

Evaluasi Tekno Ekonomi Pembangunan PLTS Pada Sistem Isolated PLTD Menggunakan Metode AHP – Topsis Untuk Kehandalan System dan Keberlanjutan Energi Terbarukan di Pulau Karakelang

Rizki Putra Ramadan*, Ruri Wahyuono

Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Indonesia

Email: rizkiputra89@gmail.com*, wahyuono@its.ac.id

Keywords:	Abstract
Hybrid System, PV-Diesel, Techno-Economic, AHP-TOPSIS, Renewable Energy	<i>The transition toward renewable energy utilization has become a strategic approach to reducing dependence on fossil fuels, particularly in remote electricity systems that still rely on Diesel Power Plants (PLTD). Karakelang Island, as an isolated island electricity system, faces several challenges, including high operational costs, limited power supply reliability, and vulnerability to fuel supply disruptions. This study aims to evaluate the technical and economic feasibility of developing a hybrid PV–diesel power system integrated with Battery Energy Storage System (BESS) and to determine the optimal system configuration using the Analytical Hierarchy Process (AHP) and Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS) methods. The research employed a quantitative descriptive-analytical approach through HOMER Pro simulations involving several hybrid PV–diesel system scenarios. The results indicate that increasing photovoltaic (PV) penetration can reduce fuel consumption, Net Present Cost (NPC), and Cost of Energy (COE). The AHP analysis reveals that technical aspects are the most dominant decision criteria with a weight of 67.4%, where system reliability represents the highest sub-criterion with a weight of 36.4%. Furthermore, the TOPSIS analysis identifies the PV 50% + BESS + Diesel 50% configuration as the most suitable alternative, achieving the highest preference value of 0.731 due to its optimal balance between technical performance, economic efficiency, and environmental benefits. This study concludes that the hybrid PV–diesel system is technically and economically feasible for improving electricity sustainability and reliability in isolated island regions.</i>
Kata Kunci :	Abstrak
Sistem Hybrid, PLTS - PLTD, Teknoekonomi, AHP – TOPSIS, Energi Terbarukan	Transisi energi menuju pemanfaatan energi terbarukan menjadi langkah strategis dalam mengurangi ketergantungan terhadap bahan bakar fosil, terutama pada sistem kelistrikan wilayah terpencil yang masih bergantung pada Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD). Pulau Karakelang sebagai wilayah kepulauan dengan sistem kelistrikan isolated menghadapi permasalahan tingginya biaya operasional, keterbatasan keandalan pasokan listrik, serta risiko gangguan akibat ketergantungan terhadap pasokan bahan bakar diesel. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kelayakan teknis dan ekonomi pembangunan sistem hybrid PLTS–PLTD dengan dukungan Battery Energy Storage System (BESS), serta menentukan konfigurasi sistem terbaik menggunakan metode Analytical Hierarchy Process (AHP) dan Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS). Metode penelitian menggunakan pendekatan kuantitatif deskriptif-analitis melalui simulasi HOMER Pro dengan beberapa skenario konfigurasi sistem hybrid. Hasil penelitian menunjukkan bahwa peningkatan penetrasi PLTS mampu menurunkan konsumsi bahan bakar, Net Present Cost (NPC), dan Cost of Energy (COE). Hasil pembobotan AHP menunjukkan bahwa

aspek teknis menjadi faktor dominan dengan bobot 67,4%, terutama kriteria keandalan sistem sebesar 36,4%. Berdasarkan analisis TOPSIS, konfigurasi PLTS 50% + BESS + PLTD 50% menjadi alternatif terbaik dengan nilai preferensi 0,731 karena memberikan keseimbangan optimal antara aspek teknis, ekonomi, dan lingkungan. Penelitian ini menyimpulkan bahwa sistem hybrid PLTS–PLTD layak diterapkan untuk meningkatkan keberlanjutan energi listrik di wilayah isolated.

PENDAHULUAN

Transisi energi di Indonesia merupakan upaya strategis untuk mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil dan sebagai respons terhadap dampak perubahan iklim yang kian nyata. Pemerintah telah mengeluarkan sejumlah kebijakan, salah satunya melalui Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN), yang bertujuan mendorong pemanfaatan potensi energi terbarukan secara intensif (Andalangi n.d.; di Indonesia n.d.; Suparman et al. 2026; Untoro 2023). Kebijakan tersebut menyematkan prinsip-prinsip keadilan, keberlanjutan, dan perhatian lingkungan yang sejalan dengan target nasional mencapai 23% bauran energi baru dan terbarukan pada tahun 2025. Dengan kekayaan sumber daya alam yang melimpah, terutama dalam sektor biomassa dan potensi energi terbarukan lainnya, arah kebijakan ini diharapkan mampu memperkuat kemandirian energi nasional sekaligus mendukung pembangunan berwawasan lingkungan (Arsita et al., 2021; Yana et al., 2022).

Meski kebijakan transisi energi telah disusun dengan landasan teoretis yang kuat, implementasinya tidak lepas dari berbagai kendala. Salah satu hambatan utama adalah tingginya biaya investasi serta kebutuhan pengembangan infrastruktur pendukung yang masih relatif minim. Selain itu, keterbatasan dalam kapasitas teknis serta kesenjangan regulasi juga menjadi tantangan yang harus diatasi agar adopsi teknologi energi terbarukan dapat berlangsung secara optimal. Oleh karena itu, reformulasi dan penguatan regulasi yang lebih responsif harus terus ditingkatkan, disertai dengan kolaborasi intensif antara pemerintah, sektor swasta, dan masyarakat lokal guna menciptakan ekosistem transisi energi yang holistik, terutama di wilayah dengan potensi tinggi seperti Sulawesi dan Sumatera (Zulfadli & Umar, 2023; Afif & Martin, 2022). Pulau Karakelang adalah pulau utama di Kabupaten Kepulauan Talaud Provinsi Sulawesi Utara. Luas Pulau ini adalah 846 km², dengan jumlah populasi masyarakat sekitar 60.875 di tahun 2022.

Sumber energi listrik di Pulau Karakelang masih disuplai oleh Pembangkit Listrik Tenaga Diesel dari 3 Lokasi yaitu PLTD Melonguane, PLTD Tarun dan PLTD Beo. Beban puncak saat ini di Pulau Karakelang adalah $\pm 4\text{--}5$ MW, dengan Daya Mampu $\pm 4.5\text{--}5,5$ MW. Untuk jumlah pelanggan PLN total sekitar 18.343 Pelanggan dengan Daya tersambung sekitar 24.167.200 VA. Pemakaian energi listrik rata rata sebesar 1.228.267 kWh setiap bulannya dan pendapatan rata rata sebesar Rp 1.473.937.436 sehingga bisa diketahui harga jual rata-rata di Pulau Karakelang adalah Rp 1200 / kWh (Data Tata Usaha Langganan PLN UP3 Tahun). Total BPP pada tahun 2022 Rp 4.608 (Data KKP Pembangunan Proyek PLTS Dedieselisasi UID Suluttenggo).

Permasalahan di Pulau Karakelang ini sebagai ibukota dari Kabupaten Kepulauan Talaud adalah sering terjadinya defisit sistem karena tidak adanya pembangkit cadangan yang dapat dioperasikan apabila mesin di PLTD mengalami gangguan. Selain itu sistem isolated ini

seringkali menghadapi kendala seperti tingginya biaya operasi BBM, keterlambatan pengiriman BBM yang diakibatkan oleh cuaca buruk, sehingga kehandalan dan kontinuitas suplai kelistrikan kepada masyarakat sering terganggu dan kurang optimal (Putra, 2025; Aji, 2025).

Kondisi tersebut mendorong perlunya solusi energi baru untuk meningkatkan pasokan listrik di wilayah Pulau Karakelang. Salah satu upaya yang dilakukan oleh pemerintah bersama PT PLN (Persero) adalah melalui program dedieselisasi, yaitu penggantian atau pengurangan ketergantungan terhadap pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) dengan pembangkit yang lebih ramah lingkungan berbasis energi baru terbarukan (EBT). Implementasi program ini dilakukan melalui sistem hybrid yang mengintegrasikan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dengan PLTD sehingga mampu meningkatkan keandalan sistem sekaligus menekan konsumsi bahan bakar diesel (Dewi et al., 2025). Selain itu, tingginya biaya pokok produksi listrik yang rata-rata mencapai Rp4.608/kWh pada tahun 2022 (PLN UID Suluttenggo) menjadi alasan perlunya penambahan kapasitas pembangkit berbasis EBT untuk menurunkan biaya pembangkitan. Pengembangan sistem hybrid ini juga mendukung pencapaian target bauran energi baru terbarukan nasional sebesar 23% pada tahun 2025. Berdasarkan kondisi tersebut, penelitian ini difokuskan pada evaluasi tekno-ekonomi pembangunan sistem hybrid PLTS–PLTD di Pulau Karakelang dengan mengkaji kelayakan penerapan sistem hybrid pada wilayah isolated kepulauan 3T, mengidentifikasi kriteria yang memengaruhi evaluasi sistem, serta menentukan konfigurasi sistem terbaik menggunakan metode Analytical Hierarchy Process (AHP) dan Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS) (Setiawan et al., 2024).

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kelayakan teknis dan ekonomi sistem hybrid PLTS–PLTD, menentukan bobot setiap kriteria evaluasi menggunakan metode AHP, serta memilih alternatif konfigurasi terbaik menggunakan metode TOPSIS (Konneh et al., 2023; Kiani et al., 2025). Hasil penelitian diharapkan dapat memberikan kontribusi terhadap pengembangan literatur mengenai studi kelayakan tekno-ekonomi sistem hybrid energi terbarukan di wilayah terpencil, menjadi referensi bagi penelitian selanjutnya terkait perencanaan dan optimasi sistem energi terdistribusi (Agajie et al., 2023; Vendoti et al., 2021), serta menjadi dasar pertimbangan teknis dan finansial bagi pemerintah, PT PLN (Persero), maupun investor dalam pengembangan sistem kelistrikan yang efisien dan berkelanjutan di wilayah kepulauan (Riayatsyah et al., 2022; Nugraha et al., 2024). Selain itu, penelitian ini juga memberikan gambaran mengenai potensi penghematan biaya operasional dan pengurangan emisi melalui implementasi sistem hybrid (Samatar et al., 2024; Elmi et al., 2024). Adapun penelitian dibatasi pada sistem kelistrikan Pulau Karakelang sebagai wilayah 3T yang masih menggunakan sistem isolated dengan PLTD sebagai sumber utama dan total beban sekitar 4 MW, sedangkan perancangan konfigurasi sistem hybrid PLTS–PLTD dilakukan menggunakan perangkat lunak HOMER (Aisyah et al., 2020; Harish Kumar et al., 2024).

METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif dengan metode deskriptif-analitis untuk mengevaluasi kelayakan tekno-ekonomi pembangunan sistem hybrid PLTS–PLTD dengan integrasi Battery Energy Storage System (BESS) pada sistem kelistrikan isolated di Pulau Karakelang, Kabupaten Kepulauan Talaud, Provinsi Sulawesi Utara. Pendekatan

kuantitatif diterapkan melalui pengolahan data numerik, seperti profil beban listrik, kapasitas pembangkit, konsumsi bahan bakar, biaya investasi, biaya operasi, potensi energi surya, serta indikator ekonomi yang diperoleh dari simulasi menggunakan perangkat lunak HOMER Pro, meliputi Net Present Cost (NPC) dan Levelized Cost of Energy (LCOE). Selanjutnya, hasil simulasi digunakan sebagai dasar dalam metode Analytical Hierarchy Process (AHP) untuk menentukan bobot prioritas setiap kriteria berdasarkan penilaian para ahli, serta metode Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS) untuk menentukan alternatif konfigurasi sistem terbaik berdasarkan kedekatannya terhadap solusi ideal. Penelitian ini tidak hanya mempertimbangkan aspek ekonomi, tetapi juga aspek teknis, seperti keandalan sistem, kemudahan operasi, ketersediaan teknologi, kesesuaian terhadap beban, pengurangan emisi, dan potensi pemanfaatan energi terbarukan. Objek penelitian adalah sistem pembangkit hybrid PLTS–PLTD dengan BESS yang dirancang menggunakan beberapa skenario kapasitas, dengan sistem PLTD eksisting sebagai kondisi dasar (baseline), sehingga dapat dianalisis pengaruh integrasi PLTS terhadap konsumsi bahan bakar, biaya energi, biaya sistem, tingkat pemanfaatan energi terbarukan, emisi karbon, serta kinerja operasional sistem kelistrikan di Pulau Karakelang.

Tahapan penelitian diawali dengan identifikasi permasalahan sistem kelistrikan isolated di Pulau Karakelang yang masih bergantung pada PLTD, kemudian dilanjutkan dengan pengumpulan data teknis, ekonomi, dan potensi energi surya melalui studi dokumen, observasi, wawancara, dan kuesioner. Data tersebut digunakan untuk memodelkan dan mensimulasikan beberapa skenario sistem hybrid PLTS–PLTD dengan BESS menggunakan HOMER Pro guna memperoleh indikator teknis dan ekonomi, seperti konsumsi bahan bakar, Net Present Cost (NPC), Levelized Cost of Energy (LCOE), emisi CO₂, dan renewable fraction. Hasil simulasi selanjutnya dianalisis menggunakan metode Analytical Hierarchy Process (AHP) untuk menentukan bobot kriteria evaluasi, kemudian dilanjutkan dengan metode Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS) untuk menentukan alternatif konfigurasi sistem terbaik berdasarkan nilai preferensi tertinggi.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil simulasi menggunakan HOMER Pro

Pada penelitian ini dilakukan analisis terhadap sistem hybrid PLTS-PLTD di Pulau Karakelang menggunakan pendekatan simulasi teknis dan ekonomi berbasis HOMER Pro serta metode pengambilan keputusan multikriteria AHP-TOPSIS. Data penelitian terdiri atas data teknis sistem kelistrikan, data ekonomi, data lingkungan, dan hasil simulasi beberapa konfigurasi sistem hybrid.

Data teknis meliputi profil beban listrik, kapasitas pembangkit, kapasitas PLTS, kapasitas baterai, kapasitas inverter, Renewable Fraction (RF), produksi energi, serta konsumsi bahan bakar diesel. Data ekonomi meliputi Capital Cost, Net Present Cost (NPC), dan Cost of Energy (COE). Pada simulasi ini menggunakan kurs 1 USD = Rp 17.000 dan Harga BBM Rp 12000. Selain itu dilakukan evaluasi lingkungan melalui parameter pengurangan emisi CO₂ dan pengurangan konsumsi bahan bakar. Konfigurasi sistem yang dianalisis terdiri dari:

1. PLTD 100%
2. PLTS 25% + BESS + PLTD 75%
3. PLTS 50% + BESS + PLTD 50%

4. PLTS 75% + BESS + PLTD 25%

5. PLTS 100% + BESS

Berdasarkan simulasi dengan menggunakan aplikasi HOMER Pro yang dilakukan pada 5 skema di atas adalah sebagai berikut :

1. Perbandingan produksi listrik, pemakaian energy pada sistem, produksi listrik dan konsumsi beban.

Tabel 1 Data Produksi kWh

Konfigurasi	Electric Production PV (kWh/thn)	Electric Production Diesel (kWh/thn) (estimasi dari Rf)	Renewable Fraction (%)	Excess Electricity (kWh/thn) (estimasi)	Capacity Shortage (kWh/thn)	Consumption AC (kWh/thn)	Electric Production Total (kWh/thn) (estimasi)
PLTD 100% (baseline)	0	33.933.320	0,00	0	0	33.933.320	33.933.320
PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	5.477.983	29.077.893	15,85	0	0	33.933.320	34.555.581
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	10.955.970	24.521.089	30,88	39.305	0	33.933.320	37.077.059
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	16.434.950	20.165.798	44,90	673.069	0	33.933.320	36.600.448
PLTS 100% + BESS + PLTD (back up)	21.911.930	17.903.518	55,03	3.531.102	0	33.933.320	39.815.448

Berdasarkan hasil pengumpulan data beban sistem Pulau Karakelang diperoleh rata-rata kebutuhan energi harian sebesar 93.022 kWh/hari dengan rata-rata daya sistem sekitar 3,876 MW. Beban puncak tertinggi mencapai sekitar 4,6 MW pada malam hari. Kondisi ini menunjukkan bahwa sistem kelistrikan Karakelang memiliki karakteristik beban yang cukup tinggi untuk sistem isolated dan memerlukan sistem pembangkit yang andal.

Tabel 2 Data Produksi kWh rata-rata

Variabel	Rata-rata	Minimum	Maksimum	Standar Deviasi
Beban Harian (kWh/hari)	93.022	81.500	104.300	7856
Daya Sistem (MW)	3876	2950	4630	0.514
Beban Puncak (MW)	4630	4120	5213	0.384

Berdasarkan tabel di atas terlihat bahwa variasi beban sistem masih relatif stabil dengan standar deviasi sebesar 0,514 MW. Nilai ini menunjukkan fluktuasi beban yang masih dapat diantisipasi oleh sistem hybrid. Beban puncak yang mendekati kapasitas daya mampu PLTD

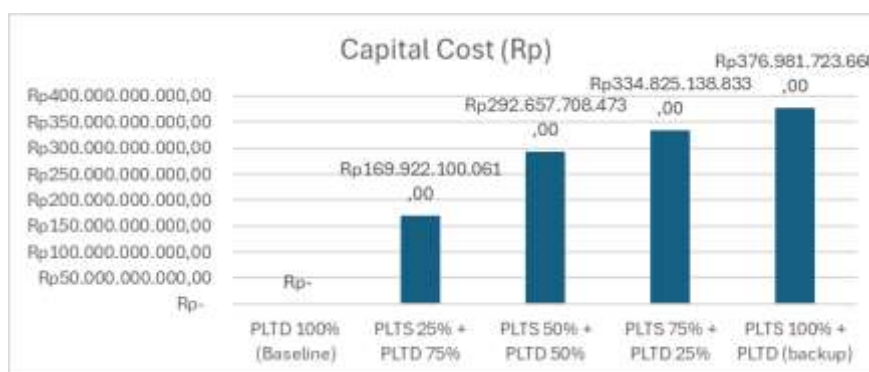
eksisting menunjukkan bahwa sistem saat ini memiliki cadangan daya yang sangat terbatas sehingga berpotensi mengalami defisit apabila terjadi gangguan pembangkit.

2. Perbandingan biaya Investasi (Capital Cost System)

Berdasarkan hasil simulasi diperoleh capital cost untuk masing masing konfigurasi. Pada model konfigurasi 100% PLTD karena menggunakan PLTD existing di Pulau Karakelang, maka biaya investasi pada skema ini dianggap nol. Asumsi kurs dollar (1 USD = Rp 17.000). Sedangkan skema lainnya adalah sebagai berikut :

Tabel 3 Data Biaya Investasi

Konfigurasi Sistem	Capital Cost (Rp)	Capital Cost (USD)
PLTD 100% (Baseline)	Rp -	\$ -
PLTS25% + PLTD 75%	Rp 169.922.100.061,00	\$ 9.995.418,00
PLTS50% + PLTD 50%	Rp 292.657.708.473,00	\$ 17.215.159,00
PLTS75% + PLTD 25%	Rp 334.825.138.833,00	\$ 19.695.596,00
PLTS100% + PLTD (backup)	Rp 376.981.723.660,00	\$ 22.175.395,00



Gambar 1. Grafik Perbandingan Biaya Investasi (Capital Cost) pada Konfigurasi Sistem Hybrid PLTS-PLTD

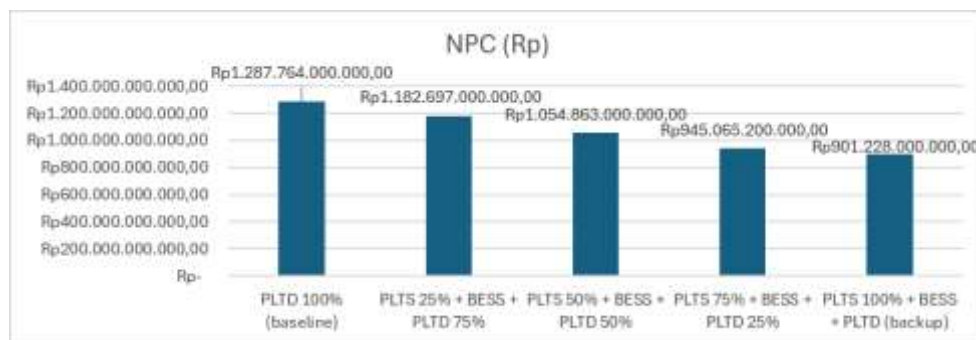
Grafik capital cost menunjukkan kecenderungan peningkatan biaya investasi dari skenario PLTD 100% menuju skenario PLTS 100% + PLTD backup. Skenario PLTD 100% memiliki nilai capital cost paling rendah karena tidak terdapat investasi baru, sedangkan skenario PLTS 100% + PLTD backup memiliki nilai capital cost paling tinggi akibat kebutuhan komponen PLTS dan sistem pendukung yang lebih besar. Peningkatan biaya investasi ini mencerminkan konsekuensi finansial dari upaya meningkatkan penetrasi energi terbarukan pada sistem isolated.

3. Perbandingan Net Present Cost

NPC adalah total biaya yang dikeluarkan pada sistem selama umur proyek. NPC meliputi capital cost awal, O&M, Fuel Cost. Secara keseluruhan perbandingan NPC pada tiap tiap model adalah sebagai berikut :

Tabel 4 Data NPC (Net Present Cost)

Konfigurasi Sistem	NPC (Rp)	NPC (USD)
PLTD 100% (baseline)	Rp1.287.764.000.000,00	\$ 75.750.823,53
PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	Rp1.182.697.000.000,00	\$ 69.570.411,76
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	Rp1.054.863.000.000,00	\$ 62.150.764,71
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	Rp 945.065.200.000,00	\$ 55.592.070,59
PLTS 100% + BESS + PLTD (backup)	Rp 901.228.000.000,00	\$ 53.013.411,76

**Gambar 2 Perbandingan Net Present Cost (NPC) pada Berbagai Konfigurasi Sistem Hybrid PLTS–PLTD**

Berdasarkan hasil simulasi HOMER, nilai Net Present Cost menunjukkan kecenderungan menurun seiring dengan meningkatnya kontribusi PLTS dalam sistem hybrid PLTS–PLTD. Pada skenario PLTD 100% sebagai baseline, nilai NPC tercatat sebesar Rp1.287.764.000.000 atau setara dengan USD75.750.824. Nilai ini merupakan NPC tertinggi dibandingkan seluruh skenario lainnya. Tingginya NPC pada skenario baseline disebabkan oleh dominannya biaya operasional, khususnya biaya bahan bakar solar dan pemeliharaan PLTD selama umur proyek.

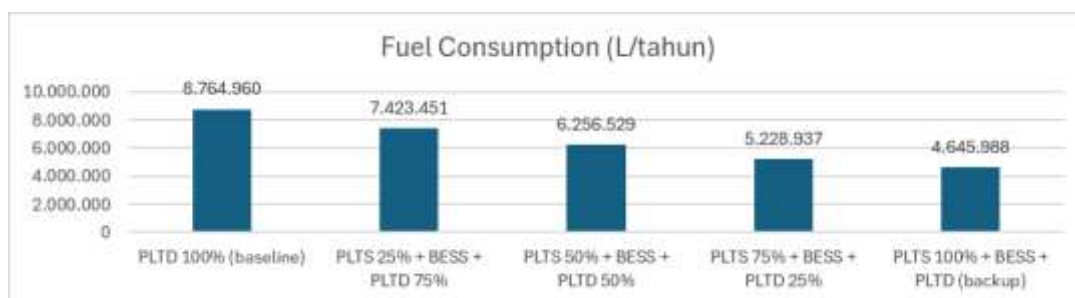
Grafik NPC menunjukkan bahwa skenario PLTD 100% memiliki total biaya siklus hidup tertinggi, sedangkan skenario PLTS 100% + PLTD backup memiliki NPC terendah. Penurunan NPC dari baseline menuju skenario hybrid menunjukkan bahwa peningkatan penetrasi PLTS mampu mengurangi ketergantungan terhadap PLTD dan menekan biaya bahan bakar dalam jangka panjang. Dengan demikian, meskipun integrasi PLTS membutuhkan investasi awal yang lebih besar, sistem hybrid memberikan keuntungan ekonomi selama umur proyek melalui penurunan biaya operasi dan konsumsi BBM.

4. Perbandingan Fuel Consumption

Berdasarkan hasil simulasi perbandingan konsumsi BBM pada tiap tiap model adalah sebagai berikut :

Tabel 5 Data Penggunaan BBM dalam beberapa konfigurasi sistem

Konfigurasi Sistem	Fuel Consumption (L/tahun)
PLTD 100% (baseline)	8.764.960
PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	7.423.451
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	6.256.529
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	5.228.937
PLTS 100% + BESS + PLTD (backup)	4.645.988



Gambar 3. Grafik Penurunan Konsumsi BBM pada Integrasi Sistem Hybrid PLTS–BESS–PLTD

Berdasarkan hasil simulasi, konsumsi bahan bakar PLTD mengalami penurunan seiring dengan meningkatnya kontribusi PLTS dalam sistem hybrid. Pada skenario PLTD 100% sebagai baseline, konsumsi bahan bakar mencapai 8.764.960 liter/tahun. Setelah integrasi PLTS, konsumsi bahan bakar menurun menjadi 7.423.451 liter/tahun pada skenario PLTS 25%, 6.256.529 liter/tahun pada skenario PLTS 50%, 5.228.937 liter/tahun pada skenario PLTS 75%, dan 4.645.988 liter/tahun pada skenario PLTS 100% dengan PLTD sebagai backup.

Meskipun terjadi penurunan konsumsi bahan bakar, penurunan tersebut tidak bersifat linear maupun mendekati nol. Hal ini disebabkan oleh karakteristik sistem isolated yang masih membutuhkan PLTD untuk menjaga keandalan suplai, terutama pada malam hari dan saat produksi PLTS menurun. PLTS hanya menghasilkan energi pada siang hari, sedangkan beban listrik tetap berlangsung selama 24 jam. Dengan kapasitas usable BESS sebesar 18,704 MWh, baterai belum mampu memenuhi seluruh kebutuhan energi malam yang mencapai sekitar 43,388 MWh. Oleh karena itu, PLTD tetap harus beroperasi untuk memenuhi sisa beban malam setelah energi baterai habis.

Selain itu, keterbatasan kapasitas penyimpanan menyebabkan sebagian surplus energi PLTS pada skenario penetrasi tinggi tidak dapat dimanfaatkan sepenuhnya. Pada skenario PLTS 75% dan 100%, kebutuhan penyimpanan energi telah melebihi kapasitas efektif BESS yang tersedia. Kondisi ini menyebabkan tambahan energi PLTS tidak seluruhnya dapat dikonversi menjadi pengurangan konsumsi bahan bakar, melainkan berpotensi menjadi excess energy atau mengalami curtailment. Oleh sebab itu, peningkatan kapasitas PLTS tidak selalu menghasilkan penurunan konsumsi BBM yang proporsional.

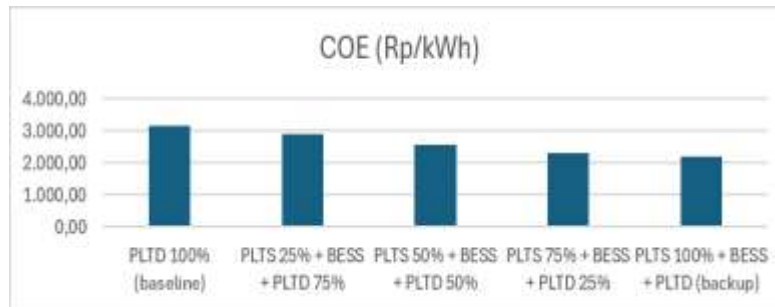
Dengan demikian, konsumsi BBM yang masih cukup besar pada skenario PLTS tinggi menunjukkan bahwa PLTD tetap memiliki peran penting sebagai pembangkit cadangan dan penjamin keandalan sistem isolated. Penurunan konsumsi BBM pada sistem hybrid lebih dipengaruhi oleh keseimbangan antara kapasitas PLTS, kapasitas BESS, profil beban harian, dan strategi dispatch PLTD–PLTS, bukan hanya oleh besarnya kapasitas PLTS yang dipasang.

5. Perbandingan Cost Of Energy (COE)

Berdasarkan laporan penjualan III-09 PT PLN Unit Layanan Melonguane dan Beo pada tahun 2022 harga jual rata – rata Rp 1300/kwh. Dengan demikian BPP PLTD 100% sangat jauh di atas dari harga jual, namun sangat berkurang saat PLTS sudah bergabung di sistem ini. Berikut perbandingan COE pada tiap tiap model adalah sebagai berikut :

Tabel 6 Data Cost of Energy (COE)

Konfigurasi Sistem	COE (Rp/kWh)
PLTD 100% (baseline)	3.140,37
PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	2.884,15
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	2.572,42
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	2.304,66
PLTS 100% + BESS + PLTD (backup)	2.197,79

**Gambar 4 Perbandingan Cost of Energy (COE) pada Berbagai Konfigurasi Sistem Hybrid PLTS-BESS-PLTD**

Berdasarkan hasil simulasi HOMER, nilai Cost of Energy menunjukkan kecenderungan menurun seiring dengan meningkatnya kontribusi PLTS dalam konfigurasi sistem hybrid PLTS-BESS-PLTD. Pada skenario PLTD 100% sebagai baseline, nilai COE tercatat sebesar Rp3.140,37/kWh. Nilai ini merupakan COE tertinggi dibandingkan seluruh skenario lainnya karena sistem sepenuhnya bergantung pada PLTD, sehingga biaya bahan bakar dan biaya operasi pembangkit diesel menjadi komponen dominan dalam biaya produksi listrik.

Setelah dilakukan integrasi PLTS dan BESS, nilai COE mengalami penurunan secara bertahap. Pada skenario PLTS 25% + BESS + PLTD 75%, COE menurun menjadi Rp2.884,15/kWh. Selanjutnya, pada skenario PLTS 50% + BESS + PLTD 50%, nilai COE kembali turun menjadi Rp2.572,42,04/kWh. Penurunan ini menunjukkan bahwa peningkatan penetrasi PLTS mampu mengurangi konsumsi bahan bakar PLTD, sehingga biaya produksi listrik per kWh menjadi lebih rendah.

Tren penurunan COE juga berlanjut pada skenario PLTS 75% + BESS + PLTD 25%, dengan nilai COE sebesar Rp2.304,66/kWh. Sementara itu, nilai COE terendah diperoleh pada skenario PLTS 100% + BESS + PLTD sebagai backup, yaitu sebesar Rp2.197,79/kWh. Meskipun skenario ini membutuhkan investasi awal yang lebih besar, pengurangan konsumsi BBM dan biaya operasi PLTD selama umur proyek menyebabkan biaya energi rata-rata menjadi lebih rendah dibandingkan skenario lainnya.

Dengan demikian, hasil analisis COE menunjukkan bahwa pemanfaatan PLTS dalam sistem isolated Karakelang memberikan dampak positif terhadap penurunan biaya produksi listrik. Namun, penurunan COE tidak bersifat ekstrem karena PLTD masih tetap diperlukan sebagai pembangkit cadangan, terutama pada malam hari, saat kondisi iradiasi rendah, atau ketika energi BESS tidak mencukupi. Oleh karena itu, COE perlu dianalisis bersama indikator lain seperti NPC, fuel consumption, renewable fraction, excess energy, dan keandalan sistem untuk menentukan konfigurasi hybrid yang paling layak secara teknis dan ekonomis.

AHP (Analytic Hierarchy Process)

Berikut Kriteria – kriteria yang digunakan pada perhitungan nilai AHP :

Tabel 7 Data Kriteria dan Sub Kriteria AHP

Kriteria	Sub Kriteria	Justifikasi
Teknis	Keandalan Sistem	Menunjukkan sejauh mana sistem dapat memenuhi kebutuhan energi tanpa gangguan
Teknis	Kemudahan Operasi	Seberapa mudah sistem dapat dioperasikan dan dirawat oleh operator dan teknisi lokal
Teknis	Ketersediaan Teknologi	Teknologi seperti inverter hybrid, baterai atau PLTS harus tersedia di pasar lokal atau nasional agar pengadaan tidak terhambat
Teknis	Kesesuaian Beban	Kecocokan antara pola beban listrik dengan produksi energi dari PLTS maupun PLTD
Ekonomi	LCOE (Levelized Cost of Energy)	Biaya produksi listrik rata-rata sepanjang umur sistem
Ekonomi	CAPEX (Capital Expenditure)	Biaya investasi awal yang diperlukan untuk membangun sistem
Ekonomi	NPC (Net Present Cost)	Total biaya sistem selama masa hidup proyek termasuk investasi dan operasional
Lingkungan	Pengurangan Emisi CO2	Data pengurangan emisi didapatkan dari pengurangan konsumsi BBM
Lingkungan	Intermitten	PLTS bergantung pada kontinuitas cahaya matahari sehingga mempengaruhi operasi sistem

Perhitungan data di bawah ini didapat dari hasil kuisioner yang sudah diisi oleh 10 responden. Dengan hasil perhitungan seperti di bawah ini:

Tabel 8 Data Responden

Responden	Teknik vs Ekonomi	Teknik vs Lingkungan	Ekonomi vs Lingkungan	KS vs K	KS vs O	KS vs T	K vs O	K vs T	LCOE vs NPC	Intermitten vs Cahaya Matahari vs Pengurangan Emisi CO2
Responden 1	3	3	3	1	7	9	5	7	5	3
Responden 2	7	3	3	7	9	5	5	3	1	1/5
Responden 3	3	5	1	7	1/7	7	1/7	1/3	7	5
Responden 4	9	7	1	9	7	3	1	1/5	1/3	5

Responden 5	1	5	1	9	1	9	1	1/5	1	9	1
Responden 6	7	7	1	7	5	1	1/3	3	1/5	5	1/3
Responden 7	3	7	5	1/3	1/7	9	1	1	9	1	1/5
Responden 8	1	5	3	7	5	3	5	1/7	1/7	1	7
Responden 9	5	5	3	7	7	7	5	5	1/5	3	1/3
Responden 10	5	7	5	5	5	3	1/3	1/5	1/3	3	3

Tabel 9 Skala Saaty

Rank	Description
1	Equally Important
3	Moderately Important
5	Strongly Important
7	Significantly Important
9	Extremely Important
2,4,6,8	Intermediate Value
1/3, 1/5, 1/7, 1/9	Reciprocal for Inverse Comparison

Berikut adalah Tabel Nilai Konsistensi Rasio dari kriteria dan sub kriteria dari AHP, Bila CR berada pada nilai antara 0 – 0.1 maka nilai tersebut konsisten dan memenuhi.

Tabel 10 Nilai Konsistensi dan Kriteria

Kriteria	Teknik	Ekonomi	Lingkungan	Sum weight	Criteria weight	Consistency measure
Teknik	0,674	0,706	0,614	1,994	0,674	2,959
Ekonomi	0,191	0,200	0,263	0,655	0,200	3,269
Lingkungan	0,135	0,094	0,123	0,351	0,123	2,859
				$\lambda_{\max}$	3,029	
				CI	0,014	
				CR	0,025	

Tabel 11 Nilai Konsistensi dari Sub kriteria Teknik

Sub Kriteria Teknik	KS	KO	KT	KB	Sum weight	Criteria weight	Consistency measure
KS	0,54	0,59	0,42	0,64	2,180	0,539	4,042
KO	0,12	0,14	0,21	0,11	0,585	0,136	4,302
KT	0,22	0,11	0,17	0,12	0,614	0,170	3,615
KB	0,12	0,17	0,20	0,14	0,620	0,137	4,539
					$\lambda_{\max}$	4,125	
					CI	0,042	

Tabel 12 Nilai Konsistensi dari Sub kriteria Ekonomi

Sub Kriteria Ekonomi	LCOE	NPC	Sum weight	Criteria weight	Consistency measure
LCOE	0,74	0,74	1,475	0,737	2,000
NPC	0,26	0,26	0,525	0,263	2,000
				$\lambda_{\max}$	2,000
				CI	0,000
				CR	0,000

Tabel 13 Nilai Konsistensi dari Sub kriteria Lingkungan

Sub Kriteria Lingkungan	Intermitten	Emisi CO2	Sum weight	Criteria weight	Consistency measure
Intermitten	0,40	0,40	0,803	0,402	2,000
Emisi CO2	0,60	0,60	1,197	0,598	2,000
				$\lambda_{\max}$	2,000
				CI	0,000
				CR	0,000

Uji konsistensi menunjukkan bahwa nilai Consistency Ratio (CR) berada di bawah batas yang disyaratkan ($CR < 0,1$), sehingga hasil pembobotan AHP dinyatakan konsisten dan dapat digunakan pada tahap analisis selanjutnya.

Pembobotan Keseluruhan

1. Hasil Perhitungan Bobot Kriteria Menggunakan AHP

Tabel 14 Pembobotan keseluruhan dari Kriteria dan Sub kriteria

Kriteria	Kode	Sub kriteria	Bobot Keseluruhan	Bobot Kriteria	Bobot Subkriteria	Bobot keseluruhan	Persen
Teknis	c1	Kehandalan Sistem	Teknis vs Kehandalan Sistem	0,674	0,539	0,364	36%
	c2	Kemudahan Operasi	Teknis vs Kemudahan Operasi		0,136	0,092	9%
	c3	Ketersediaan Teknologi	Teknis vs Ketersediaan Teknologi		0,170	0,115	11%
	c4	Kesesuaian Beban	Teknis vs Kesesuaian Beban		0,137	0,092	9%
Ekonomi	c5	LCOE	Ekonomi vs LCOE	0,200	0,737	0,148	15%
	c6	NPC	Ekonomi vs NPC		0,263	0,053	5%
Lingkungan	c7	Pengurangan Emisi CO2	Lingkungan vs Emisi CO2	0,123	0,402	0,049	5%
	c8	Intermitten	Lingkungan vs Intermitten		0,598	0,074	7%

Dari rangkuman pembobotan pada tabel 6. kriteria Teknis memiliki bobot keseluruhan tertinggi sebesar 67,4 %. Hal ini menunjukkan bahwa faktor Teknis, terutama yang berkaitan dengan Kehandalan sistem adalah sangat krusial. Seperti pada subkriteria Kehandalan Sistem

mendominasi dengan bobot 36,4%, diikuti oleh subkriteria Ketersediaan Teknologi dengan bobot 11% dan kesesuaian beban dengan bobot 9%. Hasil ini menegaskan bahwa Kriteria Teknik masih mendominasi bahwa sistem Hybrid ini harus memiliki Keandalan sistem dan Kesesuaian beban pada sistem yang ada.

Selain itu Kriteria Ekonomi memiliki bobot sebesar 20%, dengan sub kriteria yang tertinggi adalah LCOE sebesar 15%. Hal ini menunjukkan bahwa sistem Hybrid ini haruslah mempunyai Biaya Pokok Penyediaan yang efisien dan haruslah ada penurunan dari BPP sebelumnya yang hanya menggunakan BBM Solar.

Untuk kriteria Lingkungan mendapatkan bobot 12,3%, dengan sub kriteria Intermitten sebesar 7% dan Pengurangan emisi CO₂ sebesar 5%. Sehingga Intermitten lebih dibutuhkan untuk program pembangunan sistem Hybrid PLTD – PLTS ini.

Berdasarkan hasil perhitungan AHP dapat direkomendasikan agar pembangunan Sistem Hybrid PLTD – PLTS ini lebih memperhatikan kriteria Teknik yang menunjukkan Keandalan Sistem yang tinggi dan pengurangan LCOE / BPP (Biaya Pokok Persediaan) yang efisien.

TOPSIS (Technique for Order Preferences by Similarity to Ideal Solution)

Pembangunan PLTS Hybrid PLTD ini mengacu pada beberapa Alternative alternatif yang akan digunakan dalam sistem isolated ini. Berdasarkan hasil Simulasi Homer Pro maka dilakukan perhitungan TOPSIS, untuk menentukan ranking sistem mana yang paling baik yang akan digunakan untuk mendukung Pembangunan PLTS Hybrid PLTD ini di Pulau Karakelang.

1. Decision Matriks

Tabel 15 Decision Matriks TOPSIS

Alternativ e	C1	C2	C 3	C4	C5	C6	C7	C8
PLTD 100% (baseline)	0	-	5	100	Rp 3.140,3 7	Rp 1.287.764.000,0 0	-	-
PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	0	-	5	85,6 9	Rp 2.884,1 5	Rp 1.182.697.000,0 0	3.579.240,0 0	5.478.688,00
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	167,0 5	39.304,91	5	72,2 6	Rp 2.572,4 2	Rp 1.054.863.000,0 0	6.653.480,0 0	10.955.970,0 0
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	687,7 4	673.069,30	1	59,4 3	Rp 2.304,6 5	Rp 945.065.200,00	6.663.480,0 0	16.434.650,0 0
PLTS 100% + BESS + PLTD (backup)	601,0 9	3.531.102,0 0	1	52,7 6	Rp 2.197,7 9	Rp 901.228.000,00	6.663.480,0 0	21.911.930,0 0

Keterangan:

C1 = Keandalan Sistem, C2 = Kemudahan Operasi, C3 = Ketersediaan Teknologi, C4 = Kesesuaian Beban, C5 = LCOE, C6 = NPC, C7 = Pengurangan Emisi, dan C8 = Potensi Sinar Matahari/Produksi PLTS. Kriteria C1, C2, C5, dan C6 merupakan cost criterion, sedangkan C3, C4, C7, dan C8 merupakan benefit criterion. Matriks keputusan ini digunakan sebagai dasar dalam proses normalisasi dan perangkingan alternatif menggunakan metode TOPSIS.

2. Matriks Ternormalisasi Terbobot

Tabel 16 Matriks ternormalisasi

Alternative	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
PLTD 100% (baseline)	-	-	0,57	0,59	0,53	0,53	-	-
PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	-	-	0,57	0,50	0,49	0,49	0,30	0,18
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	0,18	0,01	0,57	0,43	0,44	0,44	0,55	0,37
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	0,74	0,19	0,11	0,35	0,39	0,39	0,55	0,55
PLTS 100% + BESS + PLTD (backup)	0,65	0,98	0,11	0,31	0,37	0,37	0,55	0,73

3. Menghitung solusi ideal positif dan negative

Tabel 17 Alternative Solusi ideal positif dan negatif

Alternative	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
Kriteria	Min	Min	Max	Max	Min	Min	Max	Max
V +	0,000	0,000	0,097	0,080	0,274	0,098	0,330	0,293
V -	0,400	0,134	0,019	0,042	0,392	0,140	0,000	0,000
Kriteria pembandingan	Max	Max	Min	Min	Max	Max	Min	Min

4. Menghitung Jarak Euclidean (D+ dan D-)

Tabel 18 Jarak Euclidean Distance Positif (D+)

Alternative	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
PLTD 100% (baseline)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,014	0,002	0,109	0,086
PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,007	0,001	0,023	0,048
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	0,009	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,000	0,022
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	0,160	0,001	0,006	0,001	0,000	0,000	0,000	0,005
PLTS 100% + BESS +	0,122	0,018	0,006	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000

PLTD (backup)								
------------------	--	--	--	--	--	--	--	--

Tabel 19 Jarak Euclidean Distance Negatif (D-)

Alternative	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
PLTD 100% (baseline)	0,160	0,018	0,006	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	0,160	0,018	0,006	0,001	0,001	0,000	0,031	0,005
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	0,092	0,017	0,006	0,000	0,005	0,001	0,109	0,022
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	0,000	0,012	0,000	0,000	0,011	0,001	0,109	0,048
PLTS 100% + BESS + PLTD (backup)	0,003	0,000	0,000	0,000	0,014	0,002	0,109	0,086

5. Menghitung Nilai Preferensi (Preferensi Score) dan Rangkaian:

Tabel 20 Nilai Preferensi dan Rangkaian

Alternative	D+	D-	Psi	Rank
PLTD 100% (baseline)	0,459	0,430	0,484	5
PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	0,283	0,471	0,625	2
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	0,184	0,501	0,731	1
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	0,416	0,426	0,506	4
PLTS 100% + BESS + PLTD (backup)	0,384	0,462	0,546	3

Dari hasil perbandingan menggunakan metode TOPSIS di atas menunjukkan bahwa Alternative PLTS 50% + PLTD 50% memperoleh nilai preferensi tinggi yaitu 0,731 dan merupakan rekomendasi yang paling cocok untuk digunakan pada system Karakelang. Sedangkan PLTD 100% adalah preseferensi paling kecil dengan nilai 0,484 karena memang system tersebut adalah system saat ini yang tidak merubah hal apapun. Kemudian untuk rangking 2 yang pas adalah system PLTS 25% dan PLTD 75% karena hal ini juga masih dalam range kehandalan system dan sudah menurunnya angka Cost of Energy. Hal ini sejalan dengan kriteria teknis dan ekonomi yaitu kehandalan system dan penurunan biaya operasi.

Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh perubahan harga bahan bakar solar dan nilai tukar dolar terhadap kinerja ekonomi dan teknis sistem hybrid PLTS–

BESS–PLTD. Pada skenario ini, harga BBM ditetapkan sebesar Rp15.000/L, sedangkan nilai tukar dolar ditetapkan sebesar Rp18.500/USD. Perubahan harga BBM dari sebelumnya Rp 12.000 menjadi Rp 15.000 per liter berpengaruh langsung terhadap biaya operasi PLTD, sedangkan kenaikan kurs dolar berpengaruh terhadap biaya investasi komponen PLTS, khususnya capital cost PV.

Berdasarkan hasil simulasi, sistem PLTD 100% menghasilkan nilai NPC sebesar Rp1.605.526.000.000 dan LCOE sebesar Rp3.915,267/kWh. Sistem ini memiliki konsumsi bahan bakar sebesar 8.764.960 liter/tahun dengan emisi CO₂ sebesar 23.166,37 ton/tahun. Nilai tersebut menunjukkan bahwa pada kondisi harga BBM Rp15.000/L, sistem berbasis PLTD murni memiliki beban biaya operasi yang tinggi karena seluruh kebutuhan energi listrik dipenuhi oleh pembangkit diesel.

Hasil simulasi menunjukkan bahwa peningkatan penetrasi PLTS mampu menurunkan nilai NPC dan LCOE secara bertahap. Pada skenario PLTS 25% + BESS + PLTD 75%, nilai NPC turun menjadi Rp1.455.434.000.000, atau lebih rendah sekitar 9,35% dibandingkan PLTD 100%. Nilai LCOE juga turun dari Rp3.915,267/kWh menjadi Rp3.549,251/kWh. Penurunan ini terjadi karena sebagian kebutuhan energi listrik mulai disuplai oleh PLTS, sehingga konsumsi bahan bakar PLTD berkurang menjadi 7.423.487 liter/tahun.

Pada skenario PLTS 50% + BESS + PLTD 50%, nilai NPC turun lebih besar menjadi Rp1.288.874.000.000, dengan LCOE sebesar Rp3.143,090/kWh. Renewable fraction meningkat menjadi 30,88%, sedangkan konsumsi bahan bakar turun menjadi 6.256.529 liter/tahun. Dibandingkan PLTD 100%, skenario ini mampu menurunkan konsumsi BBM sekitar 28,62% dan menurunkan emisi CO₂ sekitar 28,62%.

Pada skenario PLTS 75% + BESS + PLTD 25%, nilai NPC menjadi Rp1.145.417.000.000 dan LCOE turun menjadi Rp2.793,238/kWh. Renewable fraction meningkat menjadi 44,90%, dengan konsumsi BBM sebesar 5.228.937 liter/tahun. Skenario ini menunjukkan penurunan konsumsi bahan bakar sekitar 40,34% dibandingkan sistem PLTD 100%. Emisi CO₂ juga turun menjadi 13.819,81 ton/tahun, sehingga skenario ini memberikan manfaat lingkungan yang signifikan.

1. Decision Matriks

Tabel 21 Decision Matriks TOPSIS

Alternative	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
PLTD 100% (baseline)	0	-	5	100	Rp 3.140,37	Rp 1.287.764.000,00	-	-
PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	0	-	5	85,69	Rp 2.884,15	Rp 1.182.697.000,00	3.579.240,00	5.478.688,00
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	167,05	39.304,91	5	72,26	Rp 2.572,42	Rp 1.054.863.000,00	6.653.480,00	10.955.970,00
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	687,74	673.069,30	1	59,43	Rp 2.304,65	Rp 945.065.200,00	6.663.480,00	16.434.650,00
PLTS 100% + BESS + PLTD (backup)	601,09	3.531.102,00	1	52,76	Rp 2.197,79	Rp 901.228.000,00	6.663.480,00	21.911.930,00

2. Matriks Ternormalisasi Terbobot

Tabel 22 Matriks ternormalisasi

Alternative	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
PLTD 100% (baseline)	-	-	0,57	0,59	0,53	0,53	-	-
PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	-	-	0,57	0,50	0,49	0,49	0,30	0,18
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	0,18	0,01	0,57	0,43	0,44	0,44	0,55	0,37
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	0,74	0,19	0,11	0,35	0,39	0,39	0,55	0,55
PLTS 100% + BESS + PLTD (backup)	0,65	0,98	0,11	0,31	0,37	0,37	0,55	0,73

3. Menghitung solusi ideal positif dan negative

Tabel 23 Alternative Solusi ideal positif dan negatif

Alternative	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
	Min	Min	Max	Max	Min	Min	Max	Max
V +	0,000	0,000	0,097	0,080	0,274	0,098	0,330	0,293
V -	0,400	0,134	0,019	0,042	0,392	0,140	0,000	0,000
	Max	Max	Min	Min	Max	Max	Min	Min

4. Menghitung Jarak Euclidean (D+ dan D-)

Tabel 24 Jarak Euclidean Distance Positif (D+)

Alternative	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
PLTD 100% (baseline)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,014	0,002	0,109	0,086
PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,007	0,001	0,023	0,048
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	0,009	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,000	0,022
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	0,160	0,001	0,006	0,001	0,000	0,000	0,000	0,005
PLTS 100% + BESS + PLTD (backup)	0,122	0,018	0,006	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabel 25 Jarak Euclidean Distance Negatif (D-)

Alternative	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
PLTD 100% (baseline)	0,160	0,018	0,006	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000

PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	0,160	0,018	0,006	0,001	0,001	0,000	0,031	0,005
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	0,092	0,017	0,006	0,000	0,005	0,001	0,109	0,022
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	0,000	0,012	0,000	0,000	0,011	0,001	0,109	0,048
PLTS 100% + BESS + PLTD (backup)	0,003	0,000	0,000	0,000	0,014	0,002	0,109	0,086

5. Menghitung Nilai Preferensi (Preferensi Score) dan Rangkings:

Tabel 26 Nilai Preferensi dan Rangkings

Alternative	D+	D-	Psi	Rank
PLTD 100% (baseline)	0,459	0,430	0,484	5
PLTS 25% + BESS + PLTD 75%	0,283	0,471	0,625	2
PLTS 50% + BESS + PLTD 50%	0,184	0,501	0,731	1
PLTS 75% + BESS + PLTD 25%	0,416	0,426	0,506	4
PLTS 100% + BESS + PLTD (backup)	0,384	0,462	0,546	3

Berdasarkan tabel tersebut, alternatif PLTS 50% + BESS + PLTD 50% memperoleh nilai preferensi tertinggi, yaitu 0,731, sehingga menempati peringkat pertama. Nilai preferensi yang tinggi menunjukkan bahwa alternatif ini memiliki jarak paling dekat terhadap solusi ideal positif dan relatif jauh dari solusi ideal negatif. Dengan demikian, skenario PLTS 50% dinilai sebagai konfigurasi paling optimal pada kondisi sensitivitas kenaikan harga BBM dan nilai tukar dolar.

Skenario PLTS 50% + BESS + PLTD 50% menjadi alternatif terbaik karena mampu memberikan keseimbangan antara aspek teknis, ekonomi, dan lingkungan. Pada satu sisi, peningkatan kapasitas PLTS hingga 50% mampu menurunkan ketergantungan terhadap bahan bakar solar, sehingga konsumsi BBM, biaya energi, dan emisi CO₂ dapat ditekan. Pada sisi lain, kapasitas PLTS 50% belum menimbulkan tingkat intermitten dan kompleksitas operasi yang terlalu tinggi seperti pada skenario PLTS 75% dan PLTS 100%. Oleh karena itu, skenario ini menjadi titik kompromi yang paling seimbang antara pengurangan biaya operasi PLTD dan pengendalian risiko teknis akibat penetrasi energi surya.

Alternatif PLTS 25% + BESS + PLTD 75% menempati peringkat kedua dengan nilai preferensi 0,623. Skenario ini masih cukup baik karena memiliki tingkat intermitten yang relatif lebih rendah dan lebih mudah dioperasikan dibandingkan skenario dengan penetrasi

PLTS yang lebih tinggi. Namun, kontribusi energi terbarukan pada skenario ini belum sebesar PLTS 50%, sehingga pengurangan konsumsi BBM dan emisi CO₂ belum optimal.

Sebenarnya yang paling masuk logika yaitu PLTS 75% + BESS + PLTD 25% karena pemakaian BBM akan turun menjadi 25% dari konsumsi BBM pada saat 100% PLTD. Namun untuk kehandalan kurang sesuai karena intermitten dari PLTS yang mudah berubah – ubah yang sangat dipengaruhi oleh cahaya matahari sehingga opsi PLTS yang lebih besar hanya akan mengganggu sistem dan tidak akan bisa untuk kehandalan.

Pada kondisi sensitivitas harga BBM Rp15.000/L dan kurs Rp18.500/USD, hasil TOPSIS menetapkan PLTS 50% + BESS + PLTD 50% sebagai alternatif terbaik. Skenario ini dapat direkomendasikan sebagai konfigurasi pengembangan sistem hybrid PLTS–BESS–PLTD di Pulau Karakelang karena memberikan keseimbangan antara efisiensi biaya, keandalan operasi, pengurangan konsumsi bahan bakar, peningkatan kontribusi energi terbarukan, dan penurunan emisi CO₂.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian evaluasi tekno-ekonomi pembangunan sistem hybrid PLTS–PLTD di Pulau Karakelang menggunakan metode AHP-TOPSIS, dapat disimpulkan bahwa sistem hybrid PLTS–PLTD layak diterapkan pada sistem isolated karena mampu meningkatkan keandalan sistem, mengurangi ketergantungan terhadap PLTD, menekan konsumsi bahan bakar diesel, serta menurunkan biaya pokok penyediaan listrik berdasarkan hasil simulasi HOMER Pro. Hasil pembobotan AHP menunjukkan bahwa aspek teknis merupakan faktor paling dominan dalam pengambilan keputusan dengan bobot 67,4%, di mana keandalan sistem menjadi subkriteria terpenting dengan bobot 36,4%, diikuti ketersediaan teknologi dan kesesuaian beban. Berdasarkan metode TOPSIS, konfigurasi PLTS 50% + PLTD 50% menjadi alternatif terbaik dengan nilai preferensi sebesar 0,731 karena memberikan keseimbangan optimal antara keandalan sistem, efisiensi biaya, pengurangan konsumsi BBM, dan pemanfaatan energi terbarukan. Hasil uji sensitivitas juga menunjukkan bahwa meskipun harga BBM meningkat dari Rp12.000 menjadi Rp15.000 per liter dan nilai tukar dolar naik dari Rp17.000 menjadi Rp18.500, pembangunan sistem hybrid PLTS–PLTD tetap dinyatakan layak, dengan konfigurasi PLTS 50% + BESS + PLTD 50% tetap menempati peringkat pertama dengan nilai preferensi 0,731. Oleh karena itu, pengembangan sistem hybrid di Pulau Karakelang disarankan dilakukan secara bertahap melalui peningkatan kapasitas PLTS dan BESS sesuai pertumbuhan beban dan kesiapan sistem, serta hasil penelitian ini dapat dijadikan sebagai acuan dalam penyusunan kebijakan dedieselisasi pada sistem kelistrikan isolated, khususnya di wilayah kepulauan dan daerah tertinggal, terdepan, dan terluar (3T) yang masih bergantung pada pembangkit listrik tenaga diesel.

REFERENSI

- Agajie, T. F., Ali, A., Fopah-Lele, A., Amoussou, I., Khan, B., Rodríguez Velasco, C. L., & Tanyi, E. (2023). A comprehensive review on techno-economic analysis and optimal sizing of hybrid renewable energy sources with energy storage systems. *Energies*, 16(2), Article 642. <https://doi.org/10.3390/en16020642>
- Aisyah, S., Aditya, I. A., & Syamsudin, A. (2020). Optimum hybrid renewable energy system design using HOMER: Case study Biaro Island, Indonesia. *AIP Conference*

- Proceedings*, 2255(1), Article 020009. <https://doi.org/10.1063/5.0015368>
- Aji, R. K. (2025). *Analisis techno-economic hibrida pembangkit diesel dengan energi terbarukan: Studi kasus pulau terpencil di Indonesia* (Skripsi, Universitas Pendidikan Indonesia). Repository UPI. <https://repository.upi.edu/101626/>
- Andalangi, V. (n.d.). *Wisata Pantai Pulau Sara'a di Talaud: Arsitektur lansekap sequence*.
- Arsita, S. A., Saputro, G. E., & Susanto, S. (2021). Perkembangan kebijakan energi nasional dan energi baru terbarukan Indonesia. *Jurnal Syntax Transformation*, 2(12), 1779–1788.
- Dewi, K. E. M., & Sukartini, N. W. (2025). Analisis supply-demand microgrid sistem pada PLT hybrid (PLTS–PLTD) di Nusa Penida. *Jurnal Teknik Elektro UNIBA*.
- Di Indonesia, A. T. (n.d.). *Experimental student experiences*.
- Elmi, Y. K., Şenol, M., & Kuşaf, M. (2024). Optimizing separate and combined grids for cost-effective hybrid renewable energy electrification in Mogadishu, Somalia. *AIP Advances*, 14(1), Article 015331. <https://doi.org/10.1063/5.0179074>
- Harish Kumar, P., Reshma Gopi, R., Rajarajan, R., Vaishali, N. B., Vasavi, K., & Sunil Kumar, P. (2024). Prefeasibility techno-economic analysis of hybrid renewable energy system. *e-Prime: Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, 7, Article 100443.
- Kiani, H., Gharibvand, H., Nazari, M. H., Gharehpetian, G. B., & Hosseinian, S. H. (2025). Optimal hybrid renewable energy system design: A techno-economic analysis across diverse sites. *AUT Journal of Electrical Engineering*, 57(1), 185–202. <https://doi.org/10.22060/eej.2024.23370.5608>
- Konneh, K. V., Adewuyi, O. B., Gamil, M. M., Fazli, A. M., & Senjyu, T. (2023). A scenario-based multi-attribute decision making approach for optimal design of a hybrid off-grid system. *Energy*, 265, Article 125663. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125663>
- Nugraha, C. F., Subekti, L., Muthahhari, A. A., Prasetyo, B. E., & Budi, R. F. S. (2024). A sustainable hybrid off-grid system design for isolated island considering techno-economic and frequency stability analysis. *Journal of Applied Engineering and Technological Science*, 6(1), 1–15. <https://doi.org/10.37385/jaets.v6i1.4892>
- Putra, M. H. (2025). *Analisis dan optimasi hybrid power system PLTD–PLTS* (Tesis, Institut Teknologi Bandung). Digilib ITB. <https://digilib.itb.ac.id/gdl/view/87679/>
- Riayatsyah, T. M. I., Geumpana, T. A., Fattah, I. M. R., Rizal, S., & Mahlia, T. M. I. (2022). Techno-economic analysis and optimisation of campus grid-connected hybrid renewable energy system using HOMER Grid. *Sustainability*, 14(13), Article 7735. <https://doi.org/10.3390/su14137735>
- Samatar, A. M., Mekhilef, S., Mokhlis, H., Kermadi, M., & Alshammari, O. (2024). Performance analysis of hybrid off-grid renewable energy systems for sustainable rural electrification. *Energy Conversion and Management: X*, 24, Article 100780. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100780>
- Setiawan, A., et al. (2024). Sistem pendukung keputusan pemilihan jenis pembangkit listrik menggunakan metode TOPSIS. *JATI (Jurnal Mahasiswa Teknik Informatika)*, 8(5), 8504.
- Suparman, Ir, et al. (2026). *Energi terbarukan: Pembangkit listrik tenaga surya (PLTS)*. PT Cipta Digital Edukasi.
- Untoro, I. P. (2023). *Inovasi pilihan idealisme pembangunan ekonomi*. Penerbit Adab.
- Vendoti, S., Muralidhar, M., & Kiranmayi, R. (2021). Techno-economic analysis of off-grid solar/wind/biogas/biomass/fuel cell/battery system for electrification in a cluster of villages by HOMER software. *Environment, Development and Sustainability*, 23(1), 351–372. <https://doi.org/10.1007/s10668-019-00583-2>
- Zulfadli, Y., & Umar, D. E. (2023). Pengaruh regulasi terhadap percepatan penetrasi energi

baru terbarukan di Sulawesi Utara, Tengah, dan Gorontalo. *SUTET*, 13(1), 48–59.
<https://doi.org/10.33322/sutet.v13i1.1874>