Kajian Kelayakan Finansial Fotovoltaik Terintegrasi On Grid Dengan Kapasitas 20 kWp

Muchamad Nur Qosim¹; Rinna Hariyat²; Isworo Pujotomo³

^{1, 2, 3} Institut Teknologi PLN

¹mn_qosim@yahoo.com

¹m.qosim@itpln.ac.id

ABSTRACT

Entering the 21st century, oil and gas reserves are running low. While the demand for energy is increasing, especially in industrialized countries will increase to 70% between 2000 and 2030. In 2017, the need for electricity reaches 25.4 trillion kWh. Solar energy that can be generated for the whole of mainland Indonesia which has an area of ± 2 million km² with a radiation distribution of 4.8 kWh / m² / day is 5.10 mW or equivalent to 112,000 gWp. With the method of observation in various literature and field studies, investment costs include the cost of purchasing all components of solar power plants needed, such as the cost of purchasing solar modules and the purchase of inverters. The Internal Rate of Return (IRR) is obtained more than the interest rate, which is 27.11% and it can be concluded that the on-grid PLTS planning in the 20 KWP capacity system can be aid to be feasible.

Keyword: Solar Cell, investment, electrical Energy

ABSTRAK

Memasuki abad 21, persediaan minyak dan gas bumi semakin menipis. Sementara kebutuhan akan energi semakin meningkat, utamanya di negara-negara industri akan meningkat sampai 70% antara tahun 2000 sampai dengan 2030. Pada tahun 2017, kebutuhan energi listrik mencapai 25,4 trilyun kWh. Energi surya yang dapat dibangkitkan untuk seluruh daratan Indonesia yang mempunyai luas ± 2 juta km² dengan distribusi penyinaran sebesar 4,8 kWh/m²/hari adalah sebesar 5,10 mW atau setara dengan 112.000 gWp. Dengan metode observasi di berbagai literature dan studi lapangan, Biaya investasi mencakup mengenai biaya pembelian semua komponen pembangkit listrik tenaga surya yang dibutuhkan, seperti biaya pembelian modul surya dan pembelian inverter. Diperoleh Internal Rate of Return (IRR) lebih dari tingkat suku bunga, yaitu 27,11% dan dapat disimpulkan bahwa perencanaan PLTS on-grid di system kapasitas 20 KWP ini dapat dikatakan layak.

Kata kunci: Cel surya, investasi, Energi listrik

1. Pendahuluan

Energi (daya) merupakan syarat utama untuk melakukan pekerjaan atau kegiatan meliputi listrik, energi mekanik, energi elektromagnetik, energi kimia, energi nuklir dan panas. Memasuki abad 21, persediaan minyak dan gas bumi semakin menipis. Sementara kebutuhan akan energi semakin meningkat, utamanya di negara-negara industri akan meningkat sampai 70% antara tahun 2000 sampai dengan 2030. Pada tahun 2017, kebutuhan energi listrik mencapai 25,4 trilyun kWh. Namun sumber energi primer (minyak dan gas bumi) hanya mampu menyumbang 14,5 Trilyun kWh.

Energi surya merupakan energi yang potensial dikembangkan di Indonesia, mengingat Indonesia merupakan negara yang terletak di daerah khatulistiwa. Energi surya yang dapat dibangkitkan untuk seluruh daratan Indonesia yang mempunyai luas ± 2 juta km² dengan distribusi penyinaran sebesar 4,8 kWh/m²/hari adalah sebesar 5,10 mW atau setara dengan 112.000 gWp. Oleh karena itu energi surya memiliki keunggulan-keunggulan dibandingkan dengan energi fosil, diantaranya:

1. Sumber energi yang mudah didapatkan.
2. Ramah lingkungan.
3. Sesuai untuk berbagai macam kondisi geografis.

Instalasi, pengoperasian dan perawatan mudah.

2. Metode Penelitian

Konsep tentang Perancangan PLTS sistem On grid dengan gedung STT-PLN ini membutuhkan beberapa tahapan penyelesaian. Tahapan-tahapan penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut:

1. Studi Literatur, yaitu mengumpulkan data-data dari buku referensi dan jurnal-jurnal yang relevan dengan topik penelitian.
2. Identifikasi masalah, yaitu dengan merumuskan latar belakang masalah pada penelitian yang dilakukan hingga tujuan dalam melakukan penelitian ini.
3. Observasi, yaitu pengumpulan data dengan mengadakan pengamatan secara langsung pada instalasi yang sudah terpasang dengan PLTS.

Berikut ini adalah gambar dari sistem konsep atau perencanaan dari PLTS on-grid, dimana kebutuhan nya tidak membutuhkan baterai dalam perakitan nya.

Gambar 1. Konfigurasi Sistem Konsep On-grid

Secara singkat dijelaskan bahwa dari skema konsepnya, hasil energi yang dari PLTS akan diubah oleh inverter dari DC ke AC, yang kemudian akan di sesuaikan jalurnya oleh panel distribusi, dan dari antara panel distribusi outputnya akan masuk ke alat ukur EXIM yang akan mensinkronisasikan ke beban (konsumen) dan ke jaringan jala-jala PLN.

3. Hasil Dan Pembahasan

3.1. Analisa Ekonomi

Biaya yang pertama yang diperlukan pada tahap perencanaan yaitu biasa investasinya. Biaya investasi mencakup mengenai biaya pembelian semua komponen pembangkit listrik tenaga surya yang dibutuhkan, seperti biaya pembelian modul surya dan pembelian inverter. Di bawah ini adalah data yang peralatan yang dibutuhkan beserta harganya sesuai dengan desain yang telah dibuat.

Tabel 1. Biaya investasi awal

No.	komponen	Jumlah	Satuan	Harga		Total (Rp)
1	Panel Surya REC350 Wp	60	Pcs	2.550.000	/pcs	153.000.000
2	Inverter ABB 20 KW	1	Pcs	47.350.000	/pcs	47.350.000
3	Mounting (rak)	50	Meter	187.000	/meter	9.350.000
4	Kabel	50	Meter	10.000	/meter	500.000
5	Combainer Box	2	Set	5.000.000	/set	10.000.000
6	Grounding Protection Kit	1	Set	5.000.000	/set	5.000.000
7	KWh Meter Exim	1	Pcs	300.000	/pcs	300.000
Total (c)						225.500.000

Dari tabel diatas maka dapat diketahui bahwa untuk biaya investasi yang perlukan untuk pembelian peralatan yaitu sekitar Rp. 225.500.000

3.2. Biaya pemeliharaan dan biaya operasional (M)

Setelah mengetahui besarnya biaya investasi yang dibutuhkan, maka tahap selanjutnya adalah menghitung besarnya biaya pemeliharaan dan biaya operasionalnya. Pemeliharaan PLTS terbilang cukup mudah sehingga untuk biaya pemeliharaannya juga tidak terlalu mahal. Biaya pemeliharaan dan operasional PLTS umumnya diperhitungkan sebesar 1 sampai 2% dari total biaya investasi awal (Jais, 2012). Berdasarkan acuan tersebut maka pada penelitian ini di tetapkan biaya pemeliharaan sebesar 1%. penentuan ini didasari karena Indonesia hanya memiliki dua musim yaitu musim penghujan dan musim kemarau, sehingga perawatannya tidak serumit dengan negara yang memiliki 4 musim. Sehingga untuk menghitung biaya pemeliharaan dan operasional pertahun dapat dihitung dengan persamaan:

$$M = 1\% \times \text{biaya investasi} \quad (1)$$

$$M = 1\% \times 225.500.000 = \text{Rp. } 2.255.000$$

3.3. Biaya siklus hidup PLTS (*life cycle cost*)

Biaya siklus hidup PLTS dapat dihitung dengan menjumlahkan biaya investasi yang dibutuhkan dengan biaya pemeliharaan dan operasionalnya.

$$LCC = C + Mpw$$

PLTS ini diperkirakan dapat beroperasi selama 20 tahun. Untuk mengetahui berapa biaya yang harus dikeluarkan maka perlu di pertimbangkan tingkat *diskonto* sebesar 11 %. Tingkat *diskonto* ini mengacu pada tingkat suku bunga pada tahun 2018, sehingga besarnya biaya (*present value*) PLTS selama beroperasi dalam waktu 20 tahun yaitu:

$$Mpw = M \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (2)$$

$$Mpw = 2.255.000 \frac{(1+0,11)^{20} - 1}{0,11(1+0,11)^{20}}$$

$$Mpw = \text{Rp. } 17.957.304,-$$

Sehingga biaya siklus hidup (LCC) untuk PLTS yang akan dikembangkan selama umur proyek 20 tahun diperoleh sebagai berikut:

$$LCC = C + Mpw \quad (3)$$

$$LCC = 225.500.000 + 17.957.304$$

$$= \text{Rp. } 243.457.405,-$$

3.4. Menghitung Biaya Energi PLTS (*Levelized Cost of Energy*)

Biaya Energi (*Levelized Cost of Energy*) suatu PLTS, ditentukan oleh biaya siklus hidup (LCC), faktor pemulihan modal (CRF) dan kWh produksi tahunan. Faktor pemulihan modal untuk mengkonversi semua arus kas biaya siklus hidup menjadi serangkaian biaya tahunan dihitung dengan persamaan sebagai berikut.

$$\begin{aligned} CRF &= \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \\ &= \frac{0,11(1+0,11)^{20}}{(1+0,11)^{20} - 1} = 0,126 \end{aligned} \quad (4)$$

Sedangkan produksi kWh tahunan nilainya sebesar :

$$\begin{aligned} \text{Produksi kWh tahunan} &= \text{kWh produksi harian} \times 365 \\ &= 67,66 \text{ kWh} \times 365 \\ &= 24.695 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Setelah memperoleh nilai LCC, CR dan kWh produksi tahunan, maka besar biaya energy (LCoE) untuk perencanaan system PLTS ini adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} LCoE &= \frac{LCC \times CRF}{\text{Produksi kWh tahunan}} \\ &= \frac{\text{Rp. } 243.457.405 \times 0,126}{24.695 \text{ kWh}} \\ &= \text{Rp. } 1.242,18 \approx \text{Rp. } 1.300 - / \text{ kWh} \end{aligned} \quad (5)$$

Untuk perencanaan ini akan digunakan biaya sebesar Rp. 1.300,-/kWh, Asumsi energi listrik yang terkirim ke jaringan PLN sebesar 5 kWh/hari

$$\begin{aligned} \text{Harga jual ke PLN} &= 5 \text{ kWh/hari} \times \text{Rp. } 1.300,- \\ &= \text{Rp. } 6.500,-/\text{hari} \end{aligned} \quad (6)$$

Jadi total harga jual yang diterima pelanggan selama 1 tahun dikurangi dengan perkiraan hari pada musim hujan selama 3 bulan, maka:

$$\begin{aligned}\text{Harga jual ke PLN} &= \text{Rp. } 6.500,- \times (365 \text{ hari} - 90 \text{ hari}) \\ &= \text{Rp. } 1.787.500,-\end{aligned}$$

3.5. Analisis Kelayakan Investasi

Kelayakan investasi PLTS ditentukan berdasarkan hasil perhitungan *Net Present Value* (NPV), *Profitability Index* (PI) dan *Discounted Payback Period* (DPP). Untuk menghitung kelayakan investasi PLTS digunakan biaya energi yaitu Rp. 1.300,-/kWh. Dengan biaya energi tersebut dan besar kWh produksi tahunan sebesar 24.695 kWh, maka arus kas masuk tahunannya adalah sebesar Rp. 32.103.500,-. Ditambah dengan asumsi energi listrik yang terkirim ke jaringan PLN dalam 1 tahun sebesar Rp. 1.787.500,- maka total arus masuk kas sebesar Rp. 33.891.000,-. Sedangkan pengeluaran tahunannya diperhitungkan sebesar Rp. 2.255.000,- yang ditentukan berdasarkan biaya pemeliharaan dan operasional tahunan PLTS. Tabel 4.9 menunjukkan hasil perhitungan arus kas bersih, *factor diskonto* (i) sebesar 11% dan nilai sekarang arus kas bersih. Faktor *Diskonto* (FD) :dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$DF = \frac{1}{(1+i)^n} \quad (7)$$

Misalnya perhitungan *factor diskonto* dengan n adalah tahun ke-1, maka :

$$\begin{aligned}DF &= \frac{1}{(1+0,11)^1} \\ &= 0.9009\end{aligned}$$

Berikut merupakan table perhitungan NFC, DF dan PVNCF dengan i = 11%.

Table 2. Perhitungan NFC, DF dan PVNCF dengan i = 11% dengan melihat Total Produksi Energi Tahunan.

Th	Biaya (Rp)	Arus Kas Masuk (Rp)	Arus Kas Keluar (Rp)	Arus Kas Bersih (NCF) (Rp)	Discount Factor (DF) 11% (RP)	Present Value NCF (NCF X DF) (Rp)	Kumulatif PV NCF (NCF + PV NCF) (DF)
-	225.500.000				1		
1		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,9009	28.500.872	28.500.872
2		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,8116	25.675.777	54.176.650
3		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,7312	23.132.243	77.308.893
4		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,6587	20.838.633	98.147.526
5		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,5934	18.772.802	116.920.328
6		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,5346	16.912.605	133.832.934
7		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,4816	15.235.897	149.068.832
8		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,4339	13.726.860	162.795.69

							2
9		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,3909	12.366.512	175.162.204
10		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,3521	11.139.035	186.301.240
11		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,3173	10.038.102	196.339.343
12		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,2858	9.041.568	205.380.912
13		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,2575	8.146.270	213.527.182
14		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,2319	7.336.388	220.863.570
15		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,2090	6.611.924	227.475.494
16		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,1882	5.953.895	233.429.389
17		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,1696	5.365.465	238.794.855
18		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,1528	4.833.980	243.628.836
19		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,1376	4.353.113	247.981.949
20		33.891.000	2.255.000	31.636.000	0,1240	3.922.864	251.904.813

1. Net Present Value (NPV)

Teknik *Net Present Value* dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t} - 1A \quad (8)$$

Table 4.9 menunjukkan bahwa total nilai sekarang arus kas bersih (PV NCF) yang merupakan hasil perkalian antara arus kas bersih (NCF) dengan factor diskonto (DF) adalah sebesar $\sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t}$ adalah sebesar Rp. 227.475.494 sehingga dengan biaya investasi awal sebesar Rp. 225.500.000 maka besar nilai NPV adalah :

$$\begin{aligned} NPV &= 227.475.494 - 225.500.000 \\ &= 1.975.494 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan NPV yang bernilai positif sebesar Rp.1.975.494 (>0), menunjukkan bahwa investasi PLTS yang akan dikembangkan tersebut layak untuk dilaksanakan.

2. Profitability Index (PI)

Teknik *profitability Index* dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n NCF_t (1+i)^{-t}}{1A} \quad (9)$$

Dengan total nilai sekarang arus kas bersih sebesar Rp. 227.475.494 dan biaya investasi awal sebesar Rp. 225.500.000 maka besar nilai PI adalah:

$$PI = \frac{227.475.494}{225.500.000} = 1,009$$

Hasil perhitungan PI yang bernilai 1,009 (>1), menunjukkan bahwa investasi PLTS yang akan dikembangkan layak untuk dilaksanakan.

3. Discounted Payback Period (DPP)

Discounted Payback Period (DPP) diperoleh dengan menghitung berapa tahun nilai sekarang arus kas bersih kumulatif (kumulatif PV NCF) akan sama dengan nilai investasi awal.

Table 4.9 menunjukkan bahwa pada tahun ke-14, kumulatif PV NCF mendekati nilai investasi awal dengan kekurangan sebesar Rp. 4.636.430,- yaitu dari Rp. 225.500.000 – Rp. 220.863.570. Dalam tahun ke-15, nilai arus kas bersih (PV NCF tahun ke-15) adalah sebesar Rp. 6.203.405,- maka lama waktu yang diperlukan adalah sekitar 7 bulan (0,7 bulan dari 12 bulan) yang diperoleh dari :

$$\frac{Rp.4.636.430}{Rp.6.611.924} = 0,70$$

Diperoleh DPP sekitar 14 tahun 7 bulan untuk menunjukkan bahwa investasi PLTS yang akan dikembangkan dengan system 20 KWP pada jangka waktu 20 tahun yang akan datang layak untuk dilaksanakan. Hal ini karena DPP yang dihasilkan menunjukkan waktu yang lebih cepat dari periode umur proyek yang ditetapkan, yaitu 20 tahun.

4. Internal Rate of Return (IRR)

IRR dipakai untuk menentukan sebuah investasi dilaksanakan atau tidak, biasanya digunakan acuan kalau investasi tersebut harus lebih tinggi dari *Minimum acceptable rate of return* atau *Minimum attractive rate of return*.

Pada suku bunga IRR akan diperoleh NPV=0, atau biasa disebut dengan IRR mengandung makna suku bunga yang dapat diberikan investasi, yang memberikan NPV = 0. Syarat utamanya adalah apabila $IRR > \text{suku bunga MARR}$.

IRR adalah *discount rate* yang membuat NPV sama dengan nol, namun tidak berhubungan dengan *discount rate* yang dihitung berdasarkan data di luar proyek sebagai *social opportunity cost of capital* (SOCC) yang berlaku umum di masyarakat (bunga deposito).

Untuk bisa memperoleh hasil akhir dari IRR kita harus mencari *discount rate* yang menghasilkan NPV positif, kemudian setelah itu cari *discount rate* yang menghasilkan NPV negatif. Digunakan persamaan berikut :

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1}{(NPV_1 - NPV_2)} (i_2 - i_1) \quad (10)$$

Table 3. Perhitungan IRR (*Internal Rate of Return*)

No.	Arus kas Bersih	DF 11%	PV 11%	DF 12%	PV 12 %
1	33.891.000	0,9009	30.532.401	0,8928	30.257.884
2	33.891.000	0,8116	27.505.935	0,7971	27.014.516
3	33.891.000	0,7312	24.781.099	0,7117	24.120.224
4	33.891.000	0,6587	22.324.001	0,6355	21.537.730
5	33.891.000	0,5934	20.110.919	0,5674	19.229.753
6	33.891.000	0,5346	18.118.128	0,5066	17.169.180
7	33.891.000	0,4816	16.321.905	0,4523	15.328.899
8	33.891.000	0,4339	14.705.304	0,4038	13.685.185
9	33.891.000	0,3909	13.247.991	0,3606	12.221.094
10	33.891.000	0,3521	11.933.021	0,3219	10.909.512
11	33.891.000	0,3173	10.753.614	0,2874	9.740.273
12	33.891.000	0,2858	9.686.047	0,2566	8.696.430
13	33.891.000	0,2575	8.726.932	0,2291	7.764.428
14	33.891.000	0,2319	7.859.322	0,2046	6.934.098
15	33.891.000	0,2090	7.083.219	0,1826	6.188.496
16	33.891.000	0,1882	6.378.286	0,1631	5.527.622
17	33.891.000	0,1696	5.747.913	0,1456	4.934.529
18	33.891.000	0,1528	5.178.544	0,1300	4.405.830
19	33.891.000	0,1376	4.663.401	0,1161	3.934.745
20	33.891.000	0,1240	4.202.484	0,1036	3.511.107
Total			269.860.476		253.111.544
IRR = 27,11%					

Diperoleh IRR lebih dari i, yaitu 27,11% dan dapat disimpulkan bahwa perencanaan PLTS on-grid di system kapasitas 20 KWP ini dapat dikatakan **layak**.

4. Kesimpulan Dan Saran

4.1. Kesimpulan

Hasil laporan ini didapat kesimpulan sebagai berikut;

1. Segi finansial secara totalitas bisa dikatakan layak untuk dioperasikan, solar panel memiliki hasil lebih dari suku bunga sebesar 27,11 %.

2. Umur dan pemanfaatannya yang rendah akan biaya operasional dan polusi sangat menguntungkan bagi investor untuk membangun PLTS.

4.2. Saran

Adapun saran untuk lebih bisa dan digunakan dalam implementasi PLTS ini.

1. Dalam penerapan yang riil di masyarakat ternyata regulasinya masih belum banyak menguntungkan masyarakat yang akan membuat pembangkit energi terbarukan ini.
2. Bahan dan komponen semua material PLTS dan penunjang nya ini, andaikan bisa dibuat di dalam negeri sendiri akan menjadi lebih murah dan sangat bermanfaat bagi masyarakat yang akan mengimplementasikan PLTS

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Bachtiar, M. (2006). Prosedur Perencanaan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Untuk Perumahan (*Solar Home System*).
- [2] GET STT PLN. (2017). Silabus PLTS (Edisi Pertama). Jakarta, Indonesia.
- [3] Jurnal SMARTek, Vol. 4, No.3, Solarex, 1996, *Discover the Newest Work Power*, Frederick Court, Maryland, USA.
- [4] Manan, Saiful. (2012) Energi Matahari, Sumber Energi Alternatif yang Efisien, Handal dan Ramah Lingkungan di Indonesia. Jakarta, Indonesia.
- [5] Panel Surya. (2017). Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), panelsurya.com,
- [6] S.G., Ramadhan ; Ch. Rangkuti. (2016). Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Di Atap Gedung Harry Hartanto Universitas Trisakti. Jakarta, Indonesia
- [7] Wikipedia.org. tanggal 22 Maret 2015, Solar Cell. http://en.wikipedia.org/wiki/solar_cell.
- [8] Yuwono, B. (2005). Optimasi panel sel surya dengan menggunakan sistem pelacak berbasis mikrokontroler AT89C5. Dalam B. Yuwono , Optimasi panel sel surya dengan menggunakan sistem pelacak berbasis mikrokontroler AT89C5 (hal. 11). surakarta: Budi yuwono.