TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 4, September 2026, page 1797-1809
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i4.10821

Analisis Tekno-Ekonomi Integrasi PLTS Apung dan PLTM pada Jaringan 20 kV

Dudi Hermawandi, Eri Prabowo*

Fakultas Ketenagalistrikan dan Energi Terbarukan, Prodi Magister Teknik Elektro, Institut Teknologi PLN, DKI Jakarta, Indonesia
Email: [1]dudi2210038@itpln.ac.id, [2,*]eri.prabowo@itpln.ac.id
Email Penulis Korespondensi: eri.prabowo@itpln.ac.id

Abstrak–Peningkatan pemanfaatan energi baru terbarukan (EBT) pada sistem ketenagalistrikan memerlukan penentuan kapasitas pembangkit yang tidak hanya didasarkan pada potensi sumber daya, tetapi juga pada karakteristik sistem, kinerja operasi, dan keekonomian. Waduk Darma, Kabupaten Kuningan, memiliki potensi energi surya dan air yang dapat diintegrasikan dengan jaringan distribusi 20 kV GI Kuningan. Penelitian ini mengkaji penentuan kapasitas optimal PLTS Apung yang diintegrasikan dengan PLTM dan jaringan PLN dengan mengevaluasi aspek teknis, ekonomi, dan lingkungan serta ketahanan konfigurasi terhadap perubahan parameter ekonomi. Simulasi dilakukan menggunakan HOMER Pro dengan variasi kapasitas PLTS Apung 0,5–4 MWp dan PLTM sekitar 1 MW pada sistem grid-connected. Hasil menunjukkan bahwa konfigurasi dengan NPC minimum diperoleh pada PLTS Apung 3 MWp dan PLTM 1.000,62 kW, dengan Renewable Fraction sebesar 53,69% dan NPC sebesar Rp289,481 miliar. Konfigurasi tersebut menurunkan emisi CO_2 sebesar 53,07% dibandingkan kondisi Grid Only. Peningkatan kapasitas PLTS menjadi 4 MWp masih meningkatkan penetrasi EBT dan menurunkan emisi, tetapi meningkatkan NPC menjadi Rp291,902 miliar. Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa konfigurasi 3 MWp merupakan solusi paling robust, menjadi konfigurasi optimum pada 18 dari 27 kombinasi kondisi ekonomi atau 66,7% kasus. Temuan ini menunjukkan bahwa kapasitas PLTS yang secara teknis tersedia tidak serta-merta menjadi kapasitas integrasi yang paling sesuai pada sistem distribusi. Penentuan kapasitas perlu mempertimbangkan batas manfaat ekonomi marginal, karakteristik jaringan, serta kondisi ekonomi untuk memperoleh integrasi EBT yang lebih proporsional terhadap kebutuhan sistem.

Kata Kunci: PLTS Apung; PLTM; Sistem Hibrida; HOMER Pro; Analisis Tekno-ekonomi; Jaringan Distribusi 20 kV

Abstract–The increasing deployment of renewable energy in power systems requires generation capacity to be determined not only by resource potential but also by system characteristics, operational performance, and economic feasibility. Darma Reservoir, Kuningan Regency, has solar and hydropower resources that can potentially be integrated into the 20 kV distribution network of the Kuningan Substation. This study investigates the optimal capacity of a Floating Photovoltaic (FPV) system integrated with a Mini Hydropower Plant (MHP) and the PLN grid by evaluating technical, economic, and environmental performance as well as the robustness of the configuration under changing economic conditions. HOMER Pro simulations were conducted using FPV capacities ranging from 0.5 to 4 MWp and an MHP capacity of approximately 1 MW under a grid-connected configuration. The results show that the minimum NPC is obtained with a 3 MWp FPV system combined with a 1,000.62 kW MHP, achieving a Renewable Fraction of 53.69% and an NPC of IDR 289.481 billion. This configuration reduces CO_2 emissions by 53.07% compared with the Grid-Only condition. Increasing FPV capacity to 4 MWp further increases renewable energy penetration and reduces emissions but raises NPC to IDR 291.902 billion. Sensitivity analysis shows that the 3 MWp configuration is the most robust solution, remaining optimal in 18 of 27 economic combinations, or 66.7% of cases. These findings indicate that technically available FPV capacity does not necessarily represent the most appropriate integration capacity for a specific distribution system. Capacity planning should therefore consider the marginal economic benefits of additional capacity, grid characteristics, and economic conditions to achieve renewable energy integration that is more proportionate to system requirements.

Keywords: Floating Photovoltaic; Mini Hydropower Plant; Hybrid Energy System; HOMER Pro; Techno-economic Analysis; 20 kV Distribution Network

1. PENDAHULUAN

Pengembangan energi baru terbarukan (EBT) dalam sistem ketenagalistrikan Indonesia diarahkan pada pemanfaatan potensi sumber daya energi di masing-masing wilayah (PT PLN (Persero), 2025). Salah satu lokasi yang memiliki potensi pengembangan EBT adalah Waduk Darma di Kabupaten Kuningan, Jawa Barat. Berdasarkan RUPTL 2025–2034, kawasan tersebut memiliki potensi pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Apung sekitar 78 MWp dan Pembangkit Listrik Tenaga Minihidro (PLTM) sekitar 1 MW (PT PLN (Persero), 2025). Keberadaan sumber energi surya dan air pada lokasi yang sama memberikan peluang untuk mengembangkan sistem pembangkitan terintegrasi yang memanfaatkan karakteristik kedua sumber energi tersebut (Lee et al., 2020).

Namun, besarnya potensi sumber energi tidak serta-merta menunjukkan kapasitas pembangkit yang paling sesuai untuk diterapkan pada suatu sistem kelistrikan tertentu (Lee et al., 2020). PLTS Apung memiliki karakteristik produksi yang bergantung pada ketersediaan radiasi matahari dan bersifat berubah sepanjang waktu, sedangkan PLTM dapat memberikan produksi yang lebih stabil sesuai ketersediaan sumber daya air (Lee et al., 2020; Solomin et al., 2021) Ketika kedua sumber tersebut dioperasikan bersama jaringan PLN, perubahan kapasitas PLTS akan memengaruhi produksi energi terbarukan, kebutuhan pembelian energi dari jaringan, pemenuhan beban, dan biaya siklus hidup sistem. Oleh karena itu, kapasitas PLTS Apung perlu ditentukan melalui evaluasi yang mempertimbangkan keseimbangan antara peningkatan kontribusi EBT dan konsekuensi teknis serta ekonominya (Altamis et al., 2026) .

Kondisi tersebut relevan pada sistem GI Kuningan karena model penelitian merepresentasikan jaringan PLN dengan kapasitas grid sebesar 12 MW dan menggunakan profil beban jaringan distribusi GI Kuningan sebagai parameter simulasi. Dengan demikian, persoalan yang dikaji bukan semata-mata seberapa besar kapasitas PLTS Apung yang secara

Copyright © 2026 the author, Page 1797
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 4, September 2026, page 1797-1809
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i4.10821

teknis dapat dikembangkan di Waduk Darma, tetapi seberapa besar kapasitas yang memberikan keseimbangan terbaik ketika PLTS Apung dioperasikan bersama PLTM Darma dan jaringan distribusi. Pendekatan ini diperlukan untuk mengidentifikasi kondisi ketika penambahan kapasitas PLTS masih memberikan manfaat berupa peningkatan kontribusi energi terbarukan dan pengurangan kebutuhan energi jaringan, sebelum tambahan investasi menjadi lebih besar dibandingkan manfaat ekonomi yang diperoleh (Putra et al., 2022) .

Dari sisi karakteristik pembangkitan, integrasi PLTS Apung dan PLTM memiliki potensi untuk saling melengkapi. Produksi PLTS Apung bergantung pada ketersediaan radiasi matahari dan bersifat berubah sepanjang waktu, sedangkan PLTM memiliki karakteristik produksi yang lebih stabil selama ketersediaan sumber daya air memungkinkan. (Lee et al., 2020) menunjukkan bahwa kombinasi *floating photovoltaic* dan *hydropower* memiliki potensi teknis global serta manfaat operasional yang berasal dari karakteristik pembangkitan yang saling melengkapi. Kajian mengenai konfigurasi *hybrid floating solar* juga menunjukkan bahwa integrasi PLTS Apung dengan sumber pembangkitan lain dapat menjadi pendekatan untuk meningkatkan pemanfaatan sumber daya dan kinerja sistem (Solomin et al., 2021). Namun, studi tersebut terutama berfokus pada potensi teknis dan karakteristik sistem secara umum sehingga belum secara spesifik menjawab persoalan penentuan kapasitas optimum pada sistem distribusi tertentu.

Sejumlah penelitian telah membahas integrasi energi surya dan hidro dari perspektif yang berbeda. (Lee et al., 2020) mengevaluasi potensi teknis global kombinasi *floating photovoltaic* dan *hydropower*, dengan penekanan pada potensi dan karakteristik komplementer kedua sumber energi. (Naing et al., 2019) menganalisis kelayakan teknis-ekonomi sistem *floating solar PV–hydro* yang terhubung ke jaringan di Shan State, Myanmar. (Patil et al., 2022) menggunakan HOMER Pro untuk mengevaluasi kombinasi *floating photovoltaic* dan *hydropower* serta manfaatnya dalam mengurangi ketergantungan terhadap jaringan. Sementara itu, (Mauludin et al., 2024) mengkaji sistem *hybrid PV–hydroelectric* dari perspektif tekno-ekonomi pada konteks sistem di Semarang.

Di Indonesia, kajian PLTS Apung juga telah berkembang pada berbagai konteks. (Kibtiah et al., 2024) mengkaji potensi pengembangan PLTS Apung di Indonesia, sedangkan Febrian et al. (2023) mengevaluasi kapasitas produksi energi dan *capacity factor* PLTS Apung pada Waduk Cirata menggunakan beberapa jenis modul surya. Pada konteks Jawa Barat, (Iskandar et al., 2023) mengkaji kelayakan dan desain PLTS Apung yang terhubung dengan jaringan listrik. Penelitian-penelitian tersebut menunjukkan bahwa PLTS Apung memiliki peluang pengembangan yang relevan dalam sistem energi Indonesia, baik dari sisi potensi sumber daya maupun integrasinya dengan jaringan kelistrikan.

Dalam konteks transisi energi, integrasi pembangkit energi terbarukan juga perlu dipandang sebagai bagian dari perencanaan sistem ketenagalistrikan, bukan hanya sebagai penambahan kapasitas pembangkitan. Peningkatan penetrasi energi terbarukan memerlukan jaringan yang mampu menghubungkan sumber pembangkitan dengan kebutuhan listrik secara andal dan ekonomis. (Agency, 2023) menekankan bahwa jaringan listrik merupakan komponen penting dalam transisi energi bersih dan bahwa keterbatasan jaringan dapat menjadi salah satu kendala dalam peningkatan pemanfaatan energi terbarukan. Oleh karena itu, evaluasi kapasitas pembangkit EBT yang terhubung pada jaringan distribusi perlu mempertimbangkan hubungan antara produksi energi terbarukan, kebutuhan pasokan dari jaringan, dan konsekuensi ekonominya (Setiaputra & Rosyadi, 2026) .

Berdasarkan kajian tersebut, penelitian terdahulu telah menunjukkan manfaat hibridisasi surya dan hidro, kelayakan ekonomi sistem *hybrid*, serta potensi teknis *floating photovoltaic* dalam berbagai konteks (Hartopo & Rosyadi, 2025) . Namun, masih terbatas kajian yang secara simultan mengevaluasi penentuan kapasitas *floating photovoltaic* yang terintegrasi dengan pembangkit minihidro pada sistem distribusi 20 kV dengan mempertimbangkan produksi energi, pemenuhan beban, kebutuhan energi dari jaringan, biaya siklus hidup, dan emisi karbon (Zaini et al., 2020) . Kesenjangan tersebut menjadi semakin relevan pada Waduk Darma karena potensi pengembangan PLTS Apung jauh lebih besar daripada kapasitas PLTM yang tersedia, sehingga penentuan kapasitas integrasi tidak dapat hanya didasarkan pada potensi teknis pembangkit. Penelitian ini karena itu memfokuskan analisis pada identifikasi kapasitas PLTS Apung yang memberikan keseimbangan terbaik antara penetrasi energi terbarukan, kinerja sistem, dan biaya siklus hidup. Berdasarkan kesenjangan tersebut, penelitian ini bertujuan menentukan kapasitas PLTS Apung yang paling sesuai untuk diintegrasikan dengan PLTM Darma dan jaringan distribusi 20 kV GI Kuningan menggunakan simulasi HOMER Pro. Kapasitas PLTS Apung divariasikan sebesar 0,5–4 MWp dan dievaluasi berdasarkan indikator teknis, ekonomi, dan lingkungan, meliputi kontribusi energi terbarukan, kebutuhan energi dari jaringan, *Net Present Cost* (NPC), *Levelized Cost of Energy* (LCOE), dan emisi CO_2. Hasil penelitian diharapkan memberikan dasar kuantitatif bagi perencanaan kapasitas pembangkit EBT terintegrasi pada sistem distribusi yang memiliki sumber energi surya dan air secara bersamaan.

2. METODOLOGI PENELITIAN

2.1 Desain Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif berbasis simulasi untuk menentukan kapasitas PLTS Apung yang paling sesuai ketika diintegrasikan dengan PLTM Darma dan jaringan distribusi 20 kV GI Kuningan. Pemodelan dan optimasi sistem dilakukan menggunakan perangkat lunak *Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources* (HOMER Pro) dengan konfigurasi *grid-connected hybrid system*. Pendekatan berbasis HOMER Pro telah digunakan dalam penelitian sebelumnya untuk melakukan simulasi, optimasi, analisis tekno-ekonomi, dan sensitivitas sistem energi hibrida (Said et al., 2024). Sistem yang dimodelkan terdiri atas PLTS Apung Darma, PLTM Darma, jaringan PLN sebagai sumber energi pendukung, dan profil beban jaringan distribusi GI Kuningan. Evaluasi dilakukan dengan memvariasikan kapasitas

Copyright © 2026 the author, Page 1798
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 4, September 2026, page 1797-1809
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i4.10821

PLTS Apung, kemudian membandingkan kinerja setiap konfigurasi berdasarkan indikator teknis, ekonomi, dan lingkungan. Tahapan penelitian meliputi identifikasi permasalahan dan studi literatur, pengumpulan serta pengolahan data sumber daya dan parameter sistem, penyusunan model pembangkit dan jaringan pada HOMER Pro, simulasi dan optimasi berbagai konfigurasi kapasitas PLTS Apung, analisis hasil berdasarkan indikator teknis, ekonomi, dan lingkungan, serta penarikan kesimpulan.

2.2 Lokasi Penelitian

Penelitian ini menggunakan studi kasus integrasi PLTS Apung Darma dan PLTM Darma pada jaringan distribusi 20 kV GI Kuningan, Kabupaten Kuningan, Provinsi Jawa Barat. Lokasi tersebut dipilih karena memiliki potensi sumber energi surya dan air pada kawasan yang sama serta telah diidentifikasi dalam RUPTL PT PLN (Persero) 2025–2034 sebagai kawasan dengan potensi pengembangan PLTS sekitar 78 MWp dan PLTM sekitar 1 MW (PT PLN (Persero), 2025). Kondisi tersebut memungkinkan evaluasi integrasi dua sumber energi terbarukan dengan karakteristik pembangkitan yang berbeda pada sistem yang terhubung dengan jaringan PLN. Sistem yang dimodelkan terdiri atas PLTS Apung Darma, PLTM Darma, profil beban jaringan distribusi GI Kuningan, dan *utility grid* sebagai sumber energi pendukung dalam konfigurasi *grid-connected hybrid system*.

2.3 Data dan Parameter Simulasi

Data dan parameter simulasi terdiri atas data sumber daya surya, parameter teknis pembangkit, karakteristik sistem kelistrikan, serta parameter ekonomi. Data *Global Horizontal Irradiance* (GHI) diperoleh dari *NASA Prediction of Worldwide Energy Resources* (NASA POWER) pada *cell midpoint* 7,25° LS dan 108,25° BT untuk periode Juli 1983–Juni 2005 (NASA Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER) Project, 2026). Data yang digunakan berupa data bulanan dengan nilai rata-rata tahunan sebesar 4,60 kWh/m²/hari dan rentang rata-rata bulanan 4,35–5,03 kWh/m²/hari. Data tersebut merupakan data sekunder dan bukan hasil pengukuran langsung di Waduk Darma, sehingga hasil produksi PLTS dalam penelitian ini dipahami sebagai estimasi berbasis data sumber daya sekunder.

Tabel 1. Data dan Parameter Simulasi HOMER Pro

Kelompok	Parameter	Nilai	Sumber/Keterangan
Sumber daya surya	Sumber data GHI	NASA POWER	Data sekunder
	Koordinat data	7,25° LS; 108,25° BT	*Cell midpoint* NASA POWER
	Periode data	Juli 1983–Juni 2005	22 tahun
	GHI rata-rata tahunan	4,60 kWh/m²/hari	NASA POWER
	Rentang GHI bulanan	4,35–5,03 kWh/m²/hari	NASA POWER
PLTM Darma	Available head	25 m	Parameter sistem
	Design flow rate	4.800 L/s	Parameter sistem
	Minimum flow ratio	25%	Parameter simulasi
	Maximum flow ratio	100%	Parameter simulasi
	Efisiensi turbin	85%	Parameter simulasi
	Pipe head loss	5%	Parameter simulasi
	Kapasitas nominal	1.000,62 kW	Konfigurasi sistem
PLTS Apung Darma	Kapasitas	0,5; 1; 2; 3; 4 MWp	Skenario simulasi
	Tipe modul	*Flat plate*	Parameter HOMER Pro
	Derating factor	90%	Parameter simulasi
	Efisiensi inverter	98%	Parameter simulasi
Sistem grid	Kapasitas grid	12 MW	Model sistem GI Kuningan
	Grid purchase price	Rp1.023/kWh	BPP Sistem Jawa-Bali tahun 2026
	Sellback price	Rp0/kWh	PLTS Apung & PLTM direncanakan aset PLN
Parameter ekonomi	Discount rate	6,19%	Data internal PLN
	Inflation rate	2,50%	Parameter model
	Kurs	Rp16.000/USD	Asumsi model
	Lifetime PLTS Apung	25 tahun	Parameter model
	Lifetime PLTM	30 tahun	Parameter model
	Project lifetime	25 tahun	Periode analisis
	Replacement cost	Rp0	Asumsi model

Parameter teknis PLTM meliputi *available head* 25 m, *design flow rate* 4.800 L/s, *minimum flow ratio* 25%, *maximum flow ratio* 100%, efisiensi turbin 85%, dan *pipe head loss* 5%, dengan kapasitas nominal 1.000,62 kW. PLTS Apung dimodelkan menggunakan modul *flat plate* dengan *derating factor* 90% dan inverter dengan efisiensi 98%. Kapasitas PLTS Apung divariasikan pada lima konfigurasi, yaitu 0,5 MWp, 1 MWp, 2 MWp, 3 MWp, dan 4 MWp.

Parameter ekonomi menggunakan *discount rate* sebesar 6,19% berdasarkan data internal PLN dan *inflation rate* sebesar 2,50% sebagai asumsi model. Harga energi yang dibeli dari jaringan ditetapkan sebesar Rp1.023/kWh berdasarkan BPP pembangkitan rata-rata Sistem Jawa-Bali tahun 2026 sebagaimana digunakan dalam RUPTL 2025–2034 (PT PLN (Persero), 2025). Nilai tersebut digunakan sebagai *grid purchase price* pada HOMER Pro. Harga *sellback*

Copyright © 2026 the author, Page 1799
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 4, September 2026, page 1797-1809
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i4.10821

ditetapkan sebesar Rp0/kWh karena PLTS Apung dan PLTM dalam skenario penelitian direncanakan sebagai aset pembangkitan milik PLN. Dengan skema tersebut, energi yang dihasilkan kedua pembangkit diperlakukan sebagai bagian dari pasokan sistem PLN dan tidak dimodelkan sebagai pendapatan dari *electricity sellback* dalam HOMER Pro. Biaya investasi, penggantian, dan O&M inverter tidak dimasukkan sebagai komponen biaya terpisah karena telah direpresentasikan dalam TIC PLTS Apung, sedangkan fungsi inverter dalam model direpresentasikan melalui efisiensi sebesar 98%.

Parameter biaya pembangkitan menggunakan data biaya dari *International Renewable Energy Agency* (IRENA), *Renewable Power Generation Costs in 2025*. *Total installed cost* (TIC) PLTS Apung menggunakan *weighted-average total installed cost* untuk *floating photovoltaic* sebesar USD 748/kW, sedangkan biaya investasi PLTM menggunakan *total installed cost small hydropower* sebesar USD 2.547/kW (IRENA, 2026). TIC PLTS Apung diperlakukan sebagai biaya investasi agregat sehingga komponen struktur apung, *anchoring*, *mooring*, dan instalasi tidak dihitung kembali secara terpisah. Biaya operasi dan pemeliharaan (O&M) PLTS Apung menggunakan *benchmark utility-scale solar PV* untuk negara non-OECD sebesar USD 11,23/kW/tahun sebagai *proxy*, karena biaya O&M khusus PLTS Apung tidak dipisahkan dalam sumber tersebut (IRENA, 2026). Sementara itu, O&M PLTM ditetapkan sebesar 3% dari TIC per tahun, yang berada dalam kisaran biaya O&M *hydropower* yang dilaporkan IRENA (IRENA, 2026).

Seluruh komponen biaya berbasis USD dikonversi menggunakan asumsi kurs Rp16.000/USD. Pada kapasitas PLTS Apung 3 MWp, nilai investasi sebesar Rp35,904 miliar dengan O&M sebesar Rp539,04 juta/tahun. Untuk PLTM berkapasitas 1.000,62 kW, nilai investasi sebesar Rp40,777 miliar dengan O&M sebesar Rp1,223 miliar/tahun. Biaya penggantian komponen ditetapkan sebesar Rp0 dalam model. Umur teknis PLTS Apung dan PLTM masing-masing ditetapkan 25 tahun dan 30 tahun sebagai asumsi model, sedangkan periode analisis proyek ditetapkan selama 25 tahun.

Tabel 2. Parameter Biaya Investasi dan Operasi

Komponen	Parameter	Nilai	Dasar
PLTS Apung	Total Installed Cost (TIC)*	Rp11,968 juta/kW	(IRENA, 2026), dengan kurs Rp16.000/USD
	O&M	Rp179.680/kW/tahun	IRENA; *proxy* solar PV non-OECD
	TIC pada 3 MWp	Rp35,904 miliar	Hasil konversi dengan kurs Rp16.000/USD
	O&M pada 3 MWp	Rp539,04 juta/tahun	Hasil konversi
PLTM Darma	Total Installed Cost (TIC)*	Rp40,752 juta/kW	(IRENA, 2026), dengan kurs Rp16.000/USD
	O&M	3% TIC/tahun	IRENA
	TIC pada 1.000,62 kW	Rp40,777 miliar	Hasil konversi dengan kurs Rp16.000/USD
	O&M pada 1.000,62 kW	Rp1,223 miliar/tahun	Hasil perhitungan
Inverter	Investment cost	Rp0	Biaya inverter masuk dalam TIC PLTS Apung
	Replacement cost	Rp0	Tidak dimodelkan terpisah
	O&M cost	Rp0	Tidak dimodelkan terpisah

* TIC PLTS Apung diperlakukan sebagai biaya investasi agregat, sehingga biaya modul, struktur apung, *anchoring*, *mooring*, inverter, dan komponen instalasi yang telah tercakup dalam TIC tidak dihitung kembali secara terpisah. O&M PLTS Apung menggunakan benchmark *utility-scale solar PV* non-OECD sebagai *proxy*, bukan sebagai biaya O&M khusus FPV.

2.4 Konfigurasi dan Skenario Simulasi

Sistem yang dimodelkan terdiri atas *utility grid*, PLTM Darma, dan PLTS Apung Darma. *Utility grid* direpresentasikan dengan kapasitas 12 MW dan berfungsi sebagai sumber energi pendukung untuk memenuhi kebutuhan beban ketika produksi pembangkit terbarukan tidak mencukupi. PLTM Darma dimodelkan dengan kapasitas nominal 1.000,62 kW, sedangkan kapasitas PLTS Apung divariasikan sesuai dengan skenario simulasi untuk mengevaluasi pengaruh perubahan kapasitas pembangkit terhadap kinerja sistem.

Skenario simulasi disusun secara bertahap untuk membandingkan kondisi *Grid Only*, penambahan PLTM, dan integrasi PLTS Apung dengan PLTM. S0 ditetapkan sebagai kondisi *baseline* (*Grid Only*) tanpa PLTM dan PLTS Apung. S1 merepresentasikan sistem grid dengan PLTM Darma tanpa PLTS Apung. Selanjutnya, S2 sampai S6 mempertahankan PLTM Darma dan menggunakan kapasitas PLTS Apung masing-masing sebesar 0,5 MWp, 1 MWp, 2 MWp, 3 MWp, dan 4 MWp. Seluruh skenario menggunakan profil beban, parameter sumber daya, parameter ekonomi, *dispatch strategy*, dan parameter sistem yang sama, sehingga perbedaan hasil simulasi dapat dikaitkan dengan perubahan konfigurasi pembangkit.

Setiap konfigurasi disimulasikan selama periode analisis 25 tahun, kemudian hasil simulasi dibandingkan berdasarkan NPC dan parameter kinerja lainnya. Perbandingan S0 terhadap S1 digunakan untuk mengevaluasi perubahan kinerja sistem akibat penambahan PLTM. Selanjutnya, perbandingan S1 sampai S6 digunakan untuk mengevaluasi pengaruh variasi kapasitas PLTS Apung ketika PLTM Darma telah menjadi bagian dari sistem. Evaluasi setiap skenario dilakukan berdasarkan indikator teknis, ekonomi, dan lingkungan yang telah ditetapkan, meliputi *Renewable Fraction* (RF), energi yang dibeli dari jaringan (*grid purchase*), *Net Present Cost* (NPC), *Levelized Cost of Energy* (LCOE), dan emisi CO_2.

Copyright © 2026 the author, Page 1800
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 4, September 2026, page 1797-1809
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i4.10821

Tabel 3. Konfigurasi dan Skenario Simulasi

Skenario	Konfigurasi Sistem	Grid	PLTM Darma	PLTS Apung
S0	Grid Only (Baseline)	✓	0 kW	0 MWp
S1	Grid + PLTM	✓	1.000,62 kW	0 MWp
S2	Grid + PLTM + PLTS	✓	1.000,62 kW	0,5 MWp
S3	Grid + PLTM + PLTS	✓	1.000,62 kW	1 MWp
S4	Grid + PLTM + PLTS	✓	1.000,62 kW	2 MWp
S5	Grid + PLTM + PLTS	✓	1.000,62 kW	3 MWp
S6	Grid + PLTM + PLTS	✓	1.000,62 kW	4 MWp

Dalam penelitian ini, konfigurasi optimum ditentukan setelah seluruh hasil simulasi dibandingkan, dengan NPC terendah digunakan sebagai kriteria utama optimasi. RF, *grid purchase*, LCOE, dan emisi CO_2 digunakan sebagai indikator pendukung untuk mengevaluasi konsekuensi teknis, ekonomi, dan lingkungan dari setiap konfigurasi. Dengan demikian, penetapan konfigurasi optimum tidak dilakukan berdasarkan kapasitas pembangkit yang ditentukan sebelumnya, tetapi berdasarkan hasil perbandingan seluruh skenario yang dimodelkan.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Hasil Simulasi dan Optimasi

Hasil simulasi HOMER Pro menunjukkan bahwa penambahan PLTM Darma dan variasi kapasitas PLTS Apung memberikan perubahan yang konsisten terhadap indikator ekonomi, teknis, dan lingkungan sistem. Seluruh skenario mampu memenuhi kebutuhan beban dengan *capacity shortage* dan *unmet load* sebesar 0%, sehingga perbedaan antarskenario terutama ditentukan oleh perubahan kontribusi pembangkit terbarukan, kebutuhan energi dari jaringan, dan struktur biaya sistem.

Tabel 4. Hasil Simulasi HOMER Pro pada Setiap Skenario

Skenario	PLTS Apung (MWp)	PLTM Darma (kW)	NPC (Rp miliar)	LCOE (Rp/kWh)	Renewable Fraction (%)	Grid Purchase (GWh/tahun)	CO_2 (ton/tahun)
S0	0	0	392,235	1.023,00	0,00	23,517	14.862,48
S1	0	1.000,62	314,068	819,13	35,41	15,189	9.599,72
S2	0,5	1.000,62	309,100	806,17	38,58	14,445	9.129,23
S3	1	1.000,62	304,132	793,22	41,74	13,701	8.658,74
S4	2	1.000,62	294,247	767,33	48,07	12,215	7.719,68
S5	3	1.000,62	289,481	745,09	53,69	11,036	6.974,62
S6	4	1.000,62	291,902	728,69	58,13	10,288	6.501,86

Keterangan: NPC = Net Present Cost; LCOE = Levelized Cost of Energy; RF = Renewable Fraction. Grid purchase menunjukkan energi yang dibeli dari jaringan, sedangkan CO_2 menunjukkan emisi tahunan hasil simulasi. Sumber: hasil simulasi HOMER Pro, data diolah.

Tabel 4 menunjukkan perubahan kinerja sistem akibat penambahan PLTM dan peningkatan kapasitas PLTS Apung. Dibandingkan kondisi *baseline* S0, integrasi PLTM pada S1 menurunkan NPC dari Rp392,235 miliar menjadi Rp314,068 miliar dan meningkatkan *Renewable Fraction* dari 0% menjadi 35,41%. Penambahan kapasitas PLTS Apung selanjutnya menghasilkan penurunan NPC hingga kapasitas 3 MWp pada S5, sebelum kembali meningkat pada S6 dengan kapasitas 4 MWp. Sementara itu, *Renewable Fraction* terus meningkat hingga 58,13%, *grid purchase* terus menurun hingga 10,288 GWh/tahun, dan emisi CO_2 terus berkurang hingga 6.501,86 ton/tahun pada S6.

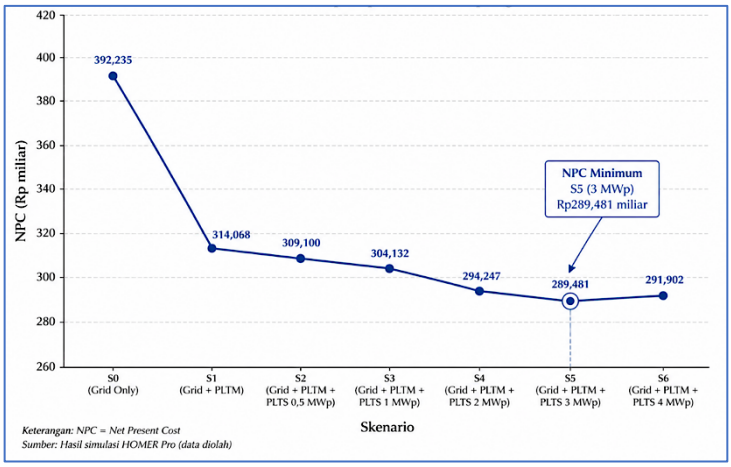
Hasil tersebut menunjukkan bahwa NPC menurun seiring peningkatan kapasitas PLTS Apung dari 0,5 MWp hingga 3 MWp, kemudian meningkat ketika kapasitas dinaikkan menjadi 4 MWp. Dengan demikian, berdasarkan kriteria NPC minimum yang ditetapkan dalam metodologi, S5 dengan kapasitas PLTS Apung 3 MWp dan PLTM Darma 1.000,62 kW merupakan konfigurasi optimum secara ekonomi. Nilai NPC pada S5 sebesar Rp289,481 miliar, atau sekitar 26,20% lebih rendah dibandingkan kondisi *baseline* S0.

Gambar 1 menunjukkan bahwa hubungan antara kapasitas PLTS Apung dan NPC bersifat nonlinier. Pada peningkatan kapasitas dari 0,5 MWp hingga 3 MWp, penambahan kapasitas PLTS Apung masih menghasilkan pengurangan kebutuhan energi dari jaringan yang memberikan manfaat ekonomi lebih besar dibandingkan tambahan biaya investasi, sehingga NPC terus menurun. Pola tersebut sejalan dengan karakteristik optimasi sistem hybrid yang menunjukkan bahwa penentuan kapasitas pembangkit perlu mempertimbangkan keseimbangan antara tambahan produksi energi, pengurangan kebutuhan energi dari jaringan, dan biaya investasi sistem (Mauludin et al., 2024; Patil et al., 2022). Sebaliknya, peningkatan kapasitas dari 3 MWp menjadi 4 MWp masih meningkatkan produksi energi terbarukan dan mengurangi pembelian energi dari jaringan, tetapi manfaat ekonominya tidak lagi mampu mengimbangi tambahan biaya

This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 4, September 2026, page 1797-1809
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i4.10821

investasi. Kondisi tersebut menyebabkan NPC meningkat dari Rp289,481 miliar pada S5 menjadi Rp291,902 miliar pada S6.

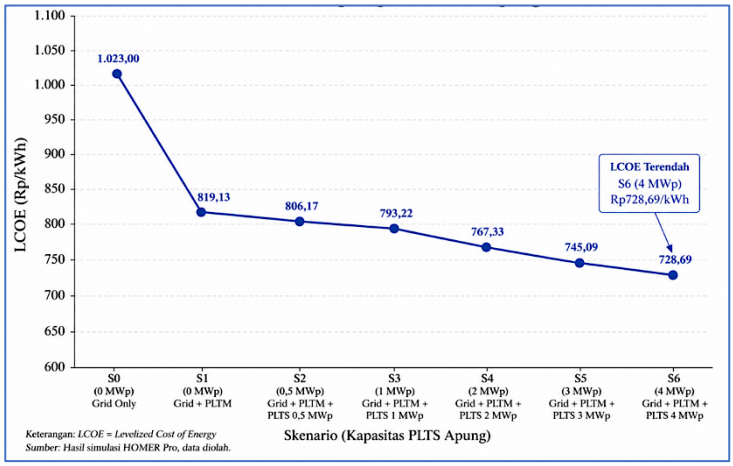


Gambar 1. Hubungan NPC dengan Kapasitas PLTS Apung pada Setiap Skenario

Gambar 2 menunjukkan bahwa LCOE menurun secara konsisten seiring penambahan pembangkit terbarukan dan peningkatan kapasitas PLTS Apung. LCOE turun dari Rp1.023,00/kWh pada S0 menjadi Rp819,13/kWh pada S1 setelah integrasi PLTM Darma. Selanjutnya, peningkatan kapasitas PLTS Apung dari 0,5 MWp hingga 4 MWp menurunkan LCOE secara bertahap menjadi Rp806,17/kWh pada S2, Rp793,22/kWh pada S3, Rp767,33/kWh pada S4, Rp745,09/kWh pada S5, dan mencapai Rp728,69/kWh pada S6. Dengan demikian, S6 menghasilkan LCOE terendah dari seluruh konfigurasi yang disimulasikan.

Pola LCOE tersebut berbeda dengan pola NPC. NPC mencapai nilai minimum pada S5 sebesar Rp289,481 miliar, sedangkan S6 menghasilkan LCOE yang lebih rendah tetapi NPC yang lebih tinggi, yaitu Rp291,902 miliarPerbedaan ini menunjukkan bahwa LCOE dan NPC merepresentasikan perspektif evaluasi yang berbeda. LCOE menggambarkan biaya rata-rata untuk menghasilkan energi, sedangkan NPC merepresentasikan nilai kini bersih dari keseluruhan biaya sistem selama periode proyek (Mauludin et al., 2024).

Kondisi tersebut menunjukkan adanya *trade-off* antara efisiensi biaya energi dan biaya siklus hidup. Penambahan kapasitas PLTS dari 3 MWp menjadi 4 MWp menurunkan LCOE sebesar Rp16,40/kWh, tetapi meningkatkan NPC sekitar Rp2,421 miliar. Oleh karena itu, kapasitas dengan LCOE terendah tidak secara otomatis merupakan kapasitas optimum berdasarkan biaya siklus hidup. Dalam penelitian ini, NPC tetap digunakan sebagai kriteria utama penentuan konfigurasi optimum, sedangkan LCOE digunakan sebagai indikator pendukung untuk menilai efisiensi biaya energi. Sementara itu, S6 dapat dipertimbangkan apabila tujuan perencanaan lebih menekankan penurunan biaya energi rata-rata, peningkatan penetrasi energi terbarukan, dan pengurangan emisi, dengan konsekuensi tambahan biaya siklus hidup. Dengan demikian, pemilihan kapasitas PLTS tidak cukup didasarkan pada LCOE terendah, tetapi perlu mempertimbangkan keseimbangan antara biaya investasi, biaya operasi, manfaat energi terbarukan, dan biaya keseluruhan selama periode proyek.



Gambar 2. LCOE terhadap Kapasitas PLTS Apung

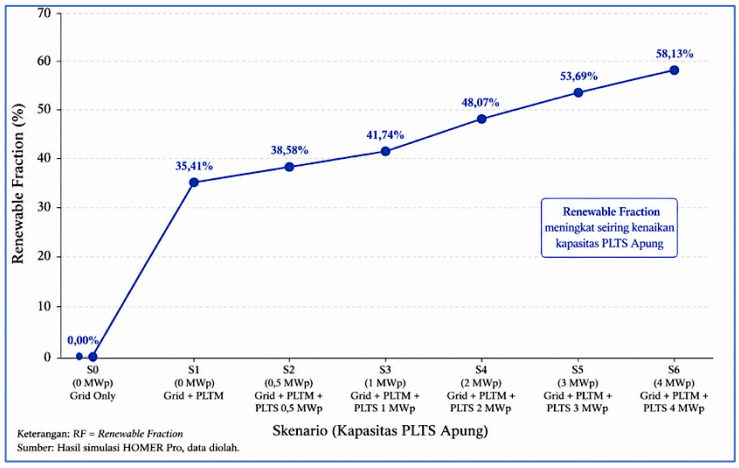
3.2 Analisis Kinerja Teknis

Kinerja teknis menunjukkan bahwa integrasi PLTM memberikan perubahan paling signifikan pada tahap awal, yaitu dari S0 ke S1. *Renewable Fraction* meningkat dari 0% pada S0 menjadi 35,41% pada S1 setelah PLTM Darma diintegrasikan.

Copyright © 2026 the author, Page 1802
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 4, September 2026, page 1797-1809
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i4.10821

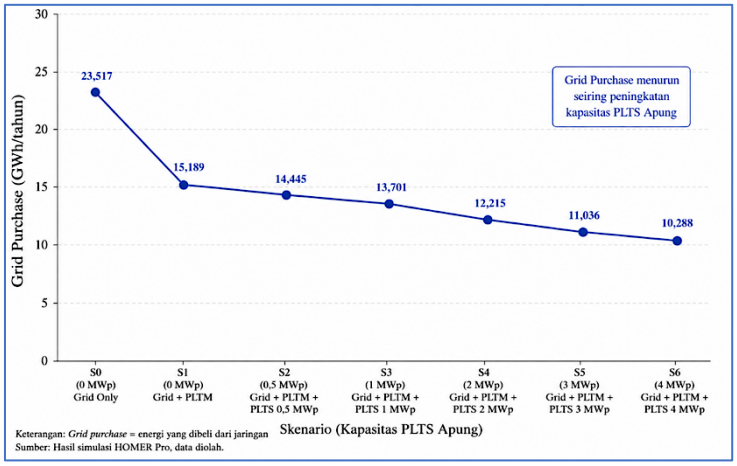
Selanjutnya, peningkatan kapasitas PLTS Apung secara bertahap meningkatkan *Renewable Fraction* menjadi 38,58% pada S2, 41,74% pada S3, 48,07% pada S4, 53,69% pada S5, dan 58,13% pada S6.



Gambar 3. Renewable Fraction terhadap Kapasitas PLTS Apung

Peningkatan *Renewable Fraction* menunjukkan bahwa integrasi PLTM dan PLTS Apung tidak hanya berfungsi sebagai alternatif sumber energi, tetapi juga mengubah komposisi pasokan energi sistem secara bertahap. Kontribusi PLTM memberikan peningkatan awal *Renewable Fraction* yang cukup besar dari 0% pada S0 menjadi 35,41% pada S1. Penambahan PLTS Apung selanjutnya meningkatkan *Renewable Fraction* menjadi 38,58% pada S2, 41,74% pada S3, 48,07% pada S4, 53,69% pada S5, dan 58,13% pada S6. Peningkatan tersebut menunjukkan bahwa PLTM berperan sebagai sumber energi terbarukan yang relatif stabil, sedangkan PLTS Apung memberikan tambahan produksi energi yang bergantung pada ketersediaan radiasi surya. Karakteristik tersebut mendasari sifat komplementer sistem hidro–fotovoltaik, karena pembangkitan hidro dapat membantu mengimbangi variabilitas produksi PV ketika radiasi matahari berubah (Lee et al., 2020; Patil et al., 2022). Namun, peningkatan kapasitas pembangkit terbarukan perlu dipandang bersama indikator ekonomi karena kenaikan penetrasi energi terbarukan tidak selalu menghasilkan penurunan biaya siklus hidup yang sebanding. Hal ini menunjukkan bahwa indikator penetrasi energi terbarukan dan indikator ekonomi memiliki karakteristik optimasi yang berbeda.

Energi yang berasal dari jaringan juga mengalami penurunan secara konsisten. Pada S0, kebutuhan energi dari grid mencapai 23.516.590 kWh/tahun. Setelah PLTM diintegrasikan pada S1, kebutuhan tersebut turun menjadi 15.189.430 kWh/tahun. Penambahan PLTS kemudian menurunkan *grid purchase* menjadi 14.444.980 kWh/tahun pada S2, 13.700.530 kWh/tahun pada S3, 12.214.680 kWh/tahun pada S4, 11.035.800 kWh/tahun pada S5, dan 10.287.740 kWh/tahun pada S6.



Gambar 4. Grid Purchase terhadap Kapasitas PLTS Apung

Gambar 4 menunjukkan bahwa kebutuhan energi yang dipasok dari jaringan mengalami penurunan secara konsisten setelah integrasi pembangkit terbarukan. Pada S0, *Grid Purchase* mencapai 23,517 GWh/tahun, kemudian turun menjadi 15,189 GWh/tahun pada S1 setelah integrasi PLTM Darma. Penambahan PLTS Apung selanjutnya menurunkan *Grid Purchase* menjadi 14,445 GWh/tahun pada S2 dan terus berkurang hingga 10,288 GWh/tahun pada S6. Dengan demikian, dibandingkan *baseline* S0, konfigurasi S5 telah mengurangi kebutuhan energi dari jaringan sekitar 53,07%, sedangkan S6 menghasilkan pengurangan sekitar 56,25%.

Penurunan *Grid Purchase* menunjukkan bahwa kombinasi PLTM dan PLTS Apung mampu mengurangi kebutuhan energi yang dipasok dari jaringan. Hasil ini konsisten dengan studi (Patil et al., 2022), yang menunjukkan

Copyright © 2026 the author, Page 1803
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 4, September 2026, page 1797-1809
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i4.10821

bahwa konfigurasi hybrid floating PV–hydropower dapat meningkatkan kontribusi pembangkit terbarukan sekaligus mengurangi kebutuhan energi dari jaringan. Pada S5, *Grid Purchase* sebesar 11,036 GWh/tahun masih lebih tinggi dibandingkan S6 sebesar 10,288 GWh/tahun, tetapi tambahan pengurangan sekitar 0,748 GWh/tahun tersebut tidak menghasilkan NPC yang lebih rendah. Hal ini menunjukkan bahwa manfaat pengurangan pembelian energi dari jaringan memiliki batas ekonomi ketika kapasitas PLTS terus ditingkatkan. Dengan demikian, pengurangan ketergantungan terhadap jaringan perlu dievaluasi bersamaan dengan biaya investasi dan biaya siklus hidup sistem (Abilio Faizal et al., 2025) .

Produksi energi PLTS meningkat seiring dengan penambahan kapasitas terpasang. Berdasarkan hasil simulasi, produksi tahunan PLTS sebesar sekitar 0,760 GWh pada kapasitas 0,5 MWp meningkat menjadi 1,519 GWh pada 1 MWp, 3,039 GWh pada 2 MWp, 4,558 GWh pada 3 MWp, dan 6,077 GWh pada 4 MWp. Peningkatan produksi tersebut menunjukkan bahwa penambahan kapasitas PLTS secara langsung meningkatkan kontribusi energi surya terhadap sistem. Namun, peningkatan produksi energi tidak sepenuhnya berbanding lurus dengan manfaat ekonomi karena tambahan kapasitas juga meningkatkan kebutuhan investasi. Oleh sebab itu, produksi energi perlu dievaluasi bersama NPC, LCOE, dan indikator teknis lainnya dalam menentukan kapasitas optimum.

3.3 Analisis Ekonomi

Analisis ekonomi lebih lanjut menunjukkan bahwa perubahan kapasitas pembangkit menghasilkan keseimbangan antara biaya investasi awal, biaya operasi dan pemeliharaan, serta penghematan biaya energi selama periode proyek (Mauludin et al., 2024). Integrasi PLTM pada S1 meningkatkan investasi awal sistem, tetapi pada saat yang sama mengurangi kebutuhan pembelian energi dari jaringan sehingga menghasilkan penurunan NPC dan LCOE yang cukup besar dibandingkan *baseline*. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa manfaat ekonomi pembangkit terbarukan tidak hanya ditentukan oleh biaya investasinya, tetapi juga oleh kemampuan pembangkit menghasilkan energi yang dapat mengurangi pasokan dari jaringan (Hutabarat et al., 2022) .

Pada konfigurasi PLTS Apung, peningkatan kapasitas dari 0,5 MWp hingga 3 MWp masih menghasilkan penurunan NPC. NPC berturut-turut turun dari Rp309,100 miliar pada S2 menjadi Rp304,132 miliar pada S3, Rp294,247 miliar pada S4, dan mencapai Rp289,481 miliar pada S5. Pola tersebut menunjukkan bahwa hingga kapasitas 3 MWp, tambahan manfaat berupa peningkatan produksi energi dan pengurangan pembelian energi dari jaringan masih mampu mengimbangi tambahan biaya investasi dan operasi sistem. Kondisi berbeda terjadi ketika kapasitas PLTS dinaikkan dari 3 MWp menjadi 4 MWp. Investasi awal meningkat dari sekitar Rp76,681 miliar pada S5 menjadi Rp88,649 miliar pada S6. Meskipun biaya O&M tahunan pada S6 lebih rendah, yaitu sekitar Rp12,466 miliar/tahun dibandingkan Rp13,052 miliar/tahun pada S5, tambahan investasi tersebut menyebabkan NPC meningkat dari Rp289,481 miliar menjadi Rp291,902 miliar. Dengan demikian, tambahan kapasitas 1 MWp belum memberikan penghematan biaya siklus hidup yang cukup untuk mengimbangi tambahan investasi.

Temuan tersebut menunjukkan adanya batas manfaat ekonomi marginal dari penambahan kapasitas PLTS. Fenomena tersebut menunjukkan bahwa peningkatan kapasitas pembangkit tidak selalu menghasilkan peningkatan manfaat ekonomi secara proporsional, karena setelah kapasitas tertentu tercapai, tambahan energi yang diperoleh harus dibandingkan dengan tambahan investasi dan biaya sistem (Kautsar, 2024) . Konsep penentuan ukuran optimum berdasarkan keseimbangan manfaat energi dan biaya juga menjadi perhatian dalam studi optimal sizing sistem hybrid hidro–PV (Zhang et al., 2020). Pada kapasitas hingga 3 MWp, tambahan pembangkitan masih memberikan manfaat ekonomi yang cukup besar, sedangkan pada kapasitas 4 MWp manfaat tambahan mulai menurun relatif terhadap biaya investasi. Oleh karena itu, peningkatan kapasitas pembangkit tidak dapat dipandang selalu menghasilkan peningkatan efisiensi ekonomi secara linear (Cantika & Dwiyanto, 2025) .

Perbedaan antara NPC dan LCOE semakin memperjelas karakteristik *trade-off* tersebut. S6 menghasilkan LCOE terendah sebesar Rp728,69/kWh, tetapi NPC S6 sebesar Rp291,902 miliar masih lebih tinggi dibandingkan S5 sebesar Rp289,481 miliar. Dengan demikian, S6 lebih unggul apabila tujuan evaluasi ditekankan pada biaya rata-rata energi, sedangkan S5 lebih unggul apabila tujuan utama adalah minimisasi biaya siklus hidup (Modjo, 2020) . Dalam konteks penelitian ini, NPC digunakan sebagai kriteria utama optimasi sehingga S5 ditetapkan sebagai konfigurasi optimum secara ekonomi.

3.4 Analisis Lingkungan

Integrasi pembangkit terbarukan juga menghasilkan penurunan emisi CO_2 secara konsisten. Pada S0, emisi CO_2 tercatat sebesar 14.862,48 ton/tahun. Setelah PLTM diintegrasikan pada S1, emisi turun menjadi 9.599,72 ton/tahun. Peningkatan kapasitas PLTS selanjutnya menurunkan emisi menjadi 9.129,23 ton/tahun pada S2, 8.658,74 ton/tahun pada S3, 7.719,68 ton/tahun pada S4, 6.974,62 ton/tahun pada S5, dan 6.501,86 ton/tahun pada S6.

Gambar 5 menunjukkan bahwa emisi CO_2 mengalami penurunan secara konsisten seiring peningkatan kontribusi pembangkit terbarukan. Pada kondisi *baseline* S0, emisi mencapai 14.862,48 ton/tahun dan turun menjadi 9.599,72 ton/tahun setelah integrasi PLTM pada S1. Selanjutnya, peningkatan kapasitas PLTS Apung menurunkan emisi secara bertahap menjadi 9.129,23 ton/tahun pada S2, 8.658,74 ton/tahun pada S3, 7.719,68 ton/tahun pada S4, 6.974,62 ton/tahun pada S5, dan 6.501,86 ton/tahun pada S6. Dengan demikian, S5 mampu mengurangi emisi sekitar 53,07% dibandingkan *baseline* S0, sedangkan S6 memberikan pengurangan sekitar 56,25%.

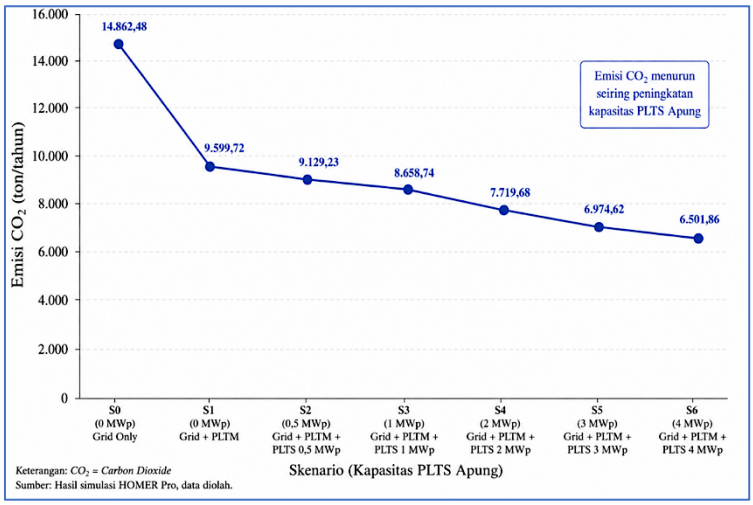
Penurunan emisi terutama berkaitan dengan berkurangnya energi yang harus dipasok dari jaringan akibat meningkatnya kontribusi PLTM dan PLTS Apung. Karena faktor emisi pembangkitan jaringan dalam model digunakan

This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 4, September 2026, page 1797-1809
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i4.10821

sebagai parameter tetap, pengurangan *Grid Purchase* secara langsung berkontribusi terhadap penurunan emisi sistem. Namun, tambahan manfaat lingkungan dari S6 dibandingkan S5 harus dipertimbangkan bersama aspek ekonomi. S6 memang menghasilkan emisi terendah, tetapi memiliki NPC yang lebih tinggi sebesar Rp291,902 miliar dibandingkan Rp289,481 miliar pada S5. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa peningkatan manfaat lingkungan masih dapat diperoleh pada kapasitas 4 MWp, tetapi dengan konsekuensi tambahan biaya siklus hidup.

Penurunan emisi terutama berkaitan dengan berkurangnya kebutuhan energi yang dipasok dari jaringan akibat meningkatnya kontribusi PLTM dan PLTS Apung. Pada S5, emisi mencapai 6.974,62 ton/tahun atau turun sekitar 53,07% dibandingkan *baseline* S0. S6 memberikan pengurangan emisi yang lebih besar dibandingkan S5, tetapi manfaat lingkungan tambahan tersebut disertai peningkatan NPC. Hal ini menunjukkan adanya *trade-off* antara pencapaian manfaat lingkungan yang lebih tinggi dan efisiensi ekonomi sistem.



Gambar 5. Emisi CO_2 terhadap Kapasitas PLTS Apung

3.5 Trade-off Kinerja dan Penentuan Kapasitas Optimum

Perbandingan keseluruhan skenario menunjukkan bahwa tidak terdapat satu kapasitas yang secara simultan menghasilkan nilai terbaik untuk seluruh indikator. Peningkatan kapasitas PLTS dari 0,5 MWp hingga 4 MWp secara konsisten meningkatkan *Renewable Fraction* dan menurunkan *grid purchase*, LCOE, serta emisi CO_2. Sebaliknya, NPC hanya menurun hingga kapasitas 3 MWp dan kemudian meningkat pada kapasitas 4 MWp.

Kondisi tersebut memperlihatkan adanya *trade-off* antara penetrasi energi terbarukan, pengurangan ketergantungan terhadap grid, biaya energi, dan biaya siklus hidup sistem, sebagaimana juga menjadi karakteristik umum dalam optimasi sistem hybrid energi terbarukan (Mauludin et al., 2024; Zhang et al., 2020). S6 memberikan *Renewable Fraction* tertinggi sebesar 58,13%, *grid purchase* terendah sebesar 10,288 GWh/tahun, LCOE terendah sebesar Rp728,69/kWh, serta emisi terendah sebesar 6.501,86 ton/tahun. Namun, konfigurasi tersebut tidak menghasilkan NPC minimum.

Sebaliknya, S5 menghasilkan *Renewable Fraction* sebesar 53,69%, *grid purchase* sebesar 11,036 GWh/tahun, LCOE sebesar Rp745,09/kWh, dan emisi sebesar 6.974,62 ton/tahun, tetapi memiliki NPC terendah sebesar Rp289,481 miliar. Dengan demikian, S5 merupakan konfigurasi optimum secara ekonomi berdasarkan kriteria NPC minimum yang telah ditetapkan.

Hasil ini menunjukkan bahwa penambahan kapasitas PLTS di atas 3 MWp masih memberikan manfaat teknis dan lingkungan, tetapi manfaat tambahannya tidak lagi cukup untuk menurunkan biaya siklus hidup sistem. S6 memberikan manfaat teknis dan lingkungan yang lebih tinggi dibandingkan S5, tetapi dengan konsekuensi peningkatan NPC. Oleh karena itu, kapasitas PLTS Apung 3 MWp dengan PLTM Darma 1.000,62 kW dapat dipandang sebagai titik optimum ekonomi, sedangkan kapasitas 4 MWp lebih tepat dipertimbangkan apabila prioritas perencanaan lebih diarahkan pada peningkatan penetrasi energi terbarukan dan pengurangan emisi.

3.6 Sensitivitas Ekonomi

Analisis sensitivitas ekonomi dilakukan untuk mengevaluasi ketahanan konfigurasi sistem terhadap perubahan parameter ekonomi utama, yaitu harga energi listrik dari jaringan, tingkat diskonto, dan biaya investasi PLTS Apung. Ketiga parameter divariasikan masing-masing pada tiga tingkat, yaitu harga energi sebesar Rp818,4/kWh, Rp1.023/kWh, dan Rp1.227,6/kWh; tingkat diskonto sebesar 4,95%, 6,19%, dan 7,43%; serta *capital cost multiplier* PLTS Apung sebesar 0,8, 1,0, dan 1,2. Dengan demikian, diperoleh 27 kombinasi sensitivitas ekonomi.

Pada setiap kombinasi, HOMER Pro membandingkan seluruh konfigurasi S0–S6 dan menentukan konfigurasi dengan Net Present Cost (NPC) terendah sebagai konfigurasi optimum. Hasil analisis menunjukkan bahwa konfigurasi optimum tidak sepenuhnya tetap pada satu kapasitas PLTS, tetapi berubah mengikuti kondisi ekonomi yang digunakan.

Copyright © 2026 the author, Page 1805
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

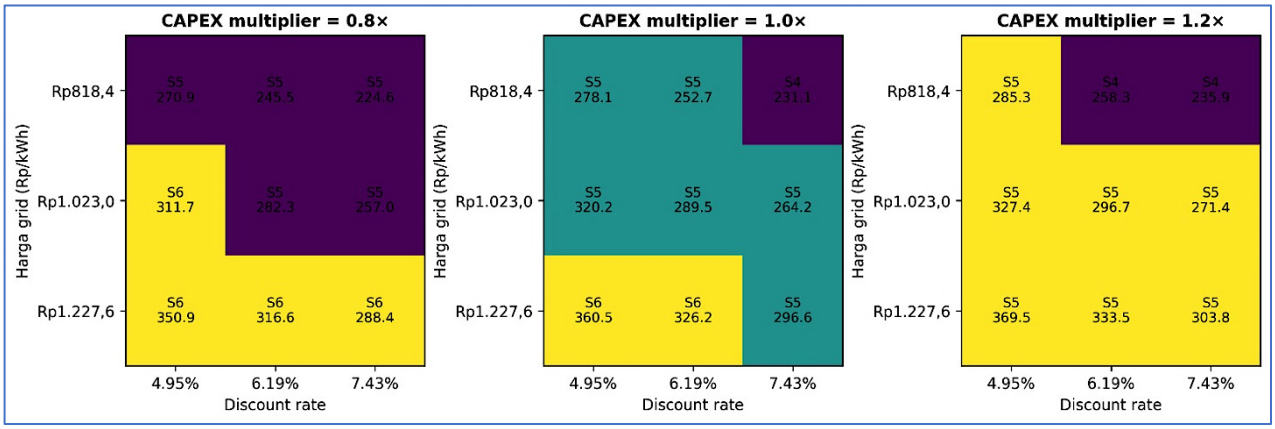
TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 4, September 2026, page 1797-1809
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i4.10821

Tabel 5. Hasil sensitivitas ekonomi terhadap konfigurasi optimum

Harga Grid (Rp/kWh)	Discount Rate (%)	CAPEX	Skenario Optimum	PLTS (MWp)	NPC (Rp miliar)
818,4	4,95	0,8×	S5	3	270,894
818,4	4,95	1,0×	S5	3	278,074
818,4	4,95	1,2×	S5	3	285,255
818,4	6,19	0,8×	S5	3	245,487
818,4	6,19	1,0×	S5	3	252,668
818,4	6,19	1,2×	S4	2	258,288
818,4	7,43	0,8×	S5	3	224,575
818,4	7,43	1,0×	S4	2	231,067
818,4	7,43	1,2×	S4	2	235,854
1.023,0	4,95	0,8×	S6	4	311,670
1.023,0	4,95	1,0×	S5	3	320,202
1.023,0	4,95	1,2×	S5	3	327,383
1.023,0	6,19	0,8×	S5	3	282,301
1.023,0	6,19	1,0×	S5	3	289,481
1.023,0	6,19	1,2×	S5	3	296,662
1.023,0	7,43	0,8×	S5	3	257,013
1.023,0	7,43	1,0×	S5	3	264,194
1.023,0	7,43	1,2×	S5	3	271,375
1.227,6	4,95	0,8×	S6	4	350,943
1.227,6	4,95	1,0×	S6	4	360,517
1.227,6	4,95	1,2×	S5	3	369,511
1.227,6	6,19	0,8×	S6	4	316,646
1.227,6	6,19	1,0×	S6	4	326,220
1.227,6	6,19	1,2×	S5	3	333,476
1.227,6	7,43	0,8×	S6	4	288,415
1.227,6	7,43	1,0×	S5	3	296,633
1.227,6	7,43	1,2×	S5	3	303,814

Catatan:
S4 = PLTS Apung 2 MWp + PLTM 1 MW + Grid;
S5 = PLTS Apung 3 MWp + PLTM 1 MW + Grid;
S6 = PLTS Apung 4 MWp + PLTM 1 MW + Grid.

Hasil sensitivitas menunjukkan bahwa S5 dengan kapasitas PLTS Apung 3 MWp merupakan konfigurasi yang paling dominan dan relatif robust terhadap perubahan kondisi ekonomi. Dari 27 kombinasi parameter sensitivitas, S5 menjadi konfigurasi optimum pada 18 kombinasi atau sekitar 66,7% dari seluruh kasus. Sementara itu, peningkatan kapasitas menjadi 4 MWp (S6) menjadi optimum pada 6 kombinasi atau 22,2%, sedangkan penurunan kapasitas menjadi 2 MWp (S4) menjadi optimum pada 3 kombinasi atau 11,1%. Dominasi S5 menunjukkan bahwa kapasitas 3 MWp memiliki rentang kondisi ekonomi yang relatif luas untuk menghasilkan keseimbangan antara manfaat pengurangan pembelian energi dari jaringan dan tambahan biaya investasi PLTS.



Gambar 6. Heatmap/matriks konfigurasi optimum

Pada kondisi dasar penelitian, yaitu harga energi jaringan sebesar Rp1.023/kWh, tingkat diskonto 6,19%, dan *capital cost multiplier* 1,0, S5 tetap menjadi konfigurasi optimum dengan NPC sebesar Rp289,481 miliar. Nilai tersebut menjadi titik acuan untuk mengevaluasi perubahan NPC akibat variasi parameter ekonomi. Hasil ini juga konsisten

Copyright © 2026 the author, Page 1806
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 4, September 2026, page 1797-1809
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i4.10821

dengan hasil optimasi utama penelitian yang menempatkan kombinasi PLTS Apung 3 MWp, PLTM 1 MW, dan jaringan PLN sebagai konfigurasi optimum.

3.7 Implikasi terhadap Integrasi Energi Terbarukan

Hasil simulasi memberikan implikasi bahwa integrasi PLTM dan PLTS Apung pada sistem yang terhubung dengan grid dapat menjadi pendekatan untuk mengurangi ketergantungan terhadap energi jaringan sekaligus meningkatkan penetrasi energi terbarukan. PLTM memberikan kontribusi dasar yang relatif stabil, sedangkan PLTS Apung memberikan tambahan produksi energi pada periode tersedianya radiasi matahari (Adnan et al., 2025) . Kombinasi keduanya menghasilkan peningkatan *Renewable Fraction* tanpa menyebabkan *unmet load* pada seluruh skenario yang disimulasikan.

Dari perspektif perencanaan sistem, hasil penelitian menunjukkan bahwa kapasitas PLTS Apung perlu ditentukan dengan mempertimbangkan batas manfaat ekonomi marginal, bukan hanya berdasarkan potensi sumber daya yang tersedia. Pada lokasi penelitian, peningkatan kapasitas dari 3 MWp menjadi 4 MWp masih memberikan tambahan kontribusi energi terbarukan dan pengurangan emisi, tetapi tidak lagi menghasilkan penurunan NPC. Hal ini menunjukkan bahwa potensi teknis PLTS yang lebih besar tidak selalu identik dengan kapasitas yang paling efisien secara ekonomi.

Dengan demikian, hasil simulasi mendukung pendekatan perencanaan yang mengintegrasikan aspek ekonomi, teknis, dan lingkungan secara bersamaan. S5 dengan PLTM Darma 1.000,62 kW dan PLTS Apung 3 MWp merupakan konfigurasi optimum berdasarkan NPC, sementara S6 menunjukkan kapasitas yang masih memberikan manfaat teknis dan lingkungan lebih tinggi, tetapi dengan tambahan biaya siklus hidup. Temuan ini dapat menjadi dasar awal dalam menentukan kapasitas pembangkit EBT yang lebih proporsional terhadap kebutuhan sistem dan tujuan transisi energi pada wilayah penelitian.

Harga energi jaringan memberikan pengaruh yang kuat terhadap kapasitas PLTS yang ekonomis. Pada kondisi *discount rate* 6,19% dan CAPEX 1,0×, peningkatan harga energi dari Rp818,4/kWh menjadi Rp1.023/kWh kemudian Rp1.227,6/kWh meningkatkan NPC optimum masing-masing dari Rp252,668 miliar menjadi Rp289,481 miliar dan Rp326,220 miliar. Pada harga energi tertinggi, yaitu Rp1.227,6/kWh, konfigurasi S6 (4 MWp) mulai menjadi optimum, khususnya ketika biaya investasi PLTS relatif rendah. Hal ini menunjukkan bahwa semakin mahal energi yang dibeli dari jaringan, semakin besar nilai ekonomi energi yang dapat digantikan oleh pembangkitan PLTS. Dengan demikian, kenaikan harga *grid* meningkatkan daya tarik kapasitas PLTS yang lebih besar, karena setiap kilowatt-jam energi surya yang dihasilkan memiliki nilai substitusi yang lebih tinggi terhadap energi yang dibeli dari jaringan. Sensitivitas terhadap harga energi merupakan salah satu faktor penting dalam penentuan ukuran optimal sistem hybrid karena perubahan harga energi dapat mengubah keseimbangan antara biaya investasi dan penghematan biaya operasi.

Variasi *capital cost multiplier* memperlihatkan kecenderungan yang lebih langsung terhadap pemilihan kapasitas PLTS. Pada harga grid Rp818,4/kWh dan *discount rate* 6,19%, peningkatan CAPEX dari 0,8× menjadi 1,2× mengubah konfigurasi optimum dari S5 menjadi S4, yaitu dari 3 MWp menjadi 2 MWp. Sebaliknya, ketika harga grid tinggi, konfigurasi 4 MWp masih dapat dipertahankan sebagai optimum selama biaya investasi relatif rendah. Pada harga grid Rp1.227,6/kWh dan *discount rate* 6,19%, S6 menjadi optimum pada CAPEX 0,8× dan 1,0×, tetapi bergeser menjadi S5 ketika CAPEX meningkat menjadi 1,2×. Temuan ini menunjukkan adanya *trade-off* antara manfaat energi terbarukan dan kebutuhan investasi awal.

Kenaikan tingkat diskonto dari 4,95% menjadi 7,43% secara umum menurunkan NPC terhitung karena arus biaya masa depan didiskontokan lebih kuat. Namun, dari perspektif pemilihan kapasitas, pengaruh tingkat diskonto terhadap konfigurasi optimum bergantung pada kombinasi harga grid dan CAPEX. Pada kondisi harga grid rendah dan CAPEX tinggi, tingkat diskonto yang lebih tinggi cenderung membuat kapasitas PLTS yang lebih besar menjadi kurang menarik secara ekonomi karena manfaat dan biaya masa depan memiliki nilai kini yang berbeda (Raharjo & Rachmawati, 2026) .

Pola tersebut terlihat jelas pada harga grid Rp818,4/kWh. Pada CAPEX 1,2×, konfigurasi optimum berubah dari S5 pada tingkat diskonto 4,95% menjadi S4 pada 6,19% dan tetap S4 pada 7,43%. Dengan demikian, pada kondisi tersebut, peningkatan tingkat diskonto memperkuat kecenderungan menuju konfigurasi dengan kapasitas PLTS yang lebih moderat.

Secara keseluruhan, hasil sensitivitas memperlihatkan tiga mekanisme utama. Harga grid yang tinggi mendorong peningkatan kapasitas PLTS karena penghematan dari pengurangan pembelian energi jaringan menjadi semakin besar. Sebaliknya, kenaikan CAPEX mendorong penurunan kapasitas PLTS optimum karena manfaat tambahan energi tidak lagi mampu mengimbangi peningkatan investasi (Olkkonen et al., 2023). Sementara itu, tingkat diskonto memengaruhi nilai kini biaya dan manfaat selama periode proyek sehingga pengaruhnya terhadap kapasitas optimum bergantung pada kombinasi kondisi ekonomi lainnya .

Dengan demikian, hasil sensitivitas tidak menunjukkan bahwa kapasitas PLTS terbesar selalu merupakan pilihan terbaik. Kapasitas 4 MWp hanya menjadi optimum pada kondisi harga listrik yang tinggi dan/atau CAPEX yang relatif rendah. Sebaliknya, kapasitas 2 MWp muncul ketika kombinasi harga listrik rendah, biaya investasi tinggi, dan kondisi tingkat diskonto tertentu membuat penambahan kapasitas PLTS menjadi kurang ekonomis.

Temuan terpenting dari analisis ini adalah bahwa S5 (PLTS Apung 3 MWp + PLTM 1 MW + Grid) merupakan konfigurasi yang paling robust dalam rentang kondisi ekonomi yang diuji, karena menjadi solusi optimum pada 18 dari 27 kombinasi sensitivitas atau 66,7%. Meskipun demikian, S5 bukan konfigurasi optimum pada seluruh kondisi ekonomi. Pada kondisi harga energi jaringan yang tinggi dan biaya investasi PLTS yang rendah, kapasitas 4 MWp (S6) memberikan NPC yang lebih rendah, sedangkan pada kondisi harga energi yang rendah disertai biaya investasi yang lebih tinggi,

Copyright © 2026 the author, Page 1807
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 4, September 2026, page 1797-1809
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i4.10821

kapasitas 2 MWp (S4) menjadi lebih ekonomis. Oleh karena itu, S5 dapat dipandang sebagai titik kompromi paling stabil antara risiko investasi, biaya sistem, dan peningkatan penetrasi energi terbarukan, bukan sebagai konfigurasi yang secara absolut optimum untuk setiap kondisi ekonomi.

4. KESIMPULAN

Integrasi PLTM dan PLTS Apung menunjukkan bahwa transisi energi regional tidak hanya ditentukan oleh potensi EBT, tetapi juga oleh kesesuaian kapasitas dengan kebutuhan sistem dan kondisi ekonomi. Konfigurasi PLTM 1.000,62 kW dan PLTS Apung 3 MWp menjadi konfigurasi optimum dengan NPC Rp289,481 miliar, Renewable Fraction 53,69%, serta pengurangan emisi CO_2 sebesar 53,07% dibandingkan kondisi Grid Only. Temuan ini menunjukkan bahwa integrasi hidro surya dapat mengurangi ketergantungan terhadap pasokan jaringan sekaligus meningkatkan penetrasi EBT tanpa menyebabkan unmet load. Namun, peningkatan kapasitas hingga 4 MWp menghasilkan manfaat teknis dan lingkungan yang lebih tinggi tetapi meningkatkan biaya siklus hidup, sehingga pengembangan kapasitas perlu dilakukan secara bertahap dan mempertimbangkan manfaat ekonomi marginal. Secara praktis, kapasitas 3 MWp dapat dijadikan baseline pengembangan, sedangkan ekspansi menuju 4 MWp dilakukan ketika kondisi ekonomi dan target pengurangan emisi mendukung. Pendekatan ini memberikan dasar perencanaan yang lebih adaptif untuk pengembangan EBT terintegrasi dan mendukung transisi energi regional secara ekonomis dan berkelanjutan.

REFERENCES

Abilio Faizal, R., Author, S., & Nurpulaela, L. (2025). Analisis Efisiensi Teknis Dan Ekonomis Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro Menggunakan Homer (Studi Kasus Pltmh Pakem). *Jurnal Informatika Dan Teknik Elektro Terapan*, *13*(3s1). Https://Doi.Org/10.23960/Jitet.V13i3s1.7869

Adnan, F., Situmeang, U., & Halilintar, M. P. (2025). Studi Keandalan Dan Umur Transformator Daya 150 Kv Pada Pt. Pln (Persero) Upt Pekanbaru Menggunakan Distribusi Weibull. *Jurnal Sain, Energi, Teknologi & Industri)*, *9*(2), 50–57.

Agency, I. E. (2023). *Electricity Grids And Secure Energy Transitions: Enhancing The Foundations Of Resilient, Sustainable And Affordable Power Systems*.

Altamis, A. E., Rasyid, P. A., Arifin, A. N., & Widayoko, A. (2026). Analisis Potensi Energi Biomassa Dari Limbah Sekam Padi Menggunakan Model Stokastik (Monte-Carlo) Untuk Mendukung Ketahanan Energi Dalam Upaya Rpjpn Indonesia. *Jurnal Integrasi Sains Dan Qur'an (Jisqu)*, *5*(01), 540–550. Https://Doi.Org/10.64477/501540-550

Cantika, P., & Dwiyanto, A. S. (2025). *Analisis Pengaruh Kompetensi Pegawai Terhadap Produktivitas Kerja: Studi Kasus Pada Pt Pln Icon Plus*. *13*(2), 312–319. Https://Doi.Org/10.37081/Ed.V13i2.7067

Hartopo, I., & Rosyadi, A. Y. (2025). Desain Sistem Plts Hybrid Dengan Pemodelan Homer Pro Dan Pvsyst Di Desa Semang, Ntt, Indonesia. *Jtera (Jurnal Teknologi Rekayasa)*, *10*(1), 113. Https://Doi.Org/10.31544/Jtera.V10.I1.2025.113-122

Hutabarat, P. H., Zambak, M. F., & Suwarno, S. (2022). Prediksi Kebutuhan Energi Listrik Wilayah Pln Kota Parapat Simalungun Sampai Tahun 2024. *Journal Of Electrical And System Control Engineering*, *5*(2), 52–58. Https://Doi.Org/10.31289/Jesce.V5i2.5757

Irena. (2026). *Renewable Power Generation Costs In 2025*. Www.Irena.Org

Iskandar, H. R., Iman, A., & Daelami, A. (2023). Feasibility And Design Of Grid-Connected Floating Pvs In West Java, Indonesia. *Elektron : Jurnal Ilmiah*, 27–35. Https://Doi.Org/10.30630/Eji.0.0.361

Kautsar, A. (2024). 20kv Cubicle Maintenance At Pt Pln (Persero) Apj Banten Utara Rayon Prima Krakatau. *Fidelity : Jurnal Teknik Elektro*, *6*(2), 41–48. Https://Doi.Org/10.52005/Fidelity.V6i2.226

Kibtiah, T. M., Bainus, A., Dewi, G. D. P., Abdul Rachman, M. F., Suitela, K. M., & Hasan, D. R. (2024). Floating Solar Power Plants Potential In Indonesia. *Journal Of Renewable Energy And Environment*, *11*(3), 11. Https://Creativecommons.Org/Licenses/By/4.0/Legalcode

Lee, N., Grunwald, U., Rosenlieb, E., Mirletz, H., Aznar, A., Spencer, R., & Cox, S. (2020). Hybrid Floating Solar Photovoltaics-Hydropower Systems: Benefits And Global Assessment Of Technical Potential. *Renewable Energy*, *162*, 1415–1427. Https://Doi.Org/10.1016/J.Renene.2020.08.080

Mauludin, M. S., Prasetyo, S. D., Alfaiz, N. F., & Arifin, Z. (2024). Techno-Economic Modeling Of Hybrid Pv-Hydroelectric Generator Systems In Semarang. *Mathematical Modelling Of Engineering Problems*, *11*(3), 783–791. Https://Doi.Org/10.18280/Mmep.110323

Modjo, S. (2020). Pln Vs Energi Terbarukan: Peraturan Menteri Esdm Terkait Penggunaan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap. *Jurnal Hukum Lingkungan Indonesia*, *6*(1), 19–40. Https://Doi.Org/10.38011/Jhli.V6i1.89

Naing, M. M., Naing, S., & Ya, A. Z. (2019). *Feasibility Investigation Of Floating Solar Pv-Hydro Grid-Tied Hybrid System: A Case Study Of Green Energy Boost In Shan State, Myanmar*.

This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License


TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 4, September 2026, page 1797-1809
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i4.10821

Nasa Prediction Of Worldwide Energy Resources (Power) Project. (2026). *Nasa Prediction Of Worldwide Energy Resources (Power)*. Nasa Langley Research Center. Https://Power.Larc.Nasa.Gov/

Olkkonen, V., Haaskjold, K., Klyve, Ø. S., & Skartlien, R. (2023). Techno-Economic Feasibility Of Hybrid Hydro-Fpv Systems In Sub-Saharan Africa Under Different Market Conditions. *Renewable Energy*, *215*, 118981. Https://Doi.Org/10.1016/J.Renene.2023.118981

Patil, A., Mamatha, G., Kulkarni, P. S., & Verma, A. (2022). Analysis Of Hybrid Floating Photovoltaic And Hydro-Power Plant With Homer Pro Software. *10th Ieee International Conference On Power Electronics, Drives And Energy Systems, Pedes 2022*. Https://Doi.Org/10.1109/Pedes56012.2022.10080502

Pt Pln (Persero). (2025). *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Ruptl) 2025–2034*. Https://Web.Pln.Co.Id/Statics/Uploads/2025/06/B967d-Ruptl-Pln-2025-2034-Pub-.Pdf

Putra, I. Wayan S., Kumara, I. N. S., & Hartati, R. S. (2022). Analisis Tekno Ekonomi Implementasi Sistem Plts Atap Pada Gedung Kantor Walikota Denpasar. *Majalah Ilmiah Teknologi Elektro*, *21*(2), 185. Https://Doi.Org/10.24843/Mite.2022.V21i02.P05

Raharjo, B. A., & Rachmawati, F. (2026). Risk Analysis Of The Solar Power Plant (Spp) Development Project At Pln Nusantara Power Up Gresik. *Journal Of Social Research*, *5*(4), 1666–1685. Https://Doi.Org/10.55324/Josr.V5i4.3084

Said, T. R., Kichonge, B., & Kivevele, T. (2024). Optimal Design And Analysis Of A Grid-Connected Hybrid Renewable Energy System Using Homer Pro: A Case Study Of Tumbatu Island, Zanzibar. *Energy Science And Engineering*, *12*(5), 2137–2163. Https://Doi.Org/10.1002/Ese3.1735

Setiaputra, A., & Rosyadi, M. (2026). Analisis Dan Optimasi Design Plts Di Hydrogen Plant: Studi Kasus Pltu Banten 1 Suralaya. *Jurnal Teknik Indonesia*, *5*(3), 640–656. Https://Doi.Org/10.58860/Jti.V5i3.928

Solomin, E., Sirotkin, E., Cuce, E., Selvanathan, S. P., & Kumarasamy, S. (2021). Hybrid Floating Solar Plant Designs: A Review. In *Energies* (Vol. 14, Number 10). Mdpi Ag. Https://Doi.Org/10.3390/En14102751

Zaini, M., Safrudin, S., & Bachrudin, Moh. (2020). Perancangan Sistem Monitoring Tegangan, Arus Dan Frekuensi Pada Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro Berbasis Iot. *Tesla: Jurnal Teknik Elektro*, *22*(2), 139. Https://Doi.Org/10.24912/Tesla.V0i0.9081

Zhang, Y., Lian, J., Ma, C., Yang, Y., Pang, X., & Wang, L. (2020). Optimal Sizing Of The Grid-Connected Hybrid System Integrating Hydropower, Photovoltaic, And Wind Considering Cascade Reservoir Connection And Photovoltaic-Wind Complementarity. *Journal Of Cleaner Production*, *274*, 123100. Https://Doi.Org/10.1016/J.Jclepro.2020.123100

This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License