *software* HOMER untuk memasukan nilai pada variabel-variabel yang dibutuhkan untuk sistem PLTMH.

Pada variabel turbin, nilai yang dibutuhkan sudah ada sebelum-nya pada bagian perhitungan daya yang dihasilkan PLTMH menggunakan metode manual. Hanya saja bila dihitung dengan metode manual besar daya yang dihasilkan sekitar 450 kW sedikit berbeda dengan besar daya

yang dihasilkan oleh *software* HOMER yaitu sebesar 449 kW. Hal tersebut bisa terjadi dikarenakan adanya pembulatan yang dilakukan *software* HOMER pada bagian nilai debit air yang digunakan sistem pembangkit yang berakibat kepada besar daya listrik yang dihasilkan karena debit air adalah salah satu variabel yang harus terpenuhi untuk mencari nilai daya listrik.

Pada variabel ekonomi, nilai-nilai yang dibutuhkan dapat dicari menggunakan metode berikut ini:

- Biaya Investasi sistem PLTMH dapat dicari menggunakan skema Layman yang terdapat dalam *Layman's Guide to Small Hydropower*

Plant capacity (kW)		cost (ECU)	
250	>P> 200	200 x 2250	+ balance x 2250 x 0,548165
500	>P> 250	250 x 2050	+ balance x 2050 x 0.824336
1000	>P> 500	500 x 1870	+ balance x 1870 x 0,817034
2000	>P> 1000	1000 x 1700	+ balance x 1700 x 0.765111
5000	>P> 2000	2000 x 1500	+ balance x 1500 x 0.777918
10000	>P> 5000	5000 x 1300	+ balance x 1300 x 0,661133

Gambar 4.10 Skema Layman's

- Biaya penggantian pada sistem dapat dicari dengan asumsi biaya sebesar 70% dari biaya investasi awal. Mengapa demikian karena komponen pada sistem PLTMH tidak diganti secara menyeluruh, masih ada komponen yang bisa digunakan kembali dan biaya penggantian ini muncul ketika sistem telah berjalan selama tahun yang telah ditentukan.

- Biaya O&M (*Operational & Maintenance*) dapat dicari sesuai dengan perhitungan yang terdapat pada *Layman's Guide to Small Hydropower* yaitu 4% dari biaya investasi, maka biaya tersebut menjadi biaya O&M seperti gaji pegawai dan pemeliharaan komponen pembangkit.
- Nilai lama umur tercukupi-nya sistem pembangkit ditentukan sesuai dengan ketentuan yang diinginkan pada proyek sistem pembangkit tersebut.

Setelah mengetahui metode yang digunakan untuk mencari nilai-nilai pada variabel ekonomi maka didapatkan hasil-nya pada tabel 4.6 .

Tabel 4.6 Perhitungan besar nilai pada variabel ekonomi

Perhitungan Besar Nilai Pada Variabel Ekonomi	
Nilai pada variabel ekonomi dengan besar daya 449 kW (Perhitungan HOMER)	Nilai pada variabel ekonomi dengan besar daya 450 kW (Perhitungan manual)
<p style="text-align: center;">Biaya Investasi</p> Dengan menggunakan skema Layman maka untuk daya 449 kW masuk pada kapasitas 500>P>250 maka nilai investasi sebesar: $449 - 250 = 119$ $(250 \times 2050) + (119 \times 2050 \times 0.824336)$	<p style="text-align: center;">Biaya Investasi</p> Dengan menggunakan skema Layman maka untuk daya 450 kW masuk pada kapasitas 450>P>250 maka nilai investasi sebesar: $450 - 250 = 200$ $(250 \times 2050) + (200 \times 2050 \times 0.824336)$

Perhitungan Besar Nilai Pada Variabel Ekonomi	
<p>= 848,787.9 EU_p</p> <p>Dengan nilai a</p> <p>1 EU = US\$ 1.12 Konverter EU_d</p> <p>(18 September 2016) a</p> <p>848,787.9 x 1.12</p> <p>= 950642.4 t</p> <p>= US\$ 950,642 a</p> <p>atau sebesar b</p> <p>950642.4 / 449 e</p> <p>= US\$ 2,117/kW daya terpasang l</p>	<p>= 850,477.8 EU</p> <p>Dengan nilai</p> <p>1 EU = US\$ 1.12 Konverter EU</p> <p>(18 September 2016)</p> <p>850,477.8 x 1.12</p> <p>= 952535.1</p> <p>= US\$ 952,535</p> <p>atau sebesar</p> <p>952535.1 / 450</p> <p>= US\$ 2,121/kW daya terpasang</p>
<p style="text-align: center;">Biaya Penggantian</p> <p>Dengan asumsi 70% dari biaya 4 investasi</p> <p>70% x 950,642 4</p> <p>= 665449.7</p> <p>= US\$ 665,450 n</p>	<p style="text-align: center;">Biaya Penggantian</p> <p>Dengan asumsi 70% dari biaya investasi</p> <p>70% x 952,535</p> <p>= 666774.6</p> <p>= US\$ 666,775</p>
<p style="text-align: center;">Biaya O&M</p> <p>4% dari biaya investasi l</p> <p>4% x 950,642 a</p> <p>= 38025.7 i</p> <p>= US\$ 38,026 -</p>	<p style="text-align: center;">Biaya O&M</p> <p>4% dari biaya investasi</p> <p>4% x 952,535</p> <p>= 38101.4</p> <p>= US\$ 38,101</p>

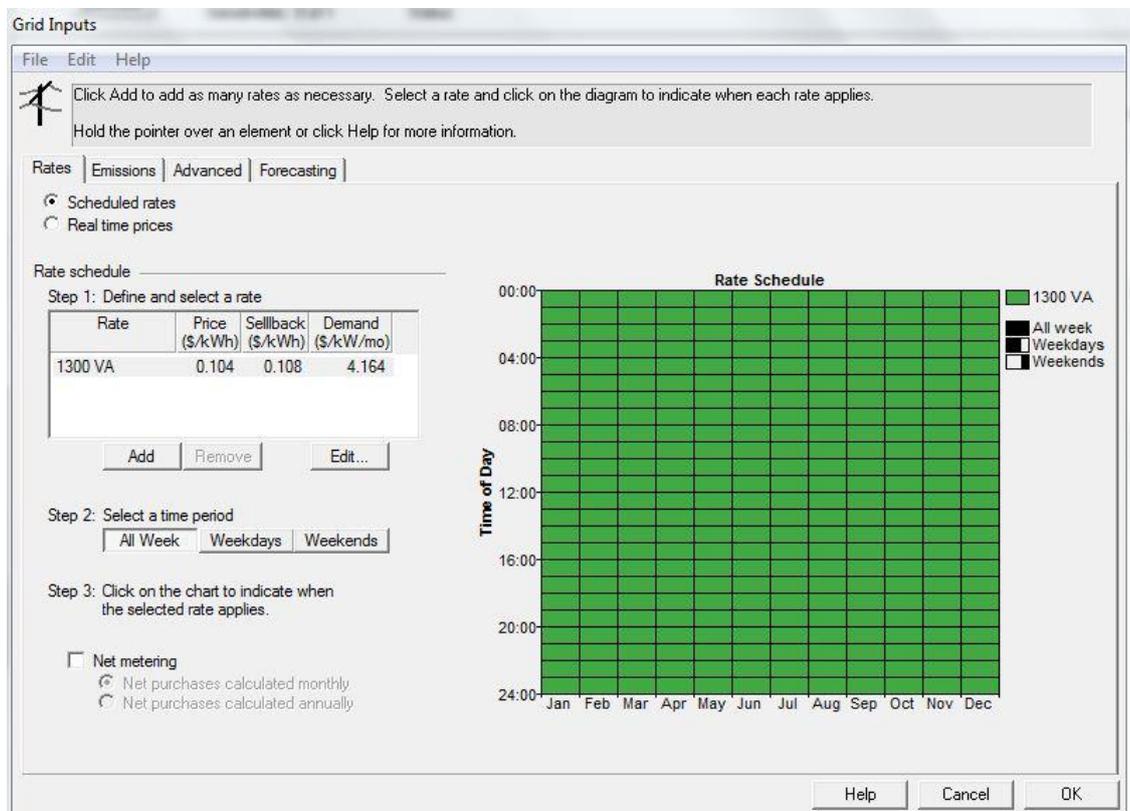
nilai pada variabel ekonomi dibagi menjadi dua jenis yaitu jenis dengan besar daya 449 kW (perhitungan HOMER) dan jenis dengan besar daya 450 kW (perhitungan manual). Hal tersebut terjadi karena perhitungan awal yaitu besar nilai yang diinvestasikan pada pembangkit nilai-nya akan mempengaruhi nilai lain-nya seperti nilai penggantian dan nilai O&M dimana kedua nilai tersebut sangat bergantung terhadap nilai investasi.

4.7.4 Koneksi Grid

Simulasi perancangan sistem PLTMH dengan koneksi grid bertujuan untuk menentukan komposisi terbaik antara sistem PLTMH dengan sistem PLN. Sehingga diharapkan ketika pasokan listrik dari PLTMH berkurang akibat musim kemarau yang menyebabkan air pada Bendung Katulampa surut PLN bisa memasok listrik pada beban listrik atau pelanggan listrik agar pasokan listrik tetap terjaga. Begitu pun sebaliknya bila sistem PLTMH mengalami kelebihan energi listrik maka energi tersebut dapat dijual ke PLN. Hal tersebut sesuai Peraturan Menteri ESDM nomor 04 tahun 2012 dimana *“PLN wajib menggunakan energi terbarukan skala kecil sampai dengan menengah dengan kapasitas sampai dengan 10 MW atau kelebihan tenaga listrik (excess power) dari badan usaha milik negara, badan usaha milik daerah, badan usaha swasta, koperasi dan swadaya masyarakat guna memperkuat sistem penyediaan tenaga listrik setempat”*.

Untuk melakukan simulasi sistem PLTMH dengan koneksi grid pada *software* HOMER maka diperlukan beberapa variabel yang harus terpenuhi seperti:

- Nilai harga (\$/kWh) yaitu nilai pembelian energi listrik dari PLN.
- Nilai jual (\$/kWh) yaitu nilai jual energi listrik dari sistem pembangkit kepada konsumen.
- Nilai permintaan (\$/kW/month) yaitu nilai yang diberikan oleh pihak yang berwenang dalam hal ini PLN di setiap adanya puncak permintaan energi listrik atau permintaan energi listrik maksimum selama satu bulan.



Gambar 4.11 Tampilan masukan koneksi grid

Gambar 4.11 merupakan gambar dari tampilan *software* HOMER dimana nilai dari variabel harga, jual dan permintaan dimasukkan. Nilai dari variabel-variabel tersebut didapatkan dengan cara berikut:

- Nilai harga beli energi listrik dari PLN didapatkan sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM No 31 Tahun 2014 tentang Tarif Tenaga Listrik Yang disediakan oleh PT Perusahaan Listrik Negara (persero) (PLN), tarif listrik untuk keperluan rumah tangga dimana pada penelitian ini besar daya yang digunakan adalah 1300 VA maka dari itu biaya yang telah ditetapkan sebesar RP 1352/kWh atau US\$ 0.104/kWh (24 september 2016).
- Nilai jual energi listrik didapatkan sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM No 19 Tahun 2015 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Air dengan Kapasitas sampai dengan 10 MW (sepuluh mega watt) oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (PLN). Di dalam peraturan tersebut menyebutkan “*Harga pembelian tenaga listrik dari PLTA yang memanfaatkan tenaga air dari waduk/bendungan atau saluran irigasi yang pembangunannya bersifat multiguna*” untuk wilayah Jawa, Bali, dan Madura dikenakan biaya US\$ 0.108/kWh.
- Nilai permintaan didapatkan sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM No 31 Tahun 2014 tentang Tarif Tenaga Listrik Yang

disediakan oleh PT Perusahaan Listrik Negara (persero) (PLN), dimana di setiap permintaan puncak energi listrik ditiap bulannya dikenakan biaya yang didapat dari perhitungan berikut:

$$\text{Biaya puncak} = 40 (\text{Jam nyala}) \times \text{Daya tersambung (kVA)} \times \text{Biaya pemakaian}$$

Dimana daya tersambung sebesar $100 \text{ kW} = 125 \text{ kVA}$ (asumsi faktor daya = 0.8), maka didapatkan:

$$\text{Biaya puncak} = 40 \times 125 \times 1352$$

$$\text{Biaya puncak} = \text{Rp } 6,760,000/\text{kVA/Bulan} = \text{US\$ } 520.52/\text{kVA/Bulan}$$

Akan tetapi nilai harga tersebut masih dalam bentuk kVA dimana dikonversikan kedalam kW menjadi sebesar $\text{US\$ } 4.16416/\text{kW/Bulan}$.

Nilai pada variabel-variabel dalam koneksi grid tersebut nantinya akan mempengaruhi hal lain-nya seperti besarnya biaya pemasukan yang didapat dari penjualan energi listrik kepada konsumen dan lama dari balik modal sistem PLTMH yang mana lama tersebut bergantung terhadap besar nilai pemasukan yaitu berupa penjualan energi listrik.

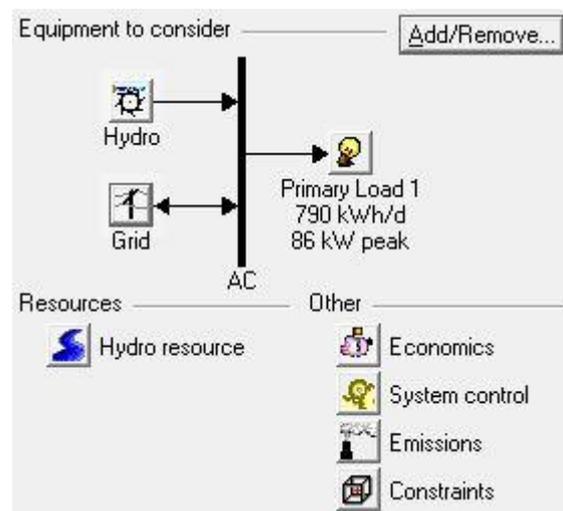
4.8 Optimasi Sistem Pada HOMER

Optimasi adalah salah satu metode untuk mendapatkan suatu hasil yang maksimal atau optimal dimana pada penelitian ini dilakukan pada sistem

pembangkit yang disimulasikan ke dalam *software* HOMER guna mencari konfigurasi sistem pembangkit yang maksimal atau optimal.

Pada optimasi sistem dengan HOMER ini hanya menggunakan nilai pada variabel ekonomi dengan besar nilai daya yang dihasilkan 449 kW, karena nilai daya tersebut adalah nilai daya hasil dari perhitungan *software* HOMER yang mana besar nilai tersebut tidak bisa diganti.

4.8.1 Hasil Konfigurasi Sistem



Gambar 4.12 Rancangan sistem PLTMH pada *software* HOMER

		Hydro (kW)		Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
		449	100		\$ 950,642	-145,647	\$ -1,102,100	-0.271	0.97
			100		\$ 0	33,879	\$ 477,489	0.117	0.00

Gambar 4.13 Hasil perhitungan konfigurasi sistem PLTMH pada *software* HOMER

Pada simulasi sistem pembangkit ini, HOMER telah melakukan dua perhitungan konfigurasi sistem, yaitu:

1. Perhitungan Konfigurasi dengan sistem PLTMH yang dikoneksi grid-kan.
2. Perhitungan Konfigurasi yang hanya menggunakan koneksi grid.

Dari kedua perhitungan konfigurasi tersebut akan dipilih konfigurasi sistem yang terbaik dimana nilai NPC (*Net Present Cost*) harus bernilai kecil. Dimana NPC sendiri adalah nilai saat ini dari semua biaya yang muncul selama masa pakai dikurangi semua pendapatan yang diperoleh selama masa pakai harus bernilai kecil. Maka didapatkan hasil konfigurasi terbaik pada tabel 4.7 .

Tabel 4.7 Hasil konfigurasi terbaik menggunakan software HOMER

Jenis	Konfigurasi	Keterangan
Hydro	449 kW	Konfigurasi menghasilkan daya sebesar 449 kW
Koneksi Grid	100 kW	Konfigurasi berlangganan PLN 100 kW
Initial Capital (\$)	950,642	Biaya investasi awal US\$ 950,642
Operating Cost (\$/yr)	-145,647	Biaya operasional setiap tahun US\$ 145,647
Total NPC (\$)	-1,102,100	Biaya pengeluaran dikurangi <i>surplus</i> US\$ -1,102,100
COE (\$/kWh)	-0.271	Rata-rata listrik yang dihasilkan sebesar \$ -0.271/kWh
Renewable Freq	0.97	Konfigurasi 0.97

4.8.2 Analisa Kelistrikan

Tabel 4.8 Hasil electrical sistem pembangkit menggunakan software HOMER

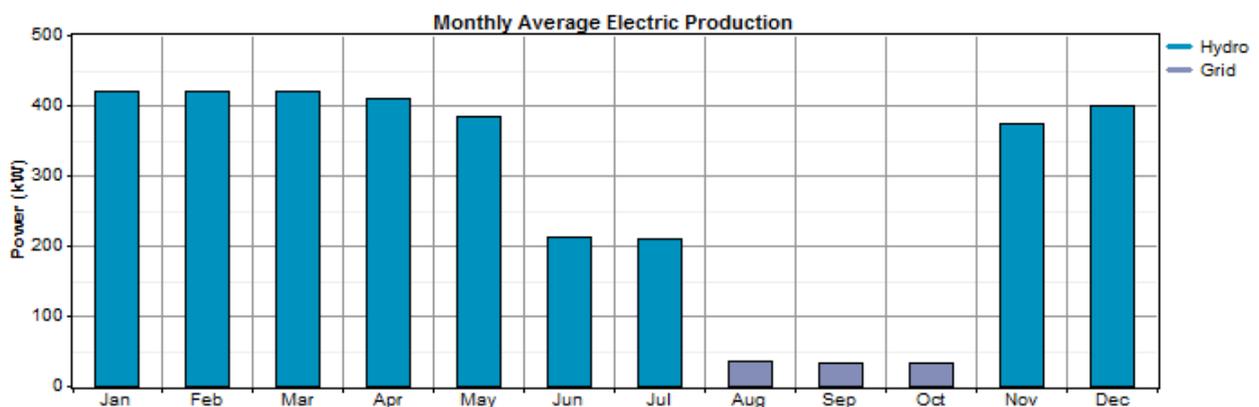
Production		kWh/yr	%	Consumption		kWh/yr	%	Quantity		kWh/yr	%
Hydro turbine		2,363,706	97	AC primary load		288,349	12	Excess electricity	0.00	0.00	
Grid purchases		74,151	3	Grid sales		2,149,394	88	Unmet electric load	0.00	0.00	
Total		2,437,857	100	Total		2,437,744	100	Capacity shortage	0.00	0.00	

Quantity		Value
Renewable fraction		0.970

System Architecture: 100 kW Grid
449 kW Hydro

Total NPC: \$ -1,098,126
Levelized COE: \$ -0.270/kWh
Operating Cost: \$ -145,365/yr

Cost Summary | Cash Flow | Electrical | Hydro | Grid | Emissions | Hourly Data



Gambar 4.14 Grafik produksi listrik selama satu tahun

Dari hasil simulasi pada HOMER didapatkan hasil *Electrical* atau kelistrikan sistem sebesar 2,437,857 kWh/tahun dimana terdiri dari sistem PLTMH yang membangkitkan energi listrik sebesar 2,363,706 kWh/tahun (97% dari total energi listrik yang dibangkitkan) dan sisa-nya yaitu sistem koneksi grid sebesar 74,151 kWh/tahun (3% dari total energi listrik yang dibangkitkan). Hal tersebut dapat terjadi karena energi listrik yang dihasilkan oleh sistem PLTMH dalam beberapa bulan seperti bulan Agustus, September, dan Oktober tidak bisa memenuhi kebutuhan beban

listrik yang ada yang terlihat dalam gambar grafik produksi listrik selama satu tahun pada gambar 4.14 , karena disebabkan pada bulan-bulan tersebut kemungkinan air tidak bisa digunakan untuk sistem PLTMH karena nilai debit kecil akibat musim kemarau.

Lalu pada bagian konsumsi energi, besar energi yang dikonsumsi oleh beban listrik utama yaitu rumah-rumah penduduk di sekitar Bendung Katulampa sebesar 288,349 kWh/tahun (12% dari total energi listrik yang dibangkitkan). Sementara sisa dari energi listrik yang dibangkitkan yaitu sebesar 2,149,394 kWh/tahun (88% dari total energi listrik yang dibangkitkan) dijual kepada pihak PLN karena beban listrik utama yang wajib terpenuhi telah tercukupi.

4.8.3 Analisa Ekonomi

Dari hasil yang telah didapatkan sebelum-nya berupa besar nilai energi listrik yang dijual kepada PLN yaitu sebesar 2,149,394 kWh/tahun dan harga jual energi listrik kepada PLN sebesar US\$ 0.108 setiap 1 kWh, maka dapat dicari besar nilai jual selama setahun dengan menggunakan perhitungan berikut:

$$\text{Jual ke PLN} = \text{Energi dibangkitkan (kWh/tahun)} \times \text{harga jual/kWh}$$

$$\text{Jual ke PLN} = 2,149,394 \text{ (kWh/tahun)} \times \text{US\$ } 0.108 \text{ /kWh}$$

$$\text{Jual ke PLN} = \text{US\$ } 232,135/\text{tahun}$$

Dari perhitungan tersebut didapatkan nilai penjualan listrik kepada PLN selama satu tahun yaitu sebesar US\$ 232,135 . Kemudian untuk besar

nilai pembelian energi listrik dari PLN yaitu sebesar 74,151 kWh/tahun dan dengan harga beli sebesar US\$ 0.104 maka dapat dicari nilai pembelian selama satu tahun dengan menggunakan perhitungan berikut:

$$\text{Beli dari PLN} = \text{Energi dibeli (kWh/tahun)} \times \text{harga beli/kWh}$$

$$\text{Beli dari PLN} = 74,151 \text{ (kWh/tahun)} \times \text{US\$ } 0.104 \text{ /kWh}$$

$$\text{Beli dari PLN} = \text{US\$ } 7,712/\text{tahun}$$

Dari perhitungan tersebut didapatkan nilai pembelian dari PLN selama satu tahun sebesar US\$ 7,712. Setelah mengetahui nilai transaksi yang dilakukan kepada PLN, maka dapat dicari besar dari nilai *surplus*. *Surplus* sendiri adalah keuntungan bersih yaitu nilai penjualan yang telah dikurangi dengan nilai pembelian kepada PLN, dimana bisa didapatkan dengan perhitungan berikut:

$$\text{Surplus} = \text{Nilai Jual} - \text{Nilai Beli}$$

$$\text{Surplus} = \text{US\$ } 232,135/\text{tahun} - \text{US\$ } 7,712/\text{tahun}$$

$$\text{Surplus} = \text{US\$ } 224,423 \text{ /tahun}$$

Setelah dilakukan perhitungan maka didapatkan hasil *surplus* selama satu tahun yaitu sebesar US\$ 224,423 dan berikut adalah tabel perhitungan yang telah dilakukan oleh *software* HOMER mengenai transaksi energi listrik pada koneksi grid.

Tabel 4.9 Transaksi energi listrik pada koneksi grid

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	0	288,113	-288,113	0	-31,116	0
Feb	0	260,885	-260,885	0	-28,176	0
Mar	0	287,041	-287,041	0	-31,000	0
Apr	0	271,113	-271,113	0	-29,280	0
May	0	261,517	-261,517	0	-28,244	0
Jun	0	129,068	-129,068	0	-13,939	0
Jul	0	132,262	-132,262	0	-14,284	0
Aug	25,810	0	25,810	74	2,684	309
Sep	24,040	0	24,040	75	2,500	313
Oct	24,301	0	24,301	76	2,527	318
Nov	0	247,038	-247,038	0	-26,680	0
Dec	0	272,358	-272,358	0	-29,415	0
Annual	74,151	2,149,394	-2,075,243	76	-224,423	940

Adanya transaksi jual beli dengan grid PLN dapat memberikan dampak baik pada sistem PLTMH dimana ketika terjadi kekurangan pasokan energi listrik sistem bisa membeli energi listrik dari grid PLN dan ketika mengalami kelebihan energi listrik sistem bisa menjual kepada PLN. Dimana hasil keuntungan dari penjualan energi listrik tersebut dapat mempengaruhi lama dari balik modal sistem PLTMH tersebut yang bisa diketahui dengan perhitungan sebagai berikut:

$$\text{Lama balik modal} = \text{Nilai investasi} / \text{surplus}$$

$$\text{Lama balik modal} = \text{US\$ } 950,642 / \text{US\$ } 224,423$$

$$\text{Lama balik modal} = 4.23 \text{ tahun}$$

Dari hasil perhitungan tersebut didapatkan berapa lama untuk mengembalikan modal atau nilai investasi yang dikeluarkan untuk sistem PLTMH yaitu selama 4.23 tahun, akan tetapi lama dari balik modal

tersebut belum mengikut sertakan biaya O&M dan biaya beban puncak per bulan selama satu tahun. Maka dari itu untuk mengetahui lama dari balik modal yang sesungguhnya biaya *surplus* tersebut harus dikurangi biaya O&M dan biaya beban puncak per bulan selama satu tahun yang perhitungannya adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Surplus total} &= \text{surplus} - \text{O\&M} - \text{total nilai permintaan energi listrik} \\
 &\quad \text{maksimal selama satu tahun (Demand Charge)} \\
 &= \text{US\$ } 224,423/\text{tahun} - \text{US\$ } 38,026/\text{tahun} - \text{US\$ } 940/\text{tahun} \\
 &= \text{US\$ } 185,457/\text{tahun}
 \end{aligned}$$

Setelah diketahui nilai *surplus* total maka lama dari balik modal sistem PLTMH menjadi:

$$\text{Lama balik modal} = \text{Nilai investasi} / \text{surplus}$$

$$\text{Lama balik modal} = \text{US\$ } 950,642 / \text{US\$ } 185,457/\text{tahun}$$

$$\text{Lama balik modal} = 5.125 \text{ tahun}$$

Dari perhitungan tersebut didapatkan lama dari balik modal yaitu sekitar 5.125 tahun dimana menjelaskan bahwa setelah lewat dari 5.125 tahun maka sistem ini tidak perlu lagi mengeluarkan biaya apapun karena selama sekitar 5.125 tahun biaya investasi tertutupi dengan *surplus* total yang didapatkan.

Lalu di setiap tahun ke 10 atau setiap 10 tahun konfigurasi sistem, akan dikenakan biaya *replacement* atau biaya penggantian sebesar US\$

665,450 yang menjadikan perhitungan pendapatan pada tahun tersebut menjadi seperti berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Pemasukan di setiap tahun ke 10} &= \text{surplus total} - \text{replacement} \\
 &= \text{US\$ } 185,457 - \text{US\$ } 665,450 \\
 &= \text{US\$ } -479,993
 \end{aligned}$$

Dari perhitungan tersebut didapatkan nilai pemasukan di setiap tahun ke 10 sebesar US\$ -479,993 yang berarti di setiap tahun ke 10 sistem PLTMH mengalami kerugian sebesar US\$ 479,993 dikarenakan harus mengeluarkan biaya *replacement* atau biaya penggantian.

Sesuai dengan analisa perhitungan yang telah dilakukan sebelumnya bahwa lama dari balik modal adalah selama 5.125 tahun. Perlu diketahui bahwa lama dari konfigurasi pembangkit ini adalah selama 25 tahun dan di setiap 10 tahun ada biaya tambahan replacement. Biaya ini terjadi karena ada-nya penggantian alat yang sudah tidak dapat digunakan kembali pada sistem pembangkit. Lalu keuntungan sistem PLTMH selama 25 tahun bisa diketahui dengan perhitungan berikut:

$$\begin{aligned}
 &= (\text{surplus total} \times 25 \text{ tahun}) - \text{nilai investasi} - (\text{replacement} \times 2 \text{ kali}) + \\
 &\quad \text{salvage} \\
 &= (\text{US\$ } 185,457 \times 25 \text{ tahun}) - \text{US\$ } 950,642 - (\text{US\$ } 665,450 \times 2) + \\
 &\quad \text{US\$ } 332,725 \\
 &= 4,636,425 - 950,642 - 1,330,900 + 332,725 \\
 &= \text{US\$ } 2,687,608
 \end{aligned}$$

Jadi keuntungan PLTMH selama 25 tahun sebesar US\$ 2,687,608 dan berikut adalah tabel nominal pemasukan yang didapatkan dari simulasi sistem PLTMH dengan *software* HOMER.

Tabel 4.10 Pemasukan biaya pada sistem PLTMH

Tahun	Pemasukan Biaya	
	Pemasukan Tahunan (\$)	Total (\$)
0	-950,642	-950,642
1	185,457	-765,185
2	185,457	-579,729
3	185,457	-394,272
4	185,457	-208,815
5	185,457	-23,358
6	185,457	162,098
7	185,457	347,555
8	185,457	533,012
9	185,457	718,469
10	-479,993	238,475
11	185,457	423,932
12	185,457	609,389
13	185,457	794,846
14	185,457	980,302
15	185,457	1,165,759
16	185,457	1,351,216

Tahun	Pemasukan Biaya	
	Pemasukan Tahunan (\$)	Total (\$)
17	185,457	1,536,673
18	185,457	1,722,129
19	185,457	1,907,586
20	-479,993	1,427,593
21	185,457	1,613,050
22	185,457	1,798,506
23	185,457	1,983,963
24	185,457	2,169,420
25	518,182	2,687,602

Hasil perhitungan keuntungan selama masa konfigurasi ini menunjukkan hasil yang hampir sama dengan hasil dari simulasi pada *software* HOMER.

4.8.4 Perbandingan Sistem PLTMH Optimal Dengan Sistem Grid PLN

Perbandingan ini dilakukan bertujuan untuk membandingkan sistem mana yang lebih menguntungkan diantara sistem PLTMH optimal dengan sistem grid berlangganan PLN.

Berikut hasil dari pemasukan biaya kedua sistem tersebut.

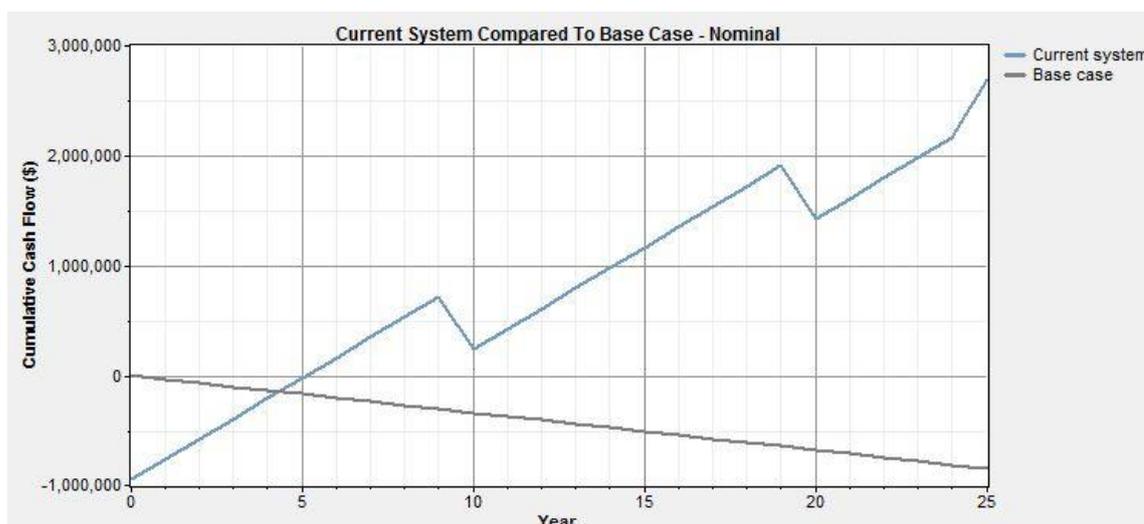
Tabel 4.11 Pemasukan sistem PLTMH optimal dan sistem koneksi grid PLN

Tahun	Pemasukan Biaya			
	Sistem PLTMH		Koneksi Grid PLN	
	Pemasukan Tahunan	Total	Pemasukan Tahunan	Total
0	-950,642	-950,642	0	0
1	185,457	-765,185	-33,879	-33,879
2	185,457	-579,729	-33,879	-67,758
3	185,457	-394,272	-33,879	-101,637
4	185,457	-208,815	-33,879	-135,516
5	185,457	-23,358	-33,879	-169,395
6	185,457	162,098	-33,879	-203,274
7	185,457	347,555	-33,879	-237,153
8	185,457	533,012	-33,879	-271,032
9	185,457	718,469	-33,879	-304,911
10	-479,993	238,475	-33,879	-338,790
11	185,457	423,932	-33,879	-372,669
12	185,457	609,389	-33,879	-406,548
13	185,457	794,846	-33,879	-440,427
14	185,457	980,302	-33,879	-474,306
15	185,457	1,165,759	-33,879	-508,185

Tahun	Pemasukan Biaya			
	Sistem PLTMH		Koneksi Grid PLN	
	Pemasukan Tahunan	Total	Pemasukan Tahunan	Total
16	185,457	1,351,216	-33,879	-542,064
17	185,457	1,536,673	-33,879	-575,943
18	185,457	1,722,129	-33,879	-609,822
19	185,457	1,907,586	-33,879	-643,701
20	-479,993	1,427,593	-33,879	-677,580
21	185,457	1,613,050	-33,879	-711,459
22	185,457	1,798,506	-33,879	-745,338
23	185,457	1,983,963	-33,879	-779,217
24	185,457	2,169,420	-33,879	-813,096
25	518,182	2,687,602	-33,879	-846,975

Pada tabel pemasukan kedua sistem tersebut diketahui besar nilai untuk biaya pemasukan pada koneksi grid PLN sebesar US\$ -33,879. Nilai tersebut mengartikan bahwa apabila beban listrik yaitu rumah-rumah warga RT 03 / RW 09 hanya belanggana hanya kepada PLN 1300 VA sebagai catu daya maka besar nilai tagihan yang harus dibayarkan sebesar US\$ 33,879setiap tahun-nya.

Akan tetapi bila dibandingkan dengan nilai untuk biaya pemasangan pada sistem PLTMH optimal yaitu sebesar US\$ 185,457 biaya operasi pada koneksi grid PLN lebih kecil.



Gambar 4.15 Grafik pemasukan selama sistem konfigurasi

Hal tersebut dapat terjadi karena koneksi grid PLN hanya membeli energi listrik dari jaringan sistem pembangkit lain dan tidak menjual energi listrik seperti sistem PLTMH optimal, membuat nilai pemasukan menjadi kecil dan juga bernilai minus. Perbandingan nilai pemasukan kedua sistem tersebut digambarkan juga dalam bentuk grafik pada gambar 4.15 dimana sistem PLTMH optimal memiliki grafik yang meningkat sedangkan sistem koneksi grid PLN memiliki grafik yang menurun di setiap tahun selama masa konfigurasi berlangsung yaitu 25 tahun.

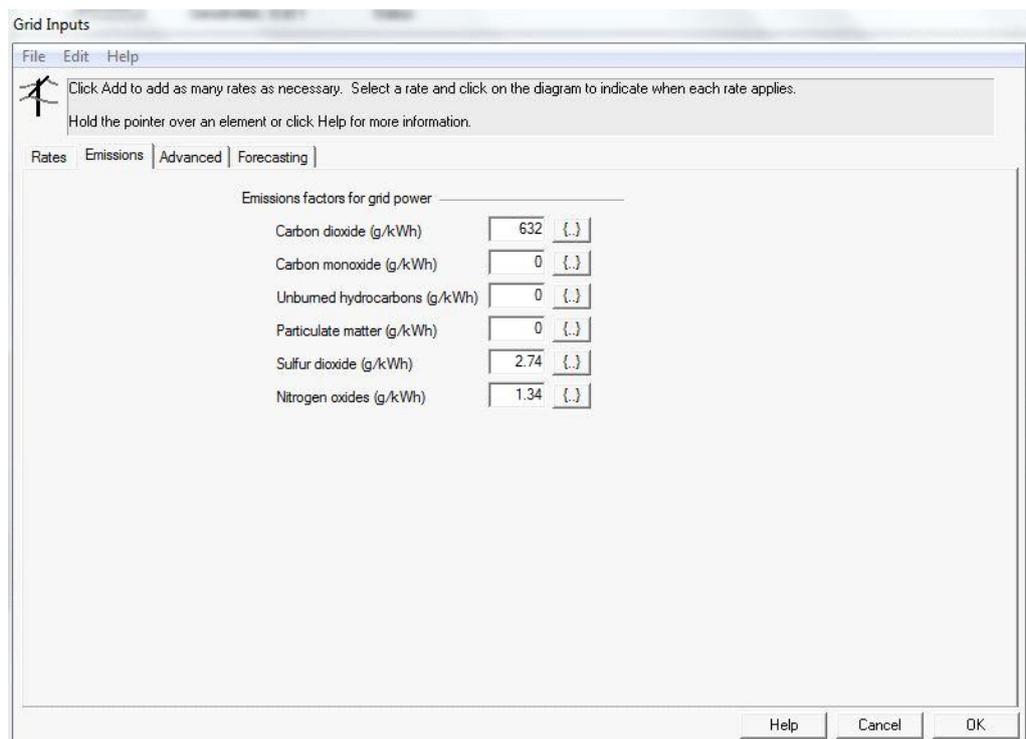
Lalu dari segi emisi yang dihasilkan oleh kedua sistem, nilai-nya bisa diketahui dengan menggunakan perhitungan yang didapat dari *software* HOMER yaitu sebagai berikut:

Nilai polutant emisi = Total transaksi energi listrik kepada grid

(kWh/tahun) x Nilai faktor emisi (g/kWh)

Kedua nilai tersebut didapatkan dari:

- Nilai faktor emisi didapatkan dari konfigurasi standar pada *software* HOMER yang terletak pada bagian masukan grid.
- Nilai dari total transaksi energi listrik kepada grid atau *net purchases* didapatkan dari tabel hasil nilai transaksi energi listrik pada koneksi grid PLN.



Gambar 4.16 Tampilan masukan nilai faktor emisi dalam koneksi grid

Tabel 4.12 Transaksi energi listrik pada koneksi grid pada sistem PLTMH optimal (atas) dan koneksi grid PLN (bawah)

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	0	288,113	-288,113	0	-31,116	0
Feb	0	260,885	-260,885	0	-28,176	0
Mar	0	287,041	-287,041	0	-31,000	0
Apr	0	271,113	-271,113	0	-29,280	0
May	0	261,517	-261,517	0	-28,244	0
Jun	0	129,068	-129,068	0	-13,939	0
Jul	0	132,262	-132,262	0	-14,284	0
Aug	25,810	0	25,810	74	2,684	309
Sep	24,040	0	24,040	75	2,500	313
Oct	24,301	0	24,301	76	2,527	318
Nov	0	247,038	-247,038	0	-26,680	0
Dec	0	272,358	-272,358	0	-29,415	0
Annual	74,151	2,149,394	-2,075,243	76	-224,423	940

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	24,217	0	24,217	79	2,519	328
Feb	21,219	0	21,219	77	2,207	321
Mar	25,289	0	25,289	81	2,630	337
Apr	23,856	0	23,856	75	2,481	312
May	23,779	0	23,779	71	2,473	295
Jun	24,036	0	24,036	86	2,500	357
Jul	24,228	0	24,228	83	2,520	344
Aug	25,810	0	25,810	74	2,684	309
Sep	24,040	0	24,040	75	2,500	313
Oct	24,301	0	24,301	76	2,527	318
Nov	23,105	0	23,105	78	2,403	325
Dec	24,469	0	24,469	79	2,545	331
Annual	288,349	0	288,349	86	29,988	3,891

Setelah mengetahui besar nilai dari total grid yang digunakan atau *net purchases* dari kedua sistem maka dapat diketahui besar nilai dari polutant emisi yang dihasilkan oleh kedua sistem pada tabel berikut.

Tabel 4.13 Perhitungan nilai polutant emisi pada kedua sistem secara manual

Nilai polutant emisi Sistem PLTMH optimal	Nilai polutant emisi Sistem koneksi grid PLN
<p>Besar nilai emisi dari polutant Carbon Dioxide (CO₂) = -2,075,243 x 632 = -1,311,553,576 g/tahun = -1,311,553.576 kg/tahun</p>	<p>Besar nilai emisi dari polutant Carbon Dioxide (CO₂) = 288,349 x 632 = 182,236,568 g/tahun = 182,236.568 kg/tahun</p>
<p>Besar nilai emisi dari polutant Sulfur Dioxide (SO₂) = -2,075,243 x 2.74 = -5,686,165.82 g/tahun = -5,686.16582 kg/tahun</p>	<p>Besar nilai emisi dari polutant Sulfur Dioxide (SO₂) = 288,349 x 2.74 =790,076.26 g/tahun = 790.07626 kg/tahun</p>
<p>Besar nilai emisi dari polutant Nitrogen Oxides (NO_x) = -2,075,243 x 1.34 = -2,780,825.62 g/tahun = -2,780.82562 kg/tahun</p>	<p>Besar nilai emisi dari polutant Nitrogen Oxides (NO_x) = 288,349 x 1.34 = 386,387.66 g/tahun = 386.38766 kg/tahun</p>

Tabel 4.14 Perhitungan nilai polutant emisi yang dihasilkan sistem PLTMH optimal (kiri) dan sistem koneksi grid PLN (kanan) menggunakan software HOMER

Pollutant	Emissions (kg/yr)	Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	-1,311,554	Carbon dioxide	182,237
Carbon monoxide	0	Carbon monoxide	0
Unburned hydrocarbons	0	Unburned hydrocarbons	0
Particulate matter	0	Particulate matter	0
Sulfur dioxide	-5,686	Sulfur dioxide	790
Nitrogen oxides	-2,781	Nitrogen oxides	386

Dari hasil perhitungan kedua sistem tersebut diketahui bahwa sistem pembangkit yang melakukan transaksi pada koneksi grid, walaupun sistem tersebut menggunakan energi yang ramah lingkungan untuk membangkitkan energi listrik seperti sistem PLTMH ini. Tetap saja menghasilkan nilai polutant emisi karena nilai polutan emisi tersebut berasal bukan dari sistem pembangkit melainkan dari koneksi grid yang bertransaksi energi listrik dengan sistem pembangkit.

Akan tetapi nilai polutant emisi yang dihasilkan bernilai negatif dimana hal tersebut dapat terjadi karena sistem pembangkit menjual energi listrik yang lebih banyak kepada koneksi grid yaitu sebesar 2,149,394 kWh ketimbang membeli energi listrik yang hanya sebesar 74,151 kWh selama satu tahun yang juga berimbas kepada nilai total transaksi energi listrik kepada grid menjadi bernilai negatif yaitu sebesar -2,075,243 .

Dari nilai negatif total transaksi energi listrik kepada grid-lah mengapa sistem yang jelas tidak menghasilkan polutant emisi menghasilkan nilai polutant emisi meskipun bernilai negatif. Walaupun

nilai polutan emisi memiliki nilai, tetap sistem PLTMH optimal tersebut bisa dibilang tidak terlalu banyak menghasilkan polutan emisi yang bila dibandingkan dengan sistem koneksi grid PLN.

Adapun beberapa nilai polutan emisi yang bernilai nol (seperti nilai pada carbon monoxida (CO), *unburned hydrocarbons* (UHC), *particulate matter* (PM)) karena disebabkan nilai faktor polutant tersebut tidak dicantumkan pada menu *emissions* dalam koneksi grid pada *software* HOMER yang berarti polutant tersebut bukan-lah konfigurasi standar dari *software* HOMER.

Dari perbandingan-perbandingan yang telah dilakukan kepada kedua sistem tersebut, maka didapatkan nilai-nilai perbandingan sebagai berikut.

Tabel 4.15 Perbandingan kedua sistem pada nilai surplus yang didapatkan

Nilai <i>Surplus</i> Kedua Sistem	
Konfigurasi sitem PLTMH optimal (\$/tahun)	Konfigurasi sistem grid PLN (\$/tahun)
185,457	-33,879

Tabel 4.16 Perbandingan kedua sistem pada nilai total keuntungan yang didapatkan

Besar Total Keuntungan Kedua Sistem	
Konfigurasi sitem PLTMH optimal (\$)	Konfigurasi sistem grid PLN (\$)
2,687,602	-846,975

Tabel 4.17 Perbandingan kedua sistem pada besar polutant emisi yang dihasilkan

Polutant Emissions	Konfigurasi sitem PLTMH optimal (Kg/tahun)	Konfigurasi sistem grid PLN (Kg/tahun)
	Carbon dioxide	-1,311,554
Sulfur dioxide	-5,686	790
Nitrogen oxides	-2,781	386

Jadi bila dilihat dari tabel 4.15 ; 4.16 dan 4.17 bisa diketahui bahwa sistem yang paling menguntungkan adalah sistem PLTMH optimal karena memiliki besar nilai pemasukan dan total keuntungan yang lebih besar serta nilai polutan emisi yang dihasilkan tidak terlalu besar bila dibandingkan dengan sistem koneksi grid PLN.