TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

Optimasi Berbasis HOMER Perencanaan Stasiun Pengisian Hidrogen Bertenaga Diesel-Surya

Dwija Ardya Pradipta*, Farid Wijaya, Widya Nita Suliyanti

Program Studi S2 Teknik Elektro, Sekolah Pascasarjana, Institut Teknologi PLN, Jakarta Selatan, Indonesia
Email: [1,*]dwija2410011@itpln.ac.id, [2]farid.wijaya@itpln.ac.id, [3]widya@itpln.ac.id
Email Penulis Korespondensi: dwija2410011@itpln.ac.id

Abstrak–Transisi menuju sistem energi rendah karbon mendorong pengembangan stasiun pengisian hidrogen berbasis energi terbarukan, terutama pada wilayah yang masih bergantung pada pembangkit listrik tenaga diesel. Penelitian ini bertujuan mengoptimasi konfigurasi stasiun pengisian hidrogen berbasis sistem *hybrid* diesel–surya pada tiga lokasi di Kalimantan Barat menggunakan HOMER Pro serta mengevaluasi kinerja teknis, ekonomi, dan lingkungan. Penelitian menggunakan pendekatan kuantitatif melalui simulasi dan optimasi berdasarkan profil beban, potensi energi surya, karakteristik PLTD eksisting, serta parameter teknis dan ekonomi komponen sistem. Hasil optimasi menunjukkan bahwa integrasi PLTS menurunkan LCOE dari US$0,41 menjadi US$0,23/kWh di Sei Raya, dari US$0,40 menjadi US$0,24/kWh di Sei Wie, dan dari US$0,41 menjadi US$0,31/kWh di Teluk Melano. Penurunan tersebut terutama terjadi karena produksi energi surya menggantikan sebagian pembangkitan diesel sehingga konsumsi bahan bakar dan biaya operasi tahunan berkurang lebih dari 74%. Mekanisme yang sama menghasilkan penurunan emisi CO_2 hingga lebih dari 84% pada skenario *hybrid*. Dari sisi hidrogen, konfigurasi optimal menghasilkan LCOH sebesar US$12,6/kg di Sei Raya, US$7,1/kg di Sei Wie, dan US$5,7/kg di Teluk Melano. Nilai LCOH tersebut merupakan hasil perhitungan *techno-economic* HOMER yang mempertimbangkan struktur biaya sistem selama umur proyek, termasuk investasi, biaya operasi dan pemeliharaan, penggantian komponen, serta faktor *discount rate*, sehingga tidak merepresentasikan biaya operasi marginal semata. Teluk Melano menjadi lokasi dengan kinerja ekonomi terbaik karena kombinasi kebutuhan beban, kapasitas sistem, pemanfaatan energi surya, dan kebutuhan investasi menghasilkan NPC sebesar sekitar US$24,1 juta. Temuan menunjukkan bahwa sistem *hybrid* diesel–surya–hidrogen berpotensi menjadi solusi transisi energi pada sistem kelistrikan terisolasi, meskipun kelayakan ekonominya tetap sensitif terhadap biaya investasi, utilisasi *electrolyzer*, potensi energi surya, dan volume produksi hidrogen.

Kata Kunci: Hidrogen Hijau; Stasiun Pengisian Hidrogen; HOMER; LCOE; LCOH

Abstract–The transition toward low-carbon energy systems has encouraged the development of renewable energy-based hydrogen refueling stations, particularly in regions that remain dependent on diesel power generation. This study aims to optimize the configuration of a hybrid diesel–solar hydrogen refueling station at three locations in West Kalimantan using HOMER Pro and to evaluate its technical, economic, and environmental performance. A quantitative approach was employed through simulation and optimization using load profiles, solar energy potential, existing diesel power plant characteristics, and the technical and economic parameters of system components. The optimization results show that PV integration reduced the LCOE from US$0.41 to US$0.23/kWh in Sei Raya, from US$0.40 to US$0.24/kWh in Sei Wie, and from US$0.41 to US$0.31/kWh in Teluk Melano. These reductions were primarily achieved because solar generation displaced part of the diesel-based electricity supply, thereby reducing fuel consumption and annual operating costs by more than 74%. The same mechanism contributed to a reduction in CO_2 emissions of more than 84% under the hybrid scenarios. In terms of hydrogen production, the optimal configurations resulted in LCOH values of US$12.6/kg in Sei Raya, US$7.1/kg in Sei Wie, and US$5.7/kg in Teluk Melano. The reported LCOH represents the techno-economic cost calculated by HOMER based on the system cost structure over the project lifetime, including initial investment, operation and maintenance costs, component replacement costs, and the discount rate; therefore, it does not represent marginal operating costs alone. Teluk Melano demonstrated the best economic performance because the combination of load demand, system capacity, solar energy utilization, and investment requirements resulted in an NPC of approximately US$24.1 million. These findings indicate that a hybrid diesel–solar–hydrogen system has potential as an energy-transition solution for isolated power systems, although its economic feasibility remains sensitive to capital costs, electrolyzer utilization, solar resource availability, and hydrogen production volume.

Keywords: Green Hydrogen; Hydrogen Refueling Station; HOMER; LCOE; LCOH

1. PENDAHULUAN

Transisi energi global menuju sistem energi rendah karbon menjadi salah satu strategi penting untuk mengurangi emisi gas rumah kaca dan mencapai target *Net Zero Emission* (NZE). Sektor energi masih menjadi salah satu penyumbang utama emisi global sehingga peningkatan pemanfaatan energi terbarukan perlu diikuti dengan pengembangan sistem energi yang andal dan fleksibel (Manab Idris et al., 2022). Tantangan tersebut menjadi semakin kompleks pada sistem kelistrikan terisolasi yang masih bergantung pada pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD). Ketergantungan terhadap pembangkit diesel tidak hanya meningkatkan konsumsi bahan bakar dan biaya operasi, tetapi juga menghasilkan emisi karbon yang relatif tinggi (Brandão et al., 2024). Pada saat yang sama, integrasi energi surya menghadapi permasalahan intermitensi karena produksi listrik bergantung pada ketersediaan radiasi matahari (Ferdyson & Windarta, 2023). Kondisi tersebut menimbulkan kebutuhan terhadap teknologi penyimpanan atau pemanfaatan energi yang mampu menjaga keseimbangan antara produksi dan kebutuhan energi (Nurjaman & Purnama, 2022). Sektor energi masih menjadi penyumbang terbesar emisi gas rumah kaca global dengan kontribusi sekitar 69% dari total emisi dunia yang berasal dari penggunaan energi pada sektor pembangkitan listrik dan panas, transportasi, industri, bangunan serta aktivitas terkait energi lainnya (Dhakal et al., 2023) sehingga diperlukan peningkatan pemanfaatan energi terbarukan yang didukung oleh teknologi penyimpanan energi yang andal (Al-Sharafi et al., 2024). Di Indonesia, tantangan transisi energi semakin kompleks karena sistem kelistrikan masih didominasi oleh pembangkit berbasis bahan bakar fosil, khususnya di wilayah

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

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

luar Jawa yang memiliki keterbatasan infrastruktur energi. Kondisi tersebut mendorong perlunya pengembangan sistem energi yang lebih berkelanjutan, fleksibel, dan sesuai dengan karakteristik sumber daya lokal (Nainggolan et al., 2025).

Kalimantan Barat merupakan salah satu wilayah yang masih bergantung pada pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) untuk memenuhi kebutuhan energi, terutama di daerah terpencil. Untuk sistem besar seperti Sistem Khatulistiwa, pembangkit diesel berkontribusi sebesar 44% disusul pembangkit batubara sebesar 35%. Untuk sistem kecil sebanyak 31 sistem *isolated* di Kalimantan Barat di suplai 100% dari pembangkit diesel (PT PLN (Persero), 2025). Ketergantungan tersebut menyebabkan tingginya biaya operasional, konsumsi bahan bakar, serta emisi karbon yang dihasilkan. Di sisi lain, wilayah ini memiliki potensi energi surya yang cukup besar dan relatif stabil sepanjang tahun sehingga berpotensi menjadi sumber energi alternatif yang lebih berkelanjutan melalui pengoperasian pembangkit listrik tenaga surya (PLTS). Kalimantan Barat memiliki potensi pembangkit surya sebesar 998 GWp (Puspitarini et al., 2021) dengan *direct normal irradiance* sebesar 1.074 kWh/m^2 (Global Solar Atlas, 2026). Namun, karakteristik energi surya yang bersifat intermiten menuntut adanya teknologi penyimpanan energi yang mampu menjaga kontinuitas pasokan listrik. Dalam konteks ini, hidrogen dipandang sebagai media penyimpanan energi jangka panjang yang mampu menghubungkan pemanfaatan energi terbarukan dengan kebutuhan energi yang berkelanjutan (Zhou et al., 2024).

Peningkatan pemanfaatan PLTS pada sistem kelistrikan membawa tantangan baru berupa munculnya *excess electricity* pada periode ketika produksi energi melebihi kebutuhan beban. Kondisi ini menyebabkan sebagian energi terbarukan tidak dapat dimanfaatkan secara optimal apabila tidak tersedia sistem penyimpanan energi atau mekanisme pemanfaatan energi surplus. Salah satu alternatif pemanfaatan energi surplus adalah pengisian kendaraan listrik berbasis baterai (*Battery Electric Vehicle*). Namun, pendekatan tersebut masih bergantung pada tingkat penggunaan kendaraan listrik dan hanya memberikan manfaat pada sektor transportasi. Sebaliknya, konversi *excess electricity* menjadi hidrogen hijau melalui proses elektrolisis memungkinkan energi terbarukan dimanfaatkan secara lebih fleksibel karena hidrogen dapat disimpan dalam jangka panjang dan dimanfaatkan pada berbagai sektor energi. Berbeda dengan energi listrik yang harus digunakan pada saat yang sama ketika diproduksi, hidrogen memungkinkan energi terbarukan disimpan, didistribusikan, dan dimanfaatkan kembali pada waktu maupun sektor yang berbeda.

Sejalan dengan kondisi tersebut, Peta Jalan Hidrogen Nasional Indonesia menempatkan produksi hidrogen hijau dari energi terbarukan sebagai salah satu fondasi pembangunan ekonomi hidrogen nasional. Berbeda dengan pemanfaatan energi listrik secara langsung yang umumnya terbatas pada sektor tertentu, hidrogen memiliki potensi membentuk ekosistem energi lintas sektor (*sector coupling*) melalui pemanfaatannya pada industri, transportasi berat, pembangkitan listrik, dan penyimpanan energi jangka panjang. Oleh karena itu, pengembangan teknologi produksi hidrogen dari energi surplus dipandang sebagai salah satu strategi untuk meningkatkan nilai tambah energi terbarukan sekaligus mempercepat transisi menuju sistem energi rendah karbon. Dengan demikian, produksi hidrogen dari *excess electricity* bukan semata-mata ditujukan untuk memenuhi kebutuhan kendaraan *fuel cell*, melainkan sebagai upaya meningkatkan fleksibilitas sistem energi (*energy system flexibility*) melalui konversi energi listrik menjadi media penyimpanan energi yang memiliki nilai tambah lebih tinggi.

Pemanfaatan hidrogen menjadi relevan ketika tujuan sistem tidak hanya terbatas pada penyimpanan energi listrik, tetapi juga mencakup pemanfaatan energi terbarukan untuk sektor transportasi (Bachtiar & Rusirawan, 2025). Listrik yang berlebih dapat digunakan oleh *electrolyzer* untuk menghasilkan hidrogen sehingga sebagian energi yang tidak dapat dimanfaatkan secara langsung dapat dikonversi menjadi bentuk energi yang dapat disimpan. Meskipun demikian, proses tersebut memiliki konsekuensi berupa tambahan investasi dan kehilangan energi selama proses konversi. Oleh sebab itu, penggunaan hidrogen tidak dapat diasumsikan selalu lebih ekonomis dibandingkan baterai. Kelayakan hidrogen sangat bergantung pada kapasitas dan utilisasi *electrolyzer*, volume produksi hidrogen, kebutuhan penyimpanan, efisiensi konversi, serta biaya investasi sistem.

Berbagai penelitian sebelumnya telah mempelajari optimasi stasiun pengisian hidrogen berbasis energi terbarukan menggunakan perangkat lunak *Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources* (HOMER) maupun metode optimasi lainnya (Gökçek et al., 2024) (Cacereño et al., 2024) (Kalyoncu et al., 2025). Akan tetapi, sebagian besar studi berfokus pada kombinasi energi surya dan angin di negara maju dengan infrastruktur energi yang telah berkembang. Selain itu, banyak penelitian lebih menitikberatkan pada analisis *Levelized Cost of* Electricity (LCOE) dan belum mengintegrasikan evaluasi *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH) secara komprehensif. Kajian berbasis lokasi yang mempertimbangkan karakteristik wilayah berkembang yang masih bergantung pada PLTD juga masih terbatas, sehingga diperlukan penelitian yang lebih komprehensif untuk mendukung pengembangan ekosistem hidrogen di Indonesia. Kalimantan Barat merupakan salah satu wilayah prioritas yang masih memiliki banyak sistem kelistrikan berbasis diesel dan potensi energi surya yang melimpah, sehingga berpeluang menjadi lokasi awal implementasi sistem transisi diesel–surya–hidrogen guna mempercepat kesiapan infrastruktur dan rantai pasok hidrogen nasional

Pengembangan stasiun pengisian hidrogen berbasis sistem *hybrid* diesel–surya menjadi penting karena dapat mendukung dekarbonisasi sektor energi sekaligus meningkatkan keandalan pasokan listrik pada wilayah yang masih memiliki keterbatasan infrastruktur kelistrikan. Integrasi PLTS, PLTD, dan sistem produksi hidrogen memungkinkan pemanfaatan energi terbarukan secara lebih optimal melalui konversi dan penyimpanan energi dalam bentuk hidrogen, sehingga dapat menjadi solusi transisi menuju sistem energi rendah karbon. Pendekatan ini relevan untuk diterapkan di Kalimantan Barat yang masih memiliki sejumlah sistem kelistrikan berbasis diesel, namun didukung oleh potensi energi surya yang cukup tinggi sepanjang tahun.

Kabupaten Kubu Raya, Kota Singkawang, dan Kabupaten Sukadana dipilih sebagai lokasi penelitian karena mewakili karakteristik sistem kelistrikan dan kondisi geografis yang berbeda di Kalimantan Barat. Kubu Raya merupakan

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

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

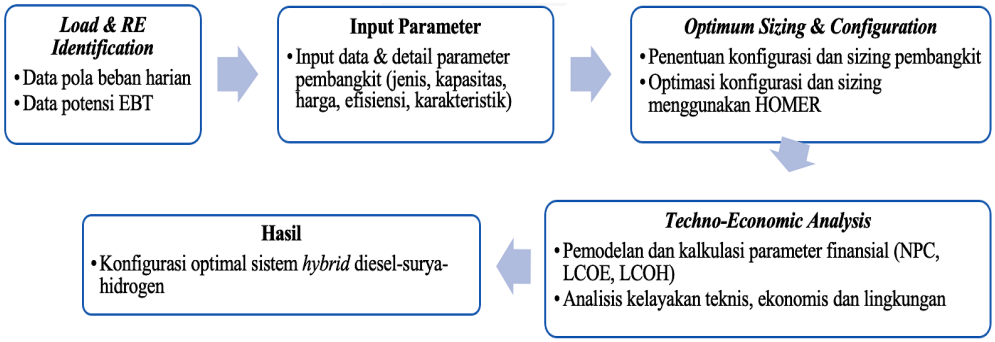
pusat pertumbuhan ekonomi dan wilayah penyangga Kota Pontianak dengan kebutuhan energi yang terus meningkat, Singkawang mewakili kawasan perkotaan dan pusat aktivitas perdagangan di wilayah utara Kalimantan Barat, sedangkan Sukadana merepresentasikan wilayah pesisir yang masih menghadapi keterbatasan infrastruktur energi. Perbedaan karakteristik ketiga lokasi tersebut memberikan peluang untuk mengevaluasi kelayakan teknis dan ekonomi pengembangan stasiun pengisian hidrogen pada berbagai kondisi sistem kelistrikan. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan mengoptimasi konfigurasi sistem *hybrid* diesel–surya untuk stasiun pengisian hidrogen di Kabupaten Kubu Raya, Kota Singkawang, dan Kabupaten Sukadana menggunakan perangkat lunak HOMER dengan mengevaluasi kinerja teknis dan ekonomi berdasarkan indikator LCOE dan LCOH.

Kontribusi utama penelitian ini terletak pada integrasi analisis teknis sistem kelistrikan dan produksi hidrogen dalam satu kerangka optimasi yang mempertimbangkan kondisi spesifik Kalimantan Barat. Berbeda dengan penelitian terdahulu, studi ini tidak hanya mengevaluasi biaya produksi listrik, tetapi juga menganalisis biaya produksi hidrogen secara simultan melalui pendekatan *techno-economic analysis*. Hasil penelitian diharapkan dapat memperkaya literatur mengenai perencanaan sistem energi *hybrid* berbasis hidrogen pada wilayah berkembang serta menyediakan dasar kuantitatif bagi pengembangan infrastruktur hidrogen dan kebijakan transisi energi di Indonesia (Gökçek et al., 2024) (Lu et al., 2023).

2. METODOLOGI PENELITIAN

2.1 Pendekatan Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif dengan metode simulasi dan optimasi menggunakan perangkat lunak HOMER Pro 3.18. Pemodelan dilakukan untuk mengevaluasi konfigurasi sistem *hybrid* diesel–surya–hidrogen berdasarkan kondisi teknis dan ekonomi pada tiga lokasi penelitian, yaitu PLTD Sei Raya, PLTD Sei Wie, dan PLTD Teluk Melano. HOMER Pro digunakan untuk mensimulasikan interaksi antara pembangkit diesel, PLTS, *battery energy storage system* (BESS), *converter*, *electrolyzer*, penyimpanan hidrogen, dan beban sistem serta menentukan konfigurasi yang memberikan kinerja teknis dan ekonomi terbaik. Evaluasi dilakukan menggunakan indikator *Net Present Cost* (NPC), *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH), biaya operasi, produksi energi listrik, konsumsi bahan bakar, dan produksi hydrogen (Lambert et al., 2005) (Bahramara et al., 2016).



Gambar 1. Tahapan Penelitian Perencanaan Stasiun Pengisian Hidrogen

2.2 Penentuan Kapasitas Produksi Hidrogen

Penentuan kapasitas produksi hidrogen merupakan salah satu parameter penting dalam simulasi HOMER karena memengaruhi ukuran komponen sistem, kebutuhan energi listrik untuk proses elektrolisis serta hasil evaluasi teknis dan ekonomi. Dalam penelitian ini, kapasitas produksi hidrogen tidak ditetapkan untuk merepresentasikan permintaan hidrogen aktual di Kalimantan Barat, melainkan sebagai kapasitas desain (*design capacity*) yang digunakan untuk mengevaluasi kelayakan teknis dan ekonomi sistem pada skenario pengembangan hidrogen di masa depan. Pendekatan ini dipilih agar desain mampu menggambarkan performa sistem pada kondisi implementasi yang lebih berkembang, dengan mempertimbangkan referensi penelitian terdahulu serta arah kebijakan pengembangan hidrogen di Indonesia

Penentuan kapasitas desain mengacu pada penelitian Gökçek et al. (2024) yang menggunakan kapasitas produksi hidrogen sebesar 120 kg/hari untuk melayani sekitar 24 *Fuel Cell Electric Vehicle* (FCEV) Toyota Mirai dengan kapasitas tangki hidrogen 5 kg per kendaraan. Pertimbangan tersebut didasarkan pada tujuan penelitian yang berfokus pada evaluasi potensi pemanfaatan *excess electricity* untuk produksi hidrogen dalam mendukung transisi energi, sehingga diperlukan kapasitas produksi yang cukup untuk menguji kinerja sistem *hybrid* secara komprehensif

Selain mengacu pada penelitian terdahulu, penentuan kapasitas produksi juga mempertimbangkan arah kebijakan dalam Peta Jalan Hidrogen Nasional Indonesia yang menargetkan pemanfaatan sekitar 3.000 FCEV dengan kebutuhan hidrogen sekitar 438 ton pada tahun 2030 (Prakoso et al., 2025). Apabila target tersebut diproyeksikan secara proporsional ke wilayah Kalimantan Barat, kebutuhan hidrogen yang diperoleh masih relatif kecil sehingga kurang mampu menggambarkan kondisi pengembangan sistem pada tahap implementasi yang lebih matang.

Oleh karena itu, penelitian ini menggunakan design scenario sebagai skenario desain untuk memberikan ruang analisis yang lebih luas terhadap performa sistem *hybrid* diesel-surya dalam menghasilkan hidrogen hijau. Dengan asumsi

Copyright © 2026 the author, Page 1717
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

kapasitas tangki hidrogen kendaraan sebesar 5 kg, kapasitas tersebut secara teoritis setara dengan kemampuan melayani sekitar 240 kendaraan FCEV per hari. Dengan demikian, kapasitas produksi yang digunakan dalam penelitian ini diposisikan sebagai parameter simulasi untuk mengevaluasi kesiapan teknis dan ekonomi sistem pada skenario pengembangan hidrogen di masa depan, bukan sebagai prediksi terhadap permintaan hidrogen aktual.

2.2.1 LCOE

HOMER Pro mendefinisikan LCOE sebagai biaya rata-rata per kilowatt-jam (kWh) energi listrik bersih yang dihasilkan dan dimanfaatkan oleh sistem selama umur proyek. LCOE dihitung oleh HOMER Pro dengan membagi biaya tahunan yang telah dianualisasikan (*annualized cost*) untuk produksi energi listrik—yaitu total biaya tahunan setelah dikurangi biaya penyediaan beban termal, dengan total energi listrik yang disuplai kepada beban, sebagaimana ditunjukkan pada persamaan berikut:

$$LCOE = \frac{C_{ann.tot} - C_{boiler}\, H_{served}}{E_{served}} \quad (1)$$

Dalam model perhitungan ini, *Cann.tot* merupakan total biaya yang dikeluarkan dalam satu tahun dengan satuan dolar per tahun ($/year). Selanjutnya, *Cboiler* menunjukkan biaya operasi pembangkit dengan satuan dolar per kilowatt-jam ($/kWh). *Hserved* merupakan total beban termal yang terlayani selama satu tahun dengan satuan kilowatt-jam per tahun (kWh/year), sedangkan *Eserved* menunjukkan total energi listrik yang tersalurkan selama satu tahun dengan satuan kilowatt-jam per tahun (kWh/year).

2.2.2 LCOH

HOMER Pro menghitung LCOH menggunakan persamaan berikut:

$$LCOH = \frac{C_{ann.tot} - V_{elec}(E_{prim.AC} + E_{prim.DC} + E_{def} + E_{grid.sales}}{M_{hydrogen}} \quad (2)$$

Dalam model perhitungan ini, *Cann.tot* merupakan total biaya operasi sistem selama satu tahun dengan satuan $/year. *Velec* menunjukkan nilai ekonomi energi listrik dalam satuan $/kWh, sedangkan *Eprim* merupakan jumlah energi listrik yang disuplai untuk memenuhi beban utama selama satu tahun (kWh/year). Selanjutnya, *Edef* menunjukkan energi listrik yang digunakan untuk memenuhi beban yang dapat ditunda, *Egrid.sales* merupakan total energi listrik yang dijual ke jaringan listrik, sedangkan *Mhydrogen* menunjukkan total produksi hidrogen yang dihasilkan selama satu tahun.

2.2.3 NPC

NPC merupakan total biaya proyek selama umur sistem yang meliputi investasi awal, biaya operasi dan pemeliharaan, biaya penggantian komponen serta biaya bahan bakar dengan mempertimbangkan nilai waktu uang. NPC dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$NPC = \sum_{t=0}^{n} \frac{Ct}{(1+r)^t} \quad (3)$$

Dalam perhitungan tersebut, Ct merupakan total biaya yang dikeluarkan pada tahun ke-t dalam satuan dolar ($), sedangkan r menunjukkan tingkat diskonto (*discount rate*) yang berlaku setiap tahun dalam satuan persen (%). Selanjutnya, t menunjukkan tahun ke-t dalam periode analisis, sementara n merupakan umur proyek yang dinyatakan dalam satuan tahun (*year*).

2.2.4 *Unmet Electric Load*

Unmet electric load (beban listrik yang tidak terpenuhi) adalah total kebutuhan energi listrik tahunan (kWh) yang tidak dapat dipenuhi oleh sistem kelistrikan. Parameter ini menunjukkan tingkat ketidakmampuan sistem dalam memasok energi sesuai dengan kebutuhan beban selama periode tertentu. *Unmet electric load* dirumuskan sebagai berikut:

$$UEL\left(\frac{kWh}{year}\right) = Total\ Energy\ Demand - Total\ Generation \quad (4)$$

2.2.5 *Unmet Fraction*

Unmet fraction (fraksi beban yang tidak terpenuhi) merupakan perbandingan antara beban listrik yang tidak terpenuhi dan total kebutuhan beban listrik. *Unmet fraction* dirumuskan sebagai berikut:

$$UF = \frac{Unmet\ Electric\ Load}{Total\ Electric\ Load} \times 100\% \quad (5)$$

2.2.6 *Capacity Shortage*

Capacity shortage merupakan besarnya kapasitas beban yang tidak dapat dipenuhi oleh sistem pembangkit akibat keterbatasan kapasitas yang tersedia. *Capacity shortage* dirumuskan sebagai berikut:

$$CS\ (kW) = Total\ Gen - (Total\ Load + Req\ Operating\ Reserved) \quad (6)$$

2.2.7 *Maximum Annual Capacity Shortage*

Copyright © 2026 the author, Page 1718
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

Maximum annual capacity shortage (kekurangan kapasitas tahunan maksimum) merupakan batas maksimum kekurangan kapasitas pembangkit yang diizinkan selama satu tahun, yang dinyatakan sebagai persentase terhadap total kebutuhan beban listrik tahunan**.** *Maximum annual capacity shortage* dirumuskan sebagai berikut:

$$MACS = \frac{Total\ Capacity\ Shortage}{Total\ Electric\ Load} \times 100\% \quad (7)$$

2.3 Pemilihan Lokasi dan Input Parameter

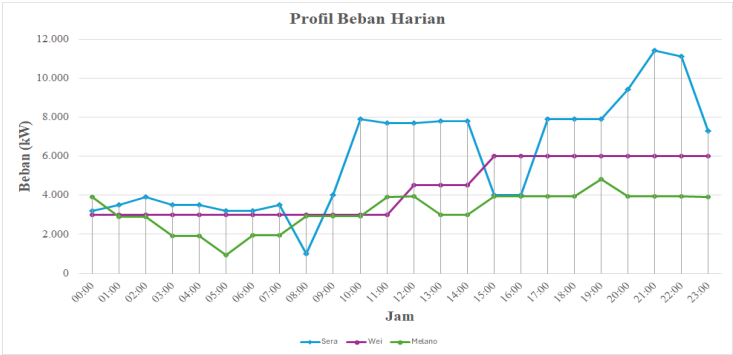
Penelitian dilaksanakan pada 11 Mei–10 Juli 2026 di PLTD Sei Raya (Kabupaten Kubu Raya), PLTD Sei Wie (Kota Singkawang), dan PLTD Teluk Melano (Kabupaten Sukadana). Pemilihan lokasi dengan mempertimbangkan karakteristik sistem kelistrikan, kondisi geografis, potensi energi surya serta kesiapan wilayah dalam mendukung pengembangan ekosistem hidrogen. Ketiga lokasi tersebut masih memanfaatkan pembangkit diesel sebagai sumber energi utama sehingga representatif untuk mengevaluasi penerapan sistem transisi menuju pembangkit *hybrid* diesel-surya-hidrogen.

Tabel 1. Profil Beban Harian Lokasi Penelitian

Jam	Sera (kW)	Wei(kW)	Melano(kW)
00:00	3.200	3.000	3.890
01:00	3.500	3.000	2.890
02:00	3.900	3.000	2.890
03:00	3.500	3.000	1.920
04:00	3.500	3.000	1.920
05:00	3.200	3.000	940
06:00	3.200	3.000	1.950
07:00	3.500	3.000	1.950
08:00	1.000	3.000	2.920
09:00	4.000	3.000	2.930
10:00	7.900	3.000	2.930
11:00	7.700	3.000	3.910
12:00	7.700	4.500	3.930
13:00	7.800	4.500	2.990
14:00	7.800	4.500	2.990
15:00	4.000	6.000	3.940
16:00	4.000	6.000	3.930
17:00	7.900	6.000	3.930
18:00	7.900	6.000	3.930
19:00	7.900	6.000	4.820
20:00	9.400	6.000	3.930
21:00	11.400	6.000	3.930
22:00	11.100	6.000	3.930
23:00	7.300	6.000	3.920

Tabel 2. Lokasi Penelitian

Lokasi	Koordinat		Elevation (m)
Sei Raya	0° 4'20.85"S	109°22'47.90"E	4
Sei Wie	0°55'32.32"N	108°59'14.33"E	2
Teluk Melano	1° 8'8.15"S	109°56'59.40"E	8



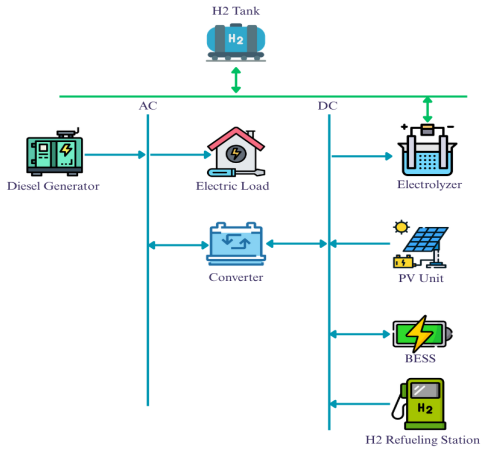
Gambar 2. Profil Beban Harian Lokasi Penelitian

2.4 Konfigurasi Sistem Stasiun Pengisian Hidrogen

Copyright © 2026 the author, Page 1719
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

Konfigurasi sistem yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari PLTD, PLTS, *battery energy storage system* (BESS), *converter*, *electrolyzer*, tangki penyimpanan hidrogen (*H2 tank*) dan stasiun pengisian hidrogen sebagaimana ditunjukkan pada gambar berikut:



Gambar 3. Konfigurasi Sistem *Hybrid* Diesel-Surya untuk Stasiun Pengisian Hidrogen

PLTD berfungsi sebagai sumber daya utama untuk menjamin keandalan pasokan listrik, sedangkan PLTS berperan meningkatkan kontribusi energi terbarukan dan mengurangi konsumsi bahan bakar diesel. Energi listrik yang dihasilkan kemudian didistribusikan untuk memenuhi kebutuhan beban, mengisi BESS serta mengoperasikan *electrolyzer* untuk mengonversi energi listrlk menjadi hidrogen yang selanjutnya disimpan pada H2 tank sebelum disalurkan ke stasiun pengisian hidrogen. Konfigurasi ini menjadi dasar pemodelan dan optimasi HOMER Pro untuk memperoleh kapasitas komponen serta strategi operasi yang memberikan kinerja teknis, ekonomi dan lingkungan paling optimal pada masing-masing lokasi penelitian.

2.5 Parameter Simulasi dan Asumsi Pemodelan HOMER Pro

Pemodelan sistem *hybrid* diesel-surya-hidrogen pada perangkat lunak HOMER Pro 3.18 memerlukan serangkaian parameter ekonomi dan parameter operasional sebagai dasar dalam proses simulasi dan optimasi. Parameter digunakan untuk merepresentasikan kondisi teknis dan finansial sistem selamat umur proyek sehingga hasil simulasi lebih mendekati kondisi penerapan di lapangan.

Seluruh parameter ekonomi seperti tingkat diskonto, tingkat inflasi, umur proyek serta mata uang yang digunakan mengacu pada standar yang ditetapkan PT PLN (Persero) agar analisis memiliki konsistensi dengan perencanaan investasi sektor ketenagalistrikan. PLTD yang digunakan dalam penelitian merupakan aset pembangkit eksisting sehingga biaya investasi awal historis tidak dimasukkan kembali sebagai investasi baru dalam konfigurasi sistem *hybrid*. Perlakuan tersebut diterapkan untuk menghindari penghitungan ganda terhadap aset yang telah tersedia. Namun, status PLTD sebagai aset eksisting tidak menghilangkan biaya operasi dan pemeliharaan yang tetap timbul selama periode operasi. Oleh karena itu, biaya bahan bakar, *operation and maintenance* (O&M), serta biaya penggantian komponen PLTD tetap diperhitungkan dalam model HOMER Pro berdasarkan parameter biaya pembangkit diesel yang digunakan dalam penelitian.

Selain parameter ekonomi, simulasi juga mempertimbangkan batasan operasional (*system constraint*) untuk menjaga keandalan sistem selama proses optimasi. Nilai *maximum annual capacity shortage* ditetapkan maksimum 5% dari total kebutuhan energi tahunan. Sementara itu, nilai *minimum renewable energy fraction* ditetapkan sebesar 0% agar HOMER Pro dapat menentukan kombinasi pembangkit yang paling optimal tanpa menetapkan batas *minimum* kontribusi energi terbarukan, sedangkan *operating reserve* sebesar 10% dari beban setiap interval waktu digunakan untuk menjamin ketersediaan cadangan daya dalam menghadapi fluktuasi beban dan variasi keluaran pembangkit. Parameter-parameter tersebut menjadi dasar bagi HOMER Pro dalam melakukan simulasi, optimasi konfigurasi sistem serta evaluasi kinerja teknis dan ekonomi stasiun pengisian hidrogen pada ketiga lokasi penelitian.

Tabel 3. Parameter *Economics*

Deskripsi	Nilai	Keterangan
Nominal Discount Rate (%)	9,24	Sumber data PLN Pusat
Expected Inflation Rate (%)	3,00	Sumber data PLN Pusat
Project Lifetime (*years*)	20	Sumber data PLN Pusat
System Fixed Capital Cost ($)	0	Investasi awal PLTD tidak dihitung kembali karena merupakan aset eksisting
System Fixed O&M Cost ($)	0	Biaya O&M PLTD diperhitungkan melalui parameter biaya operasi pembangkit diesel

Copyright © 2026 the author, Page 1720
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

Deskripsi	Nilai	Keterangan
Capacity Shortage Penalty ($/kWh)	0	Tidak ada penalty untuk *capacity shortage*
Currency	US$	

Tabel 4. Parameter *Constraint*

Deskripsi	Nilai	Keterangan
Maximum Annual Capacity Shortage (%)	5	Jumlah energi yang tidak dapat disediakan selama setahun maksimum 5% dari kebutuhan energi total setahun
Minimum RE Fraction (%)	0	Tidak ada jumlah *minimum* energi dari sumber EBT dalam bauran energi total setahun
Operating Reserve as Percentage of Load - Load in current time step (%)	10	Setiap *timestep* yang kita pilih (per jam), maka harus ada kapasitas sejumlah 10% dari beban di *timestep* tersebut yang disediakan untuk alokasi cadangan energi
Operating Reserve as Percentage of Load - Load in current time step (%) – *Annual Peak Load* (%)	0	Tidak ada persyaratan alokasi cadangan energi terhadap beban puncak tahunan

2.6 Skenario Stasiun Pengisian Hidrogen

Skenario sistem dibedakan menjadi 3 macam berdasarkan komponen dan peralatan yang dimasukan dalam simulasi yaitu:

a. Skenario 1 Diesel: dibangun sebagai baseline untuk merepresentasikan kondisi eksisting sistem kelistrikan berbasis diesel sehingga menjadi acuan dalam mengevaluasi manfaat integrasi energi terbarukan
b. Skenario 2 Diesel-Surya-Hidrogen: adalah skenario usulan yang mengintegrasikan pembangkit diesel, surya, sistem penyimpanan energi serta sistem produksi hidrogen.
c. Skenario 3 Surya-Hidrogen: adalah sistem berbasis surya sebagai sumber energi utama untuk memenuhi kebutuhan produksi hidrogen.

Adapun penulisan dalam penelitian ini menggunakan tata nama Lokasi-Nomor Skenario, misalnya Raya-1 artinya berlokasi di Sei Raya dengan pemberlakuan Skenario 1, Wie-2 artinya berlokasi di Sei Wie dengan pemberlakuan Skenario 2 dan seterusnya.

Tabel 5. Skenario Stasiun Pengisian Hidrogen

Skenario	DG (kW)	PV (kW)	Batt. (kW)	Conv. (kW)	Electro (kW)	H_2 Tank (kg)	H_2 Load (kg/hr)
Raya-1	24.000	-	-	-	-	-	-
Raya-2	7.600	13.650	52.700	21.454	5.000	5.000	1.000
Raya-3	-	19.590	97.800	25.580	5.000	5.000	1.000
Wie-1	5.600	-	-	-	-	-	-
Wie-2	2.500	21.630	33.200	9.401	5.000	5.000	1.000
Wie-3	-	15.210	43.400	10.815	5.000	5.000	1.000
Melano-1	6.650	-	-	-	-	-	-
Melano-2	2.660	6.390	19.900	5.071	5.000	5.000	1.000
Melano-3	-	6.990	39.500	9.184	5.000	5.000	1.000

Analisis data dilakukan melalui beberapa tahapan, yaitu validasi data, penyusunan desain sistem energi, simulasi, optimasi dan evaluasi hasil. Data geografis, profil beban, potensi energi surya, parameter ekonomi, serta spesifikasi komponen dimasukkan ke dalam HOMER Pro untuk membangun desain sistem *hybrid* diesel–surya–hidrogen. Hasil optimasi dianalisis menggunakan indikator LCOE, LCOH, NPC, biaya operasi, produksi energi listrik, dan produksi hidrogen untuk menentukan konfigurasi yang paling layak diterapkan pada masing-masing lokasi penelitian. Tahap akhir dilakukan dengan membandingkan kinerja teknis dan ekonomi antar lokasi guna memperoleh skenario perencanaan stasiun pengisian hidrogen yang paling optimal untuk Kalimantan Barat.

2.7 Pembangkit Diesel (PLTD)

Sebagai sumber energi eksisting, karakteristik teknis PLTD pada masing-masing lokasi digunakan sebagai parameter utama dalam desain sistem *hybrid* diesel-surya-hidrogen di HOMER Pro. Parameter yang meliputi kapasitas pembangkit, *specific fuel consumption* (SFC), *minimum load ratio*, jenis bahan bakar serta harga bahan bakar menjadi dasar dalam mengevaluasi kinerja teknis dan ekonomi sistem serta menentukan konfigurasi optimal stasiun pengisian hidrogen pada tiap lokasi penelitian. Selain parameter teknis dan konsumsi bahan bakar, biaya O&M dan *replacement* PLTD juga dimasukkan dalam model untuk merepresentasikan biaya operasi aset eksisting selama periode analisis. Biaya investasi awal PLTD tidak dihitung kembali karena pembangkit telah tersedia sebelum pengembangan sistem *hybrid*, sedangkan biaya bahan bakar, O&M, dan penggantian komponen tetap diperhitungkan sesuai dengan tingkat pemanfaatan pembangkit. Berikut ini data pembangkit diesel:

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

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

Tabel 6. Spesifikasi Teknis PLTD Sei Raya

PLTD Sei Raya	#1	#2	#3
Merk	SWD	Sulzer	Sulzer
Tahun Operasi	1987	1993	1993
Daya Terpasang (kW)	8.800	7.600	7.600
Daya Mampu (kW)	6.300	6.000	6.000
Tipe Bahan Bakar	B40	B40	B40
SFC (l/kWh)	0,30	0,29	0,29
Minimum Load Ratio (%)	55	55	55
Harga BBM (US$/l)	1,13	1,13	1,13

Tabel 7. Spesifikasi Teknis PLTD Sei Wie

PLTD Sei Wie	#1	#2	#3	#4
Merk	MAK	MAK	MAK	MAK
Tahun Operasi	1987	1986	1999	1999
Daya Terpasang (kW)	2.500	2.500	2.800	2.800
Daya Mampu (kW)	1.500	1.500	1.500	1.500
Tipe Bahan Bakar	B40	B40	B40	B40
SFC (l/kWh)	0,28	0,28	0,31	0,29
Minimum Load Ratio (%)	55	55	55	55
Harga BBM (US$/l)	1,13	1,13	1,13	1,13

Tabel 8. Spesifikasi Teknis PLTD Teluk Melano

PLTD Teluk Melano	#1	#2	#3	#4	#5
Merk	Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi
Tahun Operasi	2017	2017	2017	2017	2017
Daya Terpasang (kW)	1.330	1.330	1.330	1.330	1.330
Daya Mampu (kW)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Tipe Bahan Bakar	B40	B40	B40	B40	B40
SFC (l/kWh)	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Minimum Load Ratio (%)	55	55	55	55	55
Harga BBM (US$/l)	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13

Tabel 9. Parameter Biaya PLTD

Capacity (kWp)	*Capex* (US$)	*Replacement* (US$)	O&M (US$/*hour*)
20	-	22.026	3,81
50	-	40.047	3,84
100	-	66.745	3,88
200	-	81.912	3,90
500	-	156.680	4,03
1.000	-	272.980	4,20

2.8 Panel Surya (Solar PV)

Panel surya (PV) merupakan sumber energi terbarukan utama dalam konfigurasi sistem *hybrid* yang dirancang untuk memasok kebutuhan listrik sekaligus mendukung proses produksi hidrogen melalui teknologi elektrolisis. Spesifikasi teknis modul PV, seperti kapasitas terpasang, efisiensi, *derating factor*, koefisien temperatur, umur operasi dan konfigurasi pemasangan digunakan sebagai parameter masukan pada HOMER Pro untuk memperoleh konfigurasi sistem yang optimal berdasarkan aspek teknis dan ekonomi.

Tabel 10. Spesifikasi Teknis Solar PV

Deskripsi	Spesifikasi
Orientation	*Fixed Tilted Plane*
Manufacturer	Longi Solar
Model	LR5-72HPH-550M G2
Nominal Power	550 Wp
Operating Voltage	855 - 1.450 V

Tabel 11. Parameter Biaya Solar PV

Quantity	*Capex* (US$)	*Replacement* (US$)	O&M (US$/*year*)
1	43.920	20.000	9.531

Copyright © 2026 the author, Page 1722
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

Quantity	*Capex* (US$)	*Replacement* (US$)	O&M (US$/*year*)
2	87.840	40.000	9.557
4	159.120	80.000	9.662
8	334.560	160.000	9.882
16	669.120	320.000	10.804
32	1.271.040	640.000	11.200
64	2.474.880	1.280.000	20.800

2.9 Baterai

Battery Energy Storage System (BESS) digunakan sebagai komponen penyimpanan energi jangka pendek dalam sistem *hybrid* diesel–surya–hidrogen untuk meningkatkan keandalan operasi serta menjaga keseimbangan antara suplai dan kebutuhan energi. Parameter teknis baterai, yang meliputi tegangan nominal, kapasitas energi, *throughput*, *roundtrip efficiency*, *state of charge* (SOC), dan umur operasi, dimasukkan ke dalam HOMER Pro sebagai data masukan untuk mengoptimalkan strategi pengisian dan pengosongan baterai serta memperoleh konfigurasi sistem yang memberikan kinerja teknis dan ekonomi terbaik.

Tabel 12. Spesifikasi Teknis Baterai

Deskripsi	Spesifikasi
Nominal Voltage	600 Volt
Nominal Capacity	100 kWh / 167 Ah
Roundtrip Efficiency	90 %
Max. Charge Current	167 A
Max. Discharge Current	500 A
Throughput	270.000 kWh
Initial SOC	100%
Minimal SOC	20%
Lifetime	15 tahun

Harga baterai akan semakin turun ketika kapasitas terpasang meningkat. Baterai yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan baterai jenis generik dari database HOMER Pro dengan biaya sebagaimana terlihat pada tabel berikut:

Tabel 13. Parameter Biaya Baterai

Quantity	*Capex* (US$)	*Replacement* (US$)	O&M (US$/*year*)
1	29.628	9.750	10.104
2	59.256	19.500	10.416
4	113.712	36.400	10.825
8	227.424	72.800	11.764
16	458.724	145.600	13.134
32	909.696	291.200	16.303
64	1.819.392	582.400	28.849
128	4.815.360	2.560.000	41.600

2.10 *Converter*

Converter digunakan sebagai komponen antarmuka daya (*power interface*) yang menghubungkan sistem arus searah (DC) dan arus bolak-balik (AC) sehingga memungkinkan transfer energi secara dua arah antara PLTS, BESS, *electrolyzer*, dan beban listrik. Parameter teknis *converter*, seperti kapasitas nominal, efisiensi konversi serta umur operasi, dimasukkan ke dalam HOMER Pro sebagai data masukan untuk mengevaluasi rugi-rugi konversi energi dan menentukan kapasitas *converter* yang optimal guna mendukung kinerja teknis dan ekonomi sistem *hybrid* diesel–surya–hidrogen. *Converter* yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan *converter* jenis generik dari database HOMER Pro dengan biaya sebagaimana terlihat pada tabel berikut

Tabel 14. Parameter Biaya *Converter*

Capacity (kW)	*Capex* (US$)	*Replacement* (US$)	O&M (US$/*year*)
60	25.000	20.000	-
100	40.000	30.000	-
250	64.000	54.000	-
500	96.000	80.000	-
1.500	176.000	146.000	-

Copyright © 2026 the author, Page 1723
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

2.11 *Electrolyzer*

Electrolyzer merupakan komponen utama dalam sistem *hybrid* diesel–surya–hidrogen yang berfungsi mengonversi energi listrik menjadi hidrogen melalui proses elektrolisis air. Parameter teknis *electrolyzer*, seperti kapasitas terpasang, efisiensi konversi, konsumsi energi spesifik, serta umur operasi, digunakan sebagai data masukan pada HOMER Pro untuk mengevaluasi kinerja produksi hidrogen dan menentukan kapasitas electrolyzer yang optimal berdasarkan aspek teknis dan ekonomi sistem. *Electrolyzer* yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan *electrolyzer* jenis generik dari database HOMER Pro dengan biaya sebagaimana terlihat pada tabel berikut

Tabel 15. Spesifikasi *Electrolyzer*

Deskripsi	Spesifikasi
Efisiensi	85%
Lifetime	15 tahun

Tabel 16. Parameter Biaya *Electrolyzer*

Capacity (kW)	*Capex* (US$)	*Replacement* (US$)	O&M (US$/*year*)
1	2.000	1.800	100

2.12 Tangki Penyimpanan Hidrogen

Tangki penyimpanan hidrogen berfungsi sebagai media penyimpanan sementara hidrogen yang dihasilkan oleh *electrolyzer* sebelum didistribusikan ke stasiun pengisian hidrogen, sehingga kontinuitas pasokan hidrogen dapat terjaga meskipun terjadi fluktuasi produksi maupun permintaan. Parameter teknis tangki penyimpanan, seperti kapasitas penyimpanan, tekanan operasi, serta umur operasi, digunakan sebagai data masukan pada HOMER Pro untuk mengevaluasi kemampuan sistem dalam memenuhi kebutuhan hidrogen dan menentukan kapasitas penyimpanan yang optimal berdasarkan aspek teknis dan ekonomi. Tangki penyimpanan hidrogen yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan tangki jenis generik dari database HOMER Pro dengan biaya sebagaimana terlihat pada tabel berikut:

Tabel 17. Parameter Biaya Tangki Penyimpanan Hidrogen

Capacity (kg)	*Capex* (US$)	*Replacement* (US$)	O&M (US$/*year*)
1	1.500	1.300	100

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Hasil Penelitian

Hasil optimasi menggunakan HOMER Pro menunjukkan bahwa konfigurasi sistem *hybrid* diesel–surya–hidrogen mampu meningkatkan kinerja teknis dan ekonomi stasiun pengisian hidrogen pada ketiga lokasi penelitian. Konfigurasi optimal yang diperoleh terdiri atas kombinasi PLTD, PLTS, baterai, *electrolyzer*, penyimpanan hidrogen, dan *converter* dengan kapasitas yang berbeda pada setiap lokasi. Perbedaan kapasitas tersebut menunjukkan bahwa karakteristik beban, kapasitas pembangkit eksisting, dan potensi energi surya menjadi faktor utama yang memengaruhi hasil optimasi.

Integrasi PLTS memberikan dampak signifikan terhadap penurunan biaya produksi listrik. Nilai LCOE di Sei Raya turun dari US$0,41/kWh menjadi US$0,23/kWh, di Sei Wie turun dari US$0,40/kWh menjadi US$0,24/kWh, dan di Teluk Melano turun dari US$0,41/kWh menjadi US$0,31/kWh. Penurunan tersebut diikuti oleh penurunan biaya operasi tahunan lebih dari 70% akibat berkurangnya konsumsi bahan bakar diesel.

Tabel 18. Kinerja Operasional dan Parameter Ekonomi Lokasi Penelitian

Pembangkit	DMP (kW)	Produksi (kWh)	BBM (Liter)	SFC (L/kWh)	Kom. A (US$)	Kom. B (US$)	Kom. C (US$)	Kom. D (US$)	LCOE (US$)
PLTD Sei Raya	18.300	836.193	276.484	0,33	5.717	11.222	253.477	6.018	0,33
PLTD Sei Wie	6.000	1.997.826	640.268	0,32	20.192	70.905	643.301	8.178	0,37
PLTD Teluk Melano	5.000	1.464.880	411.929	0,28	14.711	79.260	232.758	6.496	0,22

Tabel 19. Analisis Tekno Ekonomi Skenario Simulasi

Skenario	*Oper. Cost* (M US$/yr)	*Electrical Prod.* (MWh/yr)	NPC (M US$)	LCOE (US$/kWh)	LCOH (US$/kWh)
Raya-1	8,61	20,81	98,31	0,41	-
Raya-2	1,79	860,03	52,82	0,23	12,60
Raya-3	0,90	1.230,71	64,19	0,28	15,30
Wie-1	4,41	11,09	50,36	0,40	-
Wie-2	0,64	1.350,84	29,74	0,24	7,10
Wie-3	0,46	949,73	32,53	0,26	7,77

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

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

Skenario	*Oper. Cost* (M US$/yr)	*Electrical Prod.* (MWh/yr)	NPC (M US$)	LCOE (US$/kWh)	LCOH (US$/kWh)
Melano-1	2,89	7,10	33,02	0,41	-
Melano-2	0,74	399,87	24,13	0,31	5,76
Melano-3	0,43	435,79	30,09	0,39	7,18

Perbedaan konfigurasi sistem juga menghasilkan variasi biaya produksi hidrogen pada masing-masing lokasi. Nilai LCOH yang diperoleh pada konfigurasi optimal yaitu pada Skenario 2 sebesar US$12,6/kg di Sei Raya, US$7,1/kg di Sei Wie, dan US$5,7/kg di Teluk Melano. Dari sisi ekonomi, nilai NPC tercatat sebesar US$52,85 juta di Sei Raya, US$29,74 juta di Sei Wie, dan US$24,12 juta di Teluk Melano. Hasil tersebut menunjukkan bahwa Teluk Melano memiliki performa ekonomi terbaik, sedangkan Sei Raya menghasilkan biaya produksi hidrogen tertinggi.

Dari sisi teknis, Sei Raya menghasilkan produksi energi listrik terbesar, yaitu lebih dari 1 juta MWh per tahun, namun tidak menghasilkan kinerja ekonomi terbaik. Sebaliknya, Sei Wie menunjukkan keseimbangan antara produksi hidrogen dan kelayakan ekonomi, sedangkan Teluk Melano menghasilkan nilai NPC dan LCOH terendah sehingga menjadi lokasi paling prospektif untuk pengembangan stasiun pengisian hidrogen berbasis sistem *hybrid* diesel–surya.

Selain manfaat ekonomi, penerapan sistem *hybrid* menghasilkan dampak lingkungan yang signifikan. Emisi CO_2 pada seluruh lokasi penelitian menurun lebih dari 84% dibandingkan konfigurasi berbasis diesel. Namun, hasil simulasi juga menunjukkan tingginya *excess electricity* pada Skenario 2 dan Skenario 3, yaitu berkisar antara 93–97%, yang mengindikasikan bahwa sebagian energi terbarukan yang dihasilkan belum dimanfaatkan secara optimal.

Berdasarkan hasil optimasi sistem, Teluk Melano dengan Skenario 2 merupakan lokasi yang paling direkomendasikan sebagai tahap awal implementasi stasiun pengisian hidrogen. Kemudian diikuti oleh Sei Wie dengan Skenario 2. Kedua lokasi tersebut menunjukkan kelayakan ekonomi yang lebih baik dibandingkan lokasi lain yang terlihat dari NPC dan LCOH yang relatif lebih rendah. Kondisi ini mengindikasikan bahwa investasi pengembangan infrastruktur hidrogen di kedua wilayah tersebut memiliki risiko ekonomi yang lebih kecil sehingga lebih sesuai dijadikan proyek percontohan dalam mendukung terbentuknya ekosistem hidrogen di Kalimantan Barat. Sementara itu, implementasi di Sei Raya masih memerlukan penyempurnaan konfigurasi sistem dan peningkatan kontribusi energi terbarukan agar biaya produksi hidrogen dapat ditekan dan layak untuk dikembangkan pada skala komersial

Meskipun demikian, hasil simulasi menunjukkan bahwa biaya produksi hidrogen hijau masih berada pada kisaran US$5,76–15,30/kg, yang berarti belum mampu menyaingi harga hidrogen abu yang saat ini diperdagangkan sekitar US$2-3/kg. Tingginya nilai LCOH tersebut merupakan konsekuensi dari fase awal pengembangan teknologi hidrogen hijau yang masih memerlukan investasi besar pada pembangunan PLTS, *electrolyzer*, sistem penyimpanan hidrogen, baterai dan *converter*. Selain dipengaruhi oleh besarnya investasi awal, biaya produksi hidrogen juga dipengaruhi oleh kapasitas produksi yang masih terbatas dan tingginya energi surplus (excess electricity) yang belum dimanfaatkan secara optimal. Akibatnya biaya investasi sistem masih harus dibebankan pada volume produksi hidrogen yang relatif kecil, sehingga harga hidrogen yang dihasilkan belum kompetitif dibandingkan hidrogen yang diproduksi dan bahan bakar fosil dengan teknologi dan rantai pasok yang telah berkembang.

Upaya penurunan nilai LCOH tidak hanya berfokus pada pengurangan biaya investasi, tetapi juga pada peningkatan efisiensi pemanfaatan produksi energi. Langkahnya yaitu meningkatkan faktor utilisasi *electrolyzer* agar energi surplus dapat dikonversi menjadi hidrogen lebih banyak dan biaya produksi hidrogen dapat ditekan. Di samping itu, peningkatan skala produksi, penurunan harga teknologi PLTS dan *electrolyzer* akibat kemajuan industri, serta penerapan kebijakan pemerintah seperti insentif investasi, mekanisme harga karbon dan pengembangan pasar hidrogen nasional menjadi faktor penting dalam meningkatkan daya saing hidrogen hijau. Dengan dukungan tersebut, sistem *hybrid* diesel-surya dapat berfungsi sebagai teknologi transisi yang mempercepat terbentuknya ekosistem hidrogen di Indonesia sekaligus menciptakan jalur menuju produksi hidrogen hijau yang lebih ekonomis dan berkelanjutan.

Tabel 20. Hasil Emisi Karbon Skenario Simulasi

Skenario	CO_2 (ton/yr)	CO (kg/yr)	UH (kg/yr)	PM (kg/yr)	SO_2 (kg/yr)	NO (kg/yr)
Raya-1	19.158	99.115	5.260	848	46.832	18.996
Raya-2	2.671	13.816	733	118	6.528	2.648
Raya-3	~0	~0	~0	~0	~0	~0
Wie-1	9.873	51.078	2.711	437	24.135	9.789
Wie-2	544	2.815	149	24	1.330	539
Wie-3	~0	~0	~0	~0	~0	~0
Melano-1	6.396	33.092	1.756	283	15.636	6.342
Melano-2	1.022	5.287	281	45	2.498	1.013
Melano-3	~0	~0	~0	~0	~0	~0

Keterangan: Emisi yang dihasilkan selama pembangkitan listrik, bukan dari analisis LCA

Penurunan nilai LCOE pada seluruh lokasi membuktikan bahwa integrasi PLTS mampu mengurangi ketergantungan terhadap bahan bakar diesel dan menekan biaya operasi sistem. Temuan ini sejalan dengan teori perencanaan sistem energi yang menyatakan bahwa peningkatan penetrasi energi terbarukan akan menurunkan biaya

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

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

produksi energi dalam jangka panjang melalui pengurangan konsumsi bahan bakar fosil. Hasil penelitian ini juga konsisten dengan temuan Gökçek et al. (2024) yang menunjukkan bahwa konfigurasi optimum berbasis energi terbarukan menghasilkan LCOH sebesar US$5,83/kg di Zaragoza dan US$6,15/kg di Niğde dengan NPC masing-masing sebesar US$6.499.723 dan US$6.832.393 sehingga membuktikan bahwa pemanfaatan sumber energi terbarukan mampu meningkatkan kinerja ekonomi sistem hidrogen. Dalam konteks Kalimantan Barat, potensi radiasi surya yang relatif stabil sepanjang tahun menjadi faktor utama yang mendukung pencapaian tersebut.

Variasi nilai LCOH pada ketiga lokasi menunjukkan bahwa biaya produksi hidrogen tidak hanya dipengaruhi oleh biaya listrik, tetapi juga oleh konfigurasi sistem secara keseluruhan. Kapasitas PLTS, ukuran *electrolyzer*, kapasitas penyimpanan energi, dan profil beban memengaruhi jumlah energi surplus yang tersedia untuk proses elektrolisis. Temuan ini mendukung konsep *techno-economic analysis* yang menyatakan bahwa LCOH sangat sensitif terhadap biaya listrik input dan efisiensi sistem produksi hidrogen (Lu et al., 2023). Gökçek et al. (2024) menunjukkan bahwa perubahan kapasitas produksi hidrogen dan konfigurasi menyebabkan LCOH optimum berada pada kisaran US$5,83-6,15/kg, sedangkan Al-Sharafi et al. (2024) memperoleh LCOH sebesar US$7,80-8,61/kg pada skenario *on-grid* dan US$9,49-9,90/kg pada skenario *off-grid*, yang menunjukkan besarnya pengaruh konfigurasi terhadap biaya produksi hidrogen.

3.2 Pembahasan

Perbedaan kinerja ekonomi antara Sei Raya, Sei Wie, dan Teluk Melano menunjukkan pentingnya pendekatan berbasis lokasi dalam perencanaan sistem energi. Meskipun Sei Raya menghasilkan produksi energi terbesar, nilai LCOH yang tinggi menunjukkan bahwa peningkatan produksi energi tidak selalu berbanding lurus dengan peningkatan efisiensi ekonomi. Sebaliknya, Teluk Melano menunjukkan bahwa kombinasi antara kebutuhan beban yang lebih sesuai, kapasitas sistem yang optimal, dan pemanfaatan energi surya yang efektif dapat menghasilkan biaya investasi dan biaya produksi hidrogen yang lebih rendah. Temuai ini sejalan dengan Al-Sharafi et al. (2024) yang melaporkan bahwa lokasi dengan tingkat sinkronisasi permintaan hidrogen terhadap ketersediaan energi surya (STSF) tertinggi sebesar 0,62 menghasilkan NPC terendah, sedangkan penurun STSF menjadi 0,51, 0,41 dan 0,38 meningkatkan NPC masing-masing sebesar 8%, 16% dan 31%. Hasil tersebut juga didukung oleh Gökçek et al. (2024) yang menunjukkan bahwa perbedaan potensi sumber daya energi menyebabkan konfigurasi optimum di Niğde dan Zaragoza berbeda, dengan NPC optimum masing-masing sebesar US$6,83 juta dan US$6,50 juta, sehingga kondisi geografis dan karakteristik sistem lokal menjadi faktor dominan dalam menentukan konfigurasi optimum sistem energi *hybrid*.

Dari perspektif keberlanjutan, penurunan emisi CO_2 lebih dari 84% menunjukkan bahwa integrasi PLTS dan produksi hidrogen berpotensi mendukung target dekarbonisasi sektor energi. Temuan ini mendukung laporan IEA (2024) yang menempatkan hidrogen hijau sebagai salah satu komponen utama dalam transisi menuju sistem energi rendah karbon. Pengurangan emisi yang signifikan menunjukkan bahwa sistem *hybrid* diesel–surya–hidrogen dapat menjadi solusi transisi yang realistis bagi wilayah yang masih bergantung pada pembangkit diesel, khususnya di daerah terpencil dan sistem kelistrikan terisolasi.

Tabel 21. *Unmet Electrical Load* Skenario Simulasi

Skenario	*Excess Electricity*		*Unmet Electrical Load*		*Capacity Shortage*	
	MWh/yr	%	MWh/yr	%	MWh/yr	%
Raya-1	16	0,07	-	-	-	-
Raya-2	820.031	95,30	769	3,70	1.052	5,06
Raya-3	1.190.211	96,70	915	4,40	1.035	4,98
Wie-1	-	-	198	1,76	496	4,39
Wie-2	1.320.828	97,80	457	4,05	572	5,07
Wie-3	919.644	96,80	510	4,51	575	5,10
Melano-1	0	0,00	-	-	-	-
Melano-2	374.440	93,60	259	3,65	362	5,10
Melano-3	410.163	94,10	322	4,53	359	5,05

Hasil optimasi menunjukkan bahwa konfigurasi sistem *hybrid* menghasilkan karakteristik teknis dan ekonomi yang berbeda pada setiap lokasi. Perbedaan tersebut tidak hanya dipengaruhi oleh kapasitas pembangkit yang tersedia, tetapi juga oleh hubungan antara profil beban, kapasitas PLTS, kapasitas penyimpanan energi, produksi listrik, konsumsi bahan bakar diesel, dan kemampuan *electrolyzer* dalam memanfaatkan energi yang tersedia. Pada sistem *hybrid* diesel–surya–hidrogen, PLTS berfungsi mengurangi pembangkitan diesel, sedangkan BESS dan *electrolyzer* berperan menyerap sebagian energi yang dihasilkan. Namun, peningkatan kapasitas energi terbarukan tidak selalu menghasilkan peningkatan pemanfaatan energi secara proporsional. Kondisi tersebut terlihat dari adanya perbedaan antara kapasitas pembangkit yang terpasang dengan energi yang benar-benar digunakan untuk memenuhi beban listrik maupun produksi hidrogen.

Pada kondisi dasar, sistem diesel Sei Raya, Sei Wie, dan Teluk Melano masing-masing menghasilkan sekitar 836,19 MWh, 1.997,83 MWh, dan 1.464,88 MWh per tahun dengan konsumsi bahan bakar sebesar 276.484 L, 640.268 L, dan 411.929 L. Nilai *specific fuel consumption* (SFC) masing-masing lokasi berada pada kisaran 0,28–0,33 L/kWh. Perbedaan tersebut menunjukkan bahwa konsumsi bahan bakar tidak hanya ditentukan oleh kapasitas pembangkit, tetapi juga oleh tingkat pemanfaatan pembangkit dan karakteristik beban. Oleh karena itu, manfaat integrasi PLTS sangat

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

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

bergantung pada kemampuan energi surya dalam menggantikan pembangkitan diesel pada saat energi tersebut tersedia dan dibutuhkan oleh sistem.

Integrasi PLTS menghasilkan penurunan LCOE pada seluruh lokasi, tetapi dengan tingkat penurunan yang berbeda. Di Sei Raya, LCOE turun dari US$0,41/kWh pada kondisi diesel menjadi US$0,23/kWh pada skenario diesel–surya–hidrogen. Di Sei Wie, LCOE turun dari US$0,40/kWh menjadi US$0,24/kWh, sedangkan Teluk Melano mengalami penurunan dari US$0,41/kWh menjadi US$0,31/kWh. Penurunan LCOE tersebut diikuti dengan penurunan biaya operasi tahunan dari US$8,61 juta menjadi US$1,79 juta di Sei Raya, dari US$4,41 juta menjadi US$0,64 juta di Sei Wie, dan dari US$2,89 juta menjadi US$0,74 juta di Teluk Melano. Hubungan tersebut menunjukkan bahwa kontribusi PLTS dapat menurunkan kebutuhan pembangkitan diesel sehingga konsumsi bahan bakar dan biaya operasi berkurang. Namun, hubungan antara kapasitas PLTS dan penghematan biaya tidak bersifat linear karena peningkatan kapasitas PLTS juga meningkatkan kebutuhan investasi dan berpotensi menghasilkan energi surplus ketika produksi listrik surya melebihi kebutuhan sistem.

Tingginya *excess electricity* yang ditemukan pada hasil simulasi perlu ditafsirkan secara kritis. Nilai *excess electricity* sekitar 93–97% tidak seharusnya dianggap sebagai kondisi normal atau sebagai indikator bahwa sistem telah memanfaatkan energi terbarukan secara optimal. Nilai tersebut justru menunjukkan bahwa sebagian besar energi yang dihasilkan belum dapat diserap oleh beban listrik, BESS, maupun *electrolyzer*. Dengan demikian, terdapat ketidakseimbangan antara kapasitas pembangkitan dan kapasitas pemanfaatan energi yang berpotensi menunjukkan *oversizing* pada sistem PLTS. Kondisi tersebut juga mengindikasikan bahwa sebagian investasi pembangkitan belum menghasilkan manfaat energi yang sebanding dengan kapasitas terpasangnya. Oleh karena itu, dalam konteks optimasi sistem, *excess electricity* yang sangat tinggi perlu diperlakukan sebagai indikator inefisiensi pemanfaatan energi, bukan semata-mata sebagai potensi energi terbarukan yang tersedia.

Keberadaan energi surplus juga berkaitan langsung dengan kinerja produksi hidrogen. Secara teoritis, energi yang tidak digunakan oleh beban dapat dialokasikan ke *electrolyzer* untuk menghasilkan hidrogen. Namun, energi surplus tidak secara otomatis dikonversi menjadi hidrogen karena jumlah energi yang dapat dimanfaatkan tetap dibatasi oleh kapasitas *electrolyzer*, efisiensi konversi, kapasitas penyimpanan, serta pola kebutuhan hidrogen. *Electrolyzer* dalam penelitian ini memiliki efisiensi sebesar 85% dan umur operasi 15 tahun sehingga sebagian energi akan hilang selama proses konversi. Dengan demikian, tingginya *excess electricity* yang disertai produksi hidrogen yang relatif terbatas menunjukkan adanya *mismatch* antara kapasitas pembangkitan PLTS dan kapasitas pemanfaatan energi untuk proses elektrolisis. Artinya, penambahan kapasitas PLTS tanpa peningkatan utilisasi *electrolyzer* dan kapasitas penyimpanan tidak secara otomatis meningkatkan efisiensi ekonomi sistem.

Perbedaan LCOH antar lokasi semakin memperlihatkan adanya hubungan antara skala sistem, investasi, pemanfaatan energi, dan produksi hidrogen. Skenario optimal menghasilkan LCOH sebesar US$12,6/kg di Sei Raya, US$7,1/kg di Sei Wie, dan US$5,7/kg di Teluk Melano, dengan NPC masing-masing sekitar US$52,82 juta, US$29,74 juta, dan US$24,13 juta. Sei Raya memiliki konfigurasi yang lebih besar, dengan PLTS 13.650 kW, baterai 52.700 kW, *converter* 21.454 kW, dan *electrolyzer* 5.000 kW. Sementara itu, Teluk Melano menggunakan PLTS 6.390 kW, baterai 19.900 kW, dan *converter* 5.071 kW dengan kapasitas *electrolyzer* yang sama. Perbedaan ukuran tersebut menyebabkan kebutuhan investasi sistem Sei Raya lebih besar, sehingga biaya investasi harus dialokasikan pada volume produksi hidrogen yang tersedia. Kondisi ini menjelaskan bahwa LCOH yang tinggi di Sei Raya bukan hanya disebabkan oleh biaya listrik, tetapi merupakan konsekuensi dari interaksi antara skala investasi, kapasitas pembangkitan, tingkat pemanfaatan energi, dan produksi hidrogen.

Perbandingan antara Sei Wie dan Teluk Melano juga menunjukkan bahwa produksi energi yang lebih besar tidak selalu menghasilkan LCOH yang lebih rendah. Sei Wie menghasilkan produksi listrik sebesar 1.350,84 MWh/tahun pada skenario Wie-2, sedangkan Teluk Melano menghasilkan 399,87 MWh/tahun pada Melano-2. Meskipun demikian, LCOH Teluk Melano hanya sebesar US$5,76/kg, lebih rendah dibandingkan Sei Wie sebesar US$7,10/kg. Temuan ini menunjukkan bahwa besarnya produksi energi bukan merupakan faktor tunggal yang menentukan biaya produksi hidrogen. Kinerja ekonomi lebih ditentukan oleh kesesuaian antara ukuran sistem dengan kebutuhan energi, biaya investasi, kapasitas penyimpanan, kemampuan *electrolyzer* menyerap energi surplus, serta volume hidrogen yang dapat diproduksi. Dengan demikian, sistem dengan kapasitas pembangkitan yang lebih besar dapat menjadi kurang efisien apabila sebagian besar energi yang dihasilkan tidak dapat dimanfaatkan secara produktif.

Tingginya LCOH pada beberapa lokasi juga dapat dijelaskan melalui mekanisme *cost allocation*. Biaya investasi PLTS, BESS, *converter*, *electrolyzer*, dan tangki hidrogen harus ditanggung selama umur proyek, sedangkan biaya tersebut pada akhirnya dialokasikan terhadap jumlah hidrogen yang diproduksi. Apabila utilisasi *electrolyzer* rendah, energi yang masuk ke proses elektrolisis menjadi terbatas sehingga volume hidrogen yang dihasilkan tidak cukup besar untuk mendistribusikan biaya investasi secara efisien. Kondisi ini semakin diperburuk ketika kapasitas PLTS terlalu besar dibandingkan kemampuan sistem dalam menyerap energi. Oleh karena itu, penurunan LCOH tidak cukup dilakukan dengan meningkatkan kapasitas PLTS atau sekadar mengurangi biaya investasi, tetapi memerlukan peningkatan utilisasi *electrolyzer*, penyesuaian kapasitas PLTS dengan profil beban dan kebutuhan hidrogen, serta peningkatan kemampuan sistem dalam menyerap energi surplus. Naskah juga menunjukkan bahwa keterbatasan produksi hidrogen dan tingginya energi surplus yang belum dimanfaatkan menjadi faktor yang meningkatkan beban biaya terhadap volume produksi hidrogen.

Dari sisi lingkungan, integrasi PLTS memberikan manfaat yang lebih konsisten dibandingkan manfaat ekonominya. Emisi CO_2 pada Sei Raya turun dari 19.158 menjadi 2.671 ton/tahun, Sei Wie dari 9.873 menjadi 544

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

TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

ton/tahun, dan Teluk Melano dari 6.396 menjadi 1.022 ton/tahun. Penurunan tersebut terutama berasal dari berkurangnya pembangkitan diesel akibat masuknya energi surya ke dalam sistem. Namun, penurunan emisi tidak secara otomatis menunjukkan bahwa seluruh kapasitas energi terbarukan telah dimanfaatkan secara efisien. Sistem dapat mencapai emisi yang rendah sekaligus menghasilkan *excess electricity* yang sangat tinggi. Oleh sebab itu, kinerja sistem perlu dipahami melalui tiga dimensi yang saling berkaitan, yaitu efisiensi ekonomi, efisiensi pemanfaatan energi, dan manfaat lingkungan. Konfigurasi yang mampu menurunkan LCOE belum tentu memiliki pemanfaatan energi surplus yang optimal, sementara konfigurasi dengan emisi terendah belum tentu menghasilkan LCOH terendah.

Teluk Melano menunjukkan kinerja ekonomi terbaik berdasarkan NPC dan LCOH pada skenario yang dianalisis, dengan NPC sebesar US$24,13 juta dan LCOH sekitar US$5,76/kg. Hasil tersebut menunjukkan bahwa konfigurasi dengan skala sistem yang lebih sesuai terhadap karakteristik beban dapat menghasilkan efisiensi ekonomi yang lebih baik dibandingkan sistem dengan kapasitas pembangkitan lebih besar. Namun, hasil tersebut tidak dapat diartikan bahwa konfigurasi Teluk Melano telah optimal dari seluruh aspek karena keberadaan *excess electricity* yang tinggi masih menunjukkan adanya ruang untuk meningkatkan pemanfaatan energi. Dengan demikian, istilah "optimal" dalam penelitian ini lebih tepat dipahami sebagai konfigurasi dengan kinerja terbaik berdasarkan fungsi objektif dan batasan yang digunakan dalam HOMER Pro, bukan sebagai kondisi tanpa pemborosan energi.

Meskipun demikian, tingginya nilai *excess electricity* menunjukkan masih terdapat peluang peningkatan efisiensi sistem. Energi surplus yang belum dimanfaatkan dapat dikonversi menjadi hidrogen tambahan melalui peningkatan kapasitas *electrolyzer*, digunakan untuk penyimpanan energi jangka panjang, atau dimanfaatkan untuk sektor lain melalui pendekatan *sector coupling*. Kondisi ini menunjukkan bahwa optimasi ekonomi belum sepenuhnya identik dengan optimasi pemanfaatan energi terbarukan, sehingga diperlukan kajian lanjutan mengenai strategi pemanfaatan energi surplus agar nilai ekonomi dan lingkungan sistem dapat ditingkatkan secara bersamaan.

Secara teoretis, penelitian ini memperkuat konsep integrasi antara sistem kelistrikan dan sistem hidrogen melalui pendekatan *techno-economic optimization*. Studi ini menunjukkan bahwa indikator LCOE dan LCOH perlu dianalisis secara simultan untuk memperoleh gambaran kelayakan sistem yang lebih komprehensif. Secara praktis, hasil penelitian menyediakan dasar kuantitatif bagi pemerintah daerah, PLN, dan investor dalam merencanakan pengembangan stasiun pengisian hidrogen berbasis energi terbarukan di Kalimantan Barat maupun wilayah lain dengan karakteristik serupa(Modjo, 2020).

Penelitian ini memiliki beberapa keterbatasan. Analisis dilakukan berdasarkan data teknis dan ekonomi pada kondisi simulasi HOMER Pro sehingga belum mempertimbangkan dinamika harga komponen, perubahan harga bahan bakar, serta ketidakpastian operasional jangka panjang. Selain itu, aspek kebijakan, regulasi, dan penerimaan pasar terhadap hidrogen belum dianalisis secara mendalam. Oleh karena itu, penelitian selanjutnya perlu mengintegrasikan analisis sensitivitas yang lebih luas, pendekatan stokastik, serta evaluasi rantai pasok hidrogen dan strategi pemanfaatan *excess electricity* untuk meningkatkan akurasi dan relevansi hasil penelitian.

4. KESIMPULAN

Penelitian ini menunjukkan bahwa integrasi PLTS ke dalam sistem *hybrid* diesel–surya untuk stasiun pengisian hidrogen dapat meningkatkan efisiensi ekonomi sekaligus mengurangi ketergantungan terhadap pembangkit diesel, terutama melalui pengurangan konsumsi bahan bakar dan pemanfaatan energi surya sebagai sumber listrik untuk sistem. Hasil optimasi menunjukkan bahwa LCOE menurun dari US$0,41 menjadi US$0,23/kWh di Sei Raya, dari US$0,40 menjadi US$0,24/kWh di Sei Wie, dan dari US$0,41 menjadi US$0,31/kWh di Teluk Melano, sedangkan konfigurasi optimal menghasilkan LCOH sebesar US$12,6/kg di Sei Raya, US$7,1/kg di Sei Wie, dan US$5,7/kg di Teluk Melano. Perbedaan tersebut menunjukkan bahwa produksi energi yang lebih besar tidak selalu menghasilkan kelayakan ekonomi yang lebih baik karena hasil optimasi dipengaruhi oleh profil beban, potensi energi surya, kapasitas pembangkit, kebutuhan investasi, serta pemanfaatan energi surplus. Teluk Melano menjadi lokasi dengan kinerja ekonomi terbaik dengan NPC sekitar US$24,1 juta dan LCOH US$5,7/kg karena memiliki kombinasi kapasitas sistem dan pemanfaatan energi yang lebih sesuai dengan kebutuhan lokal. Nilai LCOH tersebut merupakan hasil evaluasi *techno-economic* yang mempertimbangkan investasi, operasi dan pemeliharaan, penggantian komponen, bahan bakar, serta nilai waktu uang, sehingga tidak dapat dipandang sebagai biaya operasi marginal semata. Secara strategis, PLN dan pemerintah daerah perlu menggunakan pendekatan berbasis lokasi dalam pengembangan infrastruktur hidrogen dengan memprioritaskan wilayah yang memiliki kesesuaian antara sumber daya surya, profil beban, kapasitas pembangkit eksisting, dan potensi pemanfaatan *excess electricity*. Peningkatan utilisasi *electrolyzer* juga perlu menjadi perhatian karena energi surplus yang tidak termanfaatkan dapat meningkatkan beban biaya investasi terhadap volume produksi hidrogen yang relatif kecil. Meskipun demikian, hasil penelitian masih berbasis simulasi sehingga implementasi nyata perlu didukung analisis sensitivitas terhadap harga bahan bakar, biaya investasi, harga hidrogen, tingkat utilisasi *electrolyzer*, dan perubahan permintaan, serta validasi menggunakan data operasional aktual. Dengan demikian, sistem *hybrid* diesel–surya–hidrogen berpotensi menjadi strategi transisi energi pada sistem kelistrikan terisolasi, tetapi penerapannya perlu dilakukan secara bertahap, berbasis karakteristik lokasi, dan disertai evaluasi ekonomi serta teknis yang adaptif terhadap kondisi operasional dan pasar.

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


TIN: Terapan Informatika Nusantara
Vol 7, No 3, August 2026, page 1715-1729
ISSN 2722-7987 (Media Online)
Website https://ejurnal.seminar-id.com/index.php/tin
DOI 10.47065/tin.v7i3.10880

REFERENCES

Al-Sharafi, A., Al-Buraiki, A. S., Al-Sulaiman, F., & Antar, M. A. (2024). Hydrogen refueling stations powered by hybrid PV/wind renewable energy systems: Techno-socio-economic assessment. *Energy Conversion and Management: X*, *22*, 100584. https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100584

Bachtiar, G., & Rusirawan, D. (2025). Biomassa Sebagai Solusi Energi Terbarukan Untuk Pembangkit Listrik Tenaga Uap: Kajian Penggunaan Dan Efisiensi. *Sinergi Polmed: Jurnal Ilmiah Teknik Mesin*, *6*(2), 50–57. https://doi.org/10.51510/sinergipolmed.v6i2.2188

Bahramara, S., Moghaddam, M. P., & Haghifam, M. R. (2016). Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *62*, 609–620. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.039

Brandão, S. Q., Rego, E. E., Pillar, R. V., & de Carvalho, R. N. F. (2024). Hydropower Enhancing the Future of Variable Renewable Energy Integration: A Regional Analysis of Capacity Availability in Brazil. *Energies*, *17*(13), 3339. https://doi.org/10.3390/en17133339

Cacereño, A., González Landín, B., Pulido, A., Winter, G., & Moreno, J. A. (2024). Scatter search for optimal sizing of a hybrid renewable energy system for scheduling green hydrogen production. *Mathematics*, *12*(23), 3848. https://doi.org/10.3390/math12233848

Dhakal, S., J.C. Minx, F.L. Toth, A. Abdel-Aziz, M.J. Figueroa Meza, K. Hubacek, I.G.C. Jonckheere, Yong-Gun Kim, G.F. Nemet, S. Pachauri, X.C. Tan, & T. Wiedmann. (2023). Emissions Trends and Drivers. In I. P. on C. C. (IPCC) (Ed.), *Climate Change 2022 - Mitigation of Climate Change: Working Group III Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (pp. 215–294). Cambridge University Press. https://doi.org/DOI: 10.1017/9781009157926.004

Ferdyson, F., & Windarta, J. (2023). Overview Pemanfaatan dan Perkembangan Sumber Daya Energi Surya Sebagai Energi Terbarukan di Indonesia. *Jurnal Energi Baru Dan Terbarukan*, *4*(1), 1–6. https://doi.org/10.14710/jebt.2023.15714

Global Solar Atlas. (2026). *GSA_Report_West Kalimantan*. (1).

Gökçek, M., Paltrinieri, N., Liu, Y., Badia, E., Dokuz, A. S., Erdoğmuş, A., Urhan, B. B., & Yoldaş, Ö. (2024). Optimum sizing of hybrid renewable power systems for on-site hydrogen refuelling stations: Case studies from Türkiye and Spain. *International Journal of Hydrogen Energy*, *59*, 715–729. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.068

Kalyoncu, B. B., Kirim, Y., & Sadikoglu, H. (2025). Optimization study of a hybrid renewable energy system for co-production of electricity and heat at a hydrogen refuelling station. *International Journal of Hydrogen Energy*, *148*, 149944. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.06.134

Lambert, T., Gilman, P., & Lilienthal, P. (2005). Micropower system modeling with HOMER. In *Integration of Alternative Sources of Energy* (pp. 379–418). John Wiley and Sons.

Lu, D., Sun, J., Peng, Y., & Chen, X. (2023). Optimized Operation Plan for Hydrogen Refueling Station With On-Site Electrolytic Production. *Sustainability*, *15*(1), 347. https://doi.org/10.3390/su15010347

Manab Idris, A., Sasongko, N., & Kuntjoro, Y. (2022). Energy Conversion and Conservation Technology in Facing Net Zero-Emission Conditions and Supporting National Defense. *Trends in Renewable Energy*, *8*(1), 49–66. https://doi.org/10.17737/tre.2022.8.1.00139

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

Nainggolan, R., Ritonga, F. S., Juwita, E., Bangun, A. J., & Marbun, A. A. S. (2025). Analisis Efisiensi Boiler Menggunakan Bahan Bakar Biomassa Di PLTU PT. GIP Growth Asia. *Sinergi Polmed: Jurnal Ilmiah Teknik Mesin*, *6*(2), 70–77. https://doi.org/10.51510/sinergipolmed.v6i2.2498

Nurjaman, H. B., & Purnama, T. (2022). Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Sebagai Solusi Energi Terbarukan Rumah Tangga. *Jurnal Edukasi Elektro*, *6*(2), 136–142. https://doi.org/10.21831/jee.v6i2.51617

Prakoso, T., Saputera, W. H., Isa, M. A., Susandy, T., Priyono, U., Sitorus, Y. V., Aldi, M. T., Kelrey, I. H., Arisyadi, R., Zul, Z., Kartika, A. A., Arfianto, D. F., & Saragih, S. (2025). *Peta Jalan Hidrogen dan Amonia Nasional*. https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-peta-jalan-hidrogen-dan-amonia-nasional.pdf

PT PLN (Persero). (2025). *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL)*.

Puspitarini, H. D., Tumiwa, F., Citraningrum, M., Simamora, P., & Arinaldo, D. (2021). *Beyond 443 GW: Indonesia's infinite renewable energy potentials*. https://iesr.or.id/pustaka/beyond-443-gw-potensi-energi-terbarukan-indonesia/

Zhou, Y., Qin, X., & Yang, W. (2024). Multi-period optimization of hydrogen refueling station layouts considering refueling satisfaction and hydrogen fuel cell vehicle market diffusion. *Sustainable Energy & Fuels*, (9). https://doi.org/10.1039/D3SE01627G

Copyright © 2026 the author, Page 1729
This Journal is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License