

DESAIN PLTS ATAP SPKLU DI PLN UNIT INDUK DISTRIBUSI JAKARTA RAYA

DESIGN OF A SOLAR ROOFTOP FOR PEVCS AT PLN DISTRIBUTION MAIN UNIT IN GREATER JAKARTA

Sriyadi^{1*}, Yanuar Z. Arief², Sinka Wilyanti³, Rosyid R. Al-Hakim⁴

^{1,2,3,4}Jurusan Magister Teknik Elektro, Universitas Global Jakarta, Depok, Indonesia

¹sriyadi@student.jgu.ac.id, ²yanuar@jgu.ac.id, ³sinka@jgu.ac.id, ⁴rosyidridlo10@gmail.com

Abstrak

Energi terbarukan adalah sumber energi yang berasal alam yang mampu digunakan dengan bebas, mampu diperbarui terus-menerus serta tak terbatas jumlahnya. Indonesia memiliki potensi energi surya yang melimpah. Meskipun potensi melimpah namun pemanfaatan energi surya untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) sampai 2020 baru 153,8 MW atau 0,07% dari potensi yang ada. Selain itu pemerintah terus mendorong transformasi energi di Indonesia dari energi fosil ke Energi Baru Terbarukan (EBT), salah satunya melalui pembangunan Stasiun Pengisian Kendaraan Listrik Umum (SPKLU) yang bersumber dari Energi terbarukan. Penelitian ini bertujuan untuk membuat desain PLTS atap 300 kWp untuk SPKLU di PLN Unit Induk Distribusi Jakarta Raya. Kajian desain meliputi kelayakan aspek teknis, lingkungan, dan ekonomi dengan menggunakan *Software Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER) PRO Versi 3.2*. Hasil penelitian menunjukkan konfigurasi sistem terbaik secara *on grid* dengan kelayakan ekonomi NPC(Rp) = 1,06B, COE = 69,96 Rp/kWh, dan PBP = 16 tahun. Tersedianya potensi energi matahari yang cukup besar dengan rata-rata 4,76 kWh/m²/hari dan pemanfaatan EBT yang besar dengan *renewable fraction* 68,6%. Total produksi energi (kWh/tahun) dari PLTS atap 632,038 atau 72,3% dari sistem. Dampak penurunan emisi gas rumah kaca berupa karbon dioksida 313,96 Kg/tahun, sulfur dioksida 4,583 Kg/tahun, dan nitrogen oksida 361,7 Kg/tahun.

Kata kunci : Emisi Gas Rumah Kaca, Energi baru dan terbarukan (EBT), Kendaraan listrik, Pembangkit listrik tenaga surya (PLTS), Simulasi HOMER.

Abstract

Renewable energy is a source of energy of natural origin that is able to be used freely, capable of being updated continuously and infinitely in number. Indonesia has abundant solar energy potential. Although the potential is abundant, the utilization of solar energy for Solar Power Plant (SPP) until 2020 is only 153.8 MW or 0.07% of the existing potential. In addition, the government continues to encourage the transformation of energy in Indonesia from fossil energy to New and Renewable Energy (NRE), one of which is through the construction of Public Electric Vehicle Charging Stations (PEVCS) sourced from renewable energy. This study aims to design a 300 kWp Solar Rooftop for PEVCS at PLN Distribution Main Unit in Greater Jakarta. The design study includes the feasibility of technical, environmental, and economic aspects using the PRO Version 3.2 Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER) Software. The results showed the best system configuration on grid with economic feasibility NPC(Rp) = 1.06B, COE = 69.95 Rp/kWh, and PBP = 16 years. The availability of considerable solar energy potential with an average of 4.76 kWh/m²/day and large NRE utilization with a renewable fraction of 66.7%. Total energy production (kWh/year) from rooftop solar power plants is 632.038 or 72.3% of the system. The impact of reducing greenhouse gas emissions is in the form of carbon dioxide 313.96 Kg/year, sulfur dioxide 4.584 Kg/year, and nitrogen oxides 361.7 Kg/year.

Keywords: Electric vehicle, GHGs Emissions, HOMER simulation, New and renewable energy (NRE), Solar Power Plant (SPP).

1. PENDAHULUAN

Pemerintah Indonesia melalui Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM) menetapkan target bauran energi primer yang berasal dari energi baru dan terbarukan (EBT) sebesar 23% pada 2025, hal ini dilakukan sebagai upaya pengurangan emisi sekitar 29-41% pada 2030 dan *Net Zero Emission* (NZE) pada 2060 [1], [2]. Salah satu potensi EBT di Indonesia berupa tenaga surya [1], [3]. Disisi lain, Indonesia mempunyai potensi teknis tenaga surya sebesar 207 gigawatt per 2017 [4]. Meskipun demikian, pemanfaatan tenaga surya di Indonesia didominasi oleh Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dengan hanya sekitar 0,07% atau 153,8 megawatt per 2020 [5].

Pencemaran lingkungan yang disebabkan oleh emisi karbon dari hasil pembakaran bahan bakar (asap) kendaraan telah terjadi di kota-kota besar di Indonesia [6], hal ini tentunya menjadi perhatian bagi pemerintah. Disisi lain, secara terjadinya peningkatan emisi karbon secara global disebabkan oleh dampak dari penggunaan kendaraan berbahan bakar bensin [7]. Beberapa upaya untuk mengurangi tingkat emisi karbon [8], salah satunya dengan konversi penggunaan kendaraan konvensional berbahan bakar bensin ke kendaraan listrik [9]–[11], yang diberi nama oleh Pemerintah Indonesia dengan sebutan Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai (KBLBB). Bagi pengguna KBLBB, perihal utama yang penting adalah tempat pengisian bahan bakar listriknya [12]. Secara umum, pengisian ulang dapat dilakukan secara mandiri di rumah [13] atau di stasiun pengisian publik [14] (stasiun pengisian kendaraan listrik umum, SPKLU).

Sistem SPKLU umumnya memanfaatkan fotovoltaiik (*photovoltaic, PV*) pada panel surya sebagai sumber penyerapan energi surya [15]. Selain itu, karena PV tertanam pada panel surya, tentunya jika PLTS dimanfaatkan sepenuhnya dapat melalui pilihan terhubung dalam jaringan (*on-grid*), terpisah dalam jaringan (*off-grid*), dan berbasis baterai [16]. Pembangunan infrastruktur SPKLU khususnya di Indonesia masih dalam tahap perkembangan, hal ini dapat dilihat dari jumlah SPKLU yang masih terbatas. Disisi lain, permintaan akan kebutuhan SPKLU bagi pengguna KBLBB semakin meningkat, mengingat tren terkini pengguna KBLBB juga semakin meningkat dewasa ini [17]. Atas dasar inilah, penelitian ini bertujuan untuk merancang dan menganalisis secara tekno-ekonomi SPKLU yang terhubung dalam jaringan (*on-grid*) Perusahaan Listrik Negara (PLN), dengan penelitian studi kasus berada di PLN Distribusi Jakarta Raya.

2. PERANCANGAN

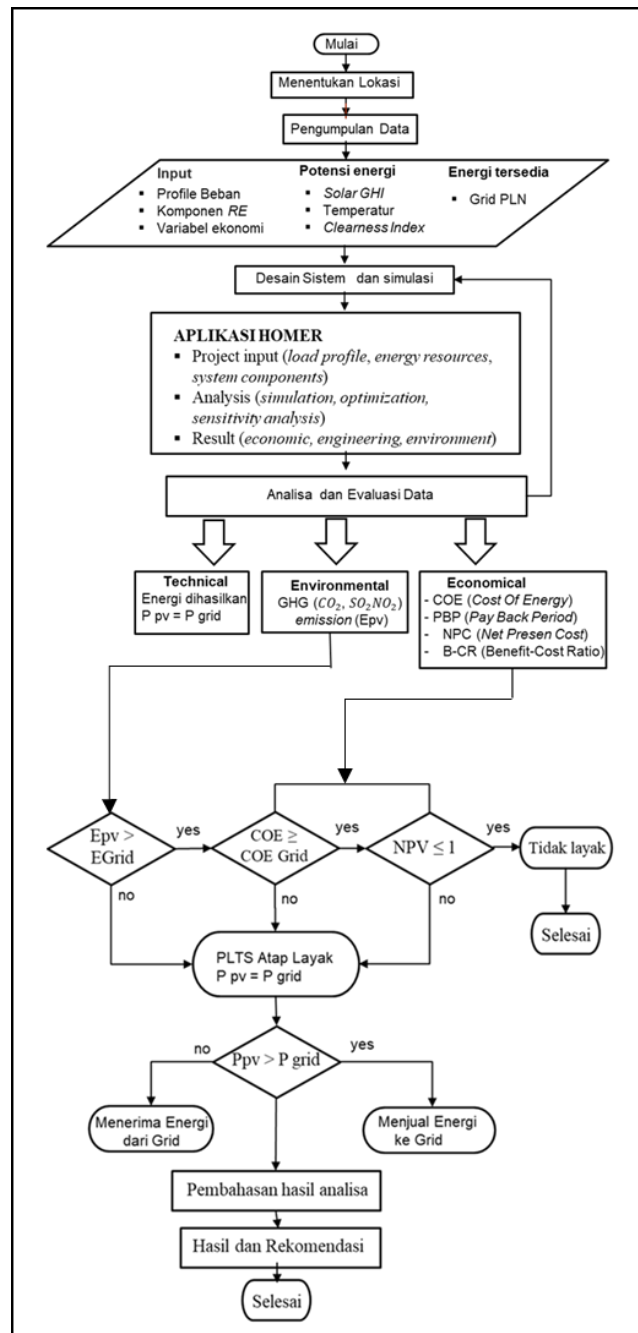
2.1 Menentukan Lokasi dan Pengambilan Data

Metode penelitian ini terdiri atas beberapa tahapan yang dapat dilihat pada Gambar 1. Penelitian ini dilaksanakan di PT PLN (Persero) Unit Induk Distribusi Jakarta Raya. Sumber data primer adalah beban SPKLU periode bulan Maret hingga Oktober 2022 dan data sekunder berupa *Solar GHI* (*Global Horizontal Irradiance*) NASA (Gambar 2) dan *Temperature Resource* NASA (Gambar 3) dengan lokasi koordinat 06°14'49,32" LS; 106° 49' 59,65" BT. Tabel 1 menjelaskan detail data sekunder yang diperoleh. Tahapan berikutnya merupakan konfigurasi sistem sebagai bagian dari desain sistem dan simulasi.

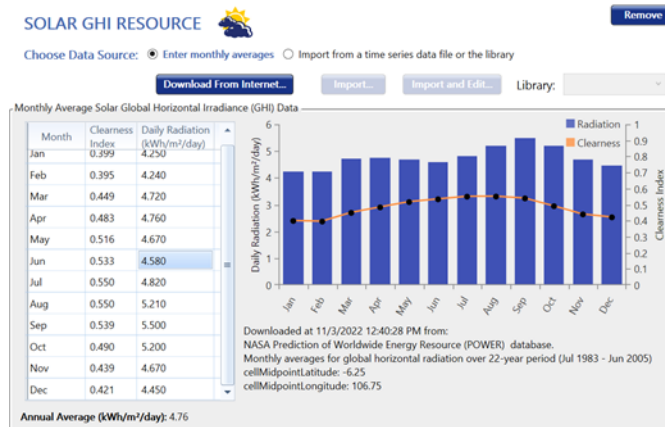
Tabel 1. Data Sumber Daya Energi yang Dikutip dari Data Sekunder *Solar GHI* NASA.

Bulan	Parameter Sumber Daya Energi		
	Indeks Kejernihan	Radiasi Harian (<i>Daily</i>)	Suhu

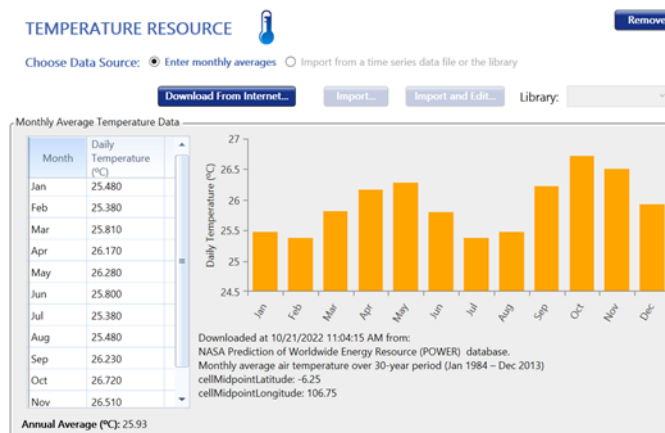
	<i>(Clearness Indeks)</i>	<i>Radiation) (kWh/m²/hari)</i>	<i>(Temperature) (°C)</i>
Januari	0,399	4,250	25,480
Februari	0,395	4,240	25,380
Maret	0,449	4,720	25,810
April	0,483	4,760	26,170
Mei	0,516	4,670	26,280
Juni	0,533	4,580	25,800
Juli	0,550	4,820	25,380
Agustus	0,550	5,210	24,480
September	0,539	5,500	26,230
Oktober	0,490	5,200	26,720
November	0,439	4,670	26,510
Desember	0,421	4,450	25,920



Gambar 1. Diagram alir penelitian yang terdiri atas beberapa tahapan yang sistematis.



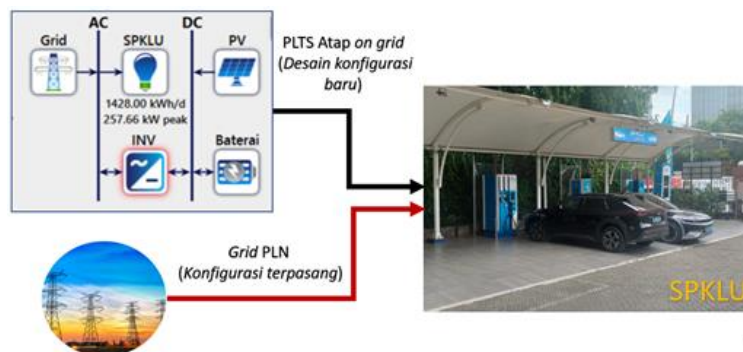
Gambar 2. Cuplikan sumber data sekunder *Solar GHI Resource NASA*.



Gambar 3. Cuplikan sumber data sekunder *Temperature Resource NASA*.

2.2 Desain Sistem dan Simulasi

Gambar 4 merupakan ilustrasi konfigurasi sistem (desain beserta simulasinya) yang diajukan pada penelitian ini. Desain sistem dan simulasinya diawali dengan perancangan PLTS atap yang terdiri atas tahapan perancangan energi yang dibutuhkan dan perancangan sistem PLTS. Parameter yang digunakan antara lain perhitungan kebutuhan energi siang harian, perhitungan kapasitas sistem optimal PLTS atap, perhitungan daya puncak sistem, perhitungan luas area efektif, perhitungan kebutuhan jumlah modul surya, penentuan *inverter*, dan penentuan baterai. Setelah parameter-parameter perancangan PLTS atap dilakukan, proses simulasi menggunakan perangkat lunak *Software Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER) PRO Versi 3.2* dapat dilakukan.



Gambar 4. Ilustrasi desain sistem dan simulasinya pada penelitian ini.

2.3 Perhitungan Kebutuhan Energi Siang Hari

Perhitungan kebutuhan energi siang harian didasarkan pada data beban realisasi penjualan kWh SPKLU periode bulan Maret hingga Oktober 2022 (Tabel 2). Perencanaan beban terdiri atas 50% beban ditampung PLN dan 50% beban ditampung oleh PLTS atap, sehingga perkiraan beban harian PLTS atap dapat dilihat pada Persamaan 1.

Tabel 2. Penjualan kWh SPKLU Periode Maret hingga Oktober 2022 (dalam puluhan).

No	Lokasi	Maret (kWh)	April (kWh)	Mei (kWh)	Juni (kWh)	Juli (kWh)	Agustus (kWh)	September (kWh)	Oktober (kWh)	Rata-rata/bulan (kWh)	Rata-rata/harian (kWh)
1	SPKLU PLN UID Jaya	67.472	70.834	74.062	78.972	84.695	90.030	95.052	102.692	82.976	2.766

$$2,766 \times 0,5 = 1,383 \text{ kWh/hari} \quad (1)$$

2.4 Perhitungan Kapasitas Sistem Optimal PLTS Atap

Salah satu parameter penting dalam perhitungan sumber daya energi bagi PLTS atap untuk kepentingan simulasi ialah perhitungan kapasitas optimal sistem PLTS atap. Perhitungan kapasitas optimal sistem PLTS atap ini didasarkan pada data iradiasi di sekitar lokasi data dikumpulkan, yaitu pada titik koordinat 06°14'49,32" LS; 106° 49' 59,65" BT. Data iradiasi yang dikumpulkan berupa nilai *Peak Sun Hour* rata-rata sebesar 4,76 kWh/m²/hari dengan temperatur tahunan rata-rata sebesar 25 °C (Persamaan 2).

$$\text{Kapasitas Optimal (kWp)} = \frac{1,383}{4,76} = 290,54 \text{ kWp} \quad (2)$$

2.5 Perhitungan Daya Puncak Sistem

Perhitungan daya puncak sistem dilakukan dengan memasukkan data daya masukan yang diterima modul surya dari radiasi matahari tidak 100% yang masuk ke *inverter*, hal ini disebabkan adanya rugi-rugi (*losses*) komponen dan sistem. Selain itu, pertimbangan spesifikasi unit SPKLU yang digunakan dalam penelitian ini dapat dilihat pada Tabel 3. Dalam hal perhitungan daya puncak sistem perlu juga mempertimbangkan jenis-jenis rugi-rugi (*losses*) pada PV itu sendiri, hal ini dapat dilihat pada Tabel 4. Perhitungan daya puncak sistem hingga energi yang dihasilkan disajikan pada Persamaan 3.

Tabel 3. Spesifikasi Unit SPKLU dalam Penelitian Ini.

Spesifikasi	ABB Terra 53 CJG	Delta Ultra Fast Charger	Schneider DC Fast Charger
Input			
Input Voltage Range	400VAc ±10%	400VAc ±10%	380 - 480 Vac
Max. rated input current & power	143A, 98kVA	336A(150kWdc +65kW AC)	70 - 78A
Power factor (full load)	> 0.96	0.99	-
Frequency	50 or 60 Hz	50 or 60 Hz	50 - 60Hz
Output			
Max. power output	50kW	150KW dc	2 X 24kW
Output voltage range	50-500 Vdc	200 - 500 Vdc	200 - 500Vdc
Max. Output current	63A Dc	Adc @300Vdc, 375Adc @400	1.5 - 65A

Tabel 4. Jenis-jenis *Losses* PV dalam Penelitian Ini.

Daya PV Jenis <i>Losses</i>	460 Wp	
	Besarnya Nilai <i>Losses</i>	Daya (W)
<i>Losses Manufacture (Power Tolerance)</i>	3% (13,8)	446,2
<i>Losses dirt</i> atau kotoran (debu, kotoran burung, dsb.)	5% (23)	423
<i>Losses temperature module</i>	5,7% (26,22)	396,98
<i>Losses kabel</i>	5% (23)	373,98
Total <i>Losses</i>	18,7% (86,02)	
Total Daya Output PV	460 – 86 W	374

$$\text{Daya Puncak Sistem (kWp)} = 290,54 + (290,54 \times 0,18) = 342 \text{ kWp} \quad (3)$$

2.6 Perhitungan Luas Area Efektif

Perhitungan luas area efektif didasarkan pada nilai efisiensi modul surya. Nilai efisiensi modul surya ditentukan berdasarkan spesifikasi pabrikan (Tabel 5). Jika lokasi yang direncanakan untuk pembangunan PLTS atap tidak memenuhi luasan yang dibutuhkan, maka perlu dipilih modul surya dengan efisiensi yang lebih tinggi. Berdasarkan data *Electrical Data (STC)* pada beberapa merek pabrikan panel surya, nilai efisiensi rata-rata sebesar 20 %, sedangkan nilai daya puncak sistem (kWp) didasarkan pada hasil perhitungan daya puncak sistem. Hasil perhitungan luas area efektif dapat dilihat pada Persamaan 4.

Tabel 5. Efisiensi Modul Panel Surya.

No	<i>Electrical Data (STC)</i>	Merk				
		SUNEV	TrinaSolar	ICAsolar	SunLinkPV	Aralawa
1	Maximum Power (Pmax/W)	450	450	450	435	460
2	Maximum Power Voltage (Vmp/V)	41,56	41	41,4	40,9	42,13
3	Maximum Power Current (Imp/A)	10,83	10,98	10,87	10,64	10,92
4	Open Circuit Voltage (Voc/V)	49,26	49,6	50	48,7	50,01
5	Short Circuit Current (Isc/A)	11,37	11,53	11,36	11,39	11,45
6	Module Efficiency (%)	20,7	20,6	20,37	20	20,7

$$\text{Luas Area Efektif (m}^2\text{)} = \frac{342 \text{ kWp}}{0,20} = 1710 \text{ m}^2 \quad (4)$$

2.7 Perhitungan Kebutuhan Jumlah Modul Surya

Perhitungan kebutuhan jumlah modul surya didasarkan pada spesifikasi pabrikan pasar dan dalam penelitian ini ditetapkan kapasitas sebesar 460 Wp. Nilai *Peak Sun Hour (PSH)* rata-rata sebesar 4,76 kWh/m²/hari atau dibulatkan menjadi 5 kWh/m²/hari. Hasil perhitungan jumlah modul surya (Persamaan 5) selanjutnya digunakan untuk menghitung biaya pengadaan panel surya yang termasuk dalam keluaran simulasi perangkat lunak HOMER.

$$\text{Jumlah Modul Surya} = \frac{342 \text{ kWp}}{460 \times 5} = 148 \text{ unit} \quad (5)$$

2.8 Penentuan Inverter dan Baterai

Penentuan *inverter* dalam perancangan PLTS atap ini dilakukan sesuai perhitungan pada persamaan 6 yang menjelaskan proses penentuan *inverter* dalam studi ini. Disisi lain, penentuan jumlah baterai dalam studi ini dilakukan dengan menggunakan perhitungan sesuai Persamaan 7. Spesifikasi baterai yang digunakan dalam studi ini menggunakan spesifikasi tegangan 48 Volt/327 Ah atau sebesar 15,696 Wh (lebih rinci dapat dilihat pada Tabel 6).

$$Jumlah\ Inverter = \frac{P_{out\ PV}}{Kapasitas\ inverter\ digunakan} \quad (6)$$

$$Jumlah\ Baterai = \frac{Total\ daya}{Daya\ baterai/sel} = \frac{342000}{15,700} = 22\ buah \quad (7)$$

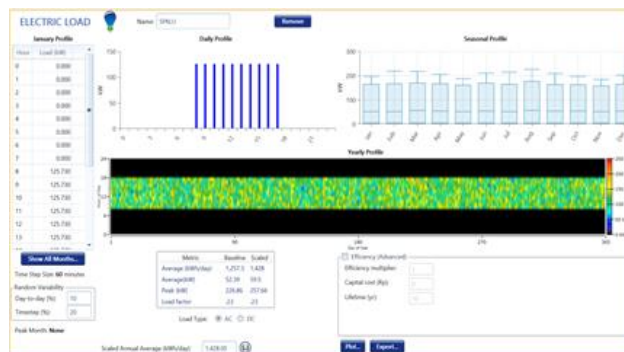
Tabel 6. Spesifikasi Baterai yang Digunakan dalam Penelitian Ini.

No.	Parameter Spesifikasi	Nilai
1.	Nominal Voltage	48V
2.	Nominal Capacity	15,7 kWh
3.	Maximum Capacity	327 Ah
4.	Capacity Ratio	0,266
5.	Rated Constant	2,63 (1/jam)
6.	Roundtrip Efficiency	95%
7.	Maximum Charge Current	138 A
8.	Maximum Discharge Current	672 A
9.	Maximum Charge Rate	1 (A/Ah)

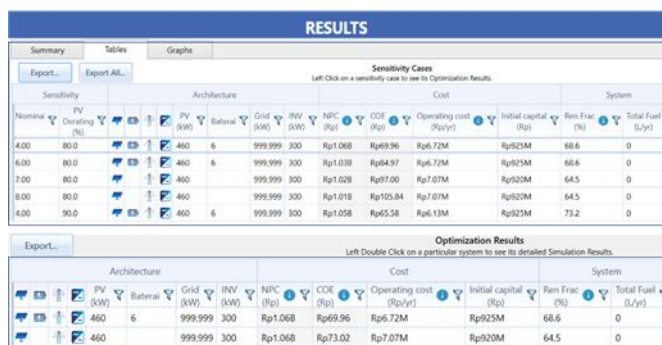
3. PEMBAHASAN

3.1 Hasil Simulasi Teknis

Proses simulasi dilakukan untuk mendapatkan konfigurasi sistem terbaik melalui proses optimasi yang dilakukan dengan perangkat lunak HOMER. Proses simulasi memodelkan dan merancang konfigurasi sistem secara khusus, maka proses optimasi dilakukan untuk menentukan kemungkinan terbaik dalam konfigurasi sistem. Pada simulasi penelitian ini menggunakan profil beban harian SPKLU di PLN Unit Induk Distribusi Jakarta Raya di mana secara lebih rinci ditampilkan pada Gambar 5. Berdasarkan hasil input data variabel *sensitivity* pada aplikasi HOMER diperoleh 12 konfigurasi sistem yang merupakan kombinasi berbagai variabel *sensitivity* (Tabel 7). HOMER selanjutnya melakukan optimasi untuk menentukan konfigurasi yang dianggap layak berdasarkan kriteria nilai *Net Present Cost* (NPC) dan *Cost of Energy* (COE) terendah. Dari hasil optimasi tersebut diperoleh 2 konfigurasi sistem yang dianggap layak dan dipilih yang paling optimal (*winning system*). Gambar 6 menjelaskan hasil konfigurasi sistem yang telah memenuhi kriteria optimasi pada perangkat lunak HOMER.



Gambar 5. Hasil simulasi profil beban harian SPKLU berdasarkan perangkat lunak HOMER dengan beban rata-rata harian sebesar 1,428 kW.

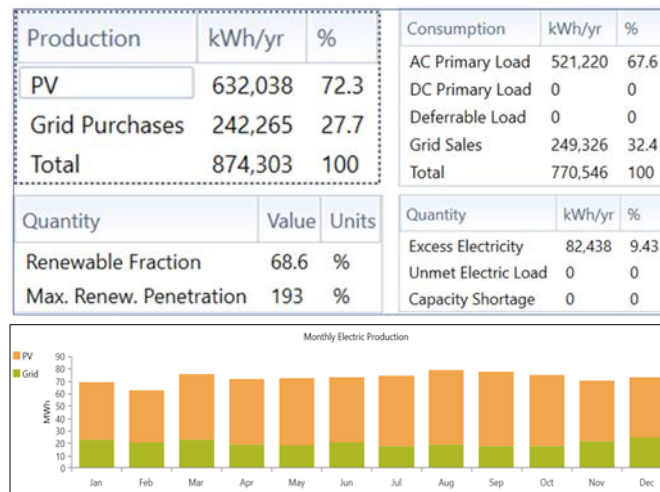


Gambar 6. Hasil simulasi konfigurasi sistem SPKLU dari optimasi perangkat lunak HOMER.

Tabel 7. Hasil Variabel Sensitivity.

NO	VARIABEL	VOLUME	SATUAN
1	DESIGN		
	Discount Rate	8	%
	Inflation rate	2	%
	Annual capacity shortage	5	%
	Project lifetime	25	years
2	ECONOMICS		
	Nominal discount rate	8	%
	Expected inflation	2	%
	Project lifetime	25	years
	System fixed capital cost	0	Rp
	System fixed O&M cost	0	Rp/Yr
3	LOAD		
	Scaled annual Average	1,428	kWh/day
4	INVERTER		
	Capacity	300	Kw
	Lifetime	25	kW
	Relative capacity	100	%
	Efficiency	96,5	%
5	BATTERY		
	Throughput	15,7	kWh
	Initial state of charge	100	%
	minimum state of charge	20	%
	String size	1	
6	PV		
	Derating factor	80	%
	Capacity	460	kW
7	Grid		
	Grid Power Price	2,805	Rp/kWh
	Grid Net Excess Price	2,1	Rp/kWh

Realisasi energi yang dihasilkan sistem PLTS atap (dalam kWh/tahun) adalah 632,038 kWh atau 72,3% dari total energi sistem. Berdasarkan hasil simulasi dengan perangkat lunak HOMER, konsumsi daya untuk beban SPKLU 521,2 kWh/tahun atau 67,6% dari total beban sistem. Renewable fraction 68,6%. Secara lebih rinci, tampilan hasil simulasi dapat dilihat pada Gambar 7.



Gambar 7. Hasil simulasi konfigurasi sistem SPKLU dari optimasi perangkat lunak HOMER.

3.2 Hasil Simulasi Lingkungan

PLTS atap memberikan kontribusi terhadap penurunan emisi gas karbon dioksida (CO₂) sebesar 313,96 Kg/tahun, sulfur dioksida (SO₂) sebesar 4.583 Kg/tahun, dan nitrogen oksida (NO₂) sebesar 361,76 Kg/tahun (cuplikan perhitungan emisi yang dapat dilihat pada Gambar 8). Gambar 9 merupakan cuplikan simulasi emisi gas rumah kaca dari perangkat lunak HOMER.

Emisi CO ₂	= (kWh baseline x k) – kWh mitigasi = (521.220 kWh * 0,891 kg) – 153.112 kg/yr = 313,96 kg CO ₂ /yr
Emisi SO ₂	= (kWh baseline x k) – kWh mitigasi = (521.220 kWh * 0,0100 kg) – 664kg/yr = 4.583kg CO ₂ /yr
Emisi NO ₂	= (kWh baseline x k) – kWh mitigasi = (521.220 kWh * 0,0019 kg) – 325kg/yr = 361,76kg CO ₂ /yr

Gambar 8. Cuplikan perhitungan emisi pada penelitian ini.

Emisi PLTS Atap On Grid (HOMER Optimization)			Konstanta Faktor Emisi pollutant		
Quantity	Value	Units	Type of emission/pollutant	Corrected electricity emission factors	Unit
Carbon Dioxide	153,112	kg/yr	CO ₂	0.993622	kg CO ₂ /kWh
Carbon Monoxide	0	kg/yr			
Unburned Hydrocarbons	0	kg/yr			
Particulate Matter	0	kg/yr	NO _x	0.001968	kg NO _x /kWh
Sulfur Dioxide	664	kg/yr	SO ₂	0.010067	kg SO ₂ /kWh
Nitrogen Oxides	325	kg/yr			

Gambar 9. Hasil simulasi emisi gas rumah kaca dari perangkat lunak HOMER.
Sumber: World Resources Institute (WRI)

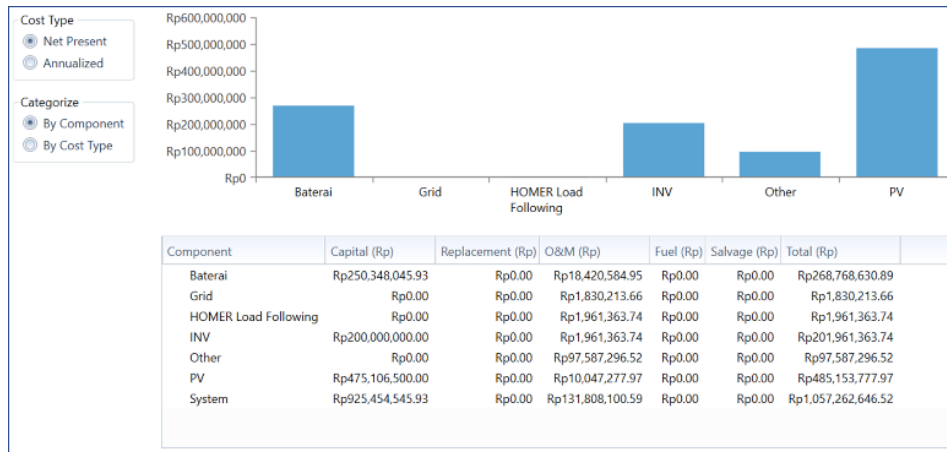
3.3 Hasil Simulasi Ekonomi

Konfigurasi sistem yang pertama terdiri dari komponen fotovoltaik, baterai, *grid*, dan *inverter* lebih optimal dibandingkan dengan konfigurasi sistem yang kedua (tanpa baterai), hal ini diketahui dari indikator simulasi ekonomi antara lain:

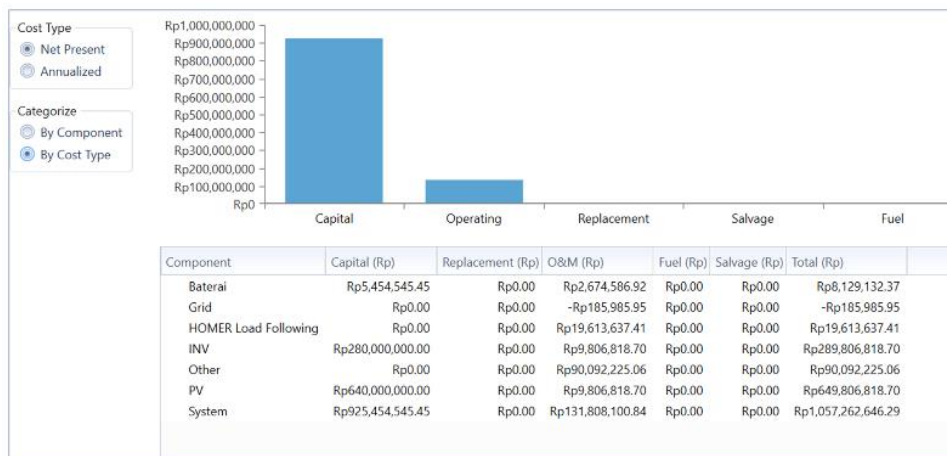
a. Konfigurasi Sistem Pertama

Sistem pertama mempunyai *initial capital* Rp.925M lebih tinggi dari sistem kedua, tetapi mempunyai COE sebesar 69,96 Rp/kWh dan *operating cost* Rp.6,72M/tahun yang lebih rendah dari sistem kedua. Sistem ini mempunyai nilai NPC sebesar Rp 1.057M detail biaya per komponen

ditunjukkan pada Gambar 10. NPC berdasarkan tipe biaya dibagi menjadi biaya investasi (*capital cost*) dan biaya operasi dan pemeliharaan (O&M), detail komposisi biaya ditunjukkan pada Gambar 11.



Gambar 10. Komposisi biaya per komponen.



Gambar 11. Komposisi biaya berdasarkan tipe.

b. Konfigurasi Sistem Kedua

Sistem kedua mempunyai *initial capital* Rp.920M lebih rendah dari sistem pertama, mempunyai COE sebesar 73,02 Rp/kWh dan *operating cost* Rp.7,07M/tahun lebih tinggi dari sistem pertama. NPC sistem kedua lebih tinggi dibandingkan sistem yang pertama mempunyai nilai sebesar Rp.1.058M. Secara lebih rinci dapat dilihat pada Gambar 12.

Cost summary			Economic metric	
	Base Case	Lowest Cost System		
NPC	Rp1.06B	Rp1.06B	IRR	4.0%
Initial Capital	Rp920M	Rp925M	ROI	2.4%
O&M	Rp7.07M/yr	Rp6.72M/yr	Simple Payback	16 yr
LCOE	Rp73.02/kWh	Rp69.96/kWh		

Gambar 12. Ringkasan cuplikan biaya dan metrik ekonomi.

Kedua konfigurasi sistem mempunyai nilai ekonomi yang selisihnya tidak terlalu signifikan. Secara umum, kedua konfigurasi sistem dari indikator ekonomi sudah memenuhi. Pemanfaatan energi terbarukan pada kedua sistem cukup besar (di atas 50%) masing-masing yaitu 68,6% dan 64,5%. Secara lebih rinci, komparasi dari konfigurasi sistem pertama dan kedua dapat dilihat pada Tabel 8.

Tabel 8. Komparasi Konfigurasi Sistem Pertama dan Kedua.

No.	Uraian	Winning System (Konfigurasi 1)	Base Case (Konfigurasi 2)
1	Production (kWh/yr)	874.303	894.458
2	Consumption (kWh/yr)	770.546	739.205
3	COE (Rp/kWh)	69,96	73,02
4	NPC (Rupiah)	1.057.262.646	1.058.662.000
	- Capital	925.454.545	920.000.000
	- O&M	131.808.100	138.661.919
5	Emission (Kg/yr)		
	- CO ₂ ,	153,112	165,849
	- SO ₂ ,	664	719
	- NO ₂	325	352
6	Renewable Fraction (%)	68,6	64,5
7	Excess Electricity (%)	9,43	15,5

Kelayakan investasi dalam studi ini diukur dengan menggunakan tiga parameter yaitu *Net Present Cost* (NPC), *Pay Back Period* (PBP), dan *Benefit-Cost Ratio* (B-CR). Hasilnya ditunjukkan pada Tabel 9.

Tabel 9. Analisa Kelayakan Investasi pada Penelitian Ini.

Analisis Kelayakan	Kriteria Kelayakan	Hasil Analisis Investasi	Kesimpulan
Net Present Value (NPV)	Kriteria Kelayakan Layak (NPV > 0) Tidak Layak (NPV < 0)	Rp 1.057.262.646	Investasi dianggap layak karena nilai NPV selama umur proyek lebih besar dari 0.
Discounted Payback Period (DPP)	Layak (DPP lebih pendek dari umur proyek), Tidak Layak (DPP lebih panjang dari umur proyek)	16 Tahun	Pengembalian modal terjadi setelah tahun ke 16, pendapatan selama umur proyek lebih besar dari modal awal. Sehingga investasi dikatakan layak.
Benefit – Cost Ratio (B-CR)	Layak (B-CR > 1)	1.01	Investasi dianggap layak karena antara pendapatan dan investasi bernilai lebih besar dari 1

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian perancangan desain PLTS atap untuk SPKLU, dapat disimpulkan bahwa:

- Desain PLTS atap dapat diimplementasikan untuk SPKLU di kantor PT PLN Unit Induk Distribusi Jakarta Raya menggunakan konfigurasi sistem *on grid* dengan kelayakan ekonomi $NPC(Rp) = 1.06B$, $COE = 69,95 \text{ Rp/kWh}$, $PBP = 16$ tahun.
- Potensi sumber daya matahari yang cukup besar dengan rata-rata $4,76 \text{ kWh/m}^2/\text{hari}$ dan pemanfaatan energi terbarukan yang besar dengan nilai *renewable fraction* 66,7%. Total produksi energi (kWh/tahun) dari PLTS atap sebesar 632,038 atau 72,3% dari sistem.
- Terdapat penurunan emisi gas rumah kaca (GRK) seperti karbon dioksida 153,1 Kg/tahun, sulfur dioksida 664 Kg/tahun, nitrogen oksida 325 Kg/tahun.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] R. R. Al Hakim, "Model Energi Indonesia, Tinjauan Potensi Energi Terbarukan untuk Ketahanan Energi di Indonesia: Sebuah Ulasan," *ANDASIH J. Pengabd. Kpd. Masy.*, vol. 1, no. 1, pp. 11–21, 2020, [Online]. Available: <http://www.jurnal.umitra.ac.id/index.php/ANDASIH/article/view/374>
- [2] R. R. Al Hakim, E. Ariyanto, Y. Z. Arief, A. Sungkowo, and T. Trikolos, "Preliminary Study of Juridical Aspects of Renewable Energy Draft Law In Indonesia: An Academic Perspectives," *ADLIYA J. Huk. dan Kemanus.*, vol. 16, no. 1, pp. 59–72, 2022, doi: 10.15575/adliya.v16i1.14063.
- [3] R. R. Al Hakim, Y. Z. Arief, A. Pangestu, and A. Jaenul, "Perancangan Media Interaktif Energi Baru Terbarukan Berbasis Android," in *Seminar Nasional Hasil Riset dan Pengabdian Ke-III (SNHRP-III 2021)*, 2021, pp. 144–150. [Online]. Available: <https://snhrp.unipasby.ac.id/prosiding/index.php/snhrp/article/view/182>
- [4] Kementerian ESDM, "Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2018 Final Edition," Jakarta, 2018.
- [5] R. R. Al Hakim, A. Pangestu, A. Jaenul, D. W. Sinaga, E. Y. Saputra, and Y. Z. Arief, "Implementasi PLTS di Desa Pulisan, Sulawesi Utara, Indonesia sebagai Perwujudan Program Desa Energi," in *Prosiding Seminar Nasional Penelitian dan Pengabdian 2021, "Penelitian dan Pengabdian Inovatif pada Masa Pandemi Covid-19,"* 2021, pp. 762–767. [Online]. Available: <http://prosiding.rcipublisher.org/index.php/prosiding/article/view/220>
- [6] K. Hirota and S. Kashima, "How are automobile fuel quality standards guaranteed? Evidence from Indonesia, Malaysia and Vietnam," *Transp. Res. Interdiscip. Perspect.*, vol. 4, p. 100089, Mar. 2020, doi: 10.1016/J.TRIP.2019.100089.
- [7] G. Giacosa and T. R. Walker, "A policy perspective on Nova Scotia's plans to reduce dependency on fossil fuels for electricity generation and improve air quality," *Clean. Prod. Lett.*, vol. 3, p. 100017, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.CLPL.2022.100017.
- [8] E. Suryani, R. A. Hendrawan, P. F. E. Adipraja, B. Widodo, U. E. Rahmawati, and S. Y. Chou, "Dynamic scenario to mitigate carbon emissions of transportation system: A system thinking approach," *Procedia Comput. Sci.*, vol. 197, pp. 635–641, Jan. 2022, doi: 10.1016/J.PROCS.2021.12.184.
- [9] M. Roca-Puigròs, C. Marmy, P. Wäger, and D. B. Müller, "Modeling the transition toward a zero emission car fleet: Integrating electrification, shared mobility, and automation," *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 115, p. 103576, Feb. 2023, doi: 10.1016/J.TRD.2022.103576.
- [10] J. W. Hu, A. Javaid, and F. Creutzig, "Leverage points for accelerating adoption of shared electric cars: Perceived benefits and environmental impact of NEVs," *Energy Policy*, vol.

- 155, p. 112349, Aug. 2021, doi: 10.1016/J.ENPOL.2021.112349.
- [11] A. D. Setiawan, T. N. Zahari, F. J. Purba, A. O. Moeis, and A. Hidayatno, "Investigating policies on increasing the adoption of electric vehicles in Indonesia," *J. Clean. Prod.*, vol. 380, no. Part 2, p. 135097, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2022.135097.
- [12] P. Jochem, T. Gnann, J. E. Anderson, M. Bergfeld, and P. Plötz, "Where should electric vehicle users without home charging charge their vehicle?," *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 113, p. 103526, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.TRD.2022.103526.
- [13] Ö. Gönül, A. C. Duman, and Ö. Güler, "Electric vehicles and charging infrastructure in Turkey: An overview," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 143, p. 110913, Jun. 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2021.110913.
- [14] B. Borlaug, F. Yang, E. Pritchard, E. Wood, and J. Gonder, "Public electric vehicle charging station utilization in the United States," *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 114, p. 103564, Jan. 2023, doi: 10.1016/J.TRD.2022.103564.
- [15] Z. Ullah *et al.*, "Optimal scheduling and techno-economic analysis of electric vehicles by implementing solar-based grid-tied charging station," *Energy*, vol. 267, p. 126560, Mar. 2023, doi: 10.1016/J.ENERGY.2022.126560.
- [16] P. Anugrah and R. W. Pratama, "Techno-Economic Simulation of On-grid PV System at a New Grand Mosque in Bukittinggi using HOMER," *J. Nas. Tek. Elektro*, vol. 11, no. 1, pp. 8–13, Mar. 2022, doi: 10.25077/JNTE.V11N1.985.2022.
- [17] N. Goetzel and M. Hasanuzzaman, "An empirical analysis of electric vehicle cost trends: A case study in Germany," *Res. Transp. Bus. Manag.*, vol. 43, p. 100825, Jun. 2022, doi: 10.1016/J.RTBM.2022.100825.