

Studi Perencanaan Pembangkit Hybrid (PLTS-PLTD) Di Pulau Kodingare Kabupaten Sinjai

Lewi¹, Muh. Yusuf Yunus², A.Saiful Rijal³, Nur Huda⁴, dan Ahmad Ikram⁵

^{1,2,3,4,5} Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Ujung Pandang, Makassar 90245, Indonesia
lewi@poliupg.ac.id, yusuf_it@yahoo.com, andisaifulrijal01@gmail.com, nrhuda200401@gmail.com,
ahmaadikraam@gmail.com

Abstract: Kodingare Island, situated in Pulau Sembilan District, Sinjai Regency, is one of nine islands in the district. Currently, the majority of its population relies on conventional energy generated by the Diesel Power Plant (PLTD). The most promising renewable energy source on Kodingare Island is solar energy, with a potential solar radiation of 5.86 kWh/m²/day. An innovation was implemented by integrating Solar Power Plants (PLTS) and PLTD, with PLTS taking the primary role and PLTD serving as a backup. The evaluation utilized HOMER Pro and SketchUp Pro for the PLTH system, alongside theoretical economic and feasibility calculations. In terms of technical aspects, the electrical energy system's production is 37,029 Wh/year, comprising 32,981 Wh/year from PLTS and 4,048 Wh/year from PLTD, with an energy consumption of 33,850 Wh/year. The required fuel consumption is 2,086 L/year, resulting in excess electricity of 931 kWh/year and a renewable energy penetration rate of 89.1%. From an economic perspective, planning for this PLTH entails an investment of Rp. 258,290,000, a Net Current Cost of Rp. 660,160,000, and a Cost of Energy value of Rp. 1,352. Regarding feasibility, PLTH planning is deemed viable as it yields a Net Present Value of Rp. 9,870,151, which is greater than zero, a Profitability Index of 1.03, surpassing one, an Internal Rate of Return of 8.90%, exceeding the credit interest rate of 8.43%, and a Payback Period of 9 years and 9 months for capital return.

Keywords: PLTS Hybrid, Grid, HOMER Pro, PVSyst

Abstrak: Pulau Kodingare terletak di Kecamatan Pulau Sembilan, Kabupaten Sinjai, dan merupakan salah satu dari sembilan pulau di kecamatan tersebut yang saat ini, mayoritas penduduk masih mengandalkan energi konvensional dari Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD). Diketahui sumber energi terbarukan yang paling potensial di Pulau Kodingare adalah energi surya dengan potensi radiasi matahari mencapai 5,86 kWh/m²/hari. Dilakukan inovasi dengan menggabungkan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan PLTD, di mana PLTS berperan utama dan PLTD sebagai cadangan. Evaluasi menggunakan HOMER Pro dan SketchUp Pro untuk sistem PLTH serta perhitungan teoritis ekonomi dan kelayakan. Aspek teknis yang meliputi produksi sistem energi listrik sebesar 37.029 Wh/tahun, terdiri dari PLTS sebesar 32.981 Wh/tahun dan PLTD sebesar 4.048 Wh/tahun dengan konsumsi energi sebesar 33.850 Wh/tahun. Konsumsi bahan bakar yang diperlukan adalah sebesar 2.086 L/tahun, dengan *excess electricity* sebesar 931 kWh/tahun, dan *renewable penetration* sebesar 89,1%. Dalam aspek ekonomi, perencanaan PLTH ini memerlukan investasi sebesar Rp. 258.290.000, *Net Present Cost* sebesar Rp. 660.160.000, dan nilai *Cost of Energy* sebesar Rp. 1.352 sedangkan untuk aspek kelayakan, perencanaan PLTH dikatakan layak karena menghasilkan *Net Present Value* sebesar Rp. 9.870.151 lebih besar dari nol, *Profitability Index* sebesar 1,03 lebih besar dari satu, *Internal Rate of Return* sebesar 8,90% lebih besar dari suku bunga kredit sebesar 8,43% dan *Payback Period* yang dibutuhkan untuk pengembalian modal selama 9 tahun 9 bulan

Kata kunci : PLTS Hybrid, HOMER Pro, SketchUp, Pulau Kodingare

I. PENDAHULUAN

Sebagian besar sumber listrik di Indonesia masih bersumber dari bahan bakar fosil dimana disebutkan lebih dari 82% listrik yang diproduksi bersumber dari bahan bakar fosil, sedangkan 18% sisanya bersumber dari energi terbarukan. Data menunjukkan bahwa daya energi surya sebesar 207.898 MW, sedangkan pemanfaatannya masih rendah yaitu 0,04% [3]. Berdasarkan data penyinaran matahari yang dikumpulkan dari 18 lokasi di Indonesia, penyinaran matahari di Indonesia terbagi sebagai berikut: untuk radiasi di Kawasan Barat Indonesia (KBI) sekitar 4,5 kWh/m²/hari dengan perubahan bulanan sekitar 10%, di Kawasan Timur Indonesia (KTI) sekitar

5,1 kWh/m²/hari dengan perubahan bulanan sekitar 9%. Oleh karena itu, rata-rata intensitas radiasi matahari di Indonesia sekitar 4,8 kWh/m²/hari dengan variasi bulanan sekitar 9%. [4]

Lokasi penelitian ini berada di daerah terpencil dan belum tersuplai jaringan PLN sebagai jaringan utama serta terdapat beberapa rumah tangga yang menggunakan PLTS dengan skala kecil sebagai cadangan energi pada waktu-waktu tertentu. Data radiasi matahari berdasarkan perangkat lunak Meteonorm 8 diperoleh sebesar 5,86 Wh/m²/hari. Dengan pertimbangan tersebut, maka dibuatlah sebuah inovasi berupa Pembangkit Listrik Tenaga Hybrid (PLTH) yang terdiri dari PLTS dan PLTD. Kolaborasi sumber energi ini dapat meningkatkan waktu pelayanan listrik secara ekonomis sehingga suplai energi listrik masyarakat daerah terpencil dapat dipenuhi secara optimal

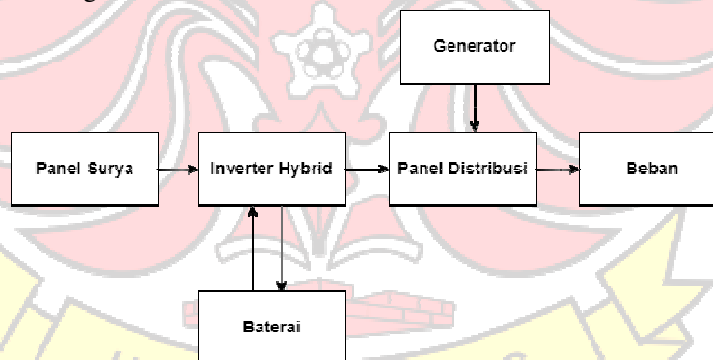
Analisis pemilihan detail komponen, rencana kinerja dan tujuan yang sesuai perlu dilakukan didalam perencanaan ini. Perlu dilakukan presentasi dan evaluasi penggunaan sesuai dengan rencana yang dibuat. Untuk itu diperlukan bantuan suatu perangkat lunak yang dapat melakukan proses analisis dan kombinasi sumber daya yang berbeda untuk menemukan desain konfigurasi terbaik dengan mempertimbangkan biaya ekonomi yang akan digunakan, sehingga perangkat lunak yang digunakan adalah Home Optimization Model for Electric Renewables (HOMER) Pro 3.14.2.

Berdasarkan latar belakang diatas, penelitian ini akan membahas tentang PLTH untuk memenuhi kebutuhan energi listrik Pulau Kodingare, dimana pulau ini memiliki potensi energi surya yang sangat baik. Oleh karena itu peneliti tertarik untuk melakukan penelitian dengan judul “Studi Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Hybrid (PLTS-PLTD) di Pulau Kodingare Kabupaten Sinjai”.

II. METODE PENELITIAN

A. Blok Sistem

Sistem blok PLTH mengacu pada kombinasi PLTS dan PLTD yang terintegrasi ke dalam sistem untuk memenuhi kebutuhan energi. Sistem ini dirancang untuk memaksimalkan penggunaan sumber energi terbarukan dan mengurangi ketergantungan terhadap bahan bakar fosil. Berikut adalah diagram blok dari sistem PLTH :



Gambar 1 Blok Diagram Sistem

B. Tahapan Penelitian

Langkah penelitian menjadi acuan utama dalam pelaksanaan penelitian ini. Penelitian diawali dengan pemilihan wilayah penelitian berdasarkan permasalahan yang dikaji pada bagian pendahuluan. Penilaian dilakukan berdasarkan data dan fakta di lapangan serta dipadukan dengan materi dari jurnal ilmiah, buku dan publikasi. Setelah analisis dimulai dengan menuangkannya ke dalam skripsi. Proses penelitian ini digambarkan dengan diagram penelitian pada Gambar 2 berikut ini :



Gambar 2 Diagram Alir Penelitian

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Profil Beban Energi Listrik

Langkah awal dalam perancangan ini adalah dengan menentukan beban total harian yang digunakan. Beban harian pada Pulau Kodingare adalah beban konsumsi energi listrik yang terdiri dari beban Rumah Tangga, Mushalla, Sekolah, Pustu, dan MCK Umum dapat dilihat pada Tabel 1 dibawah ini:

Tabel 1 Estimasi Kebutuhan Daya Listrik Pulau Kodingare Selama 24 Jam

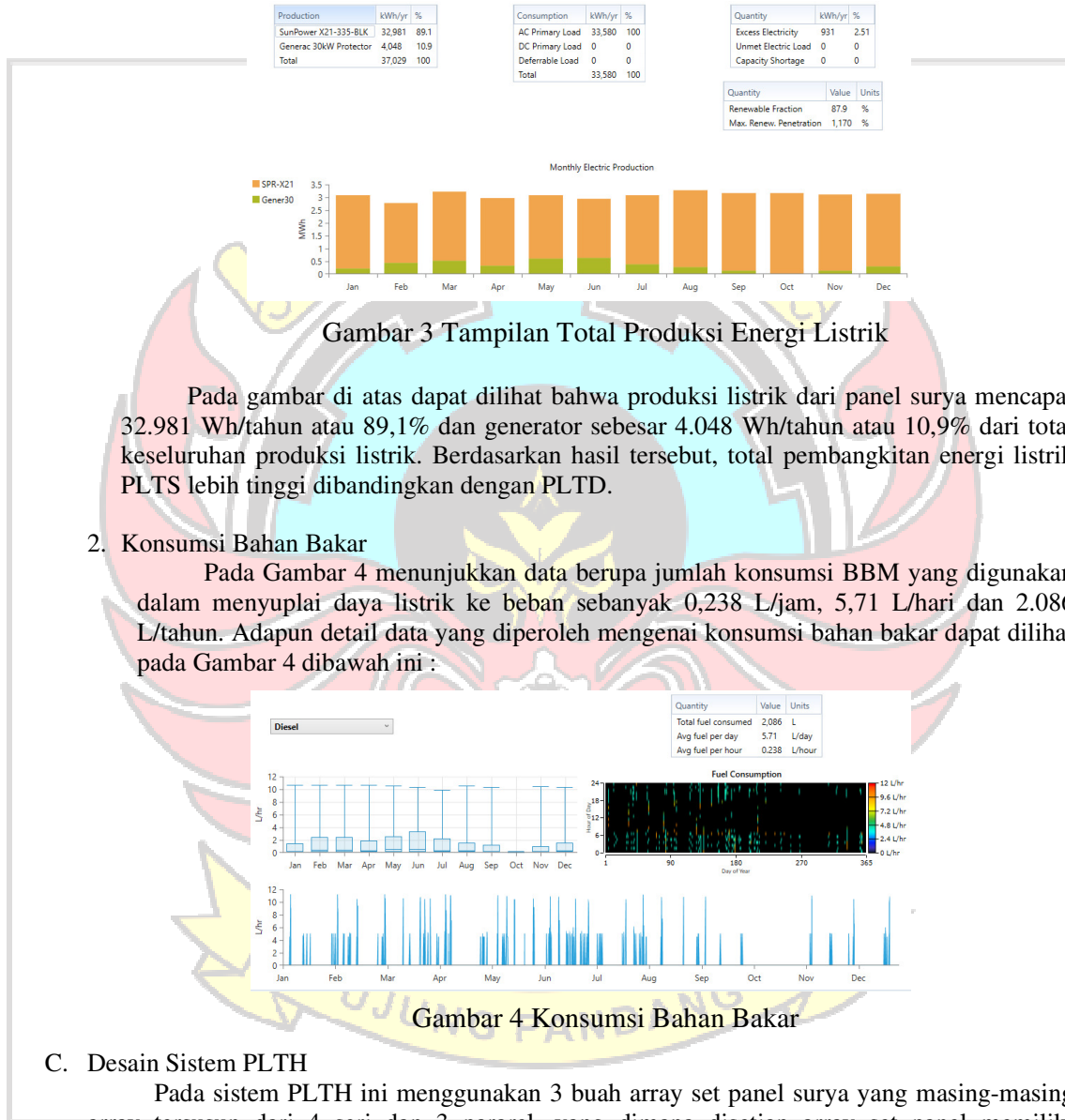
Jenis Bangunan	Jumlah	Nama Peralatan	Jumlah	Daya (W)	Total Daya (kW)	Waktu Pemakaian (h)	Konsumsi Energi Listrik (kWh)
Rumah Tangga	120	Lampu	4	10	4.800	8	38.400
		Televisi	1	70	8.400	3	25.200
		Kipas	1	40	4.800	4	19.200
		Perangkat Listrik	1	14	1.680	4	6.720
Mushalla	1	Lampu	4	10	40	5	200
		Amplifier	1	30	30	1	30
		Kipas	4	45	180	4	720
		TOA	1	50	50	1	50
Sekolah	1	Lampu	4	10	40	5	200
		Kipas	3	20	80	5	400
		Lampu	2	10	20	5	100
Pustu	1	Kipas	2	20	40	5	200
		Perangkat Listrik	1	20	20	5	100
		MCK Umum	7	Lampu	1	10	70
Total					20.160		91.870

B. Analisis Teknis Simulasi Software HOMER Pro

1. Total Energi Listrik Yang Dihasilkan

Total energi yang dihasilkan dari sistem PLTH dapat dilihat pada Gambar 3

berikut ini :



Gambar 3 Tampilan Total Produksi Energi Listrik

Pada gambar di atas dapat dilihat bahwa produksi listrik dari panel surya mencapai 32.981 Wh/tahun atau 89,1% dan generator sebesar 4.048 Wh/tahun atau 10,9% dari total keseluruhan produksi listrik. Berdasarkan hasil tersebut, total pembangkitan energi listrik PLTH lebih tinggi dibandingkan dengan PLTD.

2. Konsumsi Bahan Bakar

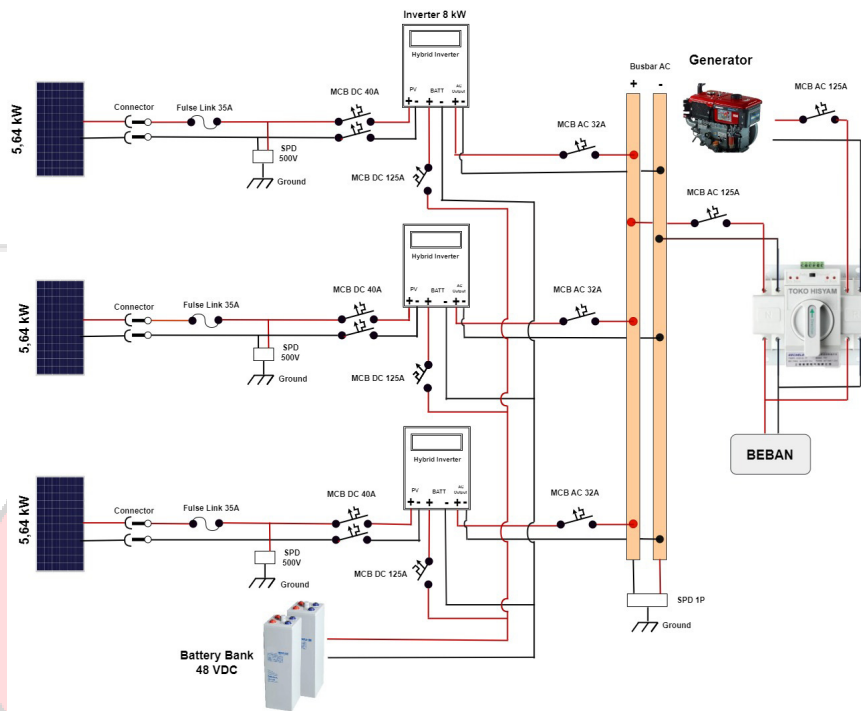
Pada Gambar 4 menunjukkan data berupa jumlah konsumsi BBM yang digunakan dalam menyuplai daya listrik ke beban sebanyak 0,238 L/jam, 5,71 L/hari dan 2.086 L/tahun. Adapun detail data yang diperoleh mengenai konsumsi bahan bakar dapat dilihat pada Gambar 4 dibawah ini :



Gambar 4 Konsumsi Bahan Bakar

C. Desain Sistem PLTH

Pada sistem PLTH ini menggunakan 3 buah array set panel surya yang masing-masing array tersusun dari 4 seri dan 3 paralel, yang dimana disetiap array set panel memiliki kapasitas sebesar 5.640 Wp yang terhubung dengan inverter yang masing-masing memiliki kapasitas 8 kW. Sistem PLTH ini menggunakan 48 buah baterai yang disusun secara seri sebanyak 24 buah. Adapun wiring diagram sistem PLTH ini dapat dilihat pada Gambar 5 dibawah ini



Gambar 5 Wiring Sitem PLTH

D. Analisa Ekonomi

1. Biaya Invetasi Awal

Seluruh biaya yang dikeluarkan untuk pembangunan sistem PLTH sesuai yang ditunjukkan pada table 2 dibawah ini :

Tabel 2 Investasi Awal

No	Komponen	Jumlah	Satuan	Harga Satuan	Subtotal Harga
A. Komponen Utama					
1	Generator Yanmar 30 kW	1	Unit	-	Tersedia
2	Panel Surya Jinko Solar 470 Wp	36	Unit	Rp. 2.800.000	Rp. 100.800.000
3	Inverter Sunon IV 8 kW	3	Unit	Rp. 10.500.000	Rp. 31.500.000
4	Baterai CsPower 2V 1500 Ah	39	Unit	-	Tersedia
5	Baterai CsPower 2V 1500 Ah	9	Unit	Rp. 6.650.000	Rp. 59.850.000
Total Harga A					Rp. 192.150.000
B. Perangkat Proteksi Sisi DC					
1	Panel Box 40 × 60 × 18 cm	2	Pcs	Rp. 238.000	Rp. 476.000
2	NT Fuse 35A	3	Pcs	Rp. 25.000	Rp. 75.000
3	MCB DC 40A	3	Pcs	Rp. 56.000	Rp. 168.000
4	MCB DC 125A	3	Pcs	Rp. 215.000	Rp. 645.000
5	Arester DC SPD 500V	3	Pcs	Rp. 145.000	Rp. 435.000
Total Harga B					Rp. 1.799.000

C. Perangkat Proteksi AC					
1	Panel Box 50 x 70 x 18 cm	1	Pcs	Rp. 335.000	Rp. 335.000
2	MCB AC 125A	2	Pcs	Rp. 215.000	Rp. 430.000
3	MCB AC 32A	3	Pcs	Rp. 118.000	Rp. 354.000
4	Arrester AC SPD 1 Phase	1	Pcs	Rp. 140.000	Rp. 140.000
Total Harga C					Rp. 1.259.000
D. Pengkabelan					
1	Kabel NYAF 1x10 mm	15	Meter	Rp. 22.000	Rp. 330.000
2	Kabel NYAF 1x16 mm	1	Roll (50m)	Rp. 1.600.000	Rp. 1.600.000
3	Kabel NYHY 2x25 mm	10	Roll (100m)	Rp. 1.800.000	Rp. 18.000.000
4	Kabel NYAF 50 mm	20	Meter	Rp. 100.000	Rp. 2.000.000
5	Kabel NYA 50 mm	30	Meter	Rp. 90.000	Rp. 2.700.000
Total Harga D					Rp. 26.830.000
E. Komponen Lainnya					
1	Penyangga Modul Surya	1	Paket	-	Tersedia
2	Tiang Distribusi	10	Batang	-	Tersedia
3	Penangkal Petir	1	Paket	-	Tersedia
4	Konektor MC4 Cabang 2 in 1	10	Pcs	Rp. 40.000	Rp. 400.000
5	ATS	1	Buah	Rp. 450.000	Rp. 450.000
6	Busbar Tembaga	5	Batang	Rp. 50.000	Rp. 250.000
7	Din Rail	6	Batang	Rp. 17.000	Rp. 102.000
8	Pipa PVC AW 1/2 Inchi	50	Meter	Rp. 10.000	Rp. 500.000
9	Grounding Rod 1.5 m	4	Batang	Rp. 55.000	Rp. 220.000
10	Terminal Block TB 2512	2	Pcs	Rp. 10.000	Rp. 20.000
11	Klip Kabel 10 mm	50	Pcs	Rp. 4.000	Rp. 200.000
13	Klem Kuku Macan	5	Pcs	Rp. 22.000	Rp. 110.000
14	Jasa Instalasi	17	kWp	Rp. 2.000.000	Rp. 34.000.000
Total Harga E					Rp. 36.252.000
Investasi Awal					Rp. 258.290.000

2. Biaya Operasional dan Maintenance

Total biaya yang dikeluarkan untuk biaya O&M PLTH meliputi pembelian biaya bahan bakar pembangkit, dan biaya 2% dari total keseluruhan biaya investasi awal, dimana perhitungan biaya O&M dapat dilihat sebagai berikut:

Biaya operasional PLTS dapat dihitung berdasarkan umur komponen dengan perhitungan sebagai berikut:

Jumlah Bahan Bakar Dalam 1 tahun	= 2.086 Liter
Harga per Liter	= Rp. 6.800
Biaya Operasional	= 2.086 L x Rp. 6.800
	= Rp. 14.184.800

Biaya Pemeliharaan PLTH per tahun dihitung dengan persamaan sebagai berikut: [1]

Investasi Awal	= Rp. 258.290.000
Biaya Pemeliharaan	= 2% × Investasi Awal
	= 2% × Rp. 258.290.000
	= Rp. 5.165.800

Dengan total biaya O&M sebesar Rp. 19.350.600 terdiri dari biaya operational PLTD sebesar Rp. 14.184.800 dan biaya pemeliharaan sebesar Rp. 5.165.800.

3. Life Cycle Cost

Dalam perencanaan, PLTH ini dapat berjalan selama 25 tahun berdasarkan masa pakai panel surya. Suku bunga yang digunakan adalah 8,43% yang dapat dihitung dengan persamaan berikut : [5]

Biaya O&M (A) = Rp. 14.184.800

$$AW = A \times \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

$$AW = \text{Rp. } 14.184.800 \times \left[\frac{(1+0.0843)^{25} - 1}{0.0843(1+0.0843)^{25}} \right]$$

$$= \text{Rp. } 14.184.800 \times 10.28$$

$$= \text{Rp. } 145.819.744$$

Dari biaya tetap pemeliharaan selama periode 25 tahun, dapat ditentukan LCC sebagai berikut: [4]

$$LCC = C_t + AW$$

$$= (\text{Rp. } 258.290.000 + 63.000.000) + \text{Rp. } 145.819.744$$

$$= \text{Rp. } 467.109.744$$

Berdasarkan perhitungan diatas, maka diperoleh biaya siklus hidup PLTH sebesar Rp. 467.109.744.

4. Cost of Energy

Capital Recovery Factor (CRF) untuk mengonversi semua arus kas biaya siklus hidup menjadi serangkaian biaya tahunan dihitung menggunakan persamaan berikut: [5]

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

$$= \frac{0.0843(1+0.0843)^{25}}{(1+0.0843)^{25} - 1}$$

$$= \frac{0.638}{6.564}$$

$$= 0.0972$$

Berdasarkan perhitungan LCC, CRF dan total energi tahunan untuk beban sebesar 33.580 Wh, dimungkinkan untuk menentukan COE, dengan perhitungan sebagai berikut: [5]

$$COE = \frac{LCC \times CRF}{A \text{ KWH}}$$

$$= \frac{467.109.744 \times 0.0972}{33.580}$$

$$= \text{Rp. } 1.352/\text{kWh}$$

E. Analisa Kelayakan

1. Payback Periode

Perhitungan biaya energi sebagai energi :

$$\begin{aligned} \text{Arus Kas Masuk} &= \text{Total Konsumsi Energi} \times \text{Harga Jual Listrik} \\ &= 33.580 \text{ Wh/tahun} \times \text{Rp. 1.352} \\ &= \text{Rp. 45.400.160/tahun} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Kas Keluar (O\&M)} &= \text{Maintenance PLTH} + \text{Op.PLTD} \\ &= \text{Rp. 5.165.800} + \text{Rp. 14.184.400} \\ &= \text{Rp. 19.350.200/tahun} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Pendapatan Bersih} &= \text{Arus Kas Masuk} - \text{Total Pengeluaran} \\ &= \text{Rp. 45.400.160} - \text{Rp. 19.350.200} \\ &= \text{Rp. 26.049.960/tahun} \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan LCC, CRF dan kWh tahunan diatas, maka diperoleh nilai COE dengan perhitungan sebagai berikut : [2]

$$\begin{aligned} \text{Payback Period} &= \frac{\text{Modal Investasi Awal}}{\text{Pendapatan}} \\ &= \frac{258.290.000}{26.049.960} \\ &= 9 \text{ Tahun 9 Bulan} \end{aligned}$$

2. Net Present Value

Nilai NPV dihitung dengan melihat total pendapatan bersih untuk mendapatkan nilai NPV sebuah sistem, kemudian nilai future value atau total pendapatan bersih dibandingkan dengan nilai dari present value sistem atau investasi awal pembangkit. Nilai NPV dapat diperoleh berdasarkan persamaan berikut :

Tabel 3 Nilai Net Present Value

NET PRESENT VALUE				
TAHUN	BIAYA INVESTASI	NCF	DF	PVNCF
0	Rp 258.290.000		1	Rp 258.290.00
1		Rp 26.049.960	0,922	Rp 24.024.680
2		Rp 26.049.960	0,851	Rp 22.156.857
3		Rp 26.049.960	0,784	Rp 20.434.249
4		Rp 26.049.960	0,723	Rp 18.845.568
5		Rp 26.049.960	0,667	Rp 17.380.400
6		Rp 26.049.960	0,615	Rp 16.029.143
7		Rp 26.049.960	0,567	Rp 14.782.941
8		Rp 26.049.960	0,523	Rp 13.633.627
9		Rp 26.049.960	0,483	Rp 12.573.667
10		Rp 26.049.960	0,445	Rp 11.596.114
11		Rp 26.049.960	0,411	Rp 10.694.563
12		Rp 26.049.960	0,379	Rp 9.863.103
13		Rp 26.049.960	0,349	Rp 9.096.286
14		Rp 26.049.960	0,322	Rp 8.389.086
15		Rp 26.049.960	0,297	Rp 7.736.868
16		Rp 26.049.960	0,274	Rp 7.135.357
17		Rp 26.049.960	0,253	Rp 6.580.612

18		Rp 26.049.960	0,233	Rp 6.068.996
19		Rp 26.049.960	0,215	Rp 5.597.155
20		Rp 26.049.960	0,198	Rp 5.161.999
21		Rp 26.049.960	0,183	Rp 4.760.674
22		Rp 26.049.960	0,169	Rp 4.390.551
23		Rp 26.049.960	0,155	Rp 4.049.203
24		Rp 26.049.960	0,143	Rp 3.734.393
25		Rp 26.049.960	0,132	Rp 3.444.059
TOTAL				Rp 268.160.151
DISKONTO ANNUITIES				10,29

Tabel 3 menunjukkan bahwa total nilai sekarang arus kas bersih hasil perkalian arus kas bersih dengan faktor diskon adalah Rp. 268.160.151, jika investasi awal Rp. 258.290.000, maka NPV dapat dihitung sebagai berikut : [6]

$$\begin{aligned}
 NPV &= \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t} - II \\
 &= Rp. 268.160.151 - 258.290.000 \\
 &= Rp. 9.870.151
 \end{aligned}$$

3. Internal Rate of Return

Untuk menentukan nilai IRR pada saat NPV = 0 digunakan metode interpolasi antara suku bunga yang menghasilkan NPV positif dan suku bunga yang menghasilkan NPV negatif dimana suku bunga rendah yang digunakan adalah 7% dan suku bunga tinggi adalah 9%. Nilai NPV dengan tingkat suku bunga rendah dapat diperoleh berdasarkan persamaan berikut :

Tabel 4 Tingkat Suku Bunga Rendah 7% dan Suku Bunga Tinggi 9%

NET PRESENT VALUE						
TAHUN	BIAYA INVESTASI	NCF	DF (7%)	PV NCF	DF (9%)	PV NCF
0	Rp 258.290.000		1	Rp 258.290.00	1	Rp 258.290.00
1		Rp 26.049.960	0,935	Rp 24.345.757	0,917	Rp 23.899.046
2		Rp 26.049.960	0,873	Rp 22.753.044	0,842	Rp 21.925.730
3		Rp 26.049.960	0,816	Rp 21.264.527	0,772	Rp 20.115.349
4		Rp 26.049.960	0,763	Rp 19.873.390	0,708	Rp 18.454.448
5		Rp 26.049.960	0,713	Rp 18.573.261	0,650	Rp 16.930.687
6		Rp 26.049.960	0,666	Rp 17.358.188	0,596	Rp 15.532.740
7		Rp 26.049.960	0,623	Rp 16.222.606	0,547	Rp 14.250.220
8		Rp 26.049.960	0,582	Rp 15.161.314	0,502	Rp 13.073.597
9		Rp 26.049.960	0,544	Rp 14.169.452	0,460	Rp 11.994.125
10		Rp 26.049.960	0,508	Rp 13.242.479	0,422	Rp 11.003.785
11		Rp 26.049.960	0,475	Rp 12.376.148	0,388	Rp 10.095.215
12		Rp 26.049.960	0,444	Rp 11.566.494	0,356	Rp 9.261.665
13		Rp 26.049.960	0,415	Rp 10.809.807	0,326	Rp 8.496.941
14		Rp 26.049.960	0,388	Rp 10.102.624	0,299	Rp 7.795.358
15		Rp 26.049.960	0,362	Rp 9.441.704	0,275	Rp 7.151.705
16		Rp 26.049.960	0,339	Rp 8.824.023	0,252	Rp 6.561.197
17		Rp 26.049.960	0,317	Rp 8.246.750	0,231	Rp 6.019.447
18		Rp 26.049.960	0,296	Rp 7.707.243	0,212	Rp 5.522.428
19		Rp 26.049.960	0,277	Rp 7.203.031	0,194	Rp 5.066.448

20		Rp 26.049.960	0,258	Rp 6.731.805	0,178	Rp 4.648.118
21		Rp 26.049.960	0,242	Rp 6.291.406	0,164	Rp 4.264.328
22		Rp 26.049.960	0,226	Rp 5.879.819	0,150	Rp 3.912.228
23		Rp 26.049.960	0,211	Rp 5.495.158	0,138	Rp 3.589.200
24		Rp 26.049.960	0,197	Rp 5.135.662	0,126	Rp 3.292.844
25		Rp 26.049.960	0,184	Rp 4.799.684	0,116	Rp 3.020.957
TOTAL				Rp 303.575.376		Rp. 255.877.806
NPV				Rp 45.285.376	NPV	Rp -2.412.194
DISKONTO ANNUITIES				11,65		9,82

Dari tabel di atas diperoleh data seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4 di bawah ini yang kemudian dihitung dengan menggunakan persamaan berikut : [6]

$$\begin{aligned}
 IRR &= Ir + \left(\frac{NPVr}{NPVr - NPVt} \right) (It - Ir) \\
 &= 7\% + \left(\frac{45.285.376}{45.285.376 - (-2.412.194)} \right) (9\% - 7\%) \\
 &= 8.90\%
 \end{aligned}$$

Memperoleh nilai IRR 8.90%, lebih tinggi dari suku bunga kredit 8,43%, itulah sebabnya rencana PLTH dianggap layak di Pulau Kodingare.

4. Profitability Index

Dengan total present value arus kas bersih sebesar Rp. 268.160.151 dan biaya investasi awal sebesar Rp. 258.290.000, maka nilai PI dapat dihitung sebagai berikut : [1]

$$\begin{aligned}
 \text{Profitability Index} &= \frac{\sum_{t=1}^n \frac{NCF_t (1+i)^{-t}}{II}}{II} \\
 &= \frac{268.160.151}{258.290.000} \\
 &= 1.03
 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan PI yang memiliki nilai 1,03 > 1 menunjukkan bahwa investasi PLTH di Pulau Kodingare yang akan direncanakan layak dilakukan.

KESIMPULAN

Sistem PLTH yang telah dirancang memproduksi sistem energi listrik sebesar 37.029 Wh/tahun, terdiri dari PLTS sebesar 32.981 Wh/tahun dan PLTD sebesar 4.048 Wh/tahun dengan konsumsi energi sebesar 33.850 Wh/tahun. Konsumsi bahan bakar yang diperlukan adalah sebesar 2.086 L/tahun, dan *excess electricity* sebesar 931 kWh/tahun. Dalam aspek ekonomi, perencanaan PLTH ini memerlukan investasi sebesar Rp. 258.290.000, biaya O&M sebesar Rp. 19.350.600 dan nilai *Cost of Energy* sebesar Rp. 1.352 sedangkan untuk aspek kelayakan, perencanaan PLTH dikatakan layak karena menghasilkan *Net Present Value* sebesar Rp. 9.870.151 lebih besar dari nol, *Profitability Index* sebesar 1,03 lebih besar dari satu, *Internal Rate of Return* sebesar 8.90% lebih besar dari suku bunga kredit sebesar 8,43% dan *Payback Period* yang dibutuhkan untuk pengembalian modal selama 9 tahun 9 bulan.

SARAN

Diperlukan penelitian lebih lanjut untuk meningkatkan Payback Period (PBP) pembangkit energi terbarukan agar lebih cepat, menarik bagi para investor. Instalasi modul surya sebaiknya dilengkapi dengan pelacak matahari otomatis untuk meningkatkan efisiensi dan hasil energi. Para peneliti lain disarankan untuk melibatkan analisis sosial dalam pengelolaan, pengoperasian, dan pemeliharaan sistem pembangkit listrik tenaga surya bagi penduduk Pulau Kodingare. Selanjutnya, penelitian dapat mempertimbangkan penggunaan sistem IoT/PLC untuk pengawasan real-time pada pembangkit listrik tenaga surya. Aspek teknis dan ekonomis perlu dieksplorasi dengan metode yang belum digunakan sebelumnya. Untuk merencanakan instalasi pembangkit listrik tenaga surya, keterlibatan ahli energi terbarukan diperlukan untuk mendapatkan pandangan dan rekomendasi yang lebih baik dalam merancang sistem yang efisien dan handal.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Chandra, Yudi. 2016. Analisis Ekonomi ENergi Perencanaan Pembangunan PLTS (Studi Kasus Gedung Kuliah Politeknik Negeri Ketapang). Jurnal Elka Vol.8, No.1.
- [2] Hajir, Noor. 2021. Analisa Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap Dengan Sistem Hybrid Di PT. Koloni Timur. *Skripsi*. Fakultas Teknologi Industri. Semarang: Universitas Islam Sultan Agung.
- [3] PT.PLN (Persero). 2018. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2018-2027.
- [4] Ruskardi. 2015. Kajian Teknis dan Analisis Ekonomis PLTS Off-grid Solar System sebagai Sumber Energi Alternatif (Studi Kasus : Dusun Sedayu Desa Pulau Limbung Kecamatan Sungai Raya Kabupaten Kubu Raya). Jurnal ELKHA, Vol.7, No1.
- [5] Sitohang, Michael Parnigotan. 2019. Perancangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terpusat *Off-Grid System*. *Skripsi*. Fakultas Sains dan Teknologi. Pekanbaru: Unversitas Islam Negeri Sultan Syarif Kasim Riau.
- [6] Yonata, Kiki. (2017). Analisis Tekno-Ekonomi Terhadap Desain Sistem PLTS Pada Bangunan Komersial Di Surabaya, Indonesia. *Skripsi*. Fakultas Teknologi Industri. Surabaya : Institut Teknologi Sepuluh Nopember.