

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Data Penelitian

#### 4.1.1 Data Beban

Pada umumnya, beban yang ada di setiap ruangan di GKN Yogyakarta pada blok A, B, dan C berupa lampu penerangan yang terdiri dari beberapa jenis lampu (lampu TL, FL, LED, halogen, downlight, gantung, sorot, dan lain-lain yang memiliki nilai daya yang berbeda-beda), komputer, CPU, monitor, *printer*, *scanner*, *dispenser*, telepon, TV, mesin fotokopi, proyektor, *speaker amplifier*, speaker manual, dan lain-lain. Hal ini dikarenakan GKN Yogyakarta merupakan sebuah kantor yang melayani masyarakat, maka paling banyak peralatan listrik yang tersedia adalah komputer, CPU, monitor, dan printer. Untuk pengambilan data beban tersebut dilakukan dengan melakukan pengamatan langsung ke setiap ruangan. Berikut jumlah beban peralatan listrik dan beban penerangan pada blok A, B, C di GKN Yogyakarta :

Tabel 4.1 Data beban

<b>Beban</b>	<b>Blok A</b>	<b>Blok B</b>	<b>Blok C</b>	<b>Jumlah</b>
Lampu TL	194	131	200	525
Lampu LED	40	39	49	128
Lampu FL	40	24	20	84
TL T5	0	0	10	10
Lampu Sorot (LED)	0	0	2	2
Lampu Halogen	0	0	2	2
Lampu TL Bulat	0	8	0	8
Lampu Gantung	0	1	0	1
Lampu <i>Downlight</i> LED	0	3	2	5

<b>Beban</b>	<b>Blok A</b>	<b>Blok B</b>	<b>Blok C</b>	<b>Jumlah</b>
Lampu <i>Downlight</i>	0	4	0	4
Lampu Pijar	1	0	0	1
Komputer (All in one)	0	10	0	10
Komputer	23	10	28	61
Laptop	2	2	12	16
CPU	0	6	0	6
Monitor	21	7	28	56
Printer	6	15	10	31
Scanner	1	1	0	2
Scan copy	0	0	2	2
Fax	1	1	0	2
Mesin fotocopy	1	1	0	2
Router	0	1	2	3
Telepon	3	6	5	14
AC	0	2	0	2
TV 40"	1	2	0	3
TV 32"	0	2	1	3
TV LED 32"	0	0	1	1
Proyektor	1	4	2	7
Panaboard	0	0	1	1
Speaker manual	1	0	2	3
Speaker amp wireless	0	1	1	2
Microphone	0	0	2	2
Dispenser	2	7	5	14
Kulkas	1	1	0	2
Water Heater	0	1	0	1
Magic Com	0	0	1	1
Kipas Angin	0	0	1	1
Hand dryer	1	8	10	19

#### 4.1.2 Data Konsumsi Listrik Perhari

Selain data beban penerangan dan beban peralatan listrik yang terpasang pada kontak-kontak, pengambilan data lainnya yaitu pengambilan data konsumsi energi listrik per hari pada blok A, B, dan C dengan menggunakan alat *power quality analyzer*. Cara kerja alat tersebut yaitu dengan cara merekam atau *record* konsumsi energi listrik setiap jamnya selama satu hari. Data konsumsi energi listrik yang direkam oleh alat tersebut yaitu nilai frekuensi, nilai arus dan tegangan tiga fasa, nilai daya aktif, nilai daya reaktif, nilai *power factor*, dan lain sebagainya. Akan tetapi, dalam penelitian ini hanya menggunakan nilai daya aktif saja. Berikut data konsumsi energi listrik :

Tabel 4.2 Konsumsi energi listrik

Waktu	Daya (W)
00.00-01.00	59404.7
01.00-02.00	59522.4
02.00-03.00	58946.9
03.00-04.00	59019.8
04.00-05.00	58574.4
05.00-06.00	49617.5
06.00-07.00	111378
07.00-08.00	171542
08.00-09.00	184116.4
09.00-10.00	<b>188835</b>
10.00-11.00	52738.7
11:00-12.00	187370.3
12.00-13.00	152558.5
13.00-14.00	161764.8
14.00-15.00	174047.2
15.00-16.00	184424.4
16.00-17.00	<b>188720.9</b>

<b>Waktu</b>	<b>Daya (W)</b>
17.00-18.00	130603.1
18.00-19.00	103170.2
19.00-20.00	78944.7
20.00-21.00	62663.4
21.00-22.00	59037.2
22.00-23.00	49361.7
23.00-00.00	59693.3

Dari tabel konsumsi energi listrik tersebut dapat disimpulkan bahwa beban puncak terjadi sebanyak 2 kali dalam satu hari yaitu sekitar pada jam 09.00 sampai dengan 10.00 yang dikarenakan jam masuk kantor Gedung Keuangan Negara Yogyakarta pada jam 08.00 dan jam 09.00 hingga 10.00 merupakan jam efektif dalam memulai pekerjaan contohnya beban peralatan listrik seperti komputer mulai intensif digunakan dan beban peralatan lainnya serta beban penerangan. Kemudian, beban puncak yang kedua yaitu pada jam 16.00 sampai dengan 17.00 dikarenakan jam tersebut dilakukan untuk melakukan pekerjaan kembali setelah jam istirahat. Hal tersebut dikarenakan jam istirahat yang disediakan di GKN Yogyakarta yaitu sekitar jam 13.30 sampai dengan 15.00, maka puncak aktifitas pekerjaan dengan menggunakan beban peralatan listrik yaitu pada jam 16.00-17.00, meskipun jam 17.00 merupakan jam berakhirnya pekerjaan di GKN Yogyakarta.

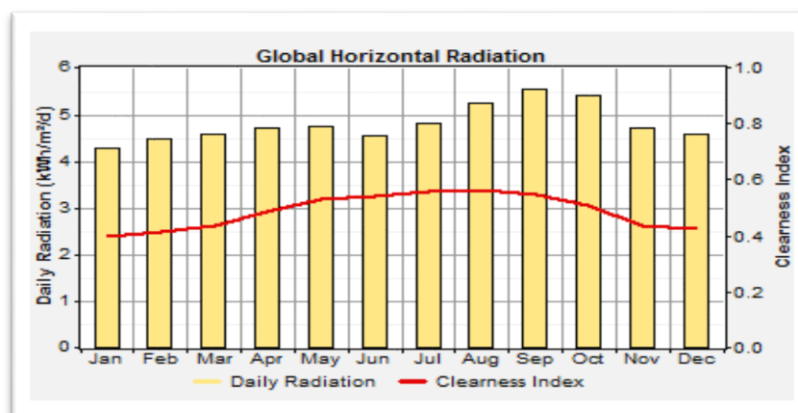
#### **4.1.3 Potensi Energi Matahari**

Data radiasi matahari di daerah Gedung Keuangan Negara Yogyakarta didapatkan melalui NASA dengan bantuan *software homer* yang akan menghubungkan ke satelit NASA melalui internet dengan memberikan letak lintang dan bujur lokasi penelitian. Data radiasi matahari pada simulasi *software homer* diperlukan data setahun untuk dapat membuat sebuah PLTS *On-Grid*. Data yang diperlukan oleh *software homer* untuk melakukan optimasi atau konfigurasi pada

sistem PLTS *On-Grid* adalah data *Clearness Index* dan *daily radiation* (kWh/m<sup>2</sup>/d) selama satu tahun. Dari data potensi energi matahari untuk lokasi penelitian yang akan dibangun sistem PLTS *On-Grid* yaitu didapatkan *Clearness Index* rata-rata sebesar 0.483 dan rata-rata radiasi per hari sebesar 4.8 kWh/m<sup>2</sup>/d. Berikut tabel data radiasi matahari yang didapatkan dari *software homer* :

Tabel 4.3 Data radiasi matahari

<b>Bulan</b>	<b>Clearness Index</b>	<b>Daily Radiation</b>
Januari	0.396	4.28
Februari	0.413	4.47
Maret	0.437	4.59
April	0.484	4.72
Mei	0.533	4.73
Juni	0.542	4.55
Juli	0.559	4.80
Agustus	0.563	5.25
September	0.545	5.54
Oktober	0.506	5.39
November	0.438	4.71
Desember	0.426	4.57



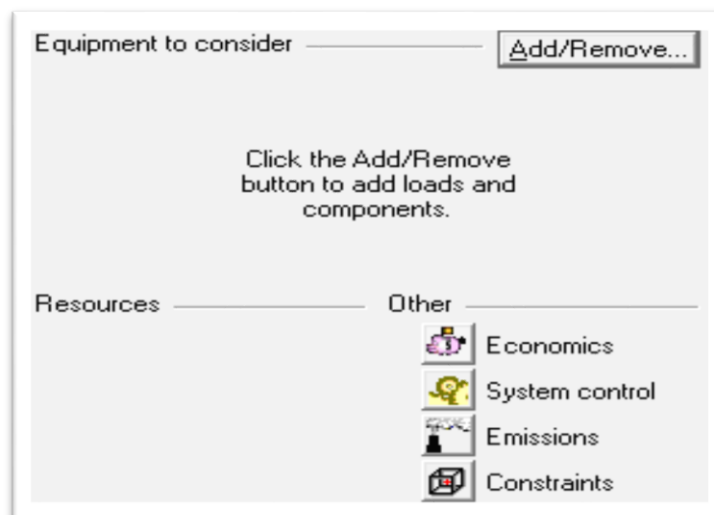
Gambar 4.1 Grafik radiasi matahari

## 4.2 Perancangan PLTS

Perancangan sistem PLTS *On-Grid* ini yaitu perancangan sistem PLTS yang menghubungkan dengan jaringan *grid* PLN dengan menggunakan *software homer* dimana *software homer* tersebut digunakan untuk pemodelan pada energi terbarukan dengan mempertimbangkan antara kebutuhan beban dan sumber energi yang tersedia dan untuk mensimulasikan operasi energi yang menyediakan perhitungan energi seimbang dalam setahun. *Software homer* juga mampu memodelkan sistem pembangkit skala kecil yang optimal dan evaluasi sistem pada kondisi *Off-Grid* maupun *On-Grid*.

### 4.2.1 Pemilihan Komponen

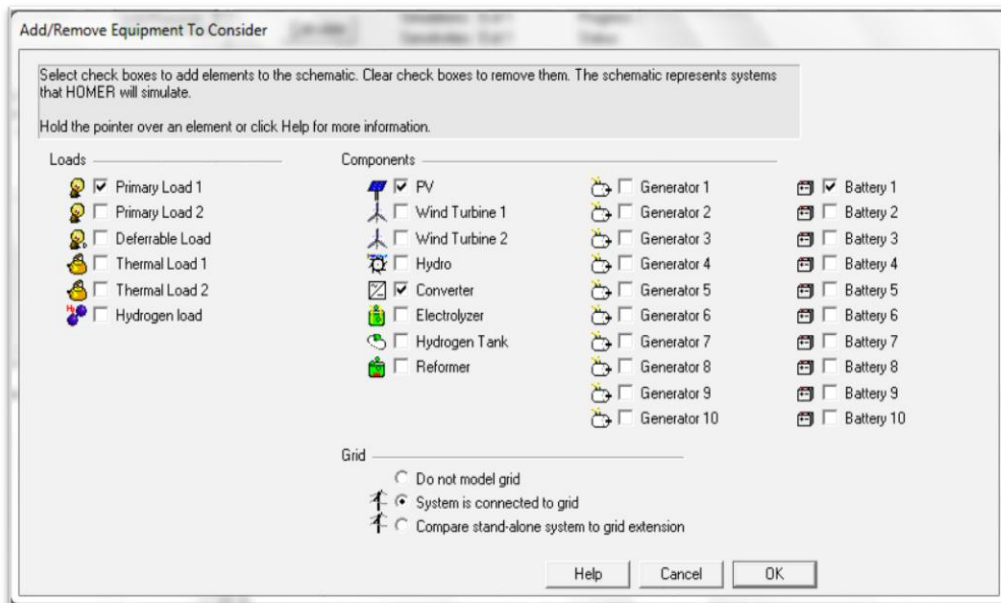
Adapun langkah-langkah dalam memilih komponen yaitu bukalah *software homer*, klik menu *File* dan pilih *New* untuk memulai perancangan sistem PLTS *On-Grid*. Lalu, klik *Add/Remove* untuk memilih beberapa komponen yang akan digunakan untuk merancang sistem PLTS *On-Grid* ini.



Gambar 4.2 Bagian untuk menambah atau menghapus komponen

Setelah klik *Add/Remove*, maka akan muncul kotak dialog yang berisi beberapa komponen yang digunakan untuk penelitian tentang energi terbarukan. Untuk perancangan sistem PLTS *On-Grid* ini sendiri menggunakan beberapa

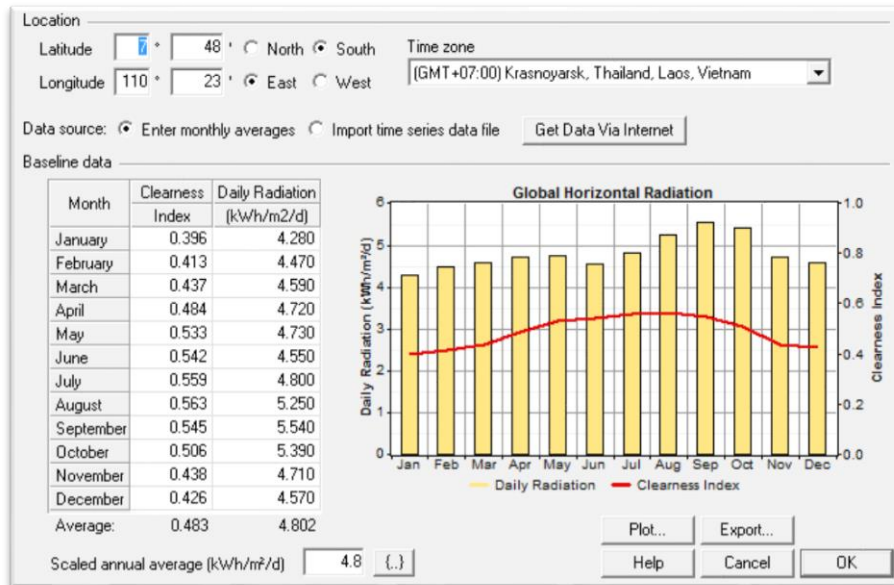
komponen yaitu *primary load 1*, *photovoltaic (PV)*, *converter*, *battery*, dan sistem ini terhubung dengan *Grid*. Setelah memilih beberapa komponen yang akan digunakan, kemudian klik OK.



Gambar 4.3 Komponen-komponen di *software homer*

#### 4.2.2 Penentuan Potensi Energi Matahari

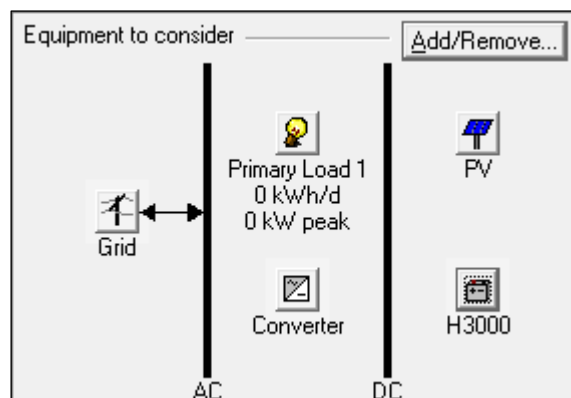
Dalam menentukan potensi energi matahari dilakukan dengan cara menggunakan *software homer* yaitu klik *Solar resource*, kemudian masukkan nilai *latitude* dan *longitude* lokasi penelitian serta pilih *time zone* yang termasuk bagian Indonesia. Lalu, klik *Get Data Via Internet* untuk mendapatkan nilai *clearness index*, *daily radiation*, dan grafik potensi energi matahari selama satu tahun yang diperoleh melalui satelit NASA yang terhubung dengan *software homer*.



Gambar 4.4 Cara menentukan potensi energi matahari

### 4.2.3 Pemasukan Data Beban

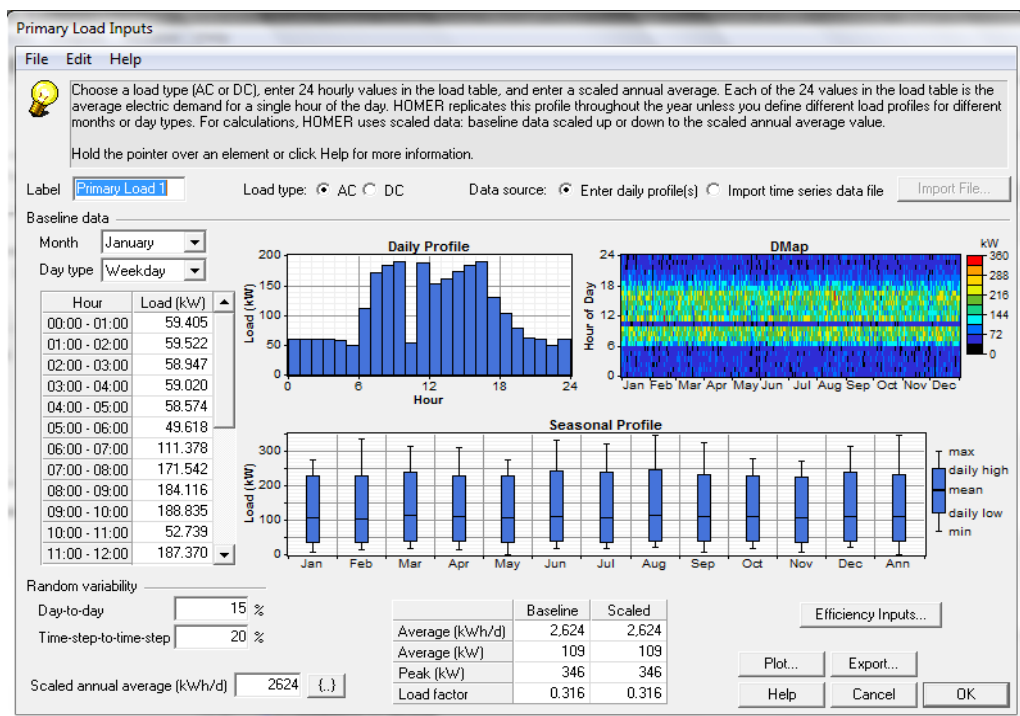
Dalam melakukan simulasi di *software homer*, data beban yang dibutuhkan berupa data daya aktif. Sebelum memasukkan data beban ke *software homer*, berikut skematik dari beberapa komponen yang sudah dipilih yang akan digunakan untuk merancang sistem PLTS *On-Grid* sebelum dilakukannya konfigurasi yaitu :



Gambar 4.5 Skematik komponen sebelum dikonfigurasi



Setelah itu, klik *Primary Load 1* pada skematik yang sudah dibuat, kemudian pilih AC pada bagian *Load Type* dan pilih *Enter daily profile(s)* pada bagian *Data source*. Lalu, ketikkan data daya beban setiap jamnya dalam waktu satu hari. Kemudian untuk *random variability* harian yang digunakan dalam sistem pembangkit diasumsikan sebesar 15% dengan *time to step* sebesar 20% sesuai petunjuk *homer energy*.

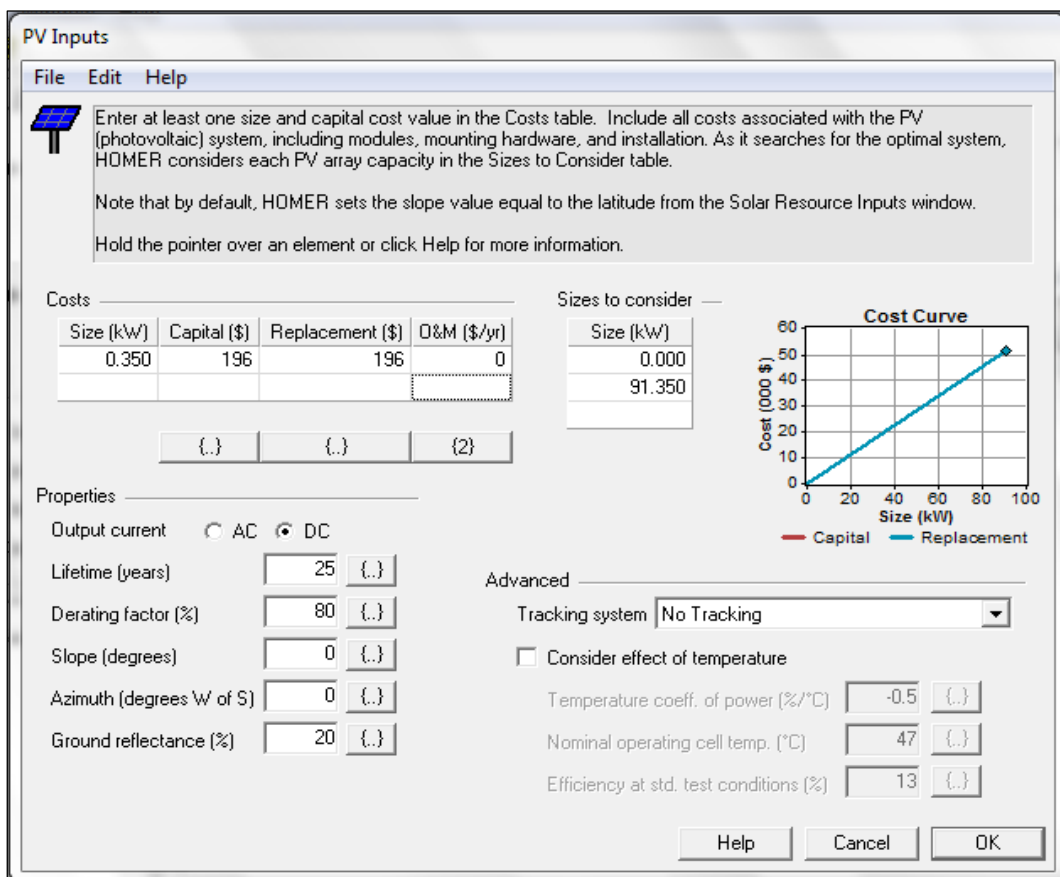


Gambar 4.6 Perancangan beban primer di *software homer*

Berdasarkan hasil simulasi yang terlihat pada gambar diatas, rata-rata energi listrik per hari yang digunakan sebesar 2.6 MWh/d, rata-rata beban listrik sebesar 109 kW, dan beban puncak yang kemungkinannya terjadi sebesar 346 kW setiap tahunnya. Sehingga, faktor beban yang merupakan perbandingan antara rata-rata beban listrik dan beban puncak sebesar 0.316.

#### 4.2.4 Perancangan *Photovoltaic* (PV)

Dalam perancangan *photovoltaic* pada *software homer* terdapat tiga inputan yaitu *size* (kapasitas *photovoltaic*), *cost* (biaya *photovoltaic*), dan *size to consider* (perkiraan kapasitas *photovoltaic* yang akan dipertimbangkan oleh *software homer* dalam memilih ukuran kapasitas yang optimal). *Cost* terdapat tiga bagian yaitu *capital* (biaya *photovoltaic*), *replacement* (biaya pergantian *photovoltaic* apabila terjadi kerusakan), dan O&M (biaya operasional dan perawatan *photovoltaic*).



Gambar 4.7 Perancangan *photovoltaic*

Kapasitas *photovoltaic* yang dipilih dalam penelitian ini yaitu sebesar 350 watt *peak* (WP) dengan harga \$196 atau dalam rupiah sebesar Rp 2.548.000. Sedangkan, harga dari *photovoltaic* tersebut dapat dilihat pada halaman lampiran. Sementara itu, biaya *replacement* diasumsikan besarnya sama dengan biaya *capital*. Hal tersebut dikarenakan apabila terjadi kerusakan pada *photovoltaic*, maka

*photovoltaic* harus diganti keseluruhan komponennya. Sedangkan, biaya O&M diasumsikan sebesar \$0,28 atau dalam rupiah sebesar Rp 3.757,04,- per tahunnya yang didapatkan dari perhitungan kapasitas PV yang dipilih dalam sistem ini sebesar 0,350 kilo *watt peak* yang dikalikan dengan biaya O&M (*panel washing*) sebesar \$0,80/kW-yr. Biaya O&M (*panel washing*) sendiri didapatkan dari buku yang berjudul “*BUDGETING FOR SOLAR PV PLANT OPERATIONS & MAINTENANCE: PRACTICES AND PRICING*”.

Namun, pada gambar 4.7 terlihat bahwa nilai biaya O&M sebesar \$0 padahal biaya O&M sebesar \$0,28 yang dikarenakan *software homer* hanya dapat memunculkan nilai bilangan bulat. Akan tetapi, *software homer* masih tetap mengkalkulasi nilai biaya O&M sebesar \$0,28 yang perbedaannya dapat dilihat pada *cost summary* bagian O&M pada PV tetap ada biayanya.

Pada bagian *size to consider*, *software homer* memilih ukuran kapasitas PV yang paling optimal untuk digunakan dalam sistem ini sebesar 91,35 kW. Lalu, untuk bagian *properties* seperti umur teknis dari panel surya (*lifetime*) diasumsikan selama 25 tahun karena menurut *Department of Energy an Climate of UK* percaya bahwa kondisi garansi untuk PV biasanya menjamin bahwa PV masih dapat menghasilkan setidaknya 80% dari nilai puncak keluaran awal dari 25 tahun yaitu 20 tahun, *derating factor* (faktor yang menyumbang kerugian akibat efek suhu, kotoran, dan lain-lain) yang diasumsikan sebesar 80%, *slope* dan *azimuth* diasumsikan bernilai 0 karena sudah diatur sesuai petunjuk *homer energy*, dan *ground reflectance* (prosentase sebagian kecil dari radiasi matahari yang terjadi di tanah yang terefleksi) yang diasumsikan sebesar 20%. Berikut data spesifikasi dari *photovoltaic* yang digunakan :

Tabel 4.4 Spesifikasi *photovoltaic*

Spesifikasi	Keterangan
<i>Maximum Power (Pmax)</i>	350 WP
<i>Maximum Power Voltage (Vmp)</i>	38 V

<b>Spesifikasi</b>	<b>Keterangan</b>
<i>Maximum Power Current (Imp)</i>	9,14 A
<i>Open-circuit voltage</i>	47,42 V
<i>Short Circuit Current</i>	9,51 A
<i>Maximum System Voltage</i>	1000 Vdc
<i>Material</i>	<i>Monocrystalline silicon</i>
<i>Application</i>	<i>Commercial</i>
<i>Weight</i>	21,6 kg
<i>Dimension</i>	1956 mm x 992 mm x 40 mm

Kemudian, untuk penempatan *photovoltaic*nya sendiri dipasang di atap bangunan (*rooftop*) karena penempatan PV khususnya pada gedung-gedung perkantoran ini merupakan suatu solusi dalam penyediaan energi. Dan disisi lain, baik perawatan maupun pengoperasiannya pun mudah dan lebih murah karena dapat memanfaatkan lahan yang ada tanpa menambah biaya investasi untuk lahannya.

Dalam penempatan PV di atap bangunan ini, terlebih dahulu harus mengetahui luas atap bangunan yang menghadap ke utara. Namun, sebelumnya perlu diketahui luas per panel surya yang kemudian dikalikan dengan jumlah panel surya yang dibutuhkan dalam sistem ini. Berikut perhitungannya :

Luas per panel surya = panjang x lebar

$$= 1956 \text{ mm} \times 992 \text{ mm}$$

$$= 1940352 \text{ mm}^2 \quad = 1,940352 \text{ m}^2 = 1,94 \text{ m}^2$$

Luas total panel surya = luas per panel surya x jumlah total panel surya

$$= 1,94 \text{ m}^2 \times 261 \text{ buah}$$

$$= 506,34 \text{ m}^2$$

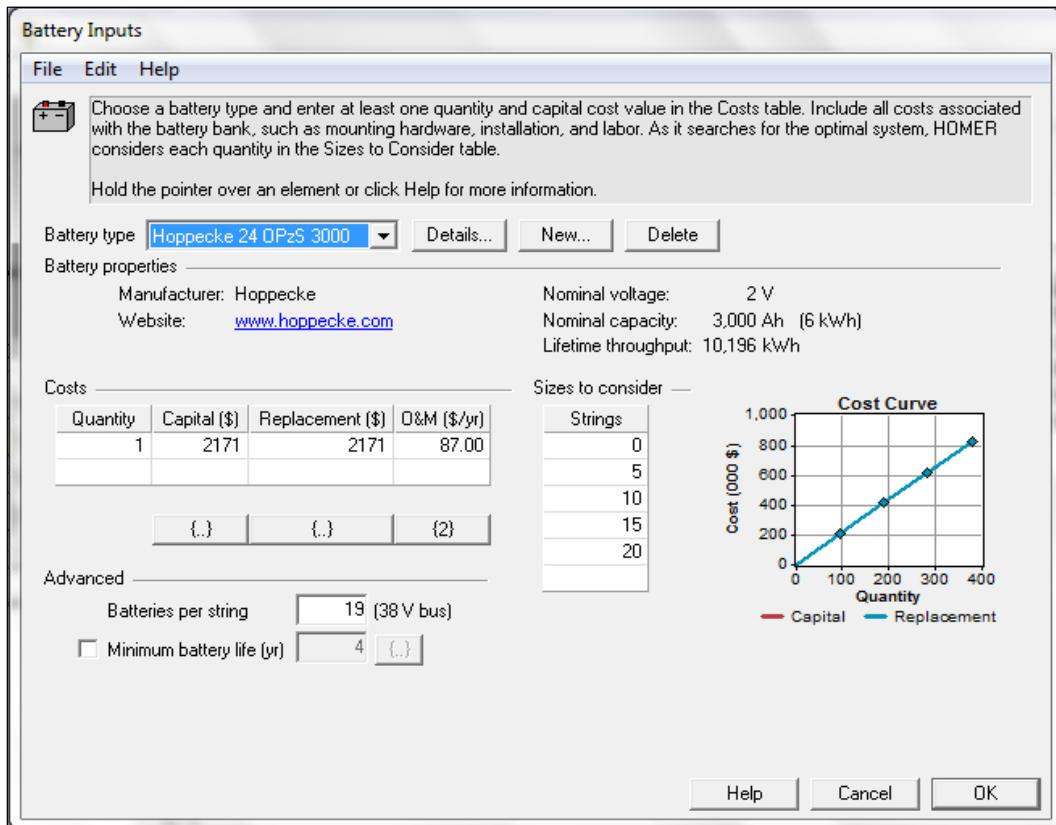
Dari perhitungan diatas didapatkan luas per panel surya sebesar  $1,94 \text{ m}^2$  dan luas total semua panel surya sebesar  $506,34 \text{ m}^2$ . Kemudian, setelah didapatkan luas per panel surya dan luas total panel surya, maka selanjutnya menghitung luas atap bangunan yang menghadap ke utara agar mengetahui bahwa keseluruhan jumlah panel surya yang dibutuhkan dalam sistem ini dapat dipasang di atap bangunan tanpa melebihi luas atap bangunan. Berikut perhitungannya :

$$\begin{aligned} \text{Luas atap bangunan} &= \frac{\text{jumlah sisi sejajar} \times \text{tinggi}}{2} \\ &= \frac{(65,02 \text{ m} + 87,05 \text{ m}) \times 12,12 \text{ m}}{2} \\ &= 921,54 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

#### 4.2.5 Perancangan Baterai

Dalam perancangan baterai yang pertama dilakukan adalah memilih tipe baterai pada bagian *battery type*. Setelah itu, isilah tiga inputan yaitu *cost* ( biaya baterai ), *size to consider / string* ( jumlah perkiraan baterai sementara yang akan dipertimbangan oleh *homer* dalam memilih jumlah baterai yang paling optimal untuk digunakan dalam sistem ini ), dan *batteries per string* ( baterai yang disusun

seri dengan melihat tegangan yang diperlukan oleh sistem surya / PV ). Sedangkan, biaya *cost* sama halnya dengan perancangan *photovoltaic* yang terbagi menjadi tiga bagian yaitu biaya *capital*, *replacement*, dan O&M.



Gambar 4.8 Perancangan baterai

Baterai yang digunakan dalam simulasi sistem ini yaitu battery Hoppecke 24 OPzS yang memiliki kapasitas 3000 Ah atau 6 kWh dengan tegangan 2 volt dengan harga \$2171 yang didapatkan dari *website* berikut : [http://www.biotechx.com/Product-\(24\\_OPzS\\_3000\)-327.htm](http://www.biotechx.com/Product-(24_OPzS_3000)-327.htm). Sementara itu, biaya *capital* dan *replacement* diasumsikan besarnya sama yaitu sebesar \$2171 karena pada saat terjadi kerusakan, maka komponen baterai harus diganti secara keseluruhan. Sedangkan, biaya O&M diasumsikan sebesar \$87 atau dalam rupiah sebesar Rp 1.131.000,- yang didapatkan dari perhitungan berikut :

$$\begin{aligned} \text{Jumlah penggantian baterai} &= \frac{\text{umur teknis sistem}}{\text{umur baterai}} \\ &= \frac{25 \text{ tahun}}{20 \text{ tahun}} = 1,25 \text{ kali} = 1 \text{ kali} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Biaya O\&M baterai} &= \frac{(\text{biaya pembelian baterai} \times \text{jumlah penggantian baterai})}{\text{umur teknis sistem}} \\ &= \frac{(\$2171 \times 1 \text{ kali})}{25 \text{ tahun}} = \$86,84 / \text{tahun} = \$87 / \text{tahun} \end{aligned}$$

Kemudian, pada simulasi ini baterai per stringnya berjumlah 19 buah baterai karena tegangan dari baterai itu sendiri sebesar 2 V, sehingga untuk menyamakan tegangan yang diperlukan oleh sistem surya sebesar 38 V maka membutuhkan 19 buah baterai.

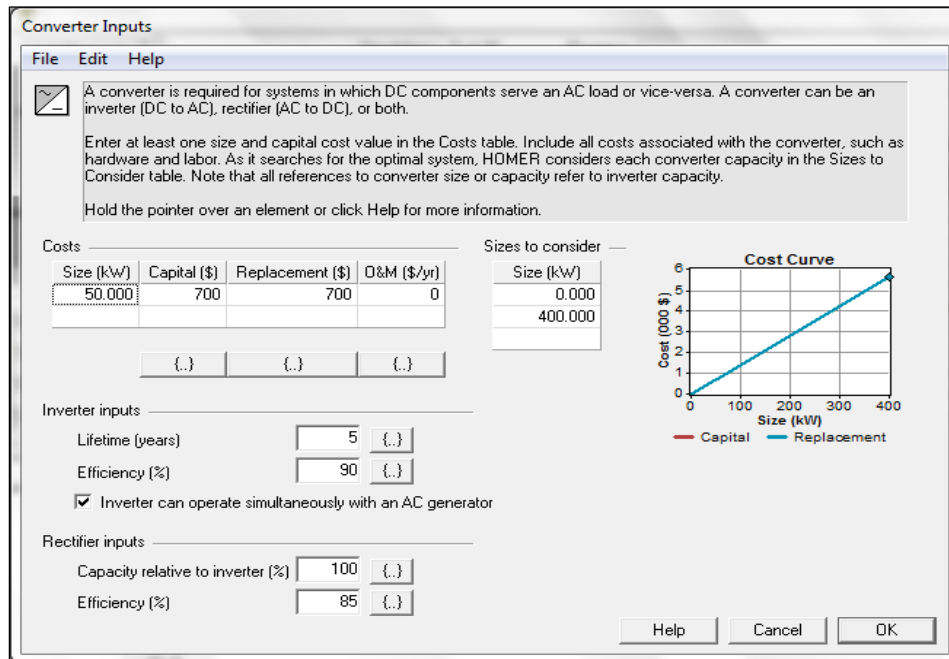


Gambar 4.9 Baterai hoppecke 24 OPzS

(Sumber: Anonim, 24 OPzS 3000. [https://www.biotechx.com/Product-\(24\\_OPzS\\_3000\)-327.htm](https://www.biotechx.com/Product-(24_OPzS_3000)-327.htm), diakses tanggal 12 Maret 2017)

## 4.2.6 Perancangan Konverter

Dalam perancangan konverter terdapat tiga inputan yang harus diisi yang sama halnya dengan perancangan *photovoltaic* yaitu *size* (kW), *cost*, dan *size to consider*. Biaya *cost* terbagi menjadi tiga bagian yaitu biaya *capital*, *replacement*, dan O&M.



Gambar 4.10 Perancangan konverter

Dalam simulasi ini memilih kapasitas konverter sebesar 50000 watt dengan harga \$700 yang didapatkan dari *website* berikut : [https://www.alibaba.com/product-detail/Grid-Tied-On-Grid-Solar-Inverter\\_60476611765.html](https://www.alibaba.com/product-detail/Grid-Tied-On-Grid-Solar-Inverter_60476611765.html) . Biaya *replacement* dianggap sama dengan biaya *capital* dengan alasan yang sama dengan perancangan PV maupun baterai yaitu apabila terjadi kerusakan total komponen tersebut maka harus diganti kerusakan secara keseluruhan. Sedangkan, biaya O&M diasumsikan tidak ada atau 0 karena konverter tidak ada perawatan. Kemudian untuk bagian *size to consider* dapat dirancang sesuai dengan konfigurasi yang paling optimal yang dipilih oleh *software homer* dan dalam simulasi ini kapasitas konverter yang paling optimal yaitu sebesar 400 kW. Sedangkan, penggantian komponen konverter (*lifetime*) yaitu setiap 5 tahun sekali. Berikut spesifikasi konverter yang digunakan dalam sistem ini :



Tabel 4.5 Spesifikasi konverter

<b>Spesifikasi</b>	<b>Keterangan</b>
<i>Brand Name</i>	MOSO
<i>Model Number</i>	ST50KTL
<i>Capacity (W)</i>	50000
Tegangan masukan maksimal	1000 Vdc
Kisaran Tegangan MPPT (Masukan)	200~1000 Vdc
<i>Starting Voltage (Input)</i>	180 V
<i>Nominal AC Voltage (Output)</i>	230/380/400 V
Frekuensi Keluaran	50 Hz/60 Hz
Arus Keluaran	80 A
<i>Maximum Efficiency</i>	98,6 %
<i>Application</i>	<i>Commercial</i>
<i>Weight</i>	70 Kg



Gambar 4.11 Inverter MOSO ST50TL

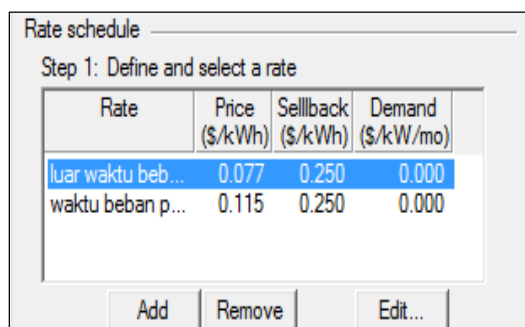
(Sumber: Anonim, *Grid Tied On Grid Solar Inverter three phase 50 kW CE, TUV, IEC61727/62116 OEM ODM*. [https://www.alibaba.com/product-detail/Grid-Tied-On-Grid-Solar-Inverter\\_60476611765.html](https://www.alibaba.com/product-detail/Grid-Tied-On-Grid-Solar-Inverter_60476611765.html), diakses tanggal 10 Maret 2017)

#### 4.2.7 Perancangan Grid

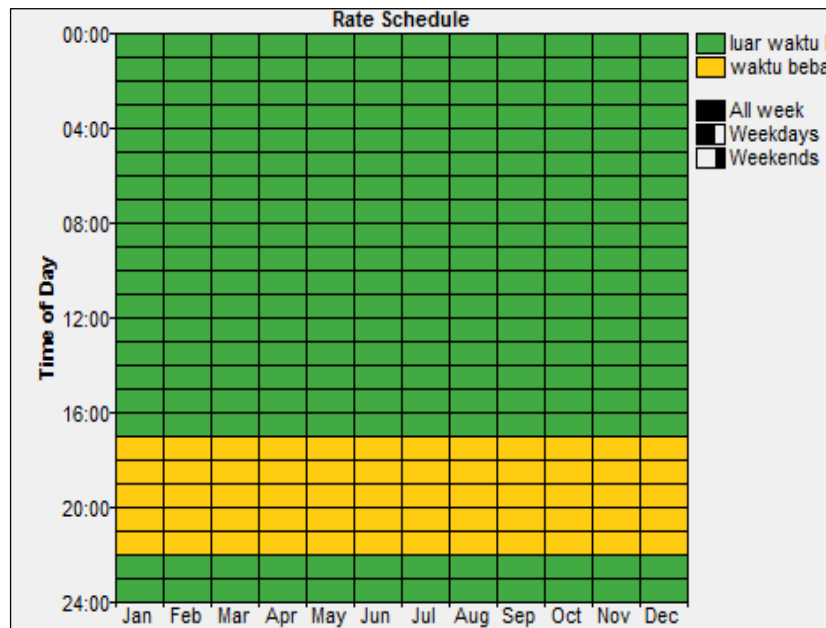
Dalam perancangan sistem ini menggunakan koneksi ke *grid* yang bertujuan apabila ada kelebihan energi listrik, maka energi listrik tersebut dapat dijual ke PLN. Tujuan yang lain yaitu sebagai pembantu dalam pemasok listrik apabila PV tidak dapat memasok listrik yang dikarenakan cuaca mendung atau hujan dan untuk membandingkan antara murni PLN dengan sistem PLTS *On-Grid* dalam segi ekonomi. Kemudian, dalam perancangan *grid* ini terdapat tiga pengaturan yang dilakukan yaitu diantaranya :

- Pengaturan *Rates*

Dalam perancangan *grid* ini, pengaturan *rates* dilakukan pemasukan biaya luar waktu beban puncak (LWBP) dan waktu beban puncak (WBP). Hal tersebut dikarenakan GKN Yogyakarta merupakan pelanggan PLN yang termasuk ke dalam golongan tarif daya listrik P2/TM (kantor pemerintahan dengan tegangan menengah), sehingga dikenakan biaya LWBP dan WBP. Dalam perngaturan *rates* ini yaitu memasukan tarif daya listrik per kwh dalam satuan \$ yang dijual oleh PLN ke pelanggan ( *grid power price* ), biaya kelebihan energi listrik dari energi terbarukan yang akan dijual ke PLN dalam satuan \$ ( *sellback rate* ), dan biaya beban dari tempat penelitian ( *demand rate* ).



Gambar 4.12 Pengaturan *rates* pada perancangan *grid*



Gambar 4.13 *Rate schedule*

Pada *rate schedule*, waktu beban puncak berada pada jam 17.00-22.00 yang sudah ditentukan oleh PLN dengan alasan jam-jam tersebut merupakan jam-jam penggunaan listrik dalam waktu yang bersamaan oleh pelanggan PLN khususnya pelanggan rumah tangga, maka jam tersebut oleh PLN digunakan sebagai langkah penghematan listrik agar menghindari terjadinya pemadaman.

Pada pengaturan *rates*, luar waktu beban puncak besar tarif daya listrik per kwhnya (*grid power price*) yaitu \$0,077 atau dalam rupiah sebesar Rp 1.035,78,-. Sedangkan, pada waktu beban puncak besar tarif daya listrik per kWh (*grid power price*) yaitu \$0,115 atau dalam rupiah sebesar Rp 1.553,67,-. Besar tarif daya listrik tersebut didapatkan dari ketentuan tarif daya listrik PLN yang dilihat dari golongan pelanggan yang dapat dilihat pada tabel tarif daya listrik di bawah ini. Kemudian, besar *sellback rate* antara luar waktu beban puncak dan waktu beban puncak sama yaitu \$0,25 yang didapatkan berdasarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 17 Tahun 2013 tentang pembelian listrik tenaga matahari yaitu sebesar US\$ 0.25 /kWh. Sedangkan, untuk *demand rate* atau biaya beban pada GKN Yogyakarta dinyatakan tidak ada sesuai dengan rekening listrik dari PLN. Berikut data tarif daya listrik

yang ditentukan oleh PT Perusahaan Listrik Negara untuk keperluan industri dan kantor pemerintah :

Tabel 4.6 Tarif daya listrik

Golongan Tarif	Daya Listrik	Tarif Daya Listrik
I-3/TM	Diatas 200 kVA	Blok WBP = $K \times 1.035.78$ Blok LWBP = 1.035.78 kVArh = 1.114.74
I-4/TT	30000 kVA ke atas	Blok WBP dan Blok LWBP = 996.74 kVArh = 996.74
P-1/TR	6.600 VA s.d 200 kVA	1.467.28
P-2/TM	Diatas 200 kVA	Blok WBP = $K \times 1.035.78$ Blok LWBP = 1.035.78 kVArh = 1.114.74
P-3/TR	Diatas 200 kVA	1.467.28

- Pengaturan Emisi (CO<sub>2</sub>)

Dalam simulasi ini menggunakan nilai emisi karbon dioksida ( CO<sub>2</sub> ) PLN bagian Jawa-Bali yaitu sebesar 0,854 Kg/kWh. Besar nilai emisi CO<sub>2</sub> ini didapatkan dari Peraturan Menteri ESDM Nomor 5899 K/20/MEM/2016 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (PERSERO) tahun 2016 sampai dengan 2025 yang berisi bahwa *grid emission factor* akan meningkat dari 0,854 KgCO<sub>2</sub>/kWh pada tahun 2016 menjadi 0,871

KgCO<sub>2</sub>/kWh pada tahun 2022. Namun selanjutnya akan mengalami penurunan hingga 0,759 KgCO<sub>2</sub>/kWh pada tahun 2025. Kemudian untuk nilai *sulfur dioxide* dan *nitrogen oxide* sudah diatur oleh *software homer* itu sendiri karena dalam

Emissions factors for grid power		
Carbon dioxide (g/kWh)	854	{.}
Carbon monoxide (g/kWh)	0	{.}
Unburned hydrocarbons (g/kWh)	0	{.}
Particulate matter (g/kWh)	0	{.}
Sulfur dioxide (g/kWh)	2.74	{.}
Nitrogen oxides (g/kWh)	1.34	{.}

simulasi hanya memasukan nilai emisi karbon dioksida saja.

Gambar 4.14 Pengaturan emisi pada perancangan *grid*

- Pengaturan *Advanced*

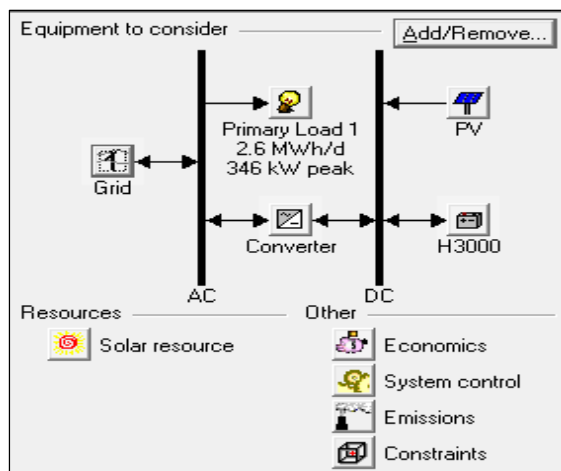
Dalam perancangan *grid* ini juga mengatur bagian *advanced* yaitu hanya memasukkan nilai *purchase capacity* dan *sale capacity* yaitu sebesar 552 kW yang didapat dari perhitungan daya GKN Yogyakarta yang tersambung ke PLN sebesar 690000 VA yang dibagi dengan faktor daya yang diasumsikan sebesar 80%.

Additional charges	
Interconnection charge (\$)	0
Standby charge (\$/yr)	0
Purchase and sales capacities	
Sale capacity (kW)	552
Purchase capacity (kW)	552.000

Gambar 4.15 Pengaturan *advanced* pada perancangan *grid*

### 4.3 Analisis

Setelah melakukan konfigurasi dari beberapa komponen yang dipilih untuk digunakan dalam perancangan sistem PLTS *On-Grid* ini, kemudian langkah selanjutnya yaitu melakukan kalkulasi dari konfigurasi beberapa komponen yang dibutuhkan dengan menggunakan *software homer* yang akan menghasilkan simulasi yang paling optimal. Hasil simulasi ini didapatkan hasil kelistrikan dan hasil keluaran ekonomi dengan membandingkan antara sistem PLTS *On-Grid* dengan murni PLN. Berikut skematik perencanaan sistem PLTS *On-Grid* ini setelah dilakukannya konfigurasi yaitu :



Gambar 4.16 Skematik perencanaan setelah dilakukannya konfigurasi

#### 4.3.1 Hasil Simulasi Terbaik

	PV (kW)	H3000	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	91.35		400	552	\$ 56,756	71,498	\$ 970,742	0.079	0.13
	91.35	95	400	552	\$ 0	79,694	\$ 1,018,752	0.083	0.00
	91.35	95	400	552	\$ 263,001	81,974	\$ 1,310,909	0.107	0.13
	91.35	190	400	552	\$ 469,246	92,451	\$ 1,651,075	0.135	0.13
	91.35	190	400	552	\$ 418,090	101,537	\$ 1,716,080	0.140	0.00
	91.35	285	400	552	\$ 675,491	102,927	\$ 1,991,242	0.163	0.13
	91.35	285	400	552	\$ 624,335	112,014	\$ 2,056,246	0.168	0.00
	91.35	380	400	552	\$ 881,736	113,403	\$ 2,331,408	0.190	0.13
	91.35	380	400	552	\$ 830,580	122,490	\$ 2,396,413	0.196	0.00

Gambar 4.17 Hasil simulasi konfigurasi menggunakan *software homer*

Dari hasil simulasi tersebut, didapatkan 20 kali simulasi dan 8 kali *sensitivities* yang dihasilkan oleh *software homer*. Hasil simulasi dikatakan paling bagus dan optimal adalah ketika konfigurasi yang memiliki nilai NPC (*Net Present Cost*) paling kecil. NPC sendiri merupakan nilai dari keseluruhan biaya dari awal pembangunan hingga biaya yang dikeluarkan selama masa operasi dan juga digunakan untuk mengetahui biaya investasi yang paling optimal dari segi keluaran ekonomi dari sebuah pembangkit. Selain NPC, terdapat juga COE (*Cost of Energy*). COE ini adalah rata-rata tarif daya listrik per kWh yang dikeluarkan oleh sistem. Dari nilai NPC dan COE itulah didapatkan rancangan sistem pembangkit yang paling baik untuk Gedung Keuangan Negara Yogyakarta.

Dari 20 kali hasil simulasi dan 8 kali *sensitivities*, terdapat hasil simulasi yang paling optimal yaitu nilai NPC paling rendah atau kecil ketika tanpa baterai dan hanya menggunakan *photovoltaic*; konverter; dan terhubung dengan jaringan *grid* yang sudah tertera pada gambar diatas yang diblok biru dengan variabel kepekaannya (*sensitivity variable*) yaitu biaya O&M *photovoltaic* dan baterai bernilai 1 (menyatakan terdapat biaya O&M) serta biaya penalti CO2 bernilai 0 (menyatakan tidak ada biaya penalti). Berikut tabel data konfigurasi terbaik dan optimal :

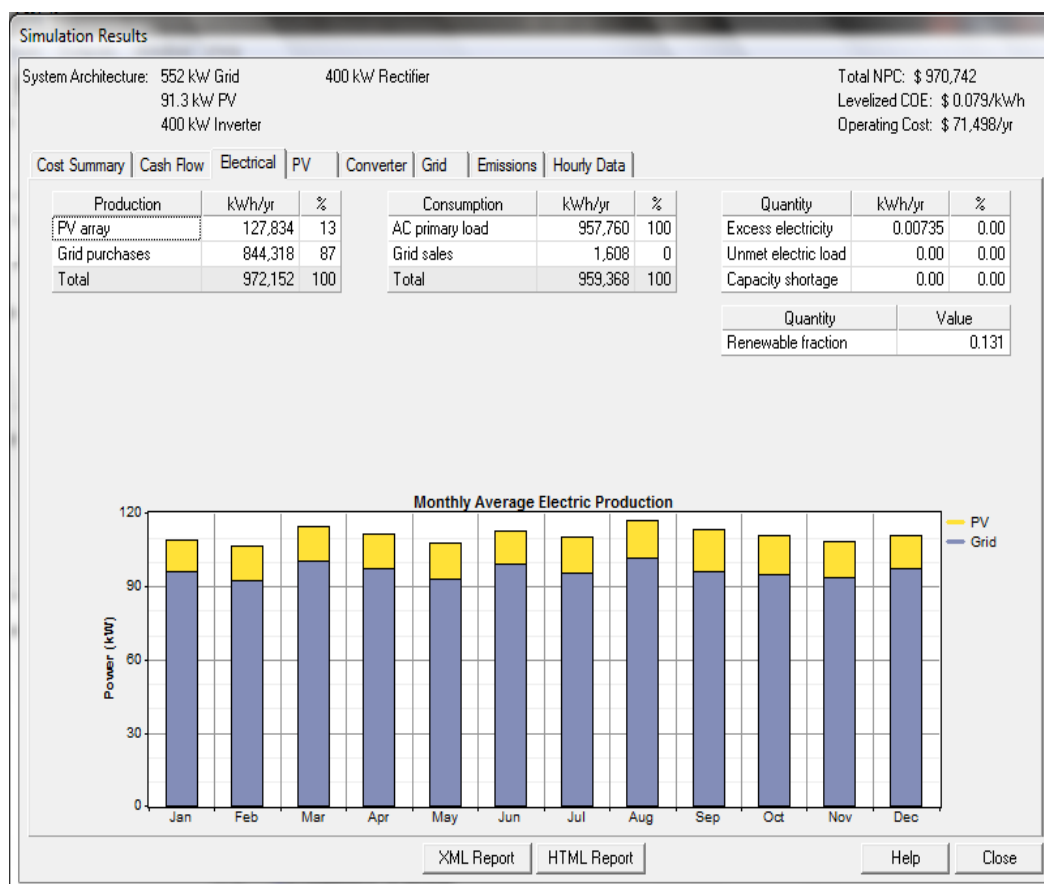
Tabel 4.7 Hasil konfigurasi terbaik jika menggunakan sistem PLTS *On-Grid*

Jenis	Keterangan
PV	PV yang digunakan yaitu dengan kapasitas 91,35 kW dengan jumlah PV yang dibutuhkan yaitu 261 buah.
Konverter	Konverter yang digunakan yaitu dengan kapasitas 400 kW dengan jumlah konverter yang dibutuhkan sebanyak 8 buah.

Jenis	Keterangan
Grid	Daya yang tersambung dari <i>grid</i> sebesar 552 kW.
<i>Initial Capital</i>	Keseluruhan biaya investasi dalam perancangan sistem PLTS <i>On-Grid</i> ini yaitu sebesar \$56.756.
<i>Operating Cost</i>	Biaya operasional setiap tahun sebesar \$71.498.
<i>Net Present Cost (NPC)</i>	Untuk nilai NPC hasil dari konfigurasi yang dipakai sebesar \$970.742 yang menandakan bahwa
<i>Cost Of Energy (COE)</i>	Rata-rata tarif daya listrik per kWh yang dikeluarkan oleh sistem sebesar \$0,079.
<i>Renewable Fraction</i>	<i>Renewable Fraction</i> ini bernilai 0,13 yang menandakan bahwa sistem ini yang bersumber dari tenaga matahari hanya memasok energi listrik sebesar 13 % saja dan 87% lainnya dipasok dari PLN karena sistem ini terhubung dengan <i>grid</i> PLN.



### 4.3.2 Analisis Kelistrikan



Gambar 4.18 Hasil pembangkitan dari sistem PLTS *On-Grid*

Dari hasil simulasi dengan menggunakan *software homer* didapatkan hasil data kelistrikan yang terbagi menjadi 3 bagian yaitu pertama, produksi energi listrik, produksi listrik dalam sistem ini terbagi dari dua sumber pembangkit yaitu sumber dari energi terbarukan dengan menggunakan tenaga matahari dan sumber dari jaringan PLN dengan total produksi listrik yang dihasilkan dari sistem ini selama satu tahun sebesar 972.152 kWh. Energi listrik yang dihasilkan oleh tenaga matahari dengan menggunakan *photovoltaic* selama 1 tahun sebesar 127.834 kWh

atau sebesar 13% dari total produksi listrik oleh keseluruhan pembangkit. Kemudian, rata-rata daya keluaran PV sebesar 350 kWh/detik, dan daya output maksimalnya sebesar 89,2 kWh, serta jam operasionalnya dalam setahun sebesar 4.383 jam. Sedangkan, energi listrik yang dihasilkan oleh PLN sebesar 844.318 kWh per tahun atau sebesar 87% dari total keseluruhan produksi.

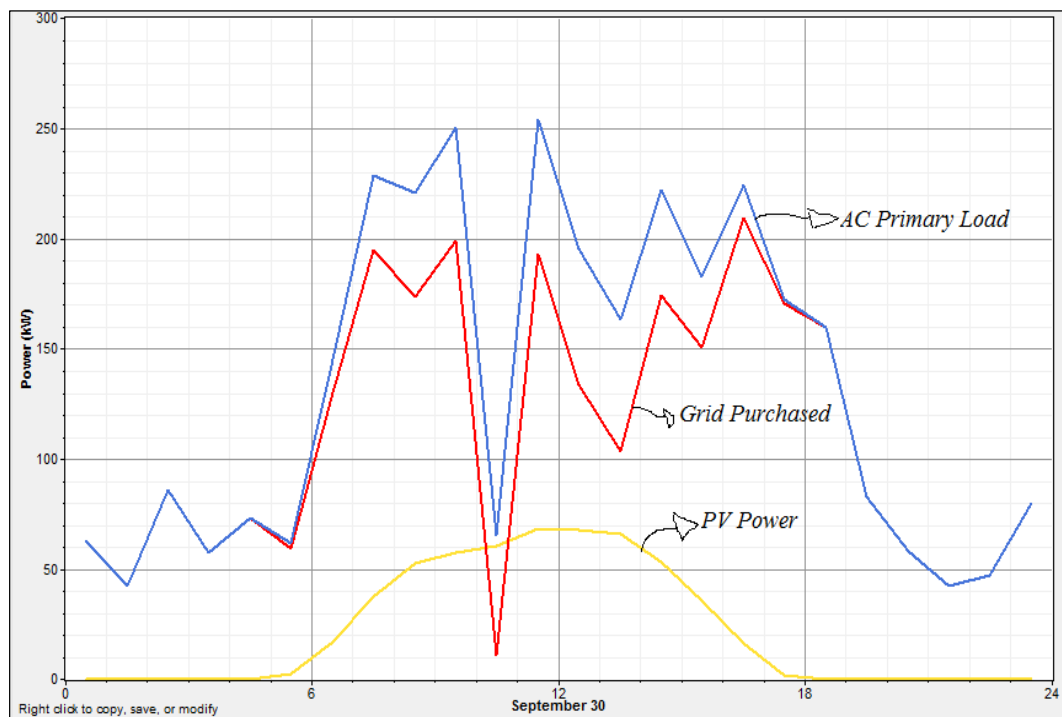
Kedua, konsumsi energi listrik, dari jumlah total keseluruhan produksi listrik yang dihasilkan oleh *PV array* dan PLN akan melayani kebutuhan beban primer AC yaitu Gedung Keuangan Negara Yogyakarta sebesar 957.760 kWh per tahunnya atau sebesar 100% dari keseluruhan total konsumsi listrik karena dalam sistem ini produksi listrik terbesar dihasilkan oleh PLN, maka dari itu nilai *grid sales* sangat kecil sebesar 1.608 kWh/tahun atau sama sekali produksi listrik yang dihasilkan oleh *PV array* tidak mampu untuk menjual energi listrik ke PLN karena produksi listrik dari *PV array* terbilang sangat sedikit tidak mencapai 50% yang bahkan hanya 13% saja.

Ketiga, kelebihan energi listrik, kelebihan energi listrik dalam sistem PLTS *On-Grid* ini sangat kecil sebesar 0,00735 kWh per tahun atau sebesar 0% yang sama saja tidak adanya kelebihan energi listrik karena energi listrik yang dihasilkan oleh *PV array* terbilang sedikit hanya 13% dari total keseluruhan produksi.

Kemudian, dari grafik pada gambar 4.16 terlihat bahwa energi listrik dari PLN lebih besar daripada energi listrik yang dihasilkan oleh *PV array*. Produksi listrik dari PLN setiap bulannya cukup stabil. Hal tersebut dikarenakan produksi paling tinggi terdapat pada bulan Agustus sebesar hampir mencapai 120 kW dan produksi paling rendah terdapat pada bulan Februari sekitar 90 kW. Sedangkan, produksi listrik dari *PV array* juga cukup stabil karena tidak mengalami penurunan yang drastis. Berikut data penjualan dan pembelian listrik dari PLN setiap bulan selama 1 tahun :

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	71,406	176	71,230	257	5,962	0
Feb	62,237	112	62,125	263	5,205	0
Mar	74,735	72	74,663	298	6,253	0
Apr	69,828	109	69,719	275	5,841	0
May	69,294	121	69,173	250	5,801	0
Jun	71,307	115	71,192	318	5,946	0
Jul	70,987	133	70,853	309	5,936	0
Aug	75,327	97	75,230	333	6,305	0
Sep	69,244	170	69,074	269	5,785	0
Oct	70,327	183	70,143	258	5,852	0
Nov	67,452	174	67,278	262	5,635	0
Dec	72,174	146	72,028	302	6,010	0
Annual	844,318	1,608	842,710	333	70,534	0

Gambar 4.19 Data penjualan dan pembelian listrik



Gambar 4.20 Grafik produksi

Dari grafik diatas terlihat bahwa PV akan memproduksi listrik mulai sekitar jam 06.00 dan akan berhenti memproduksi listrik sekitar jam 18.00 dan dari jam

tersebut didapatkan nilai produksi tertinggi pada jam 12.00 dengan nilai daya hampir mencapai 70 kW.

Sedangkan, produksi listrik dari PLN paling rendah dengan daya sebesar 10 kW sekitar pada jam 10.30 karena jam-jam tersebut merupakan jam keluarnya energi matahari yang hampir optimal yang kemudian akan diserap *PV array* yang akan diubah menjadi energi listrik, sehingga jam-jam tersebut sangat bermanfaat apabila menggunakan energi listrik dari *PV array*. Kemudian, produksi listrik dari PLN tertinggi dengan daya sebesar 210 kW sekitar pada jam 17.00 karena jam tersebut energi matahari sudah tidak optimal atau meredup dalam memancarkan cahayanya, maka dari itu perlu dibantu oleh PLN dalam memasok energi listriknya.

Kemudian, untuk kapasitas inverter setelah dilakukannya simulasi didapatkan kapasitas yang paling optimal yang digunakan dalam sistem ini yaitu sebesar 400 kW. Kapasitas yang paling optimal dari konverter ini yang akan digunakan untuk mengkonversi energi listrik yang dihasilkan dari *PV array* sebesar 127.834 kWh per tahun. Berikut hasil simulasi dari konverter :

Tabel 4.8 Hasil simulasi inverter

<b>Kuantitas</b>	<b>Inverter</b>	<b>Satuan</b>
Kapasitas	400	kW
Rata-rata keluaran	13	kW
Keluaran minimal	0	kW
Keluaran Maksimal	80	kW
Faktor kapasitas	3.3	%
Jam operasi	4,383	hrs/yr
Energi yang masuk	127,834	kWh/yr
Energi yang keluar	115,050	kWh/yr
Rugi-rugi daya	12,784	kWh/yr

### 4.3.3 Analisis Emisi CO2

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	719,674
Carbon monoxide	0
Unburned hydrocarbons	0
Particulate matter	0
Sulfur dioxide	2,309
Nitrogen oxides	1,129

Gambar 4.21 Hasil emisi CO2 sistem PLTS *On-Grid*

Setelah dilakukannya analisis dalam segi kelistrikan, kemudian selanjutnya menganalisis dalam segi emisi CO2. Dari gambar diatas setelah dilakukannya simulasi didapatkan nilai emisi CO2 dari sistem ini sebesar 719.674 kg per tahun. Hal tersebut dikarenakan sistem PLTS ini terhubung dengan *grid* PLN, maka dari itu terdapat nilai emisi CO2 meskipun dalam sistem ini menggunakan tenaga matahari yang bersifat ramah lingkungan dan tidak menimbulkan polusi sebagai salah satu sumber pembangkitnya.

### 4.3.4 Perbandingan antara Sistem PLTS *On-Grid* dengan Murni PLN dalam Segi Ekonomi

Dalam perbandingan antara sistem PLTS *On-Grid* dengan murni menggunakan PLN terdapat beberapa yang akan dijadikan perbandingan yaitu berdasarkan biaya pengeluaran, biaya atau tarif daya listrik per kWhnya, dan periode *payback*.

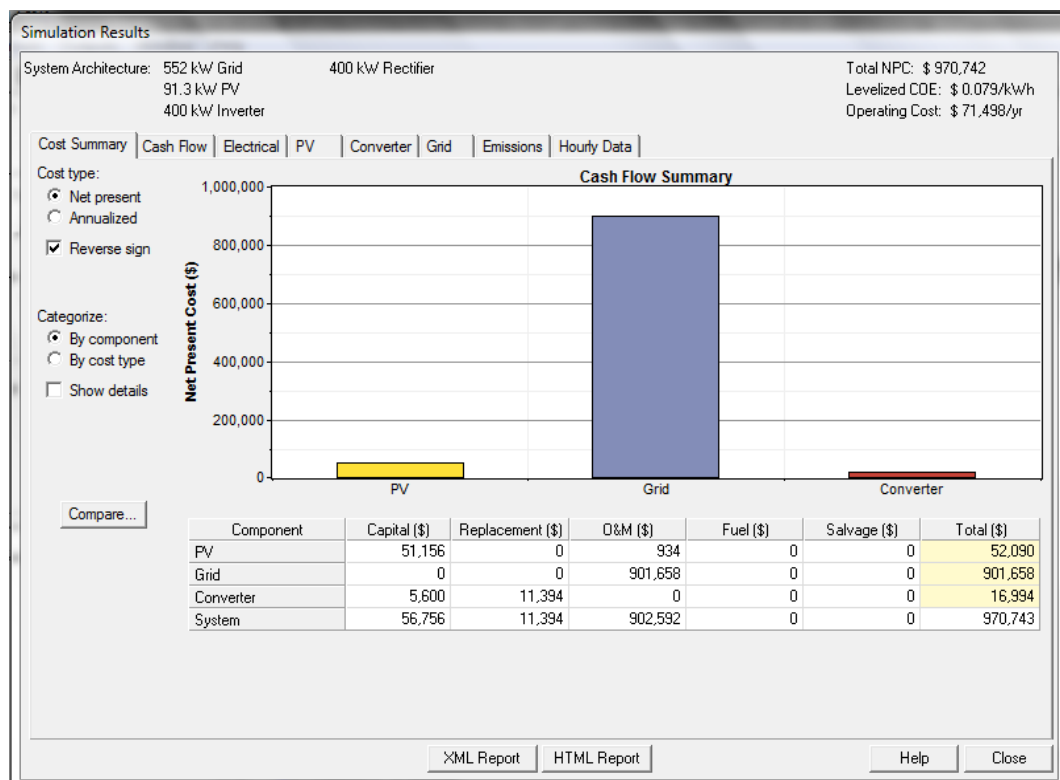
#### 4.3.4.1 Biaya Pengeluaran

- Sistem PLTS *On-Grid*

Dalam perencanaan perancangan sistem PLTS *On-Grid* ini membutuhkan biaya investasi awal dan biaya selama operasi yang cukup besar. Berikut biaya pengeluaran dari awal pembuatan pembangkit sampai dengan masa operasi dan ketambahan biaya operasi dari *grid* yang dibutuhkan dalam perencanaan sistem PLTS *On-Grid* ini yang terbagi menjadi dua jenis biaya :

a. Biaya Tiap Komponen Sistem PLTS *On-Grid*

Biaya ini didapatkan dari perancangan sistem pada *software homer* dengan cara memasukkan biaya pembelian komponen, penggantian, operasional dan pemeliharaan. Ketika dikalkulasikan, maka *software homer* akan menghitung biaya tiap komponen berdasarkan jumlah komponen yang dibutuhkan oleh sistem yang kemudian akan dikalikan dengan harga pada masing-masing komponen pada sistem pembangkit. Berikut biaya tiap komponen setelah dilakukannya kalkulasi oleh *software homer* :



Gambar 4.22 Biaya tiap komponen

Dari gambar diatas menunjukkan biaya pengeluaran total dalam sistem PLTS *On-Grid* ini yang terbagi menjadi beberapa biaya per komponen dari biaya pembelian, penggantian, operasional dan pemeliharaan, dan *salvage* (sisa-sisa biaya O&M). Berikut biaya per komponen yang dibutuhkan dalam sistem ini selama masa pakai 25 tahun :

### 1. *Photovoltaic*

- Biaya pembelian PV	= \$196 x 261	= \$ 51.156
- Biaya penggantian PV		= \$ 0
- Biaya operasional dan pemeliharaan		= \$ 934
- Biaya <i>salvage</i>		= \$ 0
Total biaya PV		= \$ 52.090

### 2. Jaringan *Grid* PLN

- Biaya pembelian		= \$ 0
- Biaya penggantian		= \$ 0
- Biaya operasional dan pemeliharaan		= \$901.658
- Biaya <i>salvage</i>		= \$ 0
Total biaya <i>grid</i>		= \$901.658

### 3. Konverter

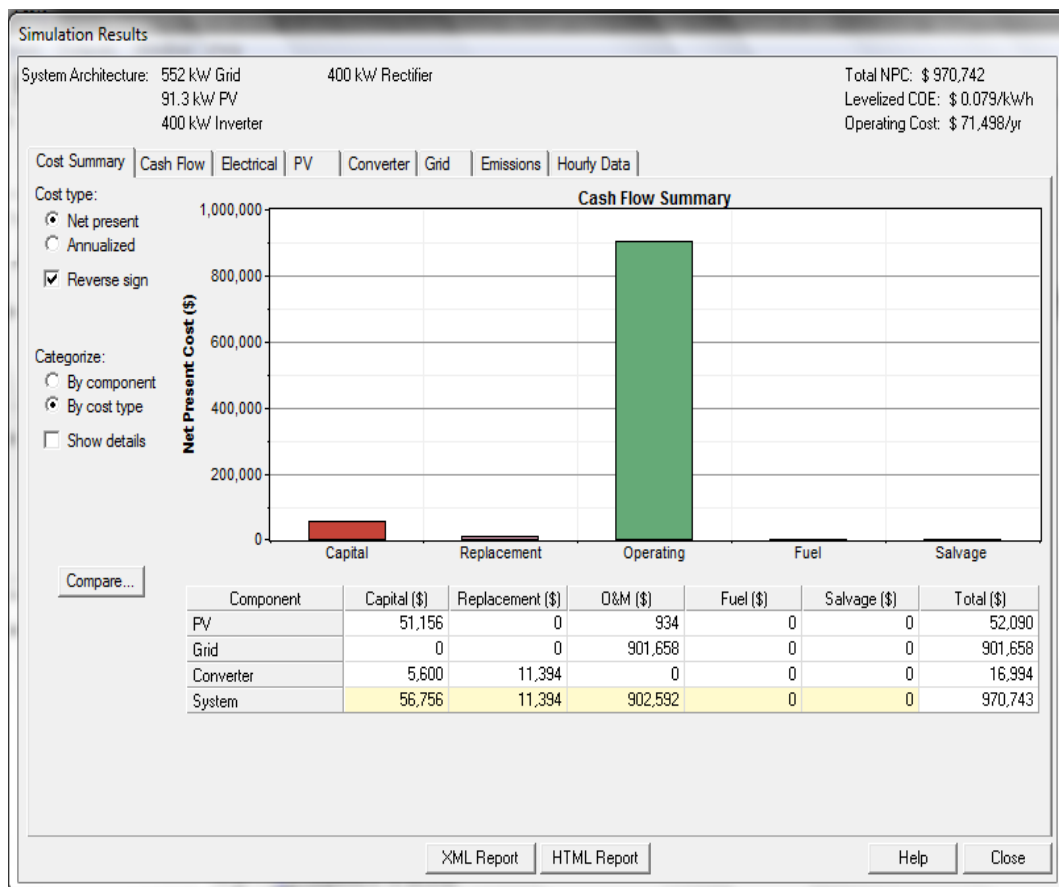
- Biaya pembelian konverter	= \$700 x 8	= \$ 5.600
- Biaya penggantian konverter		= \$11.394
- Biaya operasional dan pemeliharaan		= \$ 0

- Biaya *salvage* = \$ 0

Total biaya konverter = \$16.994

### b. Biaya Berdasarkan Tipe

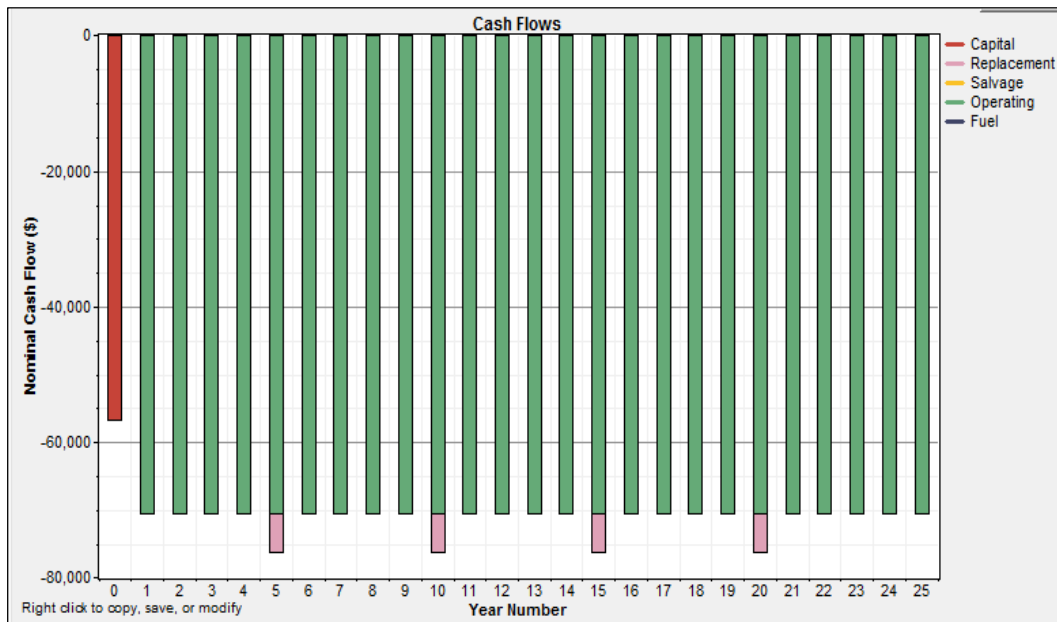
Biaya ini didapatkan dari hasil penjumlahan masing-masing tipe biaya yaitu biaya pembelian komponen, penggantian, operasional dan pemeliharaan, *salvage*. Setelah dilakukannya penjumlahan maka didapatkan biaya keseluruhan yang berdasarkan tipe biaya. Berikut data biaya berdasarkan tipe yang sudah dikalkulasi oleh *software homer* :



Gambar 4.23 Biaya berdasarkan tipe biaya



Dari gambar diatas menunjukkan biaya pengeluaran total yang berdasarkan tipe biaya yang dikeluarkan dari sistem PLTS *On-Grid* ini untuk memenuhi kebutuhan energi listrik di Gedung Keuangan Negara Yogyakarta yaitu biaya total pembelian komponen (*Capital*) sebesar \$56.756, biaya total penggantian komponen sebesar \$11.394, biaya total operasional dan pemeliharaan komponen sebesar \$902.592, dan biaya total *salvage* sebesar \$0. Jadi, total nilai *Net Present Cost* (NPC) adalah sebesar \$970.742. Hal tersebut menandakan bahwa dalam proyek perancangan sistem PLTS *On-Grid* ini tidak akan menguntungkan karena sebuah proyek dianggap menguntungkan apabila nilai NPCnya kurang dari 0. Berikut grafik biaya pengeluaran sistem PLTS *On-Grid* :



Gambar 4.24 Grafik biaya pengeluaran sistem PLTS *On-Grid*

- PLN

Untuk membandingkan biaya yang dikeluarkan antara biaya pengeluaran dalam perancangan sistem PLTS *On-Grid* dengan biaya yang dikeluarkan untuk membeli energi listrik dari PLN, maka dibutuhkan biaya rekening listrik dari PLN per bulan dalam satu tahun yang dipakai oleh GKN Yogyakarta yang kemudian

dikalikan selama 25 tahun. Berikut data biaya rekening listrik dari PLN selama 1 tahun :

Tabel 4.9 Data biaya rekening listrik dari PLN

<b>Bulan</b>	<b>Tahun</b>	<b>Biaya / Tarif Daya Listrik</b>	
Februari	2016	Rp	104,764,460.00
Maret	2016	Rp	97,565,009.00
April	2016	Rp	101,854,832.00
Mei	2016	Rp	100,456,777.00
Juni	2016	Rp	103,838,332.00
Juli	2016	Rp	98,775,843.00
Agustus	2016	Rp	87,704,323.00
September	2016	Rp	107,171,710.00
Oktober	2016	Rp	101,286,828.00
November	2016	Rp	105,723,246.00
Desember	2016	Rp	109,798,083.00
Januari	2017	Rp	104,902,471.00
Total		Rp	1,223,841,914.00

Dari tabel data biaya rekening listrik per bulan tersebut didapatkan total biaya rekening listrik selama 1 tahun sebesar Rp 1,223,841,914.00,- atau dalam dolar sebesar \$91209. Kemudian, untuk dapat membandingkan dengan biaya investasi awal yang dikeluarkan untuk perancangan pembangunan sistem PLTS *On-Grid* yang bertujuan untuk mengetahui mana yang lebih murah antara PLN atau sistem PLTS *On-Grid*, maka total biaya rekening listrik dari PLN selama 1 tahun dikalikan selama 25 tahun sebesar \$2,280,225.

#### 4.3.4.2 Tarif Daya Listrik Per kWh

Setelah membandingkan antara PLN dan sistem PLTS *On-Grid* dalam segi biaya pengeluaran, kemudian akan membandingkan dalam segi tarif daya listrik per kWh yang dikeluarkan antara PLN dan sistem PLTS *On-Grid*. Setelah *software homer* melakukan simulasi konfigurasi, maka didapatkan hasil simulasi konfigurasi yaitu tarif daya listrik per kWh dari sistem PLTS *On-Grid* yang paling optimal adalah sebesar \$0,079 atau dalam rupiah sebesar Rp 1.060,-.

Sedangkan, tarif daya listrik per kWh yang dikeluarkan oleh PLN untuk Gedung Keuangan Negara Yogyakarta dengan daya yang tersambung sebesar 690000 VA dikenakan dua tarif yaitu tarif luar waktu beban puncak (LWBP) sebesar \$0,077 atau dalam rupiah sebesar Rp 1.035,78 dan tarif waktu beban puncak (WBP) sebesar \$0,115 atau dalam rupiah sebesar Rp 1.553,67. Namun, setelah dilakukannya simulasi didapatkan tarif daya listrik dari PLN sebesar \$0,083 atau dalam rupiah sebesar Rp 1.113,7. Hal tersebut sudah terlihat jelas bahwa pembangkit yang paling murah untuk Gedung Keuangan Negara Yogyakarta adalah menggunakan pasokan energi listrik dari PLN yang dibantu dengan tenaga matahari dalam memasok listrik (sistem PLTS *On-Grid*) karena tarif daya listrik yang dikeluarkan oleh sistem PLTS yang terhubung dengan jaringan PLN lebih kecil daripada tarif daya listrik yang ditentukan oleh PLN.

#### 4.3.4.3 Periode *Payback*

Sebelum menentukan periode *payback* pada sistem PLTS *On-Grid*, maka yang dilakukan terlebih dahulu yaitu menghitung keuntungan dari sistem ini. Dalam menghitung keuntungan sistem ini yang harus diketahui terlebih dahulu adalah menghitung biaya penjualan listrik ke PLN dan biaya berlangganan listrik dari PLN.

Setelah dilakukannya simulasi yang paling optimal didapatkan dengan menggunakan energi matahari dapat menjual listrik ke PLN, akan tetapi listrik yang dijual ke PLN sangatlah kecil sebesar 1.608 kWh per tahun karena produksi listrik

dari PV hanya 13% saja dari total keseluruhan pembangkit sebesar 972.152 kWh per tahun. Dengan harga jual listrik yang bersumber energi terbarukan ke PLN sebesar \$0,25/kWh yang didapatkan dari peraturan menteri ESDM No. 17/2013. Berikut perhitungan penjualan listrik ke PLN :

$$\begin{aligned}\text{Biaya penjualan ke PLN} &= \text{grid sales} \times \text{harga jual} \\ &= 1.608 \text{ kWh/tahun} \times \$0,25/\text{kWh} \\ &= \$ 402/\text{tahun}\end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas didapatkan biaya penjualan listrik ke PLN selama 1 tahun sebesar \$ 402. Kemudian untuk biaya pembelian listrik dari PLN dapat diketahui dari persamaan berikut :

$$\begin{aligned}\text{Biaya pembelian dari PLN} &= \text{grid purchased} \times \text{tarif daya listrik dari PLN} \\ &= 844.318 \text{ kWh/tahun} \times \$0,083/\text{kWh} \\ &= \$ 70.078/\text{tahun}\end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas didapatkan biaya pembelian listrik dari PLN selama 1 tahun sebesar \$ 70.078. setelah mendapatkan biaya penjualan dan pembelian ke PLN, maka dapat dilihat nilai surplusnya. Surplus sendiri yaitu keuntungan bersih setelah dikurangi biaya langganan PLN dan operasional yang dikeluarkan. Berikut perhitungan dari nilai surplus :

$$\begin{aligned}
\text{Surplus} &= \text{biaya penjualan} - \text{biaya pembelian} \\
&= \$ 402/\text{tahun} - \$ 70.078/\text{tahun} \\
&= \$- 69.676/\text{tahun}
\end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan diatas didapatkan nilai surplus atau keuntungan bersih selama 1 tahun sebesar \$-69.676. Hal tersebut menandakan bahwa sistem PLTS *On-Grid* ini tidak memiliki keuntungan dikarenakan biaya penjualan listrik ke PLN lebih kecil daripada biaya pembelian listrik dari PLN dan sudah terlihat jelas bahwa sistem ini tidak adanya periode *payback*.

Namun, apabila sistem PLTS *On-Grid* ini dibandingkan dengan PLN, maka sistem PLTS *On-Grid* ini akan mendapatkan periode *payback*. Berikut data perbandingan antara sistem PLTS *On-Grid* dengan PLN :

Tabel 4.10 Data perbandingan dengan menghasilkan periode *payback*

Nominal Cash Flows						
Current System			Base Case		Difference	
Year	Annual (\$)	Cumulative (\$)	Annual (\$)	Cumulative (\$)	Annual (\$)	Cumulative (\$)
0	-56,756	-56,756	0	0	-56,756	-56,756
1	-70,607	-127,363	-79,694	-79,694	9,087	-47,669
2	-70,607	-197,970	-79,694	-159,387	9,087	-38,582
3	-70,607	-268,576	-79,694	-239,081	9,087	-29,495
4	-70,607	-339,183	-79,694	-318,775	9,087	-20,409
5	-76,207	-415,390	-79,694	-398,468	3,487	-16,922
6	-70,607	-485,997	-79,694	-478,162	9,087	-7,835
7	-70,607	-556,604	-79,694	-557,855	9,087	1,252
8	-70,607	-627,210	-79,694	-637,549	9,087	10,339
9	-70,607	-697,817	-79,694	-717,243	9,087	19,426

Nominal Cash Flows						
Year	Current System		Base Case		Difference	
	Annual (\$)	Cumulative (\$)	Annual (\$)	Cumulative (\$)	Annual (\$)	Cumulative (\$)
10	-76,207	-774,024	-79,694	-796,936	3,487	22,912
11	-70,607	-844,631	-79,694	-876,630	9,087	31,999
12	-70,607	-915,237	-79,694	-956,324	9,087	41,086
13	-70,607	-985,844	-79,694	-1,036,017	9,087	50,173
14	-70,607	-1,056,451	-79,694	-1,115,711	9,087	59,260
15	-76,207	-1,132,658	-79,694	-1,195,404	3,487	62,747
16	-70,607	-1,203,264	-79,694	-1,275,098	9,087	71,834
17	-70,607	-1,273,871	-79,694	-1,354,792	9,087	80,920
18	-70,607	-1,344,478	-79,694	-1,434,485	9,087	90,007
19	-70,607	-1,415,085	-79,694	-1,514,179	9,087	99,094
20	-76,207	-1,491,291	-79,694	-1,593,873	3,487	102,581
21	-70,607	-1,561,898	-79,694	-1,673,566	9,087	111,668
22	-70,607	-1,632,505	-79,694	-1,753,260	9,087	120,755
23	-70,607	-1,703,112	-79,694	-1,832,953	9,087	129,841
24	-70,607	-1,773,718	-79,694	-1,912,647	9,087	138,928
25	-70,607	-1,844,325	-79,694	-1,992,341	9,087	148,015

Pada tabel diatas terlihat jelas bahwa penggunaan sistem PLTS *On-Grid* (*Current System*) ini awalnya memang membutuhkan investasi yang cukup besar dan setiap tahunnya selama masa pakai 25 tahun mengalami kerugian yang terus bertambah. Namun, setelah dilakukannya perbandingan dengan penggunaan listrik murni dari PLN (*Base Case*), maka didapatkan nilai perbedaan antara sistem ini dengan PLN yang menghasilkan adanya periode *payback* untuk sistem PLTS *On-Grid* ini yaitu mulai mendapatkan keuntungan pada tahun ke 6,86 yang dibulatkan pada tahun ke 7.

Periode *payback* sistem ini yaitu dimulai pada tahun ke 7 dengan total biaya O&M sebesar \$9.087 yang tertera pada tabel diatas pada bagian *difference* didapatkan dari perhitungan selisih dari total biaya O&M atau nilai surplus total antara sistem PLTS *On-Grid* dengan murni PLN. Namun, sebelum menghitung nilai surplus total perlu diketahui terlebih dahulu nilai surplusnya . Nilai surplus dari sistem PLTS *On-Grid* sudah dihitung dibagian atas yang didapatkan sebesar \$-69.676 per tahunnya. Berikut perhitungan surplus total :

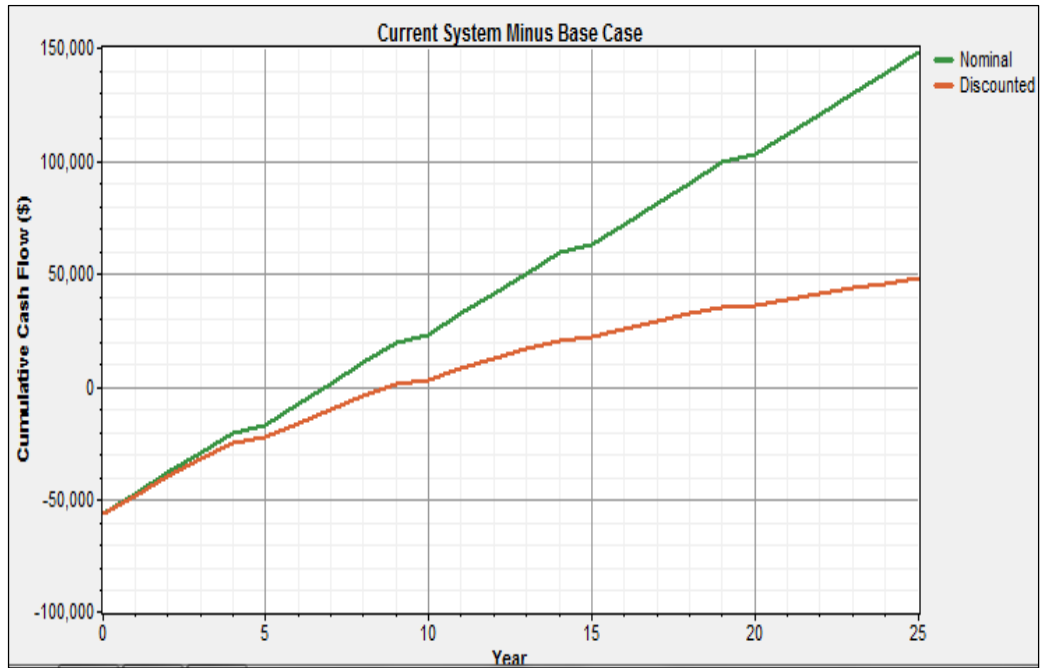
$$\begin{aligned}
 \text{Surplus total} &= \text{Surplus} - \text{total biaya O\&M dari PLN} \\
 &= \$-69.676 - (\$-79.694) \\
 &= \$-69.676 + \$79.694 \quad = \$10.018
 \end{aligned}$$

Setelah didapatkan nilai surplus total sebesar \$10.018, maka selanjutnya mencoba menghitung periode *payback* dengan alasan sama atau tidak dengan perhitungan oleh *software homer*. Berikut perhitungannya :

$$\begin{aligned}
 \text{Periode } \textit{payback} &= \frac{\textit{initial capital+replace converter}}{\textit{surplus total}} \\
 &= \frac{\$56.756 + \$11.394}{\$10.018} \\
 &= 6,8 \text{ tahun yang dibulatkan menjadi 7 tahun.}
 \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas didapatkan waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan modal awal yaitu 6 tahun 8 bulan yang dapat dibulatkan menjadi 7

tahun. Dari perhitungan manual ini didapatkan periode *payback* yang sama dengan perhitungan yang dilakukan oleh *software homer*. Berikut grafik periode *payback* :



Gambar 4.25 Grafik periode *payback*