

# ANALISIS EKONOMI PERENCANAAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) DI DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO UNIVERSITAS DIPONEGORO

Fian Hidayat<sup>\*)</sup>, Bambang Winardi, Agung Nugroho

Departemen Teknik Elektro, Universitas Diponegoro  
Jl. Prof. Sudharto, SH, Kampus UNDIP Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

<sup>\*)</sup>Email: [fianhidayat9@gmail.com](mailto:fianhidayat9@gmail.com)

## Abstrak

Meningkatnya kebutuhan energi listrik mengakibatkan bertambahnya penggunaan pembangkit listrik berbahan bakar fosil yang ketersediaannya semakin lama semakin menipis. Hal tersebut menjadi alasan berkembangnya energi baru terbarukan. Sel surya merupakan salah satu energi baru terbarukan yang berpotensi untuk dikembangkan di Indonesia, karena intensitas Matahari yang tinggi. Dan diharapkan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dapat meringankan beban PLN dalam menyediakan kebutuhan energi listrik. Penelitian ini membahas analisa ekonomi perencanaan sistem PLTS terhubung dengan jaringan listrik PLN hasil simulasi HOMER dan PVsyst. Dari sisi ekonomi menganalisis biaya investasi dan alur kas selama investasi PLTS, menggunakan beberapa metode, yaitu Net Present Value (NPV), Benefit–Cost Ratio (B-CR), dan Discounted Payback Period (DPP). Serta menghitung harga jual energi listrik untuk memperoleh kelayakan investasi. Hasil perhitungan analisis ekonomi teknik berdasarkan simulasi HOMER dan PVsyst dengan harga jual energi sebesar Rp 840,2 tidak layak, karena tidak mampu mengimbangi biaya investasi awal yang tinggi. Setelah dilakukan analisis sensitivitas dengan menaikkan harga jual energi, hasil perhitungan analisis ekonomi teknik berdasarkan simulasi HOMER dapat dikatakan layak apabila harga jual energi sebesar Rp 1932,8/kWh, sedangkan untuk PVsyst sebesar Rp 1440,2/kWh, karena mampu menutup biaya investasi.

**Kata kunci:** HOMER, PVsyst, NPV, B-CR, DPP

## Abstract

The increasing demand for electrical energy has resulted in an increase in the use of fossil-fueled power plants which are increasingly depleted. This is the reason for the development of new renewable energy. Solar cells are one of the new renewable energy that has the potential to be developed in Indonesia, because of the high intensity of the Sun. And it is expected that the Solar Power Plant (PLTS) can ease the burden of PLN in providing electric energy needs. This final project discusses the economic analysis of the PLTS system planning connected with the PLN electricity network simulation results of HOMER and PVsyst. From an economic standpoint analyzing investment costs and cash flow during PLTS investments, using several methods, namely Net Present Value (NPV), Benefit-Cost Ratio (B-CR), and Discounted Payback Period (DPP). As well as calculating the selling price of electrical energy to obtain investment feasibility. The results of the calculation of technical economic analysis based on HOMER and PVsyst simulations with an energy selling price of Rp 840.2 is not feasible, because they are not able to compensate for the high initial investment costs. After sensitivity analysis has been carried out by increasing the selling price of energy, the results of the calculation of the economic analysis technique based on the HOMER simulation can be said to be feasible if the selling price of energy is Rp. 1932,8/kWh, while for PVsyst Rp. Rp 1440,2/kWh because it is able to cover investment costs.

**Keywords:** HOMER, PVsyst, NPV, B-CR, DPP

## 1. Pendahuluan

Energi merupakan salah satu kebutuhan utama dalam kehidupan manusia. Kebutuhan energi yang terus meningkat dapat dijadikan sebagai indikator kemakmuran manusia, namun bersamaan dengan hal itu akan menimbulkan masalah dalam usaha penyediaannya. Sebagian besar manusia masih mengandalkan energi fosil untuk memenuhi kebutuhan energi. Sehingga semakin

lama energi fosil yang ada akan semakin menipis. Selama tahun 2010-2015, konsumsi jumlah energi meningkat rata-rata 1,3 % per tahun[1]. Konsumsi jumlah energi terus meningkat sejalan dengan meningkatnya pertumbuhan ekonomi penduduk. Dalam Outlook Energi Indonesia 2017, pertumbuhan rata-rata kebutuhan energi diperkirakan akan meningkat dari 3,6 % pada tahun 2015 menjadi menjadi 6,4 % pada tahun 2050[1]. Pada tahun 2015 kapasitas total pembangkit nasional meliputi

pembangkit dari PLN, Independent Power Producer (IPP) dan Private Power Utility (PPU) di wilayah Indonesia adalah sebesar 53,97 GW. Dimana terdiri dari pembangkit PLN (75 %), Independent Power Producer (IPP) sebesar (16 %) dan Private Power Utility (PPU) sebesar (9%)[2]. Kondisi cadangan energi fosil yang terus berkurang seharusnya diantisipasi oleh Pemerintah Indonesia untuk lebih meningkatkan penggunaan energi baru terbarukan (EBT). Indonesia memiliki potensi sumber daya energi baru terbarukan (EBT) yang cukup besar dengan variasi yang cukup beragam. Potensi sumber daya energi terbarukan terbanyak adalah tenaga air disusul Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC), tenaga surya dan biomassa[3]. Kurangnya pemanfaatan sel surya sebagai sumber energi listrik di Indonesia sebagai sumber energi listrik di Indonesia terus meningkat. Dengan potensi cahaya matahari yang cukup tinggi di Indonesia diharapkan pemanfaatan sel surya sebagai sumber energi listrik di Indonesia dapat menjadi bagian solusi yang baik untuk masalah ini. Penelitian sebelumnya yang bertujuan untuk untuk pengembangan teknologi yang mampu menyuplai kebutuhan energi dengan menggunakan energi terbarukan dengan judul perencanaan pembangkit listrik hybrid di Pulau Gili Labak Kabupaten Sumenep Madura menggunakan teknik distributed generation [4], membahas tentang studi beban listrik di Pulau Gili Labak, studi potensi penyinaran matahari sebagai sumber energi terbarukan, analisis sistem, dan kemudian mendesain sistem. Penelitian yang lain yg dilakukan oleh Kunaifi pada tahun 2011[5] dengan judul desain pembangkit listrik hybrid (plts/diesel) untuk meningkatkan pelayanan kesehatan di puskesmas Kecamatan Gema Kabupaten Kampar membahas tentang studi beban listrik di salah satu puskesmas di Kecamatan Gema, studi potensi energi surya di Desa Gema, dan desain sistem. Untuk itu diperlukan upaya-upaya pengembangan teknologi yang mampu menyuplai kebutuhan energi dengan menggunakan energi terbarukan yang ramah lingkungan. Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) merupakan salah satu aplikasi dari penggunaan energi terbarukan, dengan matahari sebagai sumber energi primer.

## 2. Metode

### 2.1. Teknik Analisis Ekonomi Kelayakan Investasi

#### 2.1.1. Net Present Value (NPV) [2][3]

Untuk menghitung *Net Present Value* (NPV) dipergunakan persamaan sebagai berikut :

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

Dimana :

NCF<sub>t</sub> = Net Cash Flow periode tahun ke-1 sampai tahun ke-n

II = Investasi awal (Initial Investment)

i = Tingkat diskonto

n = Periode dalam tahun (umur investasi)

Kriteria pengambilan keputusan apakah usulan investasi layak diterima atau layak ditolak adalah sebagai berikut:

- Jika nilai NPV yang didapatkan adalah positif maka proyek tersebut layak dilaksanakan karena hal itu mengindikasikan bahwa perhitungan investasi proyek itu telah mencapai kondisi yang mampu memberi keuntungan sampai periode yang diperhitungkan.
- Jika nilai NPV yang didapatkan adalah negatif maka proyek tersebut tidak layak dilaksanakan karena hal itu mengindikasikan bahwa perhitungan investasi proyek itu belum mencapai kondisi yang mampu memberi keuntungan sampai periode yang diperhitungkan.

#### 2.1.2. Benefit – Cost Ratio (B-CR)[9]

Dalam melakukan perhitungan Cost Benefit digunakan rumus perhitungan sebagai berikut:

$$Benefit\ Cost\ Ratio\ (BCR) = \frac{B}{C} = \frac{Benefit}{Cost} \quad (2)$$

Dari persamaan diatas, bisa diketahui nilai Benefit Cost Ratio (BCR). Jika B/C Ratio lebih besar dari 1, maka manfaat (benefit) yang dihasilkan selama umur ekonomis proyek lebih dari biaya (cost) dan investasi (investment), sehingga proyek tersebut baik (favourable). Dan jika B/C Ratio kurang dari 1, maka benefit yang dihasilkan selama umur ekonomis proyek tidak cukup untuk menutupi cost dan investment, sehingga proyek disebut tidak baik (unfavourable).

#### 2.1.3. Discounted payback period [2][3]

Payback period adalah periode lamanya waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan nilai investasi melalui penerimaan-penerimaan yang dihasilkan oleh proyek. Discounted payback period (DPP) adalah periode pengembalian uang yang dihitung dengan menggunakan discount factor. DPP dapat dicari dengan menghitung berapa tahun alur kas bersih nilai sekarang kumulatif yang ditaksir akan sama dengan investasi awal.

Kriteria pengambilan keputusan apakah proyek yang ingin dijalankan layak atau tidak layak untuk metode ini adalah:

- Investasi proyek akan dinilai layak apabila DPP memiliki periode waktu lebih pendek dari umur proyek.
- Investasi proyek belum dinilai layak apabila DPP memiliki periode waktu lebih panjang dari umur proyek.

#### 2.2. Biaya Siklus Hidup (*Life Cycle Cost*)

Biaya siklus hidup suatu sistem adalah semua biaya yang dikeluarkan oleh suatu sistem, selama kehidupannya. Biaya siklus hidup (LCC) diperoleh dengan persamaan sebagai berikut :

$$LCC = C + M_{PW} + R_{PW} \quad (3)$$

Dimana :

LCC = Biaya siklus hidup (Life Cycle Cost)

C = Biaya investasi awal adalah biaya awal yang dikeluarkan untuk pembelian komponen-komponen PLTS, biaya instalasi dan biaya lainnya misalnya biaya untuk rak penyangga

MPW = Biaya nilai sekarang untuk total biaya pemeliharaan dan operasional selama n tahun atau selama umur proyek

RPW = Biaya nilai sekarang untuk biaya penggantian yang harus dikeluarkan selama umur proyek. Contohnya adalah biaya untuk penggantian baterai

Nilai sekarang biaya tahunan yang akan dikeluarkan beberapa waktu mendatang (selama umur proyek) dengan jumlah pengeluaran yang tetap, diperoleh dengan persamaan sebagai berikut :[3][10]

$$P = A \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad (4)$$

Dimana :

P = Nilai sekarang biaya tahunan selama umur proyek

A = Biaya tahunan

i = Tingkat diskonto

n = Umur proyek

### 2.3. Faktor Pemulihan Modal (*Capital Recovery Factor*)

Faktor pemulihan modal diperoleh dengan persamaan sebagai berikut[6]:

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (5)$$

Dimana :

CRF = Faktor pemulihan modal

i = Tingkat diskonto

n = Periode dalam tahun (umur investasi)

### 2.4. Biaya energi (*Cost of Energy*) [3][6]

Biaya energi (Cost Of Energy) PLTS diperoleh dengan persamaan sebagai berikut [3][7]:

$$COE = \frac{LCC \times CRF}{A \text{ kWh}} \quad (6)$$

Dimana :

COE = Cost of Energy atau Biaya Energi (Rp/kWh)

CRF = Faktor pemulihan modal

A kWh = Energi yang dibangkitkan tahunan (kWh/tahun)

## 3. Hasil dan Analisis

### 3.1. Perancangan Desain PLTS

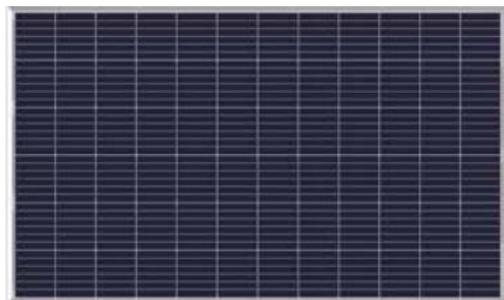
Pemasangan instalasi PLTS di sarana parkir sepeda motor Departemen Teknik Elektro Universitas Diponegoro ditempatkan sebagai atap sarana parkir tersebut dengan total luas lahan mencapai 980,0505 m<sup>2</sup>. Namun berdasarkan bentuk dan demografi sarana parkir sepeda motor Departemen Teknik Elektro Universitas Diponegoro dan spesifikasi modul panel surya, maka pemanfaatan lahan sarana parkir yang dapat digunakan sebagai PLTS hanya sebesar 758,28 m<sup>2</sup> dengan jumlah panel surya sebanyak 390 buah panel. Berikut merupakan denah sarana parkir Departemen Teknik Elektro Universitas Diponegoro dan rencana pemasangan panel surya sebagai atapnya:



Gambar 1. Visualisasi desain perancangan PLTS di Sarana parkir sepeda motor Departemen Teknik Elektro Universitas Diponegoro

### 3.2. Komponen – Komponen Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya

#### 3.2.1. Panel Surya



Gambar 2. Panel surya YL320P-35b

Tabel 1. Spesifikasi panel surya YL320P-35b

Variabel	Nilai
Daya Maksimum ( $P_{max}$ )	320 Wp
Tegangan Rangkaian Terbuka ( $V_{oc}$ )	46,0 V
Arus Hubung Singkat ( $I_{sc}$ )	9,18 A
Tegangan Maksimum ( $V_{mp}$ )	37,0 V
Arus Maksimum ( $I_{mp}$ )	8,64 A
Temperatur Kerja	-40 - 85°C
Efisiensi ( $\eta_{pv}$ )	16,5 %
Daya Maksimum ( $P_{max}$ )	320 Wp

3.2.2. Inverter



Gambar 3. Inverter Princeton Power System tipe GTIB-100-G1.2

Tabel 2. Spesifikasi Inverter Princeton Power System tipe GTIB-100-G1.2

Variabel	Nilai
Inverter AC Keluaran	
Daya Keluaran	100 kW
Arus Keluaran Maksimum 60 detik (rms)	142 A
Tegangan Keluaran	380 Vac + 10%, - 12%
DC Port Battery	
Tegangan DC	290 – 800 VDC
Daya Maksimal	110 Kw
Arus DC Maksimal	380 A
DC PORT PV	
PV MPPT	290-780 VDC
Tegangan Opeb Circuit	280-780 VDC
AC Input	
Tegangan AC	380 Vac + 10%, - 12%
Fekkuensi	50 Hz
Arus AC	133 A RMS
Efesiensi ( $\eta$ )	97 %

3.3. Perhitungan Investasi Sistem PLTS

Yang termasuk ke dalam biaya investasi awal untuk rancangan sistem PLTS di Departemen Teknik Elektro Universitas Diponegoro adalah: biaya untuk komponen sistem PLTS, biaya pengiriman komponen dan biaya instalasi sistem PLTS. Yang termasuk kedalam komponen biaya sistem PLTS adalah pembelian panel dan inverter. Untuk jenis biaya pemasangan rak panel sudah termasuk untuk biaya instalasi sistem PLTS.

Dari Bab sebelumnya telah dibahas komponen yang dibutuhkan, antara lain 390 unit panel surya YGE 72 CELL, 2 buah inverter GITB-100-G1.2 dan Generator Set Olympian. Keseluruhan informasi untuk setiap komponen biaya investasi awal sistem PLTS didapatkan dari mencari informasi dari internet dan dengan menanyakan ke penjual. Namun ada sumber/informasi tersebut mencantumkan harga dalam mata uang Dollar (\$), sehingga harus diubah kedalam nilai mata uang Rupiah (Rp) yaitu sebesar Rp 14.515 per \$ 1,00 (Kamis, 26 Juli 2018).

Panel surya membeli di Sentra Energi sekaligus instalasi dan pemasangan, kemudian jasa pengiriman menggunakan jasa PT Transporindo Agung Sejahtera. Untuk inverter membeli di Priceton Power Systems, kemudian jasa

pengiriman inverter dari Amerika ke Indonesia menggunakan jasa PT. Arkana Putra Perdana menggunakan jalur laut dan setelah sampai di Indonesia menggunakan jasa PT Transporindo Agung Sejahtera. Rak Panel surya dibeli lewat Bukalapak dengan pengiriman menggunakan JNE. Untuk Kanopi membeli di CV. Truss Guna Sanjaya yang beralamat di Semarang sehingga untuk biaya pengiriman gratis dan pemasangan juga gratis.

Tabel 3. Perhitungan biaya investasi awal sistem PLTS

Nama Komponen	Jumlah	Harga	Total Harga
Panel Surya YGE 72 CELL	390	Rp 2.599.000	Rp 1.013.610.000
Biaya Pengiriman Panel Surya	1	Rp 17.000.000	Rp 17.000.000
Pemasangan dan instalasi	80	Rp 1.500.000	Rp 120.000.000
Akomodasi	1	Rp 25.000.000	Rp 25.000.000
Rak Sel Surya	195	Rp 450.000	Rp 87.750.000
Biaya pengiriman Rak Sel Surya	195	Rp 36.000	Rp 7.020.000
Kanopi	759	Rp 117.000	Rp 88.803.000
Inverter GITB-100-G1.2	2	Rp 66.043.250	Rp 132.086.500
Biaya Pengiriman Inverter	1	Rp 95.000.000	Rp 95.000.000
<b>Total Biaya Investasi</b>			<b>Rp 1.586.269.500</b>

3.4. Pengolahan Data Biaya Sistem PLTS Simulasi HOMER

Tabel 4. Hasil simulasi homer PV-Grid

	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge (\$)
Jan	16,040	4,428	11,611	114	556
Feb	12,365	5,120	7,244	109	330
Mar	12,369	6,439	5,931	104	254
Apr	13,404	5,291	8,113	110	373
May	13,883	5,884	7,998	114	363
Jun	11,105	7,352	3,753	104	137
Jul	11,584	6,834	4,751	100	191
Aug	12,451	6,263	6,188	100	268
Sep	10,207	7,730	2,477	105	70
Oct	14,429	5,397	9,032	116	419
Nov	15,999	4,674	11,325	123	540
Dec	14,952	5,457	9,495	117	442
Annual	158,788	70,870	87,918	123	3,944

Dari hasil simulasi software HOMER maka dapat diketahui pendapatan yang didapat dari penjualan energi listrik yang disalurkan ke PLN. Hasil perhitungan pendapatan energi listrik yang dapat disalurkan ke sistem jaringan listrik PLN selama 1 tahun dengan harga jual energi yang ditetapkan sebesar Rp 840,2 sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 Tahun 2017[8]

**Tabel 5. Perhitungan pendapatan energi listrik yang disalurkan ke PLN**

Bulan	kWh Jual	Pendapatan (Rp)
Januari	4428	Rp3.720.406
Februari	5120	Rp4.301.824
Maret	6439	Rp5.410.048
April	5291	Rp4.445.498
Mei	5884	Rp4.943.737
Juni	7352	Rp6.177.150
Juli	6834	Rp5.741.927
Agustus	6263	Rp5.262.173
September	7730	Rp6.494.746
Oktober	5397	Rp4.534.559
November	4674	Rp3.927.095
Desember	5457	Rp4.584.971
<b>Jumlah</b>	<b>70.870</b>	<b>Rp59.544.134</b>

**Tabel 6. Hasil simulasi homer Grid**

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge (\$)
Jan	29,546	0	29,546	128	1,497
Feb	25,731	0	25,731	128	1,304
Mar	28,312	0	28,312	128	1,435
Apr	27,040	0	27,040	128	1,370
May	29,546	0	29,546	128	1,497
Jun	27,040	0	27,040	128	1,370
Jul	28,312	0	28,312	128	1,435
Aug	29,546	0	29,546	128	1,497
Sep	25,806	0	25,806	128	1,308
Oct	29,546	0	29,546	128	1,497
Nov	28,275	0	28,275	128	1,433
Dec	27,078	0	27,078	128	1,372
Annual	335,781	0	335,781	128	17,015

**Tabel 7. Perhitungan penghematan setelah PLTS terpasang**

Bulan	Pembayaran sebelum ada PLTS	Pembayaran setelah ada PLTS	Penghematan (Rp)
Januari	Rp21.716.310	Rp11.789.400	Rp9.926.910
Februari	Rp18.912.285	Rp9.088.275	Rp9.824.010
Maret	Rp20.809.320	Rp9.091.215	Rp11.718.105
April	Rp19.874.400	Rp9.851.940	Rp10.022.460
Mei	Rp21.716.310	Rp10.204.005	Rp11.512.305
Juni	Rp19.874.400	Rp8.162.175	Rp11.712.225
Juli	Rp20.809.320	Rp8.514.240	Rp12.295.080
Agustus	Rp21.716.310	Rp9.151.485	Rp12.564.825
September	Rp18.967.410	Rp7.502.145	Rp11.465.265
Oktober	Rp21.716.310	Rp10.605.315	Rp11.110.995
November	Rp20.782.125	Rp11.759.265	Rp9.022.860
Desember	Rp19.902.330	Rp10.989.720	Rp8.912.610
<b>Jumlah</b>	<b>Rp246.796.830</b>	<b>Rp116.709.180</b>	<b>Rp130.087.650</b>

Untuk golongan S3 terdapat dua tarif listrik yaitu saat waktu beban puncak dan luar beban puncak. Penetapan harga waktu beban puncak dan luar waktu beban puncak di ambil dari aplikasi PLN mobile, dimana harga waktu beban puncak Rp 1102,5 dan harga luar waktu beban puncak Rp 735. Untuk mempermudah perhitungan digunakan harga Rp 735 karena pada waktu beban puncak jam 18.00-22.00

penggunaan beban di Departemen Teknik Elektro Universitas Diponegoro hanya sebesar 1,48 kWh dimana hanya digunakan untuk penerangan pada malam hari. Jadi dianggap dengan harga Rp 1102,5 pada waktu beban puncak tidak begitu berpengaruh, sehingga harga yang digunakan adalah Rp 735.

**3.4.1. Analisis Ekonomi Kelayakan Investasi simulasi HOMER**

Kelayakan investasi PLTS yang akan dirancang di Departemen Teknik Elektro Universitas Diponegoro ditentukan berdasarkan hasil perhitungan Net Present Value (NPV), Profitability Index (PI) dan Discounted Payback Period (DPP).

Arus kas bersih tahunan PLTS yang akan dirancang di Departemen Teknik Elektro sebesar Rp 116.534.244. Untuk arus kas keluar tahunan PLTS diperhitungkan sebesar Rp 73.097.540. Pendapatan yang diperoleh selama 25 tahun adalah sebesar Rp 968.666.432, masih jauh dari biaya investasi yang sebesar Rp 1.586.269.500. Dan apabila dihitung menggunakan metode Net Present Value (NPV), Benefit-Cost Ratio (B-CR) dan Discounted Payback Period (DPP) maka hasil kelayakan dapat dilihat seperti tabel dibawah :

**Tabel 8. Analisis kelayakan investasi PLTS dengan harga jual energi PLN Rp 840,2/kWh**

Analisis Kelayakan	Kriteria Kelayakan	Hasil Analisis Investasi	Kesimpulan
<i>Net Present Value (NPV)</i>	Layak (NPV > 0)	-Rp 617.603.068	Investasi dianggap <b>tidak layak</b> diinves-tasikan.
<i>Benefit - Cost Ratio (B-CR)</i>	Tidak Layak (NPV < 0) Layak (B-CR > 1)	0,61	Investasi dianggap <b>tidak layak</b> diinves-tasikan.
<i>Discounted Payback Period (PP)</i>	Tidak Layak (B-CR < 1) Layak (DPP lebih pendek dari umur proyek)	(tidak diketahui)	Karena penda-patan selama umur proyek jauh lebih kecil dari modal awal. Sehingga dikatakan <b>tidak layak</b> .

Dari tabel 8. Terlihat bahwa investasi dianggap tidak layak. Kemudian langkah selanjutnya dengan melakukan analisis sensitifitas dengan menaikkan harga jual energi ke PLN

Berdasarkan tabel 9. investasi ini layak karena sudah memenuhi ketiga kriteria kelayakan dari ketiga metode tersebut dengan harga jual energi sebesar Rp 1.932,8. Harga jual energi sebesar Rp 1.932,8 investasi ini jumlahnya masih jauh dengan harga yang sudah ditetapkan sebesar Rp 840,2. Hal ini tentu saja membebaskan PLN

dan Pemerintah karena hanya mensubsidi sebesar Rp1092,6. Tetapi PLN diuntungkan karena tidak mengeluarkan biaya untuk pembangunan PLTS

**Tabel 9. Analisis kelayakan investasi PLTS dengan harga jual energi PLN Rp 1932,8/kWh**

Analisis Kelayakan	Kriteria Kelayakan	Hasil Analisis Investasi	Kesimpulan
<i>Net Present Value</i> (NPV)	Layak (NPV > 0) Tidak Layak (NPV < 0)	Rp 26.029.762	Investasi dianggap <b>layak</b> diinvestasikan karena nilai NPV selama umur proyek lebih besar dari 0.
<i>Benefit – Cost Ratio</i> (B-CR)	Layak (B-CR > 1) Tidak Layak (B-CR < 1)	1,01	Investasi dianggap <b>layak</b> diinvestasikan karena antara pendapatan dan investasi bernilai lebih besar dari 1.
<i>Discounted Payback Period</i> (PP)	Layak (DPP lebih pendek dari umur proyek) Tidak Layak (DPP lebih panjang dari umur proyek)	24 Tahun	Dari investasi ini pengembalian modal terjadi setelah 24 tahun, karena pendapatan selama umur proyek jauh lebih besar dari modal awal. Sehingga dikatakan <b>layak</b> .

### 3.5. Pengolahan Data Biaya Sistem PLTS Simulasi PVSyst

**Tabel 10. Hasil simulasi PVSyst**

	GlobHor kWh/m2	GlobInc kWh/m2	EArray MWh	ELoad MWh	E User MWh	E_Grid MWh
January	267.2	248.9	23.11	29.54	16.63	5.413
February	230.0	221.3	20.90	25.73	14.47	5.468
March	265.9	266.8	24.98	28.30	17.23	6.686
April	211.6	222.3	21.07	27.03	14.71	5.413
May	232.7	254.2	23.16	29.54	16.54	5.622
June	246.5	274.7	24.09	27.03	16.37	6.729
July	292.3	323.1	27.43	28.30	18.90	7.461
August	312.4	333.8	28.49	29.54	20.49	6.899
September	281.1	287.1	25.89	25.80	16.75	8.115
October	305.7	298.5	26.60	29.54	18.96	6.580
November	213.9	203.0	19.15	28.27	13.39	4.822
December	229.2	213.1	20.12	27.07	13.23	5.900
Year	3088.5	3146.9	284.97	335.70	197.67	75.110

**Tabel 11. Perhitungan pendapatan energi listrik yang disalurkan ke PLN**

Bulan	kWh Jual	Pendapatan (Rp)
Januari	5414	Rp4.548.843
Februari	5468	Rp4.594.214
Maret	6687	Rp5.618.417
April	5413	Rp4.548.003
Mei	5623	Rp4.724.445
Juni	6730	Rp5.654.546
Juli	7462	Rp6.269.572
Agustus	6899	Rp5.796.540
September	8115	Rp6.818.223
Oktober	6580	Rp5.528.516
November	4822	Rp4.051.444
Desember	5900	Rp4.957.180
<b>Jumlah</b>	<b>75113</b>	<b>Rp63.109.943</b>

**Tabel 12. Perhitungan penghematan setelah PLTS terpasang**

Bulan	E Load	E User	kWh yang dihemat	Penghematan (Rp)
Januari	29540	16630	12910	Rp9.488.850
Februari	25730	14470	11260	Rp8.276.100
Maret	28310	17230	11080	Rp8.143.800
April	27040	14710	12330	Rp9.062.550
Mei	29540	16540	13000	Rp9.555.000
Juni	27040	16370	10670	Rp7.842.450
Juli	28310	18900	9410	Rp6.916.350
Agustus	29540	20490	9050	Rp6.651.750
September	25800	16750	9050	Rp6.651.750
Oktober	29540	18960	10580	Rp7.776.300
November	28270	13390	14880	Rp10.936.800
Desember	27070	13230	13840	Rp10.172.400
<b>Jumlah</b>	<b>335730</b>	<b>197670</b>	<b>138060</b>	<b>Rp101.474.100</b>

Dari simulasi PVSyst dapat pat diketahui penjualan energi selama setahun sebesar 75113 kWh maka pendapatan dari penjualan energi listrik sebesar Rp63.109.943. penghematan energi listrik setelah terpasang PLTS adalah sebesar 138060 kWh jadi penghematan yang dilakukan selama setahun sebesar Rp101.474.100.

#### 3.5.1. Analisis Ekonomi Kelayakan Investasi simulasi PVSyst

**Tabel 13. Analisis kelayakan investasi PLTS dengan harga jual energi PLN Rp 840,2/kWh**

Analisis Kelayakan	Kriteria Kelayakan	Hasil Analisis Investasi	Kesimpulan
<i>Net Present Value</i> (NPV)	Layak (NPV > 0) Tidak Layak (NPV < 0)	- Rp350.054.527	Investasi dianggap <b>tidak layak</b> diinvestasikan karena nilai NPV selama umur proyek lebih kecil dari 0.
<i>Benefit – Cost Ratio</i> (B-CR)	Layak (B-CR > 1) Tidak Layak (B-CR < 1)	0,779	Investasi dianggap <b>tidak layak</b> diinvestasikan karena antara pendapatan dan investasi bernilai lebih kecil dari 1.
<i>Discounted Payback Period</i> (PP)	Layak (DPP lebih pendek dari umur proyek) Tidak Layak (DPP lebih panjang dari umur proyek)	(tidak diketahui)	Karena DPP melebihi umur proyek, sehingga dikatakan <b>tidak layak</b> .

Kelayakan investasi PLTS yang akan dirancang di Departemen Teknik Elektro Universitas Diponegoro ditentukan berdasarkan hasil perhitungan Net Present Value (NPV), Profitability Index (PI) dan Discounted Payback Period (DPP).

Arus kas bersih tahunan PLTS yang akan dirancang di Departemen Teknik Elektro sebesar Rp148.721.348. Untuk arus kas keluar tahunan PLTS diperhitungkan sebesar Rp15.862.695. Pendapatan yang diperoleh

selama 25 tahun adalah sebesar Rp1.236.214.973, masih jauh dari biaya investasi yang sebesar Rp1.586.269.500. Dan apabila dihitung menggunakan metode Net Present Value (NPV), Benefit-Cost Ratio (B-CR) dan Discounted Payback Period (DPP) maka hasil kelayakan dapat dilihat seperti tabel 13 :

Dari tabel 13. Terlihat bahwa investasi dianggap tidak layak. Kemudian langkah selanjutnya dengan melakukan analisis sensitifitas dengan menaikkan harga jual energi ke PLN

**Tabel 14. Analisis kelayakan investasi PLTS dengan harga jual energi PLN Rp 1440,2/kWh**

Analisis Kelayakan	Kriteria Kelayakan	Hasil Analisis Investasi	Kesimpulan
<i>Net Present Value</i> (NPV)	Layak (NPV > 0) Tidak Layak (NPV < 0)	Rp24.562.098	Investasi dianggap <b>layak</b> diinvestasikan karena nilai NPV selama umur proyek lebih besar dari 0.
<i>Benefit – Cost Ratio</i> (B-CR)	Layak (B-CR > 1) Tidak Layak (B-CR < 1)	1,01	Investasi dianggap <b>layak</b> diinvestasikan karena antara pendapatan dan investasi bernilai lebih besar dari 1.
<i>Discounted Payback Period</i> (PP)	Layak (DPP lebih pendek dari umur proyek) Tidak Layak (DPP lebih panjang dari umur proyek)	24 Tahun	Dari investasi ini pengembalian modal terjadi setelah 24 tahun, karena pendapatan selama umur proyek jauh lebih besar dari modal awal. Sehingga dikatakan <b>layak</b> .

Berdasarkan tabel 14 investasi ini layak karena sudah memenuhi ketiga kriteria kelayakan dari ketiga metode tersebut dengan harga jual energi sebesar Rp1.440,2. Harga jual energi sebesar Rp 1.440,2 investasi ini jumlahnya masih jauh dengan harga yang sudah ditetapkan sebesar Rp 840,2. Hal ini tentu saja membebaskan PLN dan Pemerintah karena hanya mensubsidi sebesar Rp 600. Tetapi PLN diuntungkan karena tidak mengeluarkan biaya untuk pembangunan PLTS.

### 3.6. Perbandingan Analisis Ekonomi HOMER dan Pvsyst

**Tabel 15. Perbandingan hasil analisis investasi HOMER dan Pvsyst kondisi tidak layak**

No.	Analisis Kelayakan	Hasil Analisis Investasi HOMER	Hasil Analisis Investasi Pvsyst
1.	<i>Net Present Value</i> (NPV)	-Rp617.603.068	-Rp 350.054.527
2.	<i>Benefit – Cost Ratio</i> (B-CR)	0,61	0,779
3.	<i>Discounted Payback Period</i> (PP)	(tidak diketahui)	(tidak diketahui)

Dari tabel 15 terlihat adanya perbedaan hasil analisis investasi HOMER dan Pvsyst. Hal ini disebabkan karena hasil simulasi keduanya berbeda. Dari produksi PLTS dengan simulasi HOMER sebesar 255.530 kWh sedangkan Pvsyst sebesar 272.800 kWh. Dengan produksi PLTS simulasi Pvsyst yang lebih besar dari HOMER, maka untuk penjualan energi Pvsyst juga lebih besar dari HOMER yaitu Pvsyst menjual 75.113 kWh dan untuk HOMER menjual 70.870 kWh. Sedangkan pemakaian energi listrik setelah ada PLTS dengan HOMER sebesar 158.788 kWh dan Pvsyst sebesar 197.670 kWh

**Tabel 16. Perbandingan hasil analisis investasi HOMER dan Pvsyst kondisi layak**

No.	Analisis Kelayakan	Hasil Analisis Investasi HOMER	Hasil Analisis Investasi Pvsyst
1.	<i>Net Present Value</i> (NPV)	Rp26.029.762	Rp24.562.098
2.	<i>Benefit – Cost Ratio</i> (B-CR)	1,01	1,01
3.	<i>Discounted Payback Period</i> (PP)	24 Tahun	24 Tahun
4.	Harga kWh	Rp 1932,8	Rp 1.440,2

Untuk mencapai hasil analisis investasi menjadi layak dilakukan dengan menaikkan harga jual energi PLTS. Dari tabel 16 terlihat adanya perbedaan antara harga jual HOMER dan Pvsyst untuk mencapai layak. Selain dari produksi PLTS, penjualan energi ke PLN dan pemakaian energi listrik setelah ada PLTS, hal yang mempengaruhi yaitu harga pemeliharaan dan operasional. Dimana untuk HOMER pemeliharaan dan operasional sebesar Rp 73.097.540 yang tercantum pada hasil simulasi. Sedangkan untuk Pvsyst sebesar Rp 15.862.695 yang diambil dari 1% dari investasi awal, karena pada hasil simulasi Pvsyst tidak tercantum untuk pemeliharaan dan operasional setiap tahun.

Perbedaan tersebut akan mempengaruhi arus kas bersih yang nantinya juga akan berimbas pada PVNCF dan Cumulative PVNCF pada alur kas perencanaan sistem PLTS Departemen Teknik Elektro Universitas Diponegoro. Dengan hasil simulasi HOMER, Cumulative PVNCF pada tahun pertama sebesar Rp174.460.976 sedangkan dengan hasil simulasi Pvsyst sebesar Rp174.302.165.

## 4. Kesimpulan

Biaya investasi awal yang dikeluarkan untuk perencanaan sistem PLTS di Departemen Teknik Elektro Universitas Diponegoro adalah sebesar Rp1.586.269.500. Berdasarkan hasil simulasi HOMER besar pendapatan selama 25 tahun sebesar Rp 968.666.432. Setelah dilakukan perhitungan analisis ekonomi teknik untuk sistem PLTS yang akan dirancang dinyatakan tidak layak untuk diinvestasikan, karena pendapatan yang didapat dari penjualan energi listrik dengan harga jual energi listrik ke PLN sebesar Rp

840,2/kWh tidak mampu menutup biaya investasi. Berdasarkan hasil simulasi PVsyst besar pendapatan selama 25 tahun sebesar Rp1.236.214.973. Setelah dilakukan perhitungan analisis ekonomi teknik untuk sistem PLTS yang akan dirancang dinyatakan tidak layak untuk diinvestasikan, karena pendapatan yang didapat dari penjualan energi listrik dengan harga jual energi listrik ke PLN sebesar Rp 840,2/kWh tidak mampu menutup biaya investasi. Analisis sensitivitas hasil simulasi HOMER dapat dikatakan layak apabila harga jual energi listrik ke PLN sebesar Rp 1932,8/kWh karena pendapatan selama 25 tahun sebesar Rp 1.612.299.262 sudah mampu menutup biaya investasi. Analisis sensitivitas hasil simulasi PVsyst dapat dikatakan layak apabila harga jual energi listrik ke PLN sebesar Rp 1440,2/kWh karena pendapatan selama 25 tahun sebesar Rp 1.610.831.598 sudah mampu menutup biaya investasi. Dari kekurangan yang ada, penulis memiliki beberapa saran demi hasil yang lebih baik nantinya, berikut saran yang dapat dipertimbangkan jika ada yang berminat untuk melanjutkan atau mengembangkan Penelitian ini. Analisis ekonomi PLTS dapat dikembangkan dengan memperhitungkan biaya penggunaan kabel dan pemasangan kabel. Analisis ekonomi PLTS dapat dikembangkan dengan memperhitungkan biaya pembangunan ruang komponen. Perlu dikembangkan mengenai dampak pengurangan gas penyebab emisi, seperti CH<sub>4</sub> dan N<sub>2</sub>O dari penggunaan teknologi photovoltaic sebagai pengganti pembangkit – pembangkit konvensional.

## Referensi

- [1]. I. Fitriana, *OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2017. BADAN PENGKAJIAN DAN PENERAPAN TEKNOLOGI*, 2017.
- [2]. P. H. J, “ANALISIS KEEKONOMIAN KOMPLEKS PERUMAHAN BERBASIS ENERGI SEL SURYA (STUDI KASUS: PERUMAHAN CYBER ORCHID TOWN HOUSES, DEPOK),” FT UI, 2012.
- [3]. A. M. Thyra, M. Facta, and Karnoto, “ANALISIS EKONOMI PENGGUNAAN INVERTER SEL SURYA PELANGGAN RUMAH TANGGA TERHUBUNG DENGAN JARINGAN PADA PERUMAHAN SYAILENDRA RESIDENCE BANYUMANIK SEMARANG,” pp. 1–15, 2015.
- [4]. Yakin and E. A. Z, “PERENCANAAN PEMBANGKIT LISTRIK HYBRID DI PULAU GILI LABAK KABUPATEN SUMENEP MADURA MENGGUNAKAN TEKNIK DISTRIBUTED GENERATION,” *Semin. Nas. Sains dan Teknol. Terap. IV*, pp. 265–272, 2016.
- [5]. Kunaifi, “DESAIN PEMBANGKIT LISTRIK HYBRID ( PLTS-DIESEL ) UNTUK MENINGKATKAN PELAYANAN KESEHATAN DI PUSKESMAS KECAMATAN GEMA KABUPATEN KAMPAR,” *J. Sains, Teknol. dan Ind.*, vol. 10, no. January, pp. 15–21, 2011.
- [6]. A. E. A. Nafeh, “Design and Economic Analysis of a Stand-Alone PV System to Electrify a Remote Area Household in Egypt,” *Open Renew. Energy J.*, vol. 2, pp. 33–37, 2009.
- [7]. Moh. Ega Elman Miska, SP, MSi, “Studi Kelayakan Bisnis Pembayaran Pinjaman,” *Gunadarma. Univ.*, 2016.
- [8]. M. E. D. S. D. M. R. INDONESIA, “PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA NOMOR 50 TAHUN 2017 TENTANG PEMANFAATAN SUMBER ENERGI TERBARUKAN UNTUK PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK,” 2017.
- [9]. D. G. Newnan, T. G. Eschenbach, and J. P. Lavelle, *ENGINEERING ECONOMIC ANALYSIS*. 2004.
- [10]. Hj. Salmah Said, “Manajemen Keuangan I,” *Universitas Islam Negeri Alauddin makasar.*, 2013.