

Analisis Tekno-Ekonomi PLTS 4 MW dengan Sistem *Zero Export* untuk Pemenuhan *House Load* PLTU Paiton Unit 7 dan 8

Radityo Yusuf Wibisono*, Ahmad Agus Setiawan, Suhanan

Universitas Gadjah Mada, Indonesia

Email: radityoyusufwibisono524128@mail.ugm.ac.id*, a.setiawan@ugm.ac.id,
suhanan@ugm.ac.id

Keywords:

PLTS; Zero Export; House Load; Coal-Fired Power Plants; PVsyst.

Abstract

The use of solar power plants (PLTS) to meet the internal electricity needs of thermal plants can be one of the alternatives in reducing the use of coal-based energy. This study aims to evaluate the technical and economic feasibility of ground-mounted solar power plants with a zero export system to supply part of the house load of the Paiton Power Plant Units 7 and 8. The system is designed with a capacity of 5,002.8 kWp on the DC side and 4 MW on the AC side using 9,096 photovoltaic modules with a capacity of 550 Wp and 16 inverters with a capacity of 250 kW. Technical analysis was conducted using PVsyst, while economic analysis used LCOE, NPV, IRR, PI, PP, and ROI indicators. The simulation results show that energy production is 8,281.1 MWh/year, a specific yield of 1,655 kWh/kWp/year, and a performance ratio of 82.62%. The P90 scenario of 7,815 MWh/year is used as the basis for economic analysis. On the basic condition with a CAPEX of IDR 52.72 billion and a discount rate of 9%, LCOE was obtained at IDR 913.08/kWh, NPV –IDR 13.57 billion, IRR 4.34%, and PI 0.74, so the project has not met the financial feasibility criteria. Sensitivity analysis showed that CAPEX was the most influential parameter on feasibility. The combination of a 15% CAPEX decrease and a 10% increase in coal prices increased NPV to –Rp231.37 million, IRR 8.91%, and PI 0.99. Break-even analysis shows that the project achieved zero NPV at a CAPEX of IDR 40.86 billion or 22.49% lower than base conditions, with coal prices remaining at USD70/ton and energy production at P90. The results of the study show that the system is technically feasible, while the financial feasibility is greatly influenced by the ability to optimize investment costs without lowering the technical specifications and performance of the system.

Kata Kunci:

PLTS; Zero Export; House Load; PLTU; PVsyst.

Abstrak

Pemanfaatan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) untuk memenuhi kebutuhan listrik internal pembangkit termal dapat menjadi salah satu alternatif dalam mengurangi penggunaan energi berbasis batubara. Penelitian ini bertujuan mengevaluasi kelayakan teknis dan ekonomi PLTS *ground-mounted* dengan sistem *zero export* untuk memasok sebagian *house load* PLTU Paiton Unit 7 dan 8. Sistem dirancang dengan kapasitas 5.002,8 kWp pada sisi DC dan 4 MW pada sisi AC menggunakan 9.096 modul fotovoltaik berkapasitas 550 Wp dan 16 inverter berkapasitas 250 kW. Analisis teknis dilakukan menggunakan PVsyst, sedangkan analisis ekonomi menggunakan indikator LCOE, NPV, IRR, PI, PP, dan ROI. Hasil

simulasi menunjukkan produksi energi sebesar 8.281,1 MWh/tahun, specific yield 1.655 kWh/kWp/tahun, dan performance ratio 82,62%. Skenario P90 sebesar 7.815 MWh/tahun digunakan sebagai dasar analisis ekonomi. Pada kondisi dasar dengan CAPEX Rp52,72 miliar dan tingkat diskonto 9%, diperoleh LCOE Rp913,08/kWh, NPV -Rp13,57 miliar, IRR 4,34%, dan PI 0,74, sehingga proyek belum memenuhi kriteria kelayakan finansial. Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa CAPEX merupakan parameter yang paling berpengaruh terhadap kelayakan. Kombinasi penurunan CAPEX 15% dan kenaikan harga batubara 10% meningkatkan NPV menjadi -Rp231,37 juta, IRR 8,91%, dan PI 0,99. Analisis break-even menunjukkan bahwa proyek mencapai NPV nol pada CAPEX Rp40,86 miliar atau 22,49% lebih rendah dari kondisi dasar, dengan harga batubara tetap USD70/ton dan produksi energi P90. Hasil penelitian menunjukkan bahwa sistem layak secara teknis, sedangkan kelayakan finansial sangat dipengaruhi oleh kemampuan mengoptimalkan biaya investasi tanpa menurunkan spesifikasi dan kinerja teknis sistem.

PENDAHULUAN

Pemanfaatan energi surya terus memperoleh perhatian dalam pengembangan sistem ketenagalistrikan Indonesia. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PLN 2025–2034 menetapkan penambahan kapasitas pembangkit dan sistem penyimpanan energi sebesar 69,5 GW, dengan sekitar 76% berasal dari energi baru terbarukan dan *energy storage*. Dalam rencana tersebut, PLTS memperoleh porsi pengembangan terbesar di antara sumber energi terbarukan, yaitu sebesar 17,1 GW. Arah pengembangan ini menunjukkan semakin besarnya peran energi surya dalam penyediaan tenaga listrik nasional (PT. Perusahaan Listrik Negara, 2025).

Selain dikembangkan sebagai pembangkit yang memasok jaringan, PLTS juga dapat dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan listrik internal suatu fasilitas melalui mekanisme *self-consumption*. Pada fasilitas dengan kebutuhan daya yang tinggi dan relatif kontinu, energi yang dihasilkan dapat digunakan secara langsung sehingga ketergantungan terhadap sumber energi utama dapat dikurangi. (Zebua et al., 2024) menunjukkan bahwa tingkat *self-consumption* berpengaruh terhadap kelayakan ekonomi PLTS, dengan peningkatan konsumsi langsung energi surya memberikan hasil keekonomian yang lebih baik. Studi yang lebih baru pada sektor industri di Indonesia juga menunjukkan bahwa penerapan PLTS pada fasilitas dengan konsumsi energi tinggi dapat memberikan manfaat ekonomi yang cukup besar apabila produksi energi dapat diserap oleh beban internal (Galevien et al., 2025).

Penerapan sistem tanpa ekspor energi menjadi salah satu pendekatan yang dapat digunakan ketika energi PLTS seluruhnya diarahkan untuk memenuhi kebutuhan sendiri. Pada konfigurasi *zero export* atau *zero feed-in*, daya yang dihasilkan PLTS dibatasi agar tidak mengalir keluar menuju jaringan eksternal. Konfigurasi tersebut menyebabkan manfaat proyek lebih bergantung pada tingkat pemanfaatan energi secara langsung dibandingkan pendapatan dari penjualan energi. (Pelekas et al., 2026) mengevaluasi PLTS industri dengan konfigurasi *zero feed-in* dan menunjukkan bahwa karakteristik beban industri yang tinggi dan berlangsung secara kontinu memungkinkan energi PV diserap secara langsung tanpa ekspor ke jaringan. Kondisi ini menunjukkan bahwa kesesuaian antara kapasitas PLTS dan profil beban menjadi bagian penting dalam perencanaan sistem *zero export*.

Pemanfaatan PLTS untuk kebutuhan internal juga telah dikaji pada lingkungan pembangkit termal di Indonesia. (Nainggolan et al., 2022) melakukan perancangan PLTS atap untuk pemakaian sendiri pada PLTU Berau 2×7 MW dengan menggunakan HelioScope. Studi tersebut memperoleh potensi produksi energi sebesar 570.364 kWh/tahun dan menunjukkan bahwa energi surya dapat dimanfaatkan untuk mengurangi sebagian kebutuhan pemakaian sendiri pembangkit. (Santoso et al., 2024) juga mengkaji penerapan PLTS *on-grid* 18 kWp pada PT Cirebon Power Services dengan pendekatan simulasi PVsyst, serta mengevaluasi manfaatnya terhadap pengurangan biaya dan emisi. Kedua penelitian tersebut menunjukkan adanya peluang pemanfaatan PLTS pada lingkungan pembangkit, meskipun kapasitas, konfigurasi, dan ruang lingkup analisisnya berbeda dengan PLTS skala megawatt. Kajian (Liu et al., 2019) pada pembangkit berbasis batubara juga menunjukkan bahwa integrasi PV dapat menggantikan sebagian *auxiliary power consumption* sehingga mengurangi konsumsi listrik internal, konsumsi batubara, dan emisi.

Pada skala yang lebih besar, (Ekacitta & Iyi, 2025) melakukan studi kelayakan PLTS *ground-mounted* di Penajam Paser dengan membandingkan hasil simulasi PVsyst dan HelioScope. Sistem dengan kapasitas 14,79 MWp diperkirakan menghasilkan energi sebesar 22,4 GWh/tahun. Analisis ekonominya menghasilkan IRR sebesar 22,99%, NPV positif, dan *payback period* 8,4 tahun. Studi tersebut menunjukkan bahwa simulasi teknis yang dikombinasikan dengan analisis keekonomian dapat digunakan untuk mengevaluasi pengembangan PLTS *ground-mounted* skala besar sebelum proyek direalisasikan. Studi (Ronyastra et al., 2024) pada PLTS skala besar di lahan pascatambang Indonesia juga memadukan simulasi teknis, model finansial, dan analisis sensitivitas untuk mengidentifikasi faktor yang paling memengaruhi kelayakan investasi.

Evaluasi keekonomian menjadi penting karena penurunan biaya teknologi PLTS tidak selalu menghasilkan tingkat kelayakan yang sama pada setiap skema pemanfaatan. (Renewable & Agency, 2024) menunjukkan bahwa biaya PLTS skala utilitas secara global terus mengalami penurunan sebagai akibat perkembangan teknologi, skala produksi, rantai pasok, dan penurunan berbagai komponen biaya sistem. Meskipun demikian, kelayakan suatu proyek tetap dipengaruhi oleh CAPEX, biaya operasi, biaya pembiayaan, produksi energi, serta nilai energi konvensional yang dapat digantikan. Oleh sebab itu, analisis sensitivitas diperlukan untuk mengetahui perubahan indikator keekonomian ketika parameter utama proyek mengalami perubahan. Dalam konteks Indonesia, (Paradongan et al., 2024) menunjukkan bahwa hasil kelayakan PLTS skala utilitas dapat berubah secara signifikan mengikuti struktur biaya energi yang digantikan dan skenario insentif ekonomi yang digunakan.

Berdasarkan beberapa penelitian sebelumnya, kajian PLTS di Indonesia telah mencakup PLTS atap untuk pemakaian sendiri, PLTS pada fasilitas industri, serta PLTS *ground-mounted* skala besar. Namun, kajian mengenai PLTS *ground-mounted* skala megawatt dengan konfigurasi *zero export* yang secara khusus digunakan untuk memenuhi sebagian *house load* pembangkit listrik tenaga uap masih relatif terbatas. Pada skema tersebut, manfaat ekonomi yang diperoleh tidak berasal dari penjualan energi listrik ke jaringan, melainkan dari pengurangan energi internal yang harus dipenuhi oleh pembangkit. Karakteristik ini menghasilkan pendekatan penilaian ekonomi yang berbeda dibandingkan PLTS yang memiliki mekanisme ekspor atau penjualan energi (Nainggolan et al., 2022; Galevien et al., 2025; Ekacitta & Iyi, 2025; Pelekas et al., 2026).

Berdasarkan beberapa penelitian sebelumnya, kajian PLTS di Indonesia telah mencakup PLTS atap untuk pemakaian sendiri, PLTS pada fasilitas industri, serta PLTS ground-mounted skala besar. Namun, kajian mengenai PLTS ground-mounted skala megawatt dengan konfigurasi zero export yang secara khusus digunakan untuk memenuhi sebagian house load pembangkit listrik tenaga uap masih relatif terbatas. Pada skema tersebut, manfaat ekonomi yang diperoleh tidak berasal dari penjualan energi listrik ke jaringan, melainkan dari pengurangan energi internal yang harus dipenuhi oleh pembangkit. Karakteristik ini menghasilkan pendekatan penilaian ekonomi yang berbeda dibandingkan PLTS yang memiliki mekanisme ekspor atau penjualan energi (Nainggolan et al., 2022; Galevien et al., 2025; Ekacitta & Iyi, 2025; Pelekas et al., 2026). Kebaruan penelitian ini terletak pada analisis tekno-ekonomi PLTS ground-mounted skala megawatt dengan konfigurasi zero export yang secara spesifik digunakan untuk memenuhi sebagian house load PLTU Paiton Unit 7 dan 8, serta pengembangan analisis hingga pada skenario peningkatan kelayakan dan penentuan CAPEX pada kondisi break-even. Pendekatan tersebut digunakan untuk mengetahui batas biaya investasi yang diperlukan agar proyek dapat memenuhi kriteria kelayakan finansial dengan tetap mempertahankan konfigurasi dan kinerja teknis sistem. Dengan demikian, penelitian tidak hanya memberikan informasi mengenai kelayakan teknis dan ekonomi PLTS, tetapi juga memberikan batas keekonomian yang dapat digunakan sebagai salah satu pertimbangan dalam perencanaan dan pengambilan keputusan investasi PLTS pada lingkungan pembangkit eksisting (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Penelitian ini menganalisis pengembangan PLTS ground-mounted berkapasitas 4 MWac dengan konfigurasi zero export untuk memenuhi sebagian house load PLTU Paiton Unit 7 dan 8. Sistem dirancang dengan kapasitas DC sebesar 5.003 kWp dan dievaluasi menggunakan perangkat lunak PVsyst untuk memperoleh produksi energi, specific yield, performance ratio, serta rugi-rugi sistem. Analisis keekonomian dilakukan berdasarkan manfaat penghematan energi internal dengan menggunakan indikator LCOE, NPV, IRR, PI, PP, dan ROI. Analisis sensitivitas selanjutnya dilakukan terhadap CAPEX, harga batubara, dan produksi energi (Boddapati et al., 2021; Ronyastra et al., 2024; Lindig et al., 2024). Manfaat teoretis penelitian ini adalah memperkaya kajian tentang analisis tekno-ekonomi PLTS dengan konfigurasi zero export pada lingkungan pembangkit termal, sedangkan manfaat praktisnya adalah memberikan masukan bagi pengambil keputusan dalam mengevaluasi kelayakan investasi PLTS pada pembangkit eksisting. Kontribusi penelitian ini terletak pada penyediaan batas CAPEX break-even yang dapat digunakan sebagai acuan dalam proses perencanaan dan evaluasi biaya proyek, tanpa mengubah spesifikasi teknis dan kinerja sistem.

METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif melalui analisis teknis dan keekonomian untuk mengevaluasi pengembangan PLTS *ground-mounted* dengan skema *zero export* pada PLTU Paiton Unit 7 dan 8. Analisis teknis dilakukan menggunakan perangkat lunak PVsyst, sedangkan analisis keekonomian dilakukan berdasarkan hasil produksi energi PLTS dan manfaat ekonomi yang diperoleh dari pengurangan penggunaan energi internal pembangkit. Tahapan penelitian meliputi pengumpulan data, perancangan sistem PLTS, simulasi produksi energi, analisis integrasi terhadap *house load*, perhitungan keekonomian,

analisis sensitivitas, dan analisis *break-even* investasi (Boddapati et al., 2021; Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Objek dan Data Penelitian

Objek penelitian adalah pengembangan PLTS pada area PLTU Paiton Unit 7 dan 8 untuk memasok sebagian kebutuhan daya internal pembangkit. Sistem dirancang sebagai PLTS *ground-mounted* yang terhubung dengan sistem kelistrikan internal dan dioperasikan dengan prinsip *zero export*. Dengan konfigurasi tersebut, seluruh energi yang dihasilkan PLTS digunakan untuk memenuhi *house load* dan tidak diekspor ke jaringan PLN (Pelekas et al., 2026; Zebua et al., 2024).

Data yang digunakan dalam penelitian meliputi data meteorologi, karakteristik lokasi, kebutuhan daya internal pembangkit, spesifikasi modul fotovoltaik dan inverter, konfigurasi sistem kelistrikan, biaya investasi, biaya operasi dan pemeliharaan, harga batubara, serta parameter ekonomi lainnya. Data meteorologi digunakan sebagai masukan dalam simulasi PVsyst untuk memperkirakan produksi energi selama periode operasi (Boddapati et al., 2021; Ekacitta & Iyi, 2025).

PLTS dirancang dengan kapasitas AC sebesar 4.000 kW dan kapasitas DC sebesar 5.002,8 kWp. Sistem menggunakan 9.096 modul fotovoltaik berkapasitas 550 Wp dan 16 unit inverter berkapasitas 250 kW, sehingga diperoleh rasio DC/AC sekitar 1,25. Kapasitas tersebut ditentukan dengan mempertimbangkan ketersediaan lahan, konfigurasi peralatan, serta kebutuhan daya internal PLTU. Rasio DC/AC sebesar 1,25 juga berada pada kisaran yang umum dikaji pada optimasi inverter loading ratio untuk PLTS skala besar, meskipun nilai optimum tetap bergantung pada sumber daya surya dan karakteristik sistem (Deschamps & Rüther, 2019).

Simulasi dan Evaluasi Kinerja PLTS

Simulasi sistem dilakukan menggunakan PVsyst untuk memperoleh estimasi produksi energi dan rugi-rugi yang terjadi pada sistem. Pemodelan mencakup konfigurasi modul dan inverter, orientasi modul, kondisi meteorologi, rugi-rugi temperatur, rugi-rugi kabel, *mismatch*, *soiling*, dan berbagai faktor lain yang memengaruhi produksi energi. Penggunaan PVsyst untuk mengevaluasi energy yield, performance ratio, dan rugi-rugi pada PLTS skala besar juga diterapkan oleh (Boddapati et al., 2021), sedangkan (Zebua et al., 2024) menggabungkan simulasi PVsyst dengan analisis keekonomian dan sensitivitas dalam konteks Indonesia.

Kinerja teknis sistem dievaluasi menggunakan produksi energi tahunan, *specific yield*, dan *performance ratio* (PR). *Specific yield* menunjukkan energi yang dihasilkan untuk setiap satuan kapasitas PLTS dan dihitung menggunakan Persamaan (1) (Lindig et al., 2024; Boddapati et al., 2021).

$$Y_f = \frac{E_{AC}}{P_{DC}}$$

Dengan:

Y_f = *specific yield* kWh/ kWp

E_{AC} = Energi AC yang dihasilkan PLTS (kWh)

E_{DC} = Kapasitas terpasang sisi DC

Performance ratio digunakan untuk menunjukkan perbandingan antara energi aktual yang dihasilkan sistem dengan energi teoritis berdasarkan radiasi yang diterima. Nilai PR

dihitung berdasarkan Persamaan (2). Penggunaan PR sebagai salah satu indikator kinerja teknis PLTS juga direkomendasikan dalam pedoman KPI sistem fotovoltaik IEA PVPS (Lindig et al., 2024).

$$PR = \frac{Y_F}{Y_r} \times 100\%$$

Dengan:

$$Y_r = \frac{H_{POA}}{G_{STC}}$$

Dengan:

PR = performance ratio (%)

Y_r = reference yield (jam atau kWh/kWp)

H_{POA} = iradiasi pada bidang modul (kWh/m²)

G_{STC} = irradiance referensi Standard Test Condition (STC) 1 kW/m²

Selain produksi energi pada kondisi utama, hasil simulasi juga digunakan untuk memperoleh nilai probabilistik P50, P90, dan P99. Dalam analisis keekonomian, P90 digunakan sebagai kondisi dasar untuk memberikan pendekatan yang lebih konservatif terhadap ketidakpastian produksi energi selama periode proyek. Penggunaan indikator probabilistik Pxx, termasuk P50, juga merupakan praktik yang digunakan pada pengembangan dan evaluasi proyek PV untuk merepresentasikan ketidakpastian energy yield (Lindig et al., 2024).

Konfigurasi Zero Export

Energi PLTS digunakan untuk memasok sebagian kebutuhan *house load* PLTU. Sistem dirancang dengan konfigurasi *zero export*, yaitu keluaran inverter dikendalikan agar tidak terjadi aliran daya dari PLTS menuju jaringan eksternal (Pelekas et al., 2026).

Pada prinsipnya, daya pada titik interkoneksi dipantau secara kontinu. Apabila produksi PLTS mendekati atau melebihi kebutuhan beban internal yang dilayani, sistem pengendali menurunkan *set point* inverter sehingga ekspor daya dapat dicegah. Dengan konfigurasi tersebut, manfaat energi PLTS dalam penelitian ini tidak berasal dari penjualan listrik ke jaringan, tetapi dari pengurangan energi internal yang sebelumnya harus dipenuhi oleh pembangkitan berbasis batubara (Pelekas et al., 2026; Zebua et al., 2024).

Karena kebutuhan daya internal PLTU jauh lebih besar dibandingkan kapasitas PLTS yang direncanakan, energi yang dihasilkan secara umum dapat diserap oleh *house load*. Skema *zero export* digunakan sebagai batas operasi untuk memastikan tidak terjadi injeksi energi ke jaringan di luar sistem internal pembangkit (Pelekas et al., 2026; Zebua et al., 2024).

Analisis Keekonomian

Analisis ekonomi dilakukan untuk periode investasi mulai tahun 2026 hingga akhir periode operasi pada tahun 2042. Tahun 2026 ditetapkan sebagai tahun investasi awal $t=0$, sedangkan PLTS diasumsikan mulai beroperasi pada tahun 2027. Dengan demikian, manfaat dan biaya operasi pertama mulai diperhitungkan pada tahun ke-1 (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Biaya investasi awal atau CAPEX pada kondisi dasar sebesar Rp52.715.912.410,98. Biaya operasi dan pemeliharaan tahunan diasumsikan sebesar 1,5% dari CAPEX, dengan

eskalasi mengikuti asumsi inflasi yang digunakan dalam penelitian. Penggantian inverter diperhitungkan pada tahun operasi ke-10 sebagai asumsi konservatif dalam model keekonomian untuk mengakomodasi potensi penggantian komponen utama selama periode operasi. Asumsi tersebut sejalan dengan praktik pemodelan finansial PLTS yang dapat memasukkan penggantian inverter sekitar setelah tahun ke-10 operasi (Iea-pvps, 2017).

Produksi energi PLTS mengalami degradasi sebesar 0,6% per tahun, sehingga energi pada tahun ke-(t) dihitung menggunakan Persamaan (3). Nilai 0,6% per tahun berada pada kisaran asumsi degradasi jangka panjang modul silikon kristalin yang umum digunakan dalam pemodelan finansial proyek PV (Pascual et al., 2021).

$$E_T = E_1(1 - d)^{t-1}$$

Dengan:

E_T = produksi energi pada tahun ke-t

E_1 = produksi energi pada tahun pertama

d = tingkat degradasi tahunan

t = tahun operasi

Manfaat ekonomi proyek terutama diperoleh dari pengurangan konsumsi batubara akibat sebagian kebutuhan energi internal digantikan oleh PLTS. Nilai penghematan tersebut diperoleh dari energi PLTS yang dapat dimanfaatkan, konsumsi bahan bakar yang dapat dihindari, dan harga batubara yang digunakan dalam analisis. Harga batubara kondisi dasar ditetapkan sebesar USD70/ton sebagai harga dasar acuan dalam model dengan mengacu pada ketentuan Domestic Market Obligation (DMO) untuk penyediaan tenaga listrik bagi kepentingan umum. Keputusan Menteri ESDM Nomor 267.K/MB.01/MEM.B/2022 menetapkan harga jual batubara sebesar USD70 per metrik ton FOB Vessel untuk spesifikasi acuan 6.322 kcal/kg GAR, dan ketentuan tersebut tetap menjadi dasar kebijakan setelah perubahan melalui Keputusan Menteri ESDM Nomor 399.K/MB.01/MEM.B/2023 (ESDM, 2022, 2023). Oleh karena itu, nilai USD70/ton dalam penelitian digunakan sebagai harga acuan model, bukan sebagai representasi bahwa seluruh kualitas batubara memiliki harga identik. Apabila terdapat manfaat ekonomi dari pengurangan emisi yang diperhitungkan dalam model, nilai tersebut dimasukkan sebagai bagian dari arus kas proyek sesuai asumsi harga karbon yang digunakan.

Kelayakan investasi dievaluasi menggunakan *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), *Profitability Index* (PI), *Payback Period* (PP), *Return on Investment* (ROI), dan *Levelized Cost of Energy* (LCOE) (Ekacitta & Iyi, 2025; Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

NPV dihitung menggunakan Persamaan (4) (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + r)^t}$$

Dengan:

CF_t = arus kas bersih pada tahun ke-t

I_0 = investasi awal

r = tingkat diskonto

n = umur analisis proyek

Tingkat diskonto yang digunakan dalam penelitian ini adalah 9%, yang ditetapkan berdasarkan pendekatan Weighted Average Cost of Capital (WACC) sebagai dasar tingkat pengembalian minimum dalam evaluasi investasi (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

IRR merupakan tingkat diskonto yang menghasilkan NPV sama dengan nol dan ditentukan berdasarkan Persamaan (5) (Ekacitta & Iyi, 2025; Ronyastra et al., 2024).

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t}$$

Atau:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t}$$

Proyek dikategorikan memenuhi kriteria IRR apabila nilai IRR lebih besar atau sama dengan tingkat diskonto (Ekacitta & Iyi, 2025; Paradongan et al., 2024).

PI dihitung berdasarkan perbandingan nilai sekarang dari manfaat proyek terhadap investasi awal sebagaimana Persamaan (6) (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + r)^t}}{I_0}$$

Nilai PI lebih besar dari 1 menunjukkan bahwa nilai sekarang dari manfaat proyek lebih besar dibandingkan investasi yang dikeluarkan (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Payback Period (PP) digunakan untuk mengetahui waktu yang diperlukan agar investasi awal dapat kembali melalui akumulasi arus kas bersih proyek. Pada penelitian ini, arus kas tahunan tidak bernilai sama, sehingga PP dihitung berdasarkan tahun terakhir ketika arus kas kumulatif masih bernilai negatif, kemudian ditambahkan dengan proporsi sisa investasi terhadap arus kas pada tahun berikutnya. Perhitungan PP menggunakan persamaan (7) (Ekacitta & Iyi, 2025; Ronyastra et al., 2024).

$$PP = n + \frac{|CF_{kum,n}|}{CF_{n+1}}$$

Dengan:

n = tahun terakhir saat arus kas kumulatif masih negative

$CF_{kum,n}$ = arus kas kumulatif pada tahun n

CF_{n+1} = arus kas bersih pada tahun berikutnya

Return on Investment (ROI) digunakan untuk menunjukkan tingkat keuntungan bersih yang diperoleh dibandingkan dengan nilai investasi awal. ROI dihitung sebagai perbandingan antara keuntungan bersih kumulatif selama periode analisis dan investasi awal. ROI dihitung menggunakan persamaan (8) (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

$$ROI = \frac{Net Profit}{I_0} \times 100\%$$

Dalam penelitian ini, net profit diperoleh dari akumulasi arus kas bersih selama periode proyek, sedangkan I_0 merupakan investasi awal. Nilai ROI yang lebih besar menunjukkan

tingkat pengembalian investasi yang lebih tinggi. Meskipun demikian, ROI tidak memperhitungkan nilai waktu uang, sehingga interpretasinya digunakan sebagai indikator pendukung dan tidak menggantikan NPV, IRR, dan PI dalam penentuan kelayakan finansial (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

LCOE digunakan untuk memperoleh biaya rata-rata energi yang dihasilkan selama periode proyek dan dihitung menggunakan Persamaan (9) (Paradongan et al., 2024; Ronyastra et al., 2024).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Dengan:

C_t = biaya proyek pada tahun ke- t

E_t = Produksi energi PLTS pada tahun ke- t

r = tingkat diskonto

n = periode analisis proyek

Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui pengaruh perubahan parameter utama terhadap hasil keekonomian proyek. Parameter yang dianalisis meliputi CAPEX, harga batubara, dan produksi energi PLTS (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

CAPEX dan harga batubara divariasikan pada perubahan -20%, -10%, 0%, +10%, +20% terhadap kondisi dasar. Sementara itu, sensitivitas produksi energi dianalisis menggunakan hasil probabilistik P50, P90, dan P99 dari simulasi PLTS (Ronyastra et al., 2024; Lindig et al., 2024).

Perubahan masing-masing parameter dilakukan secara terpisah dengan mempertahankan parameter lainnya pada kondisi dasar. Hasil sensitivitas dibandingkan berdasarkan perubahan NPV, IRR, dan PI untuk mengetahui parameter yang memberikan pengaruh paling besar terhadap kelayakan investasi (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Skenario Peningkatan Kelayakan dan Break-Even CAPEX

Selain analisis sensitivitas individual, dilakukan dua skenario tambahan untuk mengetahui kondisi yang dapat membawa proyek mendekati atau mencapai batas kelayakan finansial (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Skenario pertama merupakan kombinasi penurunan CAPEX sebesar 15% dan kenaikan harga batubara sebesar 10%, sedangkan produksi energi tetap menggunakan P90. Penurunan CAPEX sebesar 15% dipilih sebagai nilai antara dari rentang sensitivitas -10% dan -20%, sedangkan kenaikan harga batubara sebesar 10% merupakan salah satu kondisi yang telah digunakan dalam analisis sensitivitas. Skenario ini digunakan untuk melihat pengaruh perubahan dua parameter secara bersamaan terhadap kelayakan proyek (Ronyastra et al., 2024; Lindig et al., 2024).

Skenario kedua dilakukan untuk memperoleh CAPEX break-even dengan mempertahankan harga batubara sebesar USD70/ton dan produksi energi pada P90. Nilai

CAPEX dicari menggunakan fasilitas *Goal Seek* pada Microsoft Excel dengan menetapkan NPV sebagai nilai target sebesar nol (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Nilai CAPEX pada kondisi tersebut digunakan sebagai batas keekonomian proyek (*economic cost threshold*). Penurunan CAPEX dalam analisis ini tidak diasumsikan diperoleh melalui pengurangan kualitas atau spesifikasi teknis. Konfigurasi PLTS, persyaratan kinerja, fungsi *zero export*, serta spesifikasi teknis utama diasumsikan tetap sama dengan desain dasar. Dengan demikian, analisis *break-even* digunakan untuk mengetahui batas biaya investasi yang perlu dicapai melalui optimasi biaya, pengadaan, maupun perkembangan harga teknologi agar proyek dapat memenuhi kriteria kelayakan finansial (Renewable & Agency, 2024; Ronyastra et al., 2024).

HASIL DAN PEMBAHASAN

Konfigurasi dan Desain Sistem PLTS

PLTS dirancang sebagai sistem *ground-mounted* yang terhubung dengan sistem kelistrikan internal PLTU Paiton Unit 7 dan 8. Kapasitas sisi AC ditetapkan sebesar 4 MW, sedangkan kapasitas sisi DC sebesar 5.002,8 kWp. Kapasitas DC yang lebih besar dibandingkan kapasitas inverter menghasilkan rasio DC/AC sebesar 1,25, yang digunakan untuk meningkatkan pemanfaatan inverter selama periode dengan iradiasi rendah hingga menengah (Deschamps & Rüther, 2019).

Sistem menggunakan 9.096 modul fotovoltaik berkapasitas 550 Wp dan 16 unit inverter berkapasitas 250 kW. Konfigurasi utama sistem ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Konfigurasi dan Parameter Desain Sistem PLTS

Parameter	Nilai
Kapasitas DC	5.002,8 kWp
Kapasitas AC	4.000 kW
Kapasitas modul	550 Wp
Jumlah modul	9.096 unit
Kapasitas inverter	250 kW
Jumlah inverter	16 unit
Rasio DC/AC	1,25
Tipe instalasi	<i>Ground-mounted</i>
Konfigurasi operasi	<i>Zero export</i>

Kapasitas PLTS yang direncanakan masih berada di bawah kebutuhan daya internal pembangkit. Kondisi ini memungkinkan sebagian besar energi yang dihasilkan PLTS digunakan secara langsung untuk melayani *house load*. Dengan demikian, sistem tidak dirancang untuk menjual energi listrik ke jaringan, melainkan untuk mengurangi kebutuhan energi internal yang sebelumnya sepenuhnya dipasok oleh pembangkit utama (Zebua et al., 2024; Pelekas et al., 2026).

Pemilihan konfigurasi *ground-mounted* memberikan fleksibilitas yang lebih besar terhadap penataan modul, konfigurasi *string*, serta akses untuk kegiatan operasi dan pemeliharaan dibandingkan pemasangan pada atap. Pada skala megawatt, konfigurasi tersebut juga memudahkan pengaturan kapasitas DC dan AC sesuai dengan luas lahan dan karakteristik sistem kelistrikan yang tersedia (Ekacitta & Iyi, 2025; Ronyastra et al., 2024).

Hasil Simulasi PVsyst dan Kinerja Teknis

Simulasi menggunakan PVsyst menghasilkan produksi energi tahunan sebesar sekitar 8.281,1 MWh pada tahun pertama. Dengan kapasitas terpasang sebesar 5.002,8 kWp, diperoleh

specific yield sebesar sekitar 1.655 kWh/kWp/tahun dan *performance ratio* sebesar 82,62% (Boddapati et al., 2021; Lindig et al., 2024).

Hasil utama simulasi ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2. Hasil Simulasi PVsyst dan Kinerja Teknis

Parameter	Hasil
Kapasitas sistem DC	5.002,8 kWp
Produksi energi tahunan	8.281,1 MWh/tahun
<i>Specific yield</i>	1.655 kWh/kWp/tahun
<i>Performance ratio</i>	82,62%
Energy yield untuk analisis ekonomi	P90
Produksi P90	7.815 MWh/tahun

Nilai PR sebesar 82,62% menunjukkan bahwa sistem memiliki tingkat pemanfaatan energi yang relatif baik setelah mempertimbangkan berbagai rugi-rugi yang terjadi selama proses konversi energi. Rugi-rugi tersebut meliputi pengaruh temperatur modul, *soiling*, *mismatch*, rugi-rugi kabel, efisiensi inverter, dan rugi-rugi sistem lainnya (Boddapati et al., 2021; Lindig et al., 2024).

Untuk analisis keekonomian, produksi energi tidak langsung menggunakan nilai produksi rata-rata hasil simulasi, tetapi menggunakan P90 sebesar 7.815 MWh pada tahun pertama. Penggunaan P90 memberikan pendekatan yang lebih konservatif karena peluang produksi aktual melampaui nilai tersebut lebih tinggi dibandingkan penggunaan P50. Pendekatan ini digunakan untuk mengurangi risiko terlalu optimistis dalam memperkirakan arus kas selama periode operasi (Lindig et al., 2024).

Selain P90, nilai P50 dan P99 tetap digunakan pada analisis sensitivitas. P50 menggambarkan kondisi produksi yang lebih optimistis, sedangkan P99 merepresentasikan kondisi yang lebih konservatif. Penggunaan ketiga tingkat probabilitas tersebut memungkinkan pengaruh ketidakpastian produksi energi terhadap kelayakan investasi dievaluasi secara terpisah (Lindig et al., 2024).

Integrasi PLTS terhadap House Load PLTU

Energi yang dihasilkan PLTS diarahkan untuk memenuhi sebagian kebutuhan listrik internal PLTU melalui konfigurasi *zero export*. Pada sistem ini, aliran daya pada titik interkoneksi dipantau untuk mencegah energi PLTS mengalir keluar dari sistem internal pembangkit (Pelekas et al., 2026).

Ketika daya PLTS meningkat, keluaran inverter digunakan terlebih dahulu untuk memenuhi kebutuhan *house load*. Apabila produksi PLTS mendekati batas kebutuhan beban yang dilayani, sistem pengendali mengurangi *set point* inverter sehingga aliran daya menuju jaringan eksternal tetap dapat dicegah (Pelekas et al., 2026).

Konfigurasi ini menyebabkan manfaat ekonomi PLTS berbeda dengan sistem yang menggunakan mekanisme ekspor energi. Pada penelitian ini tidak terdapat pendapatan dari penjualan listrik PLTS. Nilai ekonominya diperoleh dari energi internal pembangkit yang dapat digantikan oleh PLTS, terutama dalam bentuk pengurangan konsumsi bahan bakar yang diperlukan untuk menghasilkan energi tersebut (Zebua et al., 2024; Galevien et al., 2025).

Karakteristik beban internal PLTU yang relatif besar dan berlangsung secara kontinu memberikan kondisi yang sesuai bagi skema *self-consumption*. Kapasitas PLTS yang lebih kecil dibandingkan beban internal juga mengurangi kemungkinan terjadinya kelebihan

produksi dalam kondisi operasi normal. Meskipun demikian, fungsi *zero export* tetap digunakan sebagai batas pengendalian untuk menjaga agar sistem beroperasi sesuai konfigurasi yang direncanakan (Zebua et al., 2024; Pelekas et al., 2026).

Analisis Keekonomian pada Kondisi Dasar

Analisis keekonomian dilakukan dengan investasi awal pada tahun 2026, sedangkan PLTS mulai beroperasi pada tahun 2027. Tahun 2026 ditetapkan sebagai $t=0$, sementara biaya operasi dan manfaat proyek mulai diperhitungkan pada tahun pertama operasi (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

CAPEX pada kondisi dasar sebesar Rp52.715.912.410,98, dengan biaya operasi dan pemeliharaan tahunan yang diasumsikan sebesar 1,5% dari CAPEX. Tingkat diskonto sebesar 9% ditetapkan berdasarkan pendekatan WACC, sedangkan produksi energi mengalami degradasi sebesar 0,6% per tahun. Penggantian inverter diperhitungkan pada tahun operasi ke-10 sebagai asumsi konservatif dalam model keekonomian (Iea-pvps, 2017; Pascual et al., 2021).

Tabel 3. Hasil analisis keekonomian ditunjukkan pada

Indikator	Hasil
CAPEX	Rp52.715.912.410,98
LCOE	Rp913,08/kWh
NPV	-Rp13.570.474.907,79
IRR	4,34%
PI	0,74
Payback Period	11,40 tahun
ROI	38,68%
Discount rate	9%

Nilai NPV sebesar -Rp13,57 miliar menunjukkan bahwa nilai sekarang dari arus kas yang dihasilkan proyek masih lebih rendah dibandingkan investasi awal. Nilai IRR sebesar 4,34% juga berada di bawah tingkat diskonto sebesar 9%, sedangkan PI sebesar 0,74 belum memenuhi batas kelayakan sebesar 1. Berdasarkan ketiga indikator tersebut, proyek belum memenuhi kriteria kelayakan finansial pada kondisi dasar (Ekacitta & Iyi, 2025; Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Nilai ROI yang positif dan periode pengembalian investasi yang masih berada dalam periode analisis tidak secara langsung menyebabkan proyek dapat dinyatakan layak. Hal ini disebabkan ROI dan *simple payback period* tidak sepenuhnya memperhitungkan nilai waktu uang. Oleh karena itu, penilaian kelayakan dalam penelitian ini lebih menekankan pada NPV, IRR, dan PI (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

LCOE sebesar Rp913,08/kWh menunjukkan biaya rata-rata energi PLTS selama periode analisis. Nilai tersebut menggambarkan biaya produksi energi dari sistem PLTS dan digunakan sebagai indikator tambahan dalam membandingkan biaya proyek dengan nilai energi yang dapat dihemat (Paradongan et al., 2024; Ronyastra et al., 2024).

Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan terhadap tiga parameter utama, yaitu CAPEX, harga batubara, dan produksi energi PLTS. Perubahan CAPEX dan harga batubara dianalisis pada rentang -20%, -10%, kondisi dasar, +10%, dan +20%. Sementara itu, sensitivitas produksi energi menggunakan P50, P90, dan P99 (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Sensitivitas terhadap CAPEX

Penurunan CAPEX memberikan pengaruh paling besar terhadap perbaikan NPV. Pada penurunan CAPEX sebesar 20%, NPV meningkat dari –Rp13,57 miliar menjadi sekitar –Rp1,50 miliar. IRR meningkat menjadi 8,39% dan PI menjadi 0,96 (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Tabel 4. Hasil Analisis Sensitivitas CAPEX terhadap NPV, IRR, dan PI

Perubahan CAPEX	NPV	IRR	PI
–20%	–Rp1,50 miliar	8,39%	0,96
–10%	–Rp7,54 miliar	6,20%	0,84
0%	–Rp13,57 miliar	4,34%	0,74
+10%	–Rp19,60 miliar	2,72%	0,66
+20%	–Rp25,64 miliar	1,28%	0,59

Hasil tersebut menunjukkan bahwa biaya investasi menjadi parameter yang sangat menentukan tingkat kelayakan proyek. Penurunan CAPEX sebesar 20% belum sepenuhnya menghasilkan NPV positif, tetapi nilai IRR dan PI telah mendekati batas kelayakan (Renewable & Agency, 2024; Ronyastra et al., 2024).

Sensitivitas terhadap Harga Batubara

Harga batubara memengaruhi nilai ekonomi energi yang dapat digantikan oleh PLTS. Semakin tinggi harga batubara, semakin besar nilai penghematan bahan bakar yang diperoleh dari setiap satuan energi PLTS (Liu et al., 2019; ESDM, 2022, 2023).

Tabel 5. Hasil Analisis Sensitivitas Harga Batubara terhadap Kelayakan Ekonomi PLTS

Perubahan Harga Batubara	NPV	IRR	PI
–20%	–Rp22,15 miliar	0,93%	0,58
–10%	–Rp17,86 miliar	2,69%	0,66
0%	–Rp13,57 miliar	4,34%	0,74
+10%	–Rp9,28 miliar	5,89%	0,82
+20%	–Rp4,99 miliar	7,36%	0,91

Kenaikan harga batubara sebesar 20% masih menghasilkan NPV negatif, tetapi selisih terhadap kondisi break-even berkurang cukup besar. Hasil ini menunjukkan bahwa harga energi fosil yang digantikan merupakan salah satu faktor penting dalam keekonomian sistem *zero export* karena tidak terdapat pendapatan dari ekspor energi listrik (Liu et al., 2019; Zebua et al., 2024).

Skenario kenaikan harga batubara di atas USD70/ton pada analisis ini digunakan untuk mengukur sensitivitas model dan tidak dimaksudkan sebagai proyeksi harga aktual pada sektor pembangkitan. Harga dasar USD70/ton tetap digunakan sebagai acuan utama sesuai asumsi DMO dalam penelitian (ESDM, 2022, 2023).

Sensitivitas terhadap Produksi Energi

Perubahan produksi energi juga memberikan pengaruh terhadap keekonomian karena jumlah energi yang dihasilkan menentukan besarnya penghematan selama periode operasi (Zebua et al., 2024; Ronyastra et al., 2024).

Tabel 6. Hasil Analisis Sensitivitas Produksi Energi terhadap Kelayakan Ekonomi PLTS

Skenario Produksi	NPV	IRR	PI
P50	–Rp10,70 miliar	5,38%	0,80
P90	–Rp13,57 miliar	4,34%	0,74
P99	–Rp15,90 miliar	3,45%	0,70

Penggunaan P50 memberikan hasil ekonomi yang lebih baik dibandingkan P90 dan P99 karena produksi energi yang lebih tinggi meningkatkan nilai penghematan. Meskipun demikian, P90 tetap digunakan sebagai kondisi dasar karena memberikan pendekatan yang lebih konservatif terhadap risiko produksi (Lindig et al., 2024).

Secara keseluruhan, hasil sensitivitas menunjukkan bahwa CAPEX memberikan pengaruh paling besar terhadap perubahan kelayakan, diikuti oleh harga batubara dan produksi energi. Temuan ini menunjukkan bahwa strategi peningkatan kelayakan proyek lebih efektif apabila diarahkan pada pengendalian biaya investasi tanpa mengurangi kinerja teknis sistem (Renewable & Agency, 2024; Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Skenario Peningkatan Kelayakan dan Break-Even CAPEX

Berdasarkan hasil sensitivitas, dilakukan analisis tambahan untuk mengetahui kondisi yang dapat membawa proyek mendekati atau mencapai batas kelayakan finansial. Dua skenario digunakan, yaitu skenario kombinasi perubahan CAPEX dan harga batubara serta skenario *break-even CAPEX* (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Skenario Peningkatan Kelayakan

Skenario pertama menggunakan penurunan CAPEX sebesar 15% dan kenaikan harga batubara sebesar 10%. Produksi energi tetap menggunakan P90 agar peningkatan kelayakan tidak diperoleh melalui perubahan estimasi energi menjadi kondisi yang lebih optimistis (Ronyastra et al., 2024; Lindig et al., 2024).

CAPEX pada skenario ini turun menjadi Rp44.808.525.549,33, sedangkan harga batubara meningkat dari USD70/ton menjadi USD77/ton.

Tabel 7. Perbandingan Kondisi Dasar dan Skenario Peningkatan Kelayakan Proyek PLTS

Parameter	Kondisi Dasar	Skenario Peningkatan
CAPEX	Rp52,72 miliar	Rp44,81 miliar
Perubahan CAPEX	0%	-15%
Harga batubara	USD70/ton	USD77/ton
Produksi energi	P90	P90
NPV	-Rp13,57 miliar	-Rp231,37 juta
IRR	4,34%	8,91%
PI	0,74	0,99

Kombinasi kedua parameter mampu membawa proyek sangat dekat dengan batas kelayakan. NPV meningkat menjadi -Rp231,37 juta, sedangkan IRR mencapai 8,91% dan PI sebesar 0,99. Secara finansial proyek masih belum sepenuhnya layak, tetapi selisihnya terhadap kondisi break-even menjadi relatif kecil (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Skenario kenaikan harga batubara pada kondisi ini tetap diperlakukan sebagai skenario analitis. Dalam kondisi kebijakan harga batubara DMO, nilai tersebut tidak dimaksudkan sebagai proyeksi harga yang pasti terjadi, melainkan sebagai gambaran respons keekonomian proyek ketika nilai energi fosil yang digantikan meningkat (ESDM, 2022, 2023).

Break-Even CAPEX

Skenario kedua mempertahankan harga batubara sebesar USD70/ton dan produksi energi pada P90. CAPEX kemudian dicari menggunakan *Goal Seek* hingga NPV mencapai nol (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Hasil perhitungan menunjukkan bahwa titik impas diperoleh pada CAPEX sebesar Rp40.858.627.120,83 atau turun sebesar 22,49% dibandingkan kondisi dasar.

Tabel 8. Perbandingan Kondisi Dasar dan Kondisi Break-Even CAPEX

Parameter	Kondisi Dasar	Break-Even
CAPEX	Rp52,72 miliar	Rp40,86 miliar
Perubahan CAPEX	0%	-22,49%
Harga batubara	USD70/ton	USD70/ton
Produksi energi	P90	P90
NPV	-Rp13,57 miliar	Rp0,00
IRR	4,34%	9,00%
PI	0,74	1,00
Payback Period	11,40 tahun	7,86 tahun
ROI	38,68%	67,71%

Pada kondisi tersebut, IRR sama dengan tingkat diskonto sebesar 9% dan PI sama dengan 1. Nilai tersebut menandai batas ketika nilai sekarang manfaat proyek sama dengan biaya investasi yang dikeluarkan (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

CAPEX sebesar Rp40,86 miliar tidak dimaksudkan sebagai rekomendasi untuk mengurangi kualitas atau spesifikasi teknis sistem. Nilai tersebut digunakan sebagai batas keekonomian investasi, dengan asumsi desain, kapasitas, fungsi *zero export*, kinerja energi, standar keselamatan, serta keandalan peralatan tetap sama dengan kondisi dasar (Renewable & Agency, 2024; Ronyastra et al., 2024).

Penurunan biaya investasi dapat berasal dari optimalisasi desain, *value engineering*, proses pengadaan yang lebih kompetitif, efisiensi biaya EPC dan *balance of system*, maupun perkembangan harga teknologi. Oleh karena itu, CAPEX yang lebih rendah tidak selalu identik dengan penurunan kualitas peralatan (Renewable & Agency, 2024).

Dalam konteks pengambilan keputusan, nilai Rp40,86 miliar dapat digunakan sebagai salah satu acuan biaya pada tahap perencanaan atau evaluasi penawaran. Apabila penawaran dapat mendekati nilai tersebut tanpa mengubah persyaratan teknis utama, proyek mempunyai peluang untuk memenuhi kriteria kelayakan finansial. Sebaliknya, apabila penurunan biaya hanya dapat diperoleh melalui pengurangan kualitas atau keandalan sistem, kondisi tersebut tidak dapat dianggap setara dengan desain yang dianalisis dalam penelitian (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Analisis ini menunjukkan bahwa proyek yang belum layak pada kondisi dasar masih memiliki ruang untuk mencapai kelayakan melalui optimasi biaya investasi. Dengan demikian, hasil penelitian tidak hanya memberikan penilaian layak atau tidak layaknya proyek, tetapi juga menghasilkan batas biaya investasi yang dapat digunakan sebagai salah satu masukan dalam proses evaluasi pengembangan PLTS pada lingkungan PLTU (Ronyastra et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

KESIMPULAN

Hasil penelitian menunjukkan bahwa PLTS *ground-mounted* dengan kapasitas 5.002,8 kWp DC dan 4 MWac dapat diterapkan untuk memasok sebagian kebutuhan *house load* PLTU Paiton Unit 7 dan 8 melalui konfigurasi *zero export*. Hasil simulasi PVsyst menghasilkan produksi energi sebesar 8.281,1 MWh/tahun, *specific yield* sebesar 1.655 kWh/kWp/tahun, dan *performance ratio* sebesar 82,62%. Untuk analisis keekonomian digunakan produksi energi P90 sebesar 7.815 MWh/tahun sebagai pendekatan yang lebih konservatif terhadap ketidakpastian produksi energi.

Pada kondisi dasar, proyek belum memenuhi kriteria kelayakan finansial. Dengan CAPEX sebesar Rp52.715.912.410,98 dan tingkat diskonto 9%, diperoleh LCOE sebesar Rp913,08/kWh, NPV sebesar -Rp13.570.474.907,79, IRR sebesar 4,34%, dan PI sebesar 0,74. Hasil tersebut menunjukkan bahwa nilai sekarang dari manfaat proyek selama periode analisis masih belum mampu menutup biaya investasi yang dikeluarkan.

Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa CAPEX merupakan parameter yang memberikan pengaruh paling besar terhadap perubahan kelayakan investasi, diikuti oleh harga batubara dan produksi energi PLTS. Pada penurunan CAPEX sebesar 20%, NPV meningkat menjadi sekitar -Rp1,50 miliar, IRR menjadi 8,39%, dan PI menjadi 0,96. Sementara itu, kombinasi penurunan CAPEX sebesar 15% dan kenaikan harga batubara sebesar 10% menghasilkan NPV sebesar -Rp231,37 juta, IRR sebesar 8,91%, dan PI sebesar 0,99, sehingga proyek berada sangat dekat dengan batas kelayakan finansial.

Analisis *break-even* dengan mempertahankan harga batubara sebesar USD70/ton dan produksi energi pada P90 menunjukkan bahwa proyek mencapai titik impas pada CAPEX sebesar Rp40.858.627.120,83, atau sekitar 22,49% lebih rendah dibandingkan CAPEX kondisi dasar. Pada kondisi tersebut diperoleh NPV sebesar Rp0, IRR sebesar 9%, dan PI sebesar 1. Nilai CAPEX tersebut tidak dimaksudkan sebagai rekomendasi untuk menurunkan spesifikasi teknis, tetapi sebagai batas keekonomian investasi yang dapat digunakan sebagai acuan dalam proses perencanaan dan evaluasi biaya proyek. Penurunan biaya tetap harus dilakukan dengan mempertahankan kapasitas, kinerja, keandalan, standar keselamatan, dan fungsi *zero export* sebagaimana desain yang dianalisis.

Secara keseluruhan, pengembangan PLTS untuk *house load* PLTU layak secara teknis, tetapi belum layak secara finansial pada kondisi dasar. Peluang peningkatan kelayakan terutama bergantung pada kemampuan menekan biaya investasi tanpa menurunkan kualitas sistem. Hasil penelitian ini dapat digunakan sebagai masukan dalam proses pengambilan keputusan, terutama untuk menentukan batas CAPEX yang masih dapat diterima agar pengembangan PLTS pada lingkungan pembangkit eksisting dapat mencapai kelayakan finansial.

REFERENSI

- Boddapati, V., Sree, A., Nandikatti, R., & Daniel, S. A. (2021). Energy for Sustainable Development Techno-economic performance assessment and the effect of power evacuation curtailment of a 50 MWp grid-interactive solar power park. *Energy for Sustainable Development*, 62, 16–28. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.03.005>
- Deschamps, E. M., & Rüther, R. (2019). Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. *Solar Energy*, 179(September 2018), 106–118. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.051>
- Ekacitta, P. C., & Iyi, D. (2025). Feasibility Study of the Development of Ground-Mounted Solar Plants. *Indonesian Journal of Energy*, 8(1), 87–102. <https://doi.org/10.33116/ije.v8i1.269>
- ESDM, K. (2022). *Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 267.K/MB.01/MEM.B/2022 tentang Pemenuhan Kebutuhan Batubara Dalam Negeri*.
- ESDM, K. (2023). *Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 399.K/MB.01/MEM.B/2023 tentang Perubahan atas Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 267.K/MB.01/MEM.B/2022 tentang Pemenuhan Kebutuhan Batubara Dalam Negeri*.

- Galevien, A. P., Ridwan, M. K., Noor, A., & Wardana, I. (2025). *Assessing the Viability of Rooftop Solar PV in Energy-Intensive Industries: A Techno-Economic and Safety Framework for the Indonesian FMCG Sector*. 79, 1–20.
- Iea-pvps, R. (2017). *Technical Assumptions Used in PV Financial Models Review of Current Practices and Recommendations*.
- Lindig, S., Deckx, J., Herz, M., Theristis, M., Laboratories, S. N., Herteleer, B., Anderson, K., & Laboratories, S. N. (2024). *Best Practice Guidelines for the Use of Economic and Technical KPIs*. December.
- Liu, J., Lv, Y., Yan, J., & Yan, J. (2019). ScienceDirect ScienceDirect ScienceDirect Performance analysis of a photovoltaics aided coal-fired power and Cooling power Performance analysis of a photovoltaics aided plant plant Assessing of using , the a , b , c the feasibility Jiang function district heat demand forecast. *Energy Procedia*, 158, 1348–1353. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.330>
- Nainggolan, I. F., Windarta, J., & Sinaga, N. (2022). Perancangan PLTS Rooftop untuk Pemakaian Sendiri (PS) di PLTU Berau 2 × 7 MW. *Jurnal Energi Baru Dan Terbarukan*, 3(3), 187–200. <https://doi.org/10.14710/jebt.2022.13442>
- Paradongan, H. T., Hakam, D. F., Wiryono, S. K., Prahastono, I., Aditya, I. A., Banjarnahor, K. M., Sinisuka, N. I., & Asekomeh, A. (2024). Techno-economic feasibility study of solar photovoltaic power plant using RETScreen to achieve Indonesia energy transition. *Heliyon*, 10(7), e27680. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e27680>
- Pascual, J., Marroyo, L., Martinez-moreno, F., García, M., Marcos, J., & Lorenzo, E. (2021). *Long-term degradation rate of crystalline silicon PV modules at commercial PV plants : An 82-MWp assessment over 10 years*. March, 1294–1302. <https://doi.org/10.1002/pip.3456>
- Pelekas, N., Keskinis, S., & Kosmadakis, I. E. (2026). *Optimizing Industrial Energy Saving with On-Site Photovoltaics : A Zero Feed-In Case Study in Greece*. 1–32.
- PT. Perusahaan Listrik Negara. (2025). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik RUPTL) 2025-2034. *PT. Perusahaan Listrik Negara*, 1–1253.
- Renewable, I., & Agency, E. (2024). *RENEWABLE GENERATION COSTS IN 2024*.
- Ronyastra, I. M., Huat, L., & Siang, F. (2024). Energy for Sustainable Development Techno-economic analysis with financial risk identification for solar power plant as post-mining land use in Indonesia. *Energy for Sustainable Development*, 80(May), 101462. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2024.101462>
- Santoso, S. A., Prasetya, S., & ... (2024). PEMASANGAN PLTS ATAP ON-GRID KAPASITAS 18 kWp UNTUK COST REDUCTION & PENGURANGAN EMISI CO2 DI PT CIREBON POWER SERVICES. ... *Seminar Nasional Teknik ...*, 51–58. <https://prosiding.pnj.ac.id/sntm/article/view/3395%0Ahttps://prosiding.pnj.ac.id/sntm/article/download/3395/1686>
- Zebua, O., Wijayawardhana, N., & Huda, Z. (2024). *Analisis Kelayakan Ekonomi dan Self-Consumption dari PLTS On-Grid*.