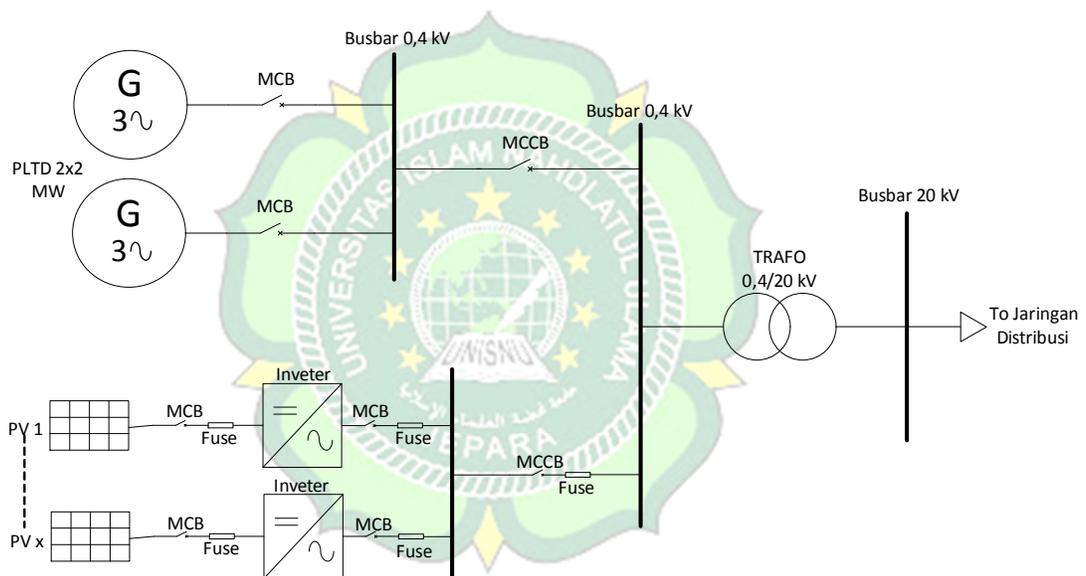


## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Hasil dan Pembahasan

Penelitian ini menghasilkan data-data berupa angka dari hasil perhitungan dan simulasi *PV Syst* untuk mendapatkan daya keluaran PLTS *On Grid* 800 kWp yang kemudian dibandingkan perbedaannya. Daya keluaran tersebut akan digunakan sebagai acuan penghematan konsumsi bahan bakar PLTD. Semua data perhitungan dan simulasi disajikan dalam tabel dan grafik.



Gambar 4. 1 Single Line Diagram PLTHybrid (PLTD dan PLTS)

Gambar 4.1 merupakan gambar *single line diagram* dari PLTD dan PLTS, dimana daya dari hasil keluaran PLTS *On Grid* 800 kWp akan dihubungkan langsung ke Busbar 400 V yang langsung terinterkoneksi PLTD, pada kondisi tersebut kinerja PLTD akan diatur menyesuaikan hasil daya keluaran dari PLTS kemudian tegangan dinaikan menggunakan trafo *step up* menjadi 20 kV dan didistribusikan ke konsumen. Energi listrik yang dihasilkan PLTS akan disalurkan semua ke konsumen, kemudian kekurangan energi listriknya akan ditutup oleh

PLTD dengan pengatur kecepatan putarnya sesuai dengan kekurangan beban permintaan.

#### 4.1.1 Perhitungan Sistem PLTS

Tahap awal dalam perhitungan daya keluran PLTS ini adalah menentukan besar daya total yang dibangkitkan PLTS, dengan acuan 50 % dari beban maksimal Karimunjawa pada tahun 2018, agar energi listrik yang dihasil PLTS tidak melebihi beban harian yang rendah dengan menggunakan rumus 2.2 :

$$\begin{aligned}
 P_{\text{total PV Array}} &= \frac{P_{\text{max Load}} \times 50\%}{t_{\text{rata-rata}}} \\
 &= \frac{7.758 \times 50\%}{5,02} \\
 &= 775,8 \text{ kWp} \rightarrow \mathbf{800 \text{ kWp}}
 \end{aligned}$$

Setelah didapat daya total dari PLTS, kemudian akan dihitung seberapa banyak panel surya JKM 300M-60 yang dibutuhkan untuk membangkitkan 800 kWp dengan menggunakan rumus 2.3 :

$$\begin{aligned}
 N_{\text{pv}} &= \frac{P_{\text{total PV Array}}}{P_{\text{max PV}}} \\
 &= \frac{800.10^3}{300} \\
 &= \mathbf{2667 \text{ Panel}}
 \end{aligned}$$

Berdasarkan total panel akan dihitung berapa panel yang harus dihubung secara seri, agar tegangan yang dihasilkan panel sesuai dengan tegangan kerja *inverter* Ingecon Sun 100TL-400V, dengan menggunakan rumus 2.4 :

$$\begin{aligned}
 N_{\text{pvs}} &= \frac{V_{\text{dc Inverter}}}{V_{\text{max PV}}} \\
 &= \frac{680}{32.6} \\
 &= \mathbf{21 \text{ panel}}
 \end{aligned}$$

Kemudian dihitung berapa panel yang harus dihubungkan secara paralel dengan menggunakan rumus 2.5 :

$$\begin{aligned} N_{pvp} &= \frac{N_{pv}}{N_{pvs}} \\ &= \frac{2667}{21} \\ &= \mathbf{127 \text{ Panel}} \end{aligned}$$

Karena *inverter* yang digunakan berkapasitas 100 kWp, maka dibutuhkan 8 *inverter*. Oleh karenanya panel yang dihubungkan paralel juga harus disesuaikan sehingga :

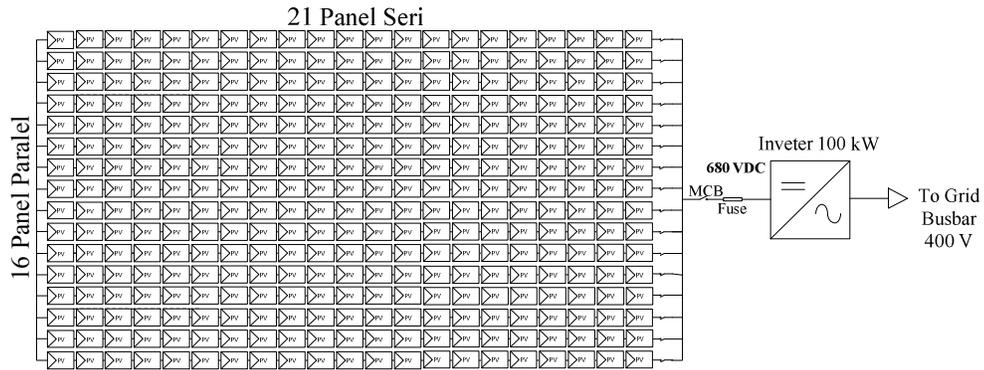
$$\begin{aligned} N_{pvp} \text{ per string} &= \frac{127}{8} \\ &= \mathbf{16 \text{ Panel}} \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan penentuan panel surya, maka kebutuhan panel surya yang akan digunakan adalah sebagai berikut :

Tabel 4. 1 Hasil Perhitungan Kebutuhan Panel Surya

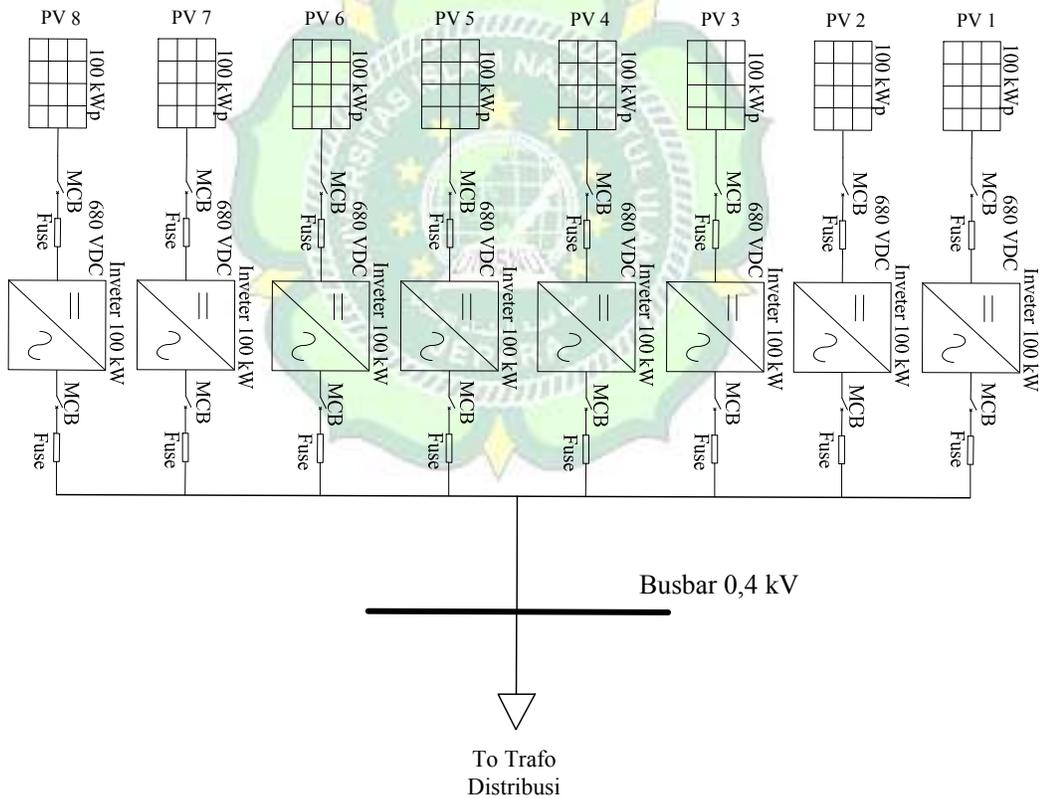
Parameter	Nilai
Daya total PLTS	800 kWp
Total panel surya @300 Wp	2667 panel
Panel yang dihubungkan seri	21 Panel
Panel yang dihubungkan paralel	127 Panel
Panel yang dihubungkan paralel tiap string/grup	16 Panel

Tabel 4.1 menjelaskan bahwa PLTS yang akan dipasang berdaya 800 kWp, dengan jumlah panel mencapai 2667 panel setiap panelnya berdaya 300 Wp yang akan dihubungkan secara seri sebanyak 21 panel dan yang akan dihubungkan secara paralel sebanyak 127 panel, 127 panel akan dibagi menjadi 8 grup (*inverter*) sehingga tiap grup panel yang dihubungkan secara paralel adalah 16 panel. Berikut gambar penyusunan panel pada sistem PLTS 1 Grup :



Gambar 4. 2 Grup PLTS 100 kWp

Gambar 4.2 menunjukkan rangkaian panel surya berdaya total 100 kWp dengan 21 panel surya dihubungkan seri dan 16 panel surya dihubungkan paralel.



Gambar 4. 3 Single Line Diagram PLTS On Grid 800 kWp

Gambar 4.3 merupakan gambar single line diagram dari PLTS *On Grid* 800 kWp. PV 1-8 merupakan penyederhaan gambar dari rangkaian panel surya seperti gambar 4.2 dimana setiap 1 grup PV berdaya 100 kWp, sehingga daya total 800 kWp (8 x 100 kWp) dengan tegangan kerja 680 VDC dan dihubungkan langsung *inverter* 100 kW untuk diubah menjadi tegangan AC, kemudian diinterkoneksi ke Busbar 400 V.

Setelah didapat total panel surya yang dibutuhkan untuk membangkitkan 800 kWp, langkah selanjutnya yakni menghitung daya keluran panel surya, dengan cara menghitung dimensi panel, efisiensi panel surya sesuai STC menggunakan rumus 2.6 - 2.7 :

$$A_{PV} = \text{panjang modul} \times \text{lebar modul}$$

$$= 1,650 \times 0,992$$

$$= \mathbf{1,637 \text{ m}^2}$$

$$\eta = \frac{P_{\max PV}}{A_M \times A_{PV}} \times 100\%$$

$$= \frac{300}{1000 \times 1,637} \times 100\%$$

$$= \mathbf{18,33 \%}$$

Setelah total panel, dimensi panel, efisiensi panel didapat, kemudian data tersebut akan dimasukan ke rumus 2.8 untuk menentukan daya keluaran dari PLTS dengan menggunakan radiasi matahari paling tinggi dan radiasi matahari di hari pada beban permintaan paling sedikit, ini digunakan untuk mengetahui apakah daya keluaran PLTS tidak melebihi beban permintaan

Daya keluaran PLTS *On Grid* 800 kWp saat radiasi matahari paling tinggi terdapat pada tanggal 20 Februari 2018 dengan beban permintaan mencapai 4.682 kWh, maka daya keluaran PLTS :

$$P_{OUT} = A_{PV} \times \eta \times R_M \times N_{pv} \times \eta_T$$

$$= 1,637 \times 18,33 \% \times 7,11 \times 2667 \times 82,8\%$$

$$= \mathbf{4.634,89 \text{ kWh}}$$

Daya keluaran PLTS *On Grid* 800 kWp dengan radiasi matahari pada saat beban permintaan paling sedikit, yakni 3.888 kWh pada tanggal 16 Januari 2018. Pada saat itu radiasi matahari mencapai 2,77, maka daya keluaran PLTS :

$$\begin{aligned} P_{OUT} &= A_{PV} \times \eta \times R_M \times N_{pv} \times \eta_T \\ &= 1,637 \times 18,33 \% \times 2,77 \times 2667 \times 82,8 \% \\ &= \mathbf{1.838,82 \text{ kWh}} \end{aligned}$$

Dengan rumus 2.8 juga dilakukan perhitungan daya keluaran PLTS tiap harinya selama tahun 2018 berdasarkan radiasi matahari di hari tersebut.

Daya keluaran PLTS *On Grid* 800 kWp pada tanggal 1 Januari 2018 :

$$\begin{aligned} P_{OUT} &= A_{PV} \times \eta \times R_M \times N_{pv} \times \eta_T \\ &= 1,637 \times 18,33 \% \times 4,81 \times 2667 \times 82,8 \% \\ &= \mathbf{3.193,04 \text{ kWh}} \end{aligned}$$

Dan dihitung seterusnya hingga tanggal 31 Desember 2018, hasil perhitungan perhari pada tahun 2018 dapat dilihat pada lampiran 2 dan untuk hasil perhitungan perbulan akan ditampilkan pada tabel 4.1 :

Tabel 4. 2 Produksi Bulanan PLTD dan PLTS

Bulan	Produksi PLTD (kWh)	Produksi PLTS (kWh)
Januari	133.600	77.144
Februari	126.926	76.948
Maret	156.622	100.312
April	157.267	105.872
Mei	162.056	88.956
Juni	165.970	93.793
Juli	178.154	110.638
Agustus	180.090	122.906
September	191.571	120.677
Oktober	203.436	128.232
November	201.075	95.071
Desember	204.358	76.596
<b>Total</b>	<b>2.061.125</b>	<b>1.197.144</b>

Berdasarkan tabel 4.1 menunjukkan bahwa energi listrik yang dapat dihasilkan PLTS tertinggi terdapat pada bulan Oktober dengan 128. 232 kWh, sedangkan energi listrik yang dihasilkan PLTS terendah terdapat pada bulan Desember dengan 76.596 kWh dan total energi listrik dalam setahun dapat mencapai 1.197.144 kWh.

#### 4.1.2 Perhitungan Penghematan Biaya Konsumsi Bahan Bakar

Pada perhitungan penghematan biaya konsumsi bahan bakar ini, nilai penghematan daya didapat dari hasil produksi PLTS, kemudian digunakan rumus 2.1 untuk mengetahui seberapa besar konsumsi bahan bakar yang dapat dihemat, dengan acuan *Spesific Fuel Consumption* (SFC) PLTD Legon Bajak rata-rata pada bulan Januari 2018 adalah 0,423 liter/ kWh dan harga solar industri ditetapkan Rp. 12.449,70 /liter berdasarkan (solarindustri.co.id).

Penghematan konsumsi bahan bakar PLTD bulan Januari 2018 :

$$SFC = \frac{\text{Total } V_{fuel}}{\text{Total kWh}}$$

$$\begin{aligned} \text{Total } V_{fuel} &= \text{Total kWh} \times SFC \\ &= 77.144 \times 0,423 \\ &= \mathbf{32.631,99 \text{ liter}} \end{aligned}$$

Dihitung hingga 12 bulan, kemudian dari total penghematan konsumsi bahan bakar akan dikalikan dengan harga solar industri :

Penghematan biaya solar PLTD pada bulan Januari 2018 :

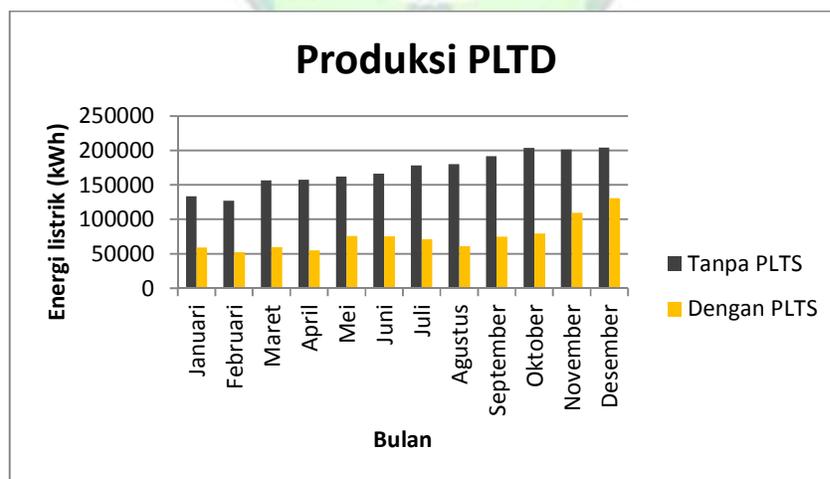
$$\begin{aligned} \text{Biaya solar} &= \text{Total } V_{fuel} \times \text{harga solar industri} \\ &= 31.528,30 \times \text{Rp. } 12.449,70 \\ &= \mathbf{\text{Rp. } 406.258.462,35} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan penghematan jumlah solar dan biaya solar selama 12 bulan akan ditampilkan pada tabel berikut :

Tabel 4. 3 Penghematan PLTD Menggunakan PLTS

Bulan	Daya Output PLTS (kWh)	Produksi PLTD			Penghematan	
		Tanpa PV (kWh)	Dengan PV (kWh)	Kinerja PLTD (%)	Solar (liter)	Biaya Solar (Rupiah)
Januari	77.144	133.600	56,456	42.26	32.631,99	406.258.462
Februari	76.948	126.926	49,978	39.38	32.549,12	405.226.800
Maret	100.312	156.622	56,310	35.95	42.431,88	528.264.148
April	105.872	157.267	51,395	32.68	44.784,00	557.547.311
Mei	88.956	162.056	73,100	45.11	37.628,37	468.461.955
Juni	93.793	165.970	72,177	43.49	39.674,41	493.934.531
Juli	110.638	178.154	67,516	37.90	46.799,70	582.642.261
Agustus	122.906	180.090	57,184	31.75	51.989,25	647.250.601
September	120.677	191.571	70,894	37.01	51.046,20	635.509.872
Oktober	128.232	203.436	75,204	36.97	54.242,10	675.297.898
November	95.071	201.075	106,004	52.72	40.214,88	500.663.136
Desember	76.596	204.358	127,762	62.52	32.400,22	403.373.001
<b>Total</b>	<b>1.197.144</b>	<b>2.061.125</b>	<b>863,981</b>	<b>41.92</b>	<b>506.392</b>	<b>6.304.429.975</b>

Berdasarkan tabel 4.3 menunjukkan bahwa dengan adanya PLTS 800 kWp, dapat menghemat konsumsi bahan bakar PLTD sebesar 506.392 liter dengan biaya Rp. 6.304.429.975 tiap tahunnya. Biaya penghematan tersebut akan dijadikan kas masuk pada perhitungan ekonomi.



Gambar 4. 4 Grafik Produksi PLTD Dengan dan Tanpa PLTS

Grafik pada gambar 4.4 merupakan grafik produksi energi listrik PLTD pada tahun 2018. Garis warna hitam merupakan produksi PLTD sebelum adanya PLTS, semua beban permintaan disuplai oleh PLTD sehingga PLTD memproduksi energi listrik paling tinggi terjadi pada bulan Desember mencapai 204.358 kWh. Sedangkan garis kuning menunjukkan produksi PLTD pada bulan Desember energi listrik yang dapat dihasilkan PLTS hanya 76.596 kWh dan hanya mampu menyuplai 37,48% dari total keseluruhan beban di bulan Desember pada pagi hari, ini dikarenakan bulan desember merupakan musim penghujan, sehingga radiasi matahari di bulan tersebut tidak begitu besar. Akan tetapi pada musim kemarau dengan panas matahari yang terik sehingga radiasi matahari cukup besar, PLTS dapat menghasilkan energi listrik yang mampu mencapai 120.000 kWh lebih, ini terjadi pada bulan Agustus hingga Oktober, sehingga pada bulan itu PLTS dapat menyuplai beban listrik lebih dari 60%. Total selama satu tahun PLTS *On Grid* 800 kWp dapat membantu kinerja PLTD untuk menyuplai kebutuhan energi listrik penduduk karimun saat pagi hari mencapai 58,08 %.

#### 4.1.3 Simulasi PVsyst

Simulasi menggunakan menggunakan *software PVsyst* ini dilakukan untuk membandingkan hasil perhitungan dengan menyamakan semua komponen yang digunakan dalam perhitungan dan simulasi yakni menggunakan panel surya merk Jinkosolar JKM300M-60, *inverter* merk Ingecon Sun 100TL-400V dan juga menyamakan radiasi mataharinya. Dari hasil simulasi akan didapatkan data-data berupa daya keluaran PLTS per bulan, total panel surya yang digunakan terdiri panel yang dihubungkan seri dan paralel, sudut azimut dan kemiringan panel. Berikut hasil dari simulasi *software PVsyst* :

Tabel 4. 4 Kebutuhan Panel Surya dari Simulasi *PVSyst*

<b>Grid-Connected System : Simulation Parameters</b>		
<b>Project :PLTS On Grid 800 kWp</b>		
<i>Geographical Site</i> : Karimunjawa		<i>Country</i> : Indonesia
<i>Situation</i> :	<i>Latitude</i> -5,83° South	<i>Longitude</i> 110,42° East
<i>Timezone</i> : UT +7		<i>Altitude</i> : 0 m
<i>Mateo data</i> : Karimunjawa NASA-SSE satellite data		
<i>Collector Plane Orientation</i> :	<i>Tilt</i> : 15°	<i>Azimuth</i> : 0°
<b>PV Array Characteristics</b>		
<i>PV module</i> : Si-mono	<i>Merk</i> : Jinkosolar	<i>Model</i> : JKM 300M-60
<i>Number of PV modules</i> :	<i>In series</i> 21 modules	<i>In paralel</i> 127 strings
<i>Total number of PV modules</i> :	2667 modules	<i>Unit Nom.Power</i> 300 Wp
<i>Array global power</i> : 800 kWp		
<i>Array Operating Chacteristic</i> (50°)	<i>V mpp</i> : 604 V	<i>I mpp</i> : 1202 A
<i>Total Area</i> : 4365 m <sup>2</sup>		
<b>Inverter</b>	<i>Merk</i> : Ingeteam	<i>Model</i> : Ingecon Sun 100TL-400V
<i>Characteristics</i> :	<i>Opert Voltage</i> : 570 – 850 V	<i>Unit Nom. Power</i> : 100 kWac
<i>Inverter pack</i> :	8 units	<i>Total Power</i> : 800 kWac

(sumber : hasil simulasi *PVSyst*)

Berdasarkan tabel 4.4 menjelaskan bahwa PLTS *On Grid* 800 kWp membutuhkan panel surya 300 Wp sebanyak 2667 panel, yang terpasang secara seri sebanyak 21 panel dan terpasang secara paralel sebanyak 127 panel dan menghasilkan tegangan 604 V dan arus 1202 A. Panel surya dipasang tetap dengan sudut kemiringan 15° dan sudut azimuth 0°. Luas area yang dibutuhkan untuk pemasangan panel surya adalah 4365 m<sup>2</sup>. Untuk *inverter* digunakan Ingecon Sun 100TL-400V sebanyak 8 unit dengan tegangan kerja 570-850 V. Mateo yang digunakan dalam simulasi ini adalah radiasi matahari di Karimunjawa yang berasal dari NASA-SSA.

Adapun energi listrik yang dihasilkan dalam simulasi ini akan ditampilkan pada tabel berikut :

Tabel 4. 5 Hasil Energi Listrik dari Simulasi *PVSyst*

Bulan	Radiasi Matahari (kWh/m <sup>2</sup> )	Daya Keluaran PLTS (MWh)	Daya pada Jaringan (MWh)
Januari	116,3	79,2	77,9
Februari	118,2	80,3	79,1
Maret	153,8	103,7	102,1
April	162,3	109,0	107,3
Mei	136,4	92,6	91,2
Juni	143,7	97,0	95,7
Juli	169,6	114,0	112,5
Agustus	188,5	127,0	125,4
September	185,1	123,1	121,3
Oktober	196,5	130,7	128,8
November	145,8	97,7	96,3
Desember	117,5	79,8	78,6
<b>Total</b>	<b>1.833,6</b>	<b>1.232,7</b>	<b>1.216,4</b>

(sumber : Hasil Simulasi *PVSyst*)

Tabel 4.5 menunjukkan hasil energi listrik dari simulasi *software PVSyst*. Daya terbesar yang dihasilkan PLTS terdapat pada bulan Oktober dengan radiasi matahari yang mencapai 196,5 kWh/m<sup>2</sup> dapat menghasilkan energi listrik sebesar 130,7 MWh keluaran dari PLTS dan saat sampai di jaringan berkurang menjadi 128,8 MWh. Sedangkan daya terkecil terjadi pada bulan Januari dengan radiasi matahari sebesar 116,3 kWh/m<sup>2</sup> dapat menghasilkan energi listrik sebesar 79,2 MWh dari PLTS dan berkurang menjadi 77,9 MWh pada jaringan. Total radiasi matahari yang terjadi selama tahun 2018 adalah 1.833,6 kWh/m<sup>2</sup> dan menghasilkan energi listrik mencapai 1.216,4 MWh.

#### 4.1.4 Perbandingan Daya Keluaran PLTS

Pada perbandingan daya keluaran ini akan dihitung seberapa besar perbedaan antara daya keluaran dari hasil perhitungan dengan daya keluran dari hasil simulasi *PVSyst* yang akan ditampilkan pada tabel berikut :

Tabel 4. 6 Perbandingan Hasil Perhitungan dan Simulasi

Bulan	Radiasi Matahari (kWh/m <sup>2</sup> /bulan)	Daya Keluaran PLTS (MWh)		Persen Error (%)
		Perhitungan	Simulasi PV Syst	
Januari	116,3	77,1	77,9	0,97
Februari	118,2	76,9	79,1	2,72
Maret	153,8	100,3	102,1	1,75
April	162,3	105,9	107,3	1,33
Mei	136,4	89,0	91,2	2,46
Juni	143,7	93,8	95,7	1,99
Juli	169,6	110,6	112,5	1,66
Agustus	188,5	122,9	125,4	1,99
September	185,1	120,7	121,3	0,51
Oktober	196,5	128,2	128,8	0,44
November	145,8	95,1	96,3	1,28
Desember	117,5	76,6	78,6	2,55

Dari tabel 4.6 menjelaskan bahwa hasil perbandingan akurasi perhitungan tidak ada yang sama persis dengan hasil simulasi, terjadi sedikit perbedaan daya keluarannya antara kisaran 0,44 – 2,55%.

Gambar 4. 5 Grafik Daya Keluaran Hasil Perhitungan dan *PVSyst*

Berdasarkan gambar 4.5 menunjukkan bahwa perbedaan daya keluaran antara perhitungan dengan hasil simulasi *PVSyst*. Garis warna biru merupakan hasil perhitungan, sedangkan garis warna merah merupakan hasil dari simulasi

*PVSyst*. Setiap bulannya daya keluaran hasil perhitungan nilainya lebih sedikit daripada hasil simulasi *PVSyst*.

#### 4.1.5 Perhitungan Ekonomi

Pada perhitungan ekonomi ini akan dihitung biaya investasi, kemudian dianalisa studi kelayakannya meliputi *payback periode*, *net present value*, *benefit cost ratio* dan *internal rate of return*.

##### 4.1.5.1 Perhitungan Biaya Investasi

Pada perhitungan biaya investasi pembangunan PLTS meliputi biaya investasi panel surya, *inverter*, biaya kerangka, biaya instalasi, biaya pemeliharaan PLTS dan biaya area lokasi pembangunan dengan menggunakan rumus 2.9-2.16 :

Biaya investasi panel surya Jinko solar JKM300M-60 :

$$\begin{aligned} C_{PV} &= \text{Total panel surya} \times \text{harga} \\ &= 2667 \times \$78.00 \times \text{Rp. } 13.659 \\ &= \mathbf{\text{Rp. } 2.841.427.134} \end{aligned}$$

Biaya investasi *inverter* Ingecon Sun 100TL-400V :

$$\begin{aligned} C_{INV} &= \text{Total } \textit{inverter} \times \text{harga} \\ &= 8 \times \text{€}9,100.00 \times \text{Rp. } 15.155 \\ &= \mathbf{\text{Rp. } 1.103.284.000} \end{aligned}$$

Biaya Kerangka PLTS 800 kWp :

$$\begin{aligned} C_{KER} &= (C_{PV} + C_{INV}) \times 25\% \\ &= (\text{Rp. } 2.841.427.134 + \text{Rp. } 1.103.284.000) \times 25\% \\ &= \mathbf{\text{Rp. } 986.177.784} \end{aligned}$$

Biaya Instalasi ( Panel + Kabel ) dan Proteksi PLTS :

$$\begin{aligned} C_{INS} &= (800/15) \times \text{Rp. } 60.000.000 \\ &= \mathbf{\text{Rp. } 3.200.000.000} \end{aligned}$$

Biaya pemeliharaan PLTS :

$$\begin{aligned} C_{PM} &= 1\% \times (C_{PV} + C_{INV}) \\ &= 1\% \times (\text{Rp. } 2.841.427.134 + \text{Rp. } 1.103.284.000) \\ &= \mathbf{\text{Rp. } 39.507.111 / \text{tahun}} \end{aligned}$$

Biaya investasi area pembangunan PLTS :

$$\begin{aligned}
 A_{\text{total}} &= (A_{\text{c total panel surya}} + A_{\text{INV}}) + 15\% \\
 &= (1,637 \times 2667 + 3,15 \times 7,2 \times 8 \text{ unit}) + 15\% \\
 &= (4.365,88 \text{ m}^2 + 181,44 \text{ m}^2) + 15\% \\
 &= \mathbf{5.229,42 \text{ m}^2}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 C_{\text{AREA}} &= A_{\text{total}} \times \text{harga tanah} \\
 &= 5.229,42 \times \text{Rp.}500.000 \\
 &= \mathbf{\text{Rp. } 2.614.709.000}
 \end{aligned}$$

Total biaya investasi pembangunan PLTS *On Grid* 800 kWp :

$$\begin{aligned}
 C_{\text{TOTAL}} &= C_{\text{PV}} + C_{\text{INV}} + C_{\text{KER}} + C_{\text{INS}} + C_{\text{AREA}} \\
 &= \text{Rp. } 2.841.427.134 + \text{Rp. } 1.103.284.000 + \text{Rp. } 986.177.784 + \\
 &\quad \text{Rp. } 3.200.000.000 + \text{Rp. } 2.614.709.000 \\
 &= \mathbf{\text{Rp. } 10.745.597.918}
 \end{aligned}$$

#### 4.1.5.2 Perhitungan Aliran Kas (*Cash Flow*)

Perhitungan Kas Masuk dapat dihitung dengan menggunakan rumus 2.17 yang berisi mengalikan hasil energi listrik yang dihasilkan PLTS *On Grid* 800 kWp dengan harga listrik per kWh :

$$\begin{aligned}
 C_{\text{IN}} &= \text{Total } P_{\text{OUT}} \text{ PLTS} \times \text{Harga listrik} \\
 &= 1.197.144 \times \text{Rp. } 1.400 \\
 &= \mathbf{\text{Rp. } 1.676.001.600}
 \end{aligned}$$

Dan untuk kas keluar pada penelitian ini berasal dari biaya pemeliharaan peralatan yakni :

$$C_{\text{OUT}} = C_{\text{PM}} = \mathbf{\text{Rp. } 39.507.111}$$

Setelah arus kas masuk dan keluar diketahui maka akan dihitung aliran kas dari penelitian ini menggunakan rumus 2.18 :

$$\begin{aligned}
 \text{CF} &= C_{\text{IN}} - C_{\text{OUT}} \\
 &= \text{Rp. } 1.676.001.600 - \text{Rp. } 39.507.111 \\
 &= \mathbf{\text{Rp. } 1.636.494.489}
 \end{aligned}$$

#### 4.1.5.3 Perhitungan *Payback Periode*

Perhitungan periode pengembalian modal dapat dihitung menggunakan rumus 2.19 dimana CF (*cashflow*) berasal dari penghematan biaya konsumsi bahan bakar PLTD :

$$\begin{aligned}
 PP &= C_{\text{TOTAL}} / CF \\
 &= \text{Rp. } 10.785.105.029 / \text{Rp. } 1.636.494.489 \\
 &= 6,566 \rightarrow 6 \text{ tahun} \\
 &0,566 \times 12 = 6,792 \rightarrow 6 \text{ bulan} \\
 &0,792 \times 30 = 23,76 \rightarrow 24 \text{ hari}
 \end{aligned}$$

Jadi periode pengembalian modal pembangunan PLTS *On Grid* 800 kWp adalah 6 tahun 6 bulan 24 hari.

#### 4.1.5.4 Perhitungan *Net Present Value*

Perhitungan NPV berguna untuk memprediksi pendapatan bersih pada tahun ke-n yang dapat dihitung menggunakan rumus 2.20 atau menggunakan tabel 2.1 untuk mempermudah perhitungan, berikut perhitungan NPV selama 10 tahun dengan bunga 5% :

Tabel 4. 7 *Net Present Value*

Tahun	CF (Rp)	DF 5%	PV CF (Rp)
0	- 10.745.597.918		- 10.745.597.918
1	1.636.494.489	0,9524	1.558.597.351
2	1.636.494.489	0,907	1.484.300.502
3	1.636.494.489	0,8638	1.413.603.940
4	1.636.494.489	0,8227	1.346.344.016
5	1.636.494.489	0,7835	1.282.193.432
6	1.636.494.489	0,7462	1.221.152.188
7	1.636.494.489	0,7107	1.163.056.633
8	1.636.494.489	0,6768	1.107.579.470
9	1.636.494.489	0,6446	1.054.884.348
10	1.636.494.489	0,6139	1.004.643.967
$\Sigma$ PV CF			12.636.355.846
$\Sigma$ PV Investasi			- 10.745.597.918
NPV			<b>1.890.757.929</b>

Berdasarkan tabel 4.7 menunjukkan bahwa dengan bunga 5% selama 10 tahun NPV yang didapat mencapai Rp 1.890.757.929 dari syarat studi kelayakan untuk menjalankan usaha/proyek nilai NPV tersebut sudah memenuhi syarat.

#### 4.1.5.5 Perhitungan *Benefit Cost Ratio*

Perhitungan BCR digunakan untuk mengetahui seberapa besar keuntungan yang bisa didapat dari total penanaman modal (investasi). BCR dihitung dengan menggunakan rumus 2.21, dimana total aliran kas ( $\sum PV CF$ ) dari proyek PLTS *On Grid* 800 kWp selama 10 tahun yang sudah terkena bunga sebesar 5% akan dibagi dengan jumlah biaya investasi :

$$\begin{aligned} BCR &= \sum_1^{10} CF_5 / C_{TOTAL} \\ &= 12.636.355.846 / 10.745.597.918 \\ &= \mathbf{1,17 \%} \end{aligned}$$

Ini berarti untuk Rp. 1 modal yang dikeluarkan proyek ini selama 10 tahun akan menghasilkan keuntungan Rp. 1,17 dan semakin lama proyek berjalan nilai BCR akan ikut meningkat.

#### 4.1.5.6 Perhitungan *Internal Rate of Return*

Perhitungan IRR digunakan untuk mengetahui kemampuan menulasi jika modal berasal dari pinjaman. Perhitungan IRR dilakukan selama 10 tahun dengan 2 bunga yang berbeda, bunga pertama nilai NPV harus positif dan bunga kedua nilai NPV harus negatif. Bunga yang digunakan adalah 8% dan 9%, untuk mempermudah perhitungan digunakan tabel 2.1 seperti berikut:

Tabel 4. 8 *Internal Rate of Return*

Tahun	CF (Rp)	DF 8%	PV CF (Rp)	DF 9%	PV CF (Rp)
0	- 10.745.597.918		- 10.745.597.918		- 10.745.597.918
1	1.636.494.489	0,9259	1.515.230.247	0,9174	1.501.320.044
2	1.636.494.489	0,8573	1.402.966.725	0,8417	1.377.437.411
3	1.636.494.489	0,7938	1.299.049.325	0,7722	1.263.701.044
4	1.636.494.489	0,735	1.202.823.449	0,7084	1.159.292.696
5	1.636.494.489	0,6806	1.113.798.149	0,6499	1.063.557.768

Tahun	CF (Rp)	DF 8%	PV CF (Rp)	DF 9%	PV CF (Rp)
6	1.636.494.489	0,6302	1.031.318.827	0,5963	975.841.664
7	1.636.494.489	0,5835	954.894.534	0,547	895.162.485
8	1.636.494.489	0,5403	884.197.972	0,5019	821.356.584
9	1.636.494.489	0,5002	818.574.543	0,4604	753.442.063
10	1.636.494.489	0,4632	758.024.247	0,4224	691.255.272
ΣPV CIF			11.245.970.736	ΣPV CIF	10.502.367.033
Σ PV Investasi			- 10.745.597.918	Σ PV Investasi	- 10.745.597.918
NPV			235.280.104	NPV	- 243.230.885

Berdasarkan tabel 4.5 menjelaskan bahwa NPV selama periode 10 tahun dengan bunga 8% adalah Rp. 235.280.104 dan dengan bunga 9% adalah – Rp. 243.230.885 maka IRR dapat dihitung menggunakan rumus 2.22 :

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i_1 + \frac{\text{NPV}_1}{\text{NPV}_1 - \text{NPV}_2} (i_2 - i_1) \\
 &= 8 + \frac{235.280.104}{(235.280.104 - (-243.230.885))} (9 - 8) \\
 &= 8 + 0,49 \times 1 \\
 &= \mathbf{8,49 \%}
 \end{aligned}$$

Jadi, IRR maksimal yang dapat diangsur pada proyek PLTS ini yakni 8,49% dengan jangka waktu 10 tahun.

Berdasarkan kajian ekonomi di atas menunjukkan bahwa proyek PLTS *On Grid* 800 kWp ini dinyatakan layak dijalankan karena sudah memenuhi syarat dari studi kelayakan yakni :

- NPV harus lebih besar dari pada 0 yakni Rp 1.890.757.929
- Waktu pengembalian modal (*Payback Periode*) tidak melebihi umur peralatan yakni 6 tahun 6 bulan 24 hari.
- BCR harus pada nilai positif yakni 1,17%
- IRR harus lebih besar dari pada 0 yakni 8,49%
- Gross B/C Ratio lebih besar dari pada 1 yakni 1,17%.