E-ISSN : 3025-1311
https://journal.cib.institute/index.php/kohesi

Kohesi: Jurnal Multidisiplin Saintek
Volume 11 No 6 Tahun 2026

OPTIMASI TEKNO-EKONOMI SISTEM MICROGRID OFF-GRID PLTS-BATERAI-DIESEL BERBASIS HOMER PRO DI DESA LAILANJANG, SUMBA TIMUR

Fauzan Fadhilah Santoso[1*]
[1] Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Negeri Surabaya, Kampus Ketintang, Surabaya 60231, Jawa Timur, Indonesia
*Penulis korespondensi, E-mail: fauzan.20039@mhs.unesa.ac.id

ABSTRACT

The lack of connection to the national electricity grid in Lailanjang Village, East Sumba, has forced the community to rely on 44 decentralized small diesel generators operating only 3 hours per night (18:00–21:00 WITA). This fragmented system incurs exorbitant real energy costs (IDR 12,000–16,000/kWh), leaves 82 households unelectrified, and paralyzes essential public facilities, including the 1,500 W communal water pump (PAMSIMAS) and the health clinic (Polindes) vaccine refrigerator. Conversely, the region possesses abundant solar irradiance with an annual average GHI of 5.89 kWh/m²/day. This study designs, optimizes, and analyzes the techno-economic feasibility and environmental impact of an off-grid PV-battery-diesel hybrid microgrid to serve 284 households and 4 public facilities (489.50 kWh/day; 53.29 kW peak) continuously for 24 hours using HOMER Pro software. Three configuration scenarios were simulated under the Load Following (LF) dispatch strategy. Optimization results identified Configuration 3 (260 kWp PV, 480 lead-acid battery units/492 kWh, 49 kW bidirectional converter, and 58 kW standby generator) as the winning architecture. Technically, the system delivers 100% supply reliability (0% unmet load and 0% capacity shortage), achieves an 89.4% Renewable Fraction (RF), and slashes generator runtime from 8,760 to only 460 hours/year. Economically, the optimal system yields a Net Present Cost (NPC) of IDR 9.45 billion and Levelized Cost of Energy (LCOE) of IDR 2,658/kWh, achieving a 68.8% life-cycle saving over the Diesel Only baseline (NPC IDR 30.34 billion; LCOE IDR 8,533/kWh), alongside an IRR of 43.4%, ROI of 36.7%, and simple payback of 2.12 years. Environmentally, diesel consumption is reduced by 91.82% (from 70,866 to 5,794 L/year) and CO_2 emissions decline by 91.87% (avoiding 171.5 tons CO_2/year). Remarkably, this 24-hour hybrid microgrid uses 75.9% less diesel than the existing 3-hour communal generators. Multivariate sensitivity analysis confirms the robust resilience of the system against fuel price hikes, load growth (+20%), and weather anomalies. A capital grant paired with a tiered BUMDes

Article History
Received: November 2026
Reviewed:November 2026
Published: November 2026

Plagiarism Checker No 237.u873247.fh8374

Copyright : Author
Publish by : Kohesi

This work is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License

tariff structure is recommended to ensure sustainable rural electrification.
Keywords: 3T Rural Electrification, Hybrid Microgrid, PV-Battery-Diesel, HOMER Pro, Load Following, East Sumba.

ABSTRAK

Ketiadaan akses jaringan listrik PLN di Desa Lailanjang, Kecamatan Rindi, Kabupaten Sumba Timur, memaksa masyarakat bergantung pada 44 unit generator diesel kelompok swadaya berdurasi terbatas 3 jam per malam (18.00–21.00 WITA). Keterbatasan tersebut mengakibatkan biaya energi riil yang sangat mahal (Rp12.000–Rp16.000/kWh), menyisakan 82 KK di pedalaman tanpa listrik, serta melumpuhkan fasilitas vital desa termasuk pompa air minum komunal PAMSIMAS 1.500 W dan lemari pendingin vaksin Polindes. Padahal, wilayah ini menyimpan potensi radiasi surya yang sangat tinggi dengan rata-rata GHI 5,89 kWh/m²/hari. Penelitian ini bertujuan merancang, mengoptimalkan, dan menganalisis kelayakan tekno-ekonomi serta lingkungan sistem hybrid microgrid off-grid berbasis PLTS–baterai–diesel untuk melayani beban komunal 284 KK dan 4 fasilitas umum (kebutuhan energi 489,50 kWh/hari; beban puncak 53,29 kW) secara kontinu 24 jam menggunakan perangkat lunak HOMER Pro. Tiga skenario konfigurasi disimulasikan dan diuji di bawah strategi operasi Load Following (LF). Hasil optimasi menetapkan Konfigurasi 3 (PV 260 kWp, baterai lead-acid 480 unit/492 kWh, konverter 49 kW, dan generator diesel cadangan 58 kW) sebagai konfigurasi terbaik. Secara teknis, sistem menjamin keandalan 100% (unmet load 0%, capacity shortage 0%), mencapai Renewable Fraction (RF) 89,4%, dan memangkas waktu kerja genset dari 8.760 jam/tahun menjadi hanya 460 jam/tahun. Secara ekonomi, konfigurasi optimal menghasilkan Net Present Cost (NPC) sebesar Rp9,45 miliar dan Levelized Cost of Energy (LCOE) Rp2.658/kWh, menghemat 68,8% biaya siklus hidup dibandingkan skenario Diesel Only (NPC Rp30,34 miliar; LCOE Rp8.533/kWh), dengan IRR 43,4%, ROI 36,7%, dan Simple Payback Period 2,12 tahun. Dari aspek lingkungan, konsumsi solar terpangkas 91,82% (dari 70.866 L menjadi 5.794 L/tahun) dan emisi CO_2 tereduksi 91,87% (menghindari 171,5 ton CO_2/tahun). Sistem 24 jam ini bahkan 75,9% lebih hemat bahan bakar dibandingkan 44 genset warga eksisting yang hanya menyala 3 jam. Uji sensitivitas membuktikan ketahanan sistem yang tinggi terhadap fluktuasi harga BBM, pertumbuhan beban (+20%), dan anomali cuaca. Model kemitraan berbasis hibah modal awal dipadukan dengan tarif bertingkat BUMDes direkomendasikan guna memastikan keberlanjutan operasional perdesaan mandiri.

Kata Kunci: Elektrifikasi Perdesaan 3T, Hybrid Microgrid, PLTS-Baterai-Diesel, HOMER Pro, Load Following, Sumba Timur.

1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang dan Urgensi Elektrifikasi Kawasan 3T

Akses terhadap energi listrik merupakan salah satu indikator fundamental pembangunan yang memicu pertumbuhan ekonomi produktif, peningkatan taraf hidup, kualitas pendidikan, dan pemerataan pelayanan kesehatan dasar. Secara nasional, rasio elektrifikasi Indonesia telah mencapai 99,78% pada tahun 2023 [1]. Kendati demikian, capaian agregat tersebut belum merata di seluruh pelosok nusantara. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) mencatat masih terdapat sekitar lima juta penduduk yang bermukim di kawasan Tertinggal, Terdepan, dan Terluar (3T) yang belum memperoleh akses listrik memadai [2]. Kawasan 3T umumnya dicirikan oleh kondisi geografis kepulauan, topografi berbukit, serta kepadatan penduduk yang rendah, sehingga pembangunan infrastruktur jaringan transmisi dan distribusi konvensional (*grid extension*) oleh PT PLN (Persero) dinilai sangat sulit dan mahal untuk menjangkau kawasan tersebut [3].

Kabupaten Sumba Timur, Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT), merupakan salah satu wilayah yang termasuk dalam kategori daerah tertinggal berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 63 Tahun 2020 [3]. Kondisi ketiadaan jaringan PLN dialami secara nyata oleh Desa Lailanjang, Kecamatan Rindi [4]. Berdasarkan data Badan Pusat Statistik (2024), tercatat 284 kepala keluarga (KK) di desa tersebut yang sama sekali belum terlayani oleh jaringan PLN [5]. Selama puluhan tahun, masyarakat memenuhi kebutuhan penerangan malam hari secara swadaya dengan mengoperasikan 44 unit generator diesel skala kecil (1–2 kVA) dengan durasi penyalaan yang sangat terbatas, yaitu rata-rata 3 jam per malam (pukul 18.00–21.00 WITA).

Sistem eksisting yang sangat terfragmentasi tersebut menimbulkan kerugian sosio-ekonomi yang besar bagi masyarakat Desa Lailanjang. Pertama, terdapat 82 KK di wilayah pedalaman yang sama sekali tidak memiliki akses listrik dan masih bergantung pada lampu pelita minyak tanah. Kedua, ketiadaan listrik pada siang hari melumpuhkan fungsi fasilitas pelayanan publik vital: pompa air minum komunal PAMSIMAS 1.500 W (2 HP) mangkrak karena genset warga tidak mampu memikul arus asut (*starting current*), lemari pendingin penyimpan vaksin di Pos Kesehatan Desa (Polindes) tidak berfungsi optimal, dan fasilitas laboratorium komputer di SDN terhenti. Ketiga, biaya energi yang ditanggung masyarakat sangat mahal. Rendahnya efisiensi bahan bakar genset kecil pada pembebanan rendah (*part-load*) berpadu dengan tingginya harga solar eceran di kios desa (Rp15.000–Rp18.000/liter) mengakibatkan biaya energi riil warga melonjak hingga mencapai Rp12.000 sampai Rp16.000 per kWh.

1.2 Potensi Energi Surya dan Konsep Hybrid Microgrid

Di sisi lain, Pulau Sumba memiliki modalitas radiasi surya yang luar biasa melimpah. Rekaman data satelit NASA POWER selama periode 2016–2025 menunjukkan bahwa Desa Lailanjang

memiliki rata-rata *Global Horizontal Irradiance* (GHI) tahunan mencapai 5,89 kWh/m²/hari, masuk dalam kategori "very high solar resource" menurut klasifikasi World Bank Solar Atlas [6]. Potensi ini selaras dengan program strategis "Sumba Iconic Island" yang dicanangkan pemerintah bersama lembaga internasional untuk mewujudkan 100% bauran energi terbarukan di Pulau Sumba [7].

Solusi teknis yang paling tepat dan berkelanjutan atas persoalan elektrifikasi terisolir adalah penerapan sistem *hybrid microgrid off-grid* berbasis Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), sistem penyimpanan baterai, dan generator diesel sebagai cadangan darurat (*backup*) [8], [9]. Integrasi ini memungkinkan PLTS memikul beban utama siang hari, baterai menggeser energi surplus surya ke beban puncak malam hari, dan generator diesel hanya beroperasi sesaat ketika terjadi defisit daya berkepanjangan akibat cuaca buruk. Pendekatan hibrida terbukti secara konsisten mampu menurunkan biaya siklus hidup (*Net Present Cost*/NPC) serta memangkas ketergantungan terhadap bahan bakar fosil [10].

1.3 State of the Art, Research Gap, dan Tujuan Penelitian

Perancangan sistem energi terbarukan off-grid yang optimal menuntut perangkat lunak komputasi yang andal. HOMER Pro (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*) yang dikembangkan oleh NREL dan UL Solutions telah menjadi standar industri global dalam simulasi kronologis 8.760 jam per tahun [11], [12]. Berbagai penelitian terdahulu telah mengonfirmasi efektivitas HOMER Pro dalam perencanaan sistem mikrogrid hibrida, seperti studi Luta dan Raji [13] di Afrika Selatan, Muh dan Tabet [14] di Nigeria yang mencatat penurunan NPC 42%, Khan *et al*. [15] di Pakistan dengan penghematan bahan bakar 60%, serta Usman *et al*. [16] di Sulawesi Tengah dan Sanjaya *et al*. [17] di NTT. Kendati demikian, kajian-kajian tersebut masih menyisakan sejumlah celah penelitian (*research gap*), antara lain: (1) penggunaan data radiasi dengan periode pengamatan relatif singkat; (2) pemodelan kurva beban yang bersifat generik tanpa audit lapangan; (3) minimnya eksplorasi strategi *dispatch* sistematis (*Load Following* vs *Cycle Charging*); serta (4) ketiadaan perbandingan kuantitatif langsung terhadap konsumsi bahan bakar pada kondisi faktual genset swadaya desa.

Penelitian ini mengisi celah tersebut dengan merancang, mengoptimalkan, dan menganalisis kelayakan tekno-ekonomi serta dampak lingkungan sistem hybrid microgrid off-grid berbasis PLTS–baterai–diesel di Desa Lailanjang menggunakan HOMER Pro versi 3.18.4. Penelitian ini mengintegrasikan data satelit NASA POWER 10 tahun, pemodelan beban komunal 284 KK secara *bottom-up*, evaluasi tiga konfigurasi sistem di bawah kendali operasi Load Following, pengujian sensitivitas multivariat (beban +20%, solar Rp15.000/L, CAPEX PV turun, dan GHI −10%), serta komparasi komprehensif terhadap sistem 44 genset eksisting desa guna merumuskan skema tata kelola tarif BUMDes yang berkeadilan.

2. METODOLOGI PENELITIAN

2.1 Lokasi Penelitian dan Sumber Daya Meteorologi

Studi kasus berlokasi di Desa Lailanjang, Kecamatan Rindi, Kabupaten Sumba Timur, Provinsi Nusa Tenggara Timur (09°37'39,12" LS dan 120°35'31,13" BT; titik grid satelit 9,94° LS; 120,69°

BT) dengan elevasi rata-rata 172,85 meter di atas permukaan laut. Gambar 1 menampilkan peta lokasi Desa Lailanjang pada Pulau Sumba.


Lailanjang
Melolo
Jawang
Tapil
Kahaungu
Kodi Utara
Kodi
Kodi Bangedo
Wanokaka
Loura
Karera
Wewewa Barat
Wewewa Selatan
Wewewa Timur
Wewewa Utara
Waitabula
Lamboya
Pamboang
Tabundung
Tana Righu
Kota Waikabubak
Sumba Barat
Sumba Barat Daya
Sumba Tengah
Sumba Timur
Waingapu
Kambera
Haharu
Umalulu
Pahunga Lodu
Paberiwai
Matawai La Pawu
Kahaungu Eti
Mahu
Rindi
Umbu Ratu Nggay
Umbu Ratu Nggay Barat
Umbu Ratu Nggay Timur
Pinupahar
Nggaha Ori Angu
Lewa
Lewa Tidahu
Tabundung
Paberiwai
Matawai La Pawu
Kahaungu Eti
Mahu
Rindi
Umbu Ratu Nggay
Umbu Ratu Nggay Barat
Umbu Ratu Nggay Timur
Pinupahar
Nggaha Ori Angu
Lewa
Lewa Tidahu
Tanah Righu
Kota Waikabubak
Sumba Barat
Sumba Barat Daya
Sumba Tengah
Sumba Timur
Waingapu
Kambera
Haharu
Umalulu
Pahunga Lodu

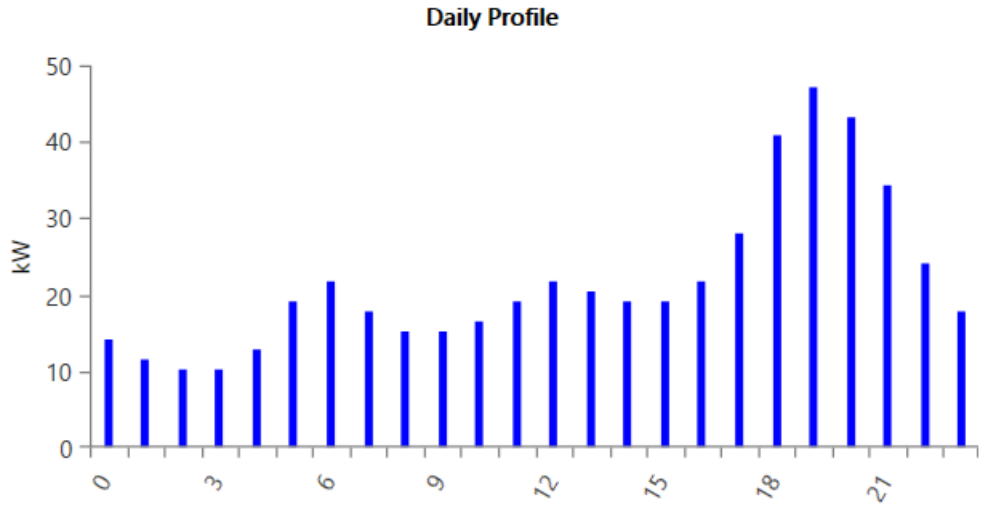
2.2 Inventarisasi dan Pemodelan Kebutuhan Beban Komunal

Pemodelan kebutuhan energi dibangun secara *bottom-up* berbasis audit sensus terhadap 284 KK dan 4 fasilitas pelayanan umum desa. Pelanggan rumah tangga dikelompokkan ke dalam empat golongan daya standar PLN (Tabel 2). Sektor fasilitas publik mencakup Polindes (330 W / 2,82 kWh/hari), SDN (1.060 W / 3,70 kWh/hari), Gereja (420 W / 1,50 kWh/hari), dan pompa air minum komunal PAMSIMAS 1.500 W (2 HP, beroperasi otomatis 4 jam/hari / 6,00 kWh/hari). Total beban dasar tercatat 445,0 kWh/hari, yang setelah ditambah faktor cadangan ketidakpastian 10% (+44,5 kWh/hari) menghasilkan total beban desain sebesar 489,50 kWh/hari (180.474 kWh/tahun).

Tabel 2. Stratifikasi beban komunal dan estimasi konsumsi energi harian Desa Lailanjang

Golongan konsumen	Jumlah unit / KK	Daya terpasang (kVA)	Konsumsi energi (kWh/hari)	Proporsi (%)
Rumah Tangga R-1 (450 VA)	182 KK	90,09	182,00	37,18
Rumah Tangga R-2 (900 VA)	82 KK	81,18	164,00	33,50
Rumah Tangga R-3 (1.300 VA)	14 KK	20,02	49,00	10,01
Rumah Tangga R-4 (2.200 VA)	6 KK	14,52	36,00	7,35
Subtotal rumah tangga	**284 KK**	**205,81**	**431,00**	**88,05**
Fasilitas publik (Polindes, SDN, Gereja)	3 unit	2,49	8,00	1,63
Pompa air komunal PAMSIMAS (1,5 kW)	1 unit	2,06	6,00	1,23
Faktor cadangan ketidakpastian 10%	—	—	44,50	9,09
Total beban desain	**284 KK + 4 fasum**	**—**	**489,50**	**100,00**

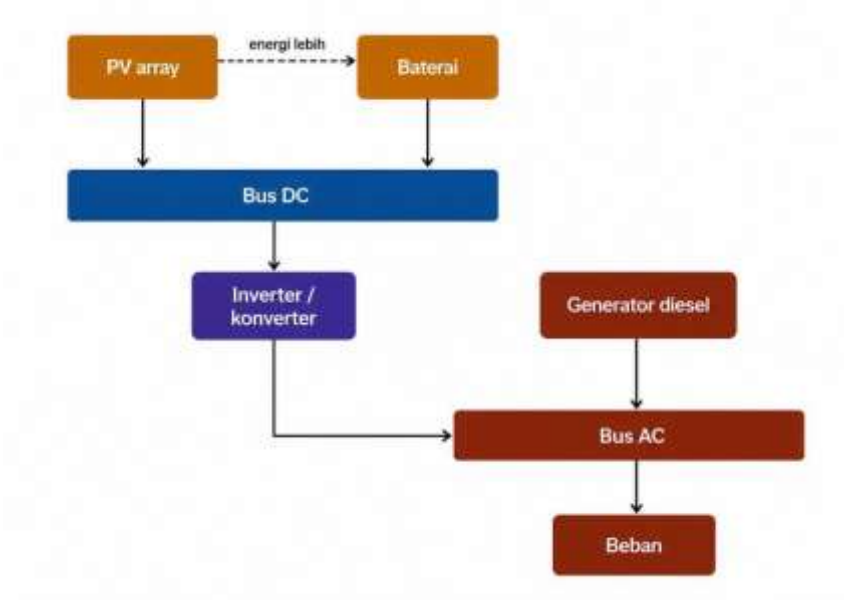
Kurva beban harian komunal 24 jam (Gambar 2) menunjukkan pola beban dasar (*baseload*) sebesar 9,6–13,2 kW pada dini hari hingga siang hari, kemudian mengalami lonjakan beban puncak (*peak load*) yang tajam mencapai 53,29 kW pada pukul 19.00 WITA. Beban rata-rata tercatat sebesar 20,39 kW, menghasilkan faktor beban (*load factor*) sebesar 38,2%. Karakteristik beban malam yang dominan ini menjadikan peranan media penyimpanan energi (bank baterai) sangat vital untuk memindahkan energi surya siang hari menuju periode malam hari.



Gambar 2. Profil kurva beban listrik harian komunal Desa Lailanjang (beban puncak 53,29 kW pukul 19.00 WITA).

2.3 Arsitektur Mikrogrid dan Parameter Teknis-Biaya Komponen

Sistem hybrid microgrid dirancang menggunakan topologi *coupled* AC/DC busbar terpisah (Gambar 3). Bus DC 48 V mengintegrasikan modul surya PV dan bank baterai. Bus AC 380/220 V 3-fasa 50 Hz menghubungkan generator diesel cadangan dan jaringan beban desa. Konverter daya dua arah (*inverter/rectifier*) dengan efisiensi 95% menjembatani kedua bus tegangan tersebut. Spesifikasi teknis dan biaya komponen dirangkum pada Tabel 3.



Gambar 3. Diagram skematik blok dan konfigurasi interkoneksi bus hybrid microgrid PV–Baterai–Diesel.

Tabel 3. Parameter teknis dan struktur biaya komponen sistem mikrogrid pada HOMER Pro

Komponen	Spesifikasi teknis	Biaya modal (CAPEX)	Biaya penggantian	Biaya O&M tahunan
Panel surya PV	Generic Flat Plate, 310 Wp, efisiensi 18–20%, derating factor 80%, koefisien suhu −0,41%/°C, umur 25 th	Rp6.500.000 / kWp	Rp5.500.000 / kWp	Rp50.000 / kWp / th
Bank baterai	Generic 1 kWh Lead Acid Advanced Storage Model (ASM) 2 V, nominal 513 Ah, DoD 80%, round-trip eff. 85%, cycle life ≥1.000	Rp2.750.000 / unit (1 kWh)	Rp2.500.000 / unit	Rp10.000 / unit / th
Generator diesel	AC Silent 3-fasa 380 V, autosize, minimum load ratio 30%, umur 15.000 jam	Rp5.500.000 / kW (Rp55 jt / 10 kW)	Rp4.000.000 / kW (Rp40 jt / unit)	Rp700 / jam operasi
Bidirectional converter	Inverter/Rectifier efisiensi 95%, kapasitas paralel 100%, umur operasional 15 th	Rp3.000.000 / kW	Rp2.800.000 / kW	Rp0 / tahun (tercakup sistem)

Parameter ekonomi makro meliputi: umur proyek 25 tahun, suku bunga diskonto nominal 6,0%, inflasi 4,0%, sehingga suku bunga diskonto riil sebesar 1,9231%. Harga solar diesel bersubsidi ditetapkan Rp6.800/liter mengacu pada regulasi pemerintah [18].

2.4 Formulasi Matematis Tekno-Ekonomi dan Batasan Sistem

Kinerja teknis, kelayakan finansial, dan keandalan sistem dievaluasi melalui persamaan matematis berikut [11], [19]:

1. Daya keluaran fotovoltaik:

$$P_{PV} = Y_{PV} \cdot f_{PV} \cdot (G_T / G_{T,STC}) \cdot [1 + a_P (T_c - T_{c,STC})] \quad (1)$$

dengan Y_{PV} kapasitas terpasang PV (kWp), f_{PV} faktor derating (80%), G_T iradiansi pada bidang larik, dan α_P koefisien suhu daya (−0,41%/°C).

2. Kapasitas penyimpanan baterai dan batasan kondisi pengisian (SOC):

$$C_{storage} = N_{bat} \cdot V_{nom} \cdot Q_{nom} / 1000 \quad (2)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (3)$$

dengan batas pengosongan baterai aman SOC_{min} = 20% (DoD 80%) dan SOC_{max} = 100% guna mencegah kerusakan sulfasi permanen.

3. Model konsumsi bahan bakar diesel linier:

$$F(t) = F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen}(t) \quad (4)$$

dengan koefisien konsumsi tanpa beban F_0 = 0,0486 L/jam/kW dan kemiringan konsumsi marginal F_1 = 0,236 L/jam/kW.

4. Net Present Cost (NPC) dan Levelized Cost of Energy (LCOE):

$$NPC = C_{ann,tot} / CRF(i, N) \quad (5)$$

$$CRF(i, N) = i(1 + i)^N / [(1 + i)^N - 1] \quad (6)$$

$$LCOE = C_{ann,tot} / E_{served} \quad (7)$$

di mana $C_{ann,tot}$ adalah biaya tahunan terseragamkan, CRF faktor pemulihan modal, dan E_{served} total energi tersuplai tahunan (180.474 kWh/tahun).

5. Keandalan pasokan dan fraksi energi terbarukan:

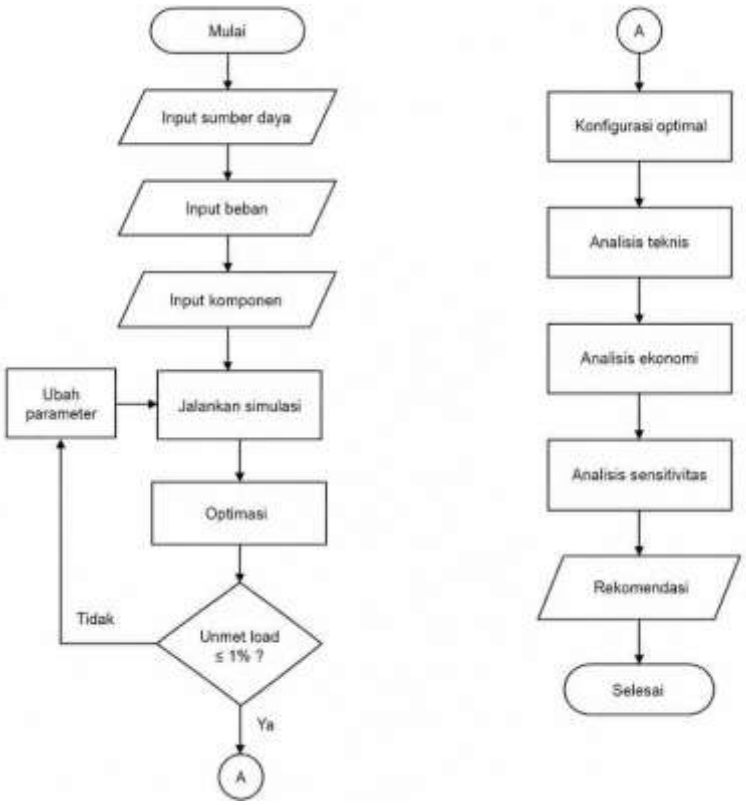
$$LPSP = \Sigma E_{unmet}(t) / \Sigma E_{load}(t) \quad (8)$$

$$RF = 1 - E_{non\text{-}ren} / E_{served} \quad (9)$$

Batasan teknis ketat ditetapkan: *Unmet Load Fraction* ≤ 1,0%, *Capacity Shortage* ≤ 1,0%, dan Cadangan Operasi (*Operating Reserve*) 10% beban per jam + 25% keluaran PV.

2.5 Ruang Pencarian Komponen dan Strategi Operasi Load Following (LF)

HOMER Pro mengevaluasi kombinasi kapasitas komponen dalam ruang pencarian (*search space*): panel PV (40–300 kWp), bank baterai (24–720 unit), generator diesel (*autosize* 40–80 kW), dan konverter (0–60 kW). Strategi *dispatch Load Following* (LF) dipilih di mana genset hanya beroperasi memasok kekurangan daya seketika ketika produksi PV dan cadangan baterai tidak mencukupi, serta dilarang mengisi ulang baterai. Diagram alir proses optimasi dan simulasi disajikan pada Gambar 4.



Gambar 4. Diagram alir proses simulasi kronologis, optimasi, dan uji sensitivitas pada perangkat lunak HOMER Pro.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Hasil Optimasi dan Penentuan Konfigurasi Sistem Optimal

Simulasi HOMER Pro mengevaluasi seluruh ruang pencarian kapasitas untuk melayani beban tahunan 180.474 kWh/tahun dengan beban puncak 53,29 kW. Hasil simulasi membandingkan tiga skenario arsitektur utama: Skenario 1 (Diesel Only/Baseline), Skenario 2 (PV–Diesel tanpa baterai), dan Skenario 3 (PV–Baterai–Diesel). Ringkasan perbandingan kapasitas dan performa teknis disajikan pada Tabel 4.

Tabel 4. Perbandingan kapasitas terpasang dan kinerja operasional tiga skenario sistem

Skenario sistem	Arsitektur komponen	Dispatch	Produksi PV (kWh/th)	Produksi genset (kWh/th)	RF (%)	Jam operasi genset (jam/th)	Konsumsi solar (L/tahun)
Skenario 1: Diesel Only (Baseline)	Genset 58 kW	CC	–	196.598 (100%)	0,0	8.760 (kontinu)	70.866 (194 L/hari)
Skenario 2: PV-Diesel (tanpa baterai)	PV 260 kWp, genset 58 kW, konverter 48 kW	CC	207.805 (64,1%)	116.545 (35,9%)	35,4	4.700 (53,6% waktu)	40.633 (111 L/hari)
Skenario 3: PV-Baterai-Diesel (Optimal)	**PV 260 kWp, baterai 480 unit (492 kWh), genset 58 kW, konverter 49 kW**	**LF**	**207.805 (91,6%)**	**19.109 (8,4%)**	**89,4**	**460 (5,25% waktu)**	**5.794 (15,9 L/hari)**

Hasil optimasi menunjukkan bahwa Skenario 3 (PV 260 kWp, Baterai 480 unit, Genset 58 kW, Konverter 49 kW) terpilih sebagai konfigurasi optimal. Pada Skenario 1 (diesel murni), genset beroperasi penuh 8.760 jam/tahun dengan faktor kapasitas rendah (38,7%), membakar 70.866 liter solar. Penambahan PV 260 kWp pada Skenario 2 berhasil menurunkan konsumsi bahan bakar

sebesar 42,7%, namun ketiadaan media penyimpanan menyebabkan lebih dari 43% energi surya terbuang sia-sia dan genset tetap harus beroperasi malam hari. Sebaliknya, pada Skenario 3, integrasi bank baterai 480 unit memangkas waktu operasional generator diesel secara spektakuler menjadi hanya 460 jam/tahun (hanya beroperasi 5,25% waktu dalam setahun). Genset berhasil digeser fungsinya dari pembangkit beban dasar menjadi murni unit cadangan darurat.

3.2 Analisis Kinerja Teknis dan Dinamika Aliran Daya

Pada konfigurasi optimal, total energi listrik yang dibangkitkan mencapai 226.913 kWh/tahun. Dari jumlah tersebut, modul surya PV menyuplai 207.805 kWh/tahun (91,6%), sedangkan generator diesel hanya memasok 19.109 kWh/tahun (8,4%), menghasilkan Renewable Fraction (RF) sebesar 89,4%. Keandalan sistem tercapai sempurna dengan *Unmet Electric Load* sebesar 0 kWh/tahun (0%) dan *Capacity Shortage* sebesar 0%.

Penetrasi energi terbarukan seketika maksimum (*maximum renewable penetration*) mencapai 422% terhadap beban pada tengah hari (pukul 10.00–14.00 WITA). Limpahan daya surya yang masif ini dialirkan ke bus DC untuk mengisi bank baterai berkapasitas *usable* 394 kWh (DoD 80%) dengan otonomi selama 19,1 jam. Nilai otonomi 19,1 jam ini menjamin bahwa seluruh kebutuhan listrik desa di malam hari dapat dipikul secara mandiri oleh baterai tanpa menyalakan genset. Kelebihan listrik (*excess electricity*) tercatat sebesar 20.986 kWh/tahun (9,25%), suatu angka yang sangat efisien untuk sistem off-grid terpencil. Kelebihan energi ini berpotensi besar dimanfaatkan sebagai *productive dump load*, seperti pengoperasian unit pendingin es untuk hasil laut atau mesin penggilingan komoditas pertanian.

3.3 Analisis Kelayakan Tekno-Ekonomi Siklus Hidup 25 Tahun

Evaluasi ekonomi siklus hidup 25 tahun dirangkum pada Tabel 5 dan Tabel 6. Konfigurasi 3 menghasilkan Net Present Cost (NPC) terendah sebesar Rp9,45 miliar dan LCOE Rp2.658/kWh, menghemat Rp20,89 miliar (68,8%) dibandingkan skenario baseline Diesel Only (NPC Rp30,34 miliar; LCOE Rp8.533/kWh).

Tabel 5. Rincian arus kas biaya siklus hidup 25 tahun konfigurasi optimal PV–Baterai–Diesel (dalam Rupiah)

Komponen sistem	Biaya modal (capital)	Penggantian (replacement)	Biaya O&M	Bahan bakar (fuel)	Nilai sisa (salvage)	Total NPC
Generator diesel (58 kW)	319.000.000	0	946.116.831	776.245.281	−33.624.174	2.007.737.938 (21,2%)
Bank baterai LA ASM (480 unit)	1.320.000.000	4.631.787.134	0	0	−479.642.468	5.472.144.666 (57,9%)
Panel surya PV (260 kWp)	1.560.000.000	0	256.111.919	0	0	1.816.111.919 (19,2%)
Bidirectional converter (49 kW)	102.918.367	73.656.407	0	0	−20.293.830	156.280.945 (1,7%)
Total sistem terpadu	**3.301.918.367**	**4.705.443.542**	**1.202.228.750**	**776.245.281**	**−533.560.472**	**9.452.275.469 (100%)**

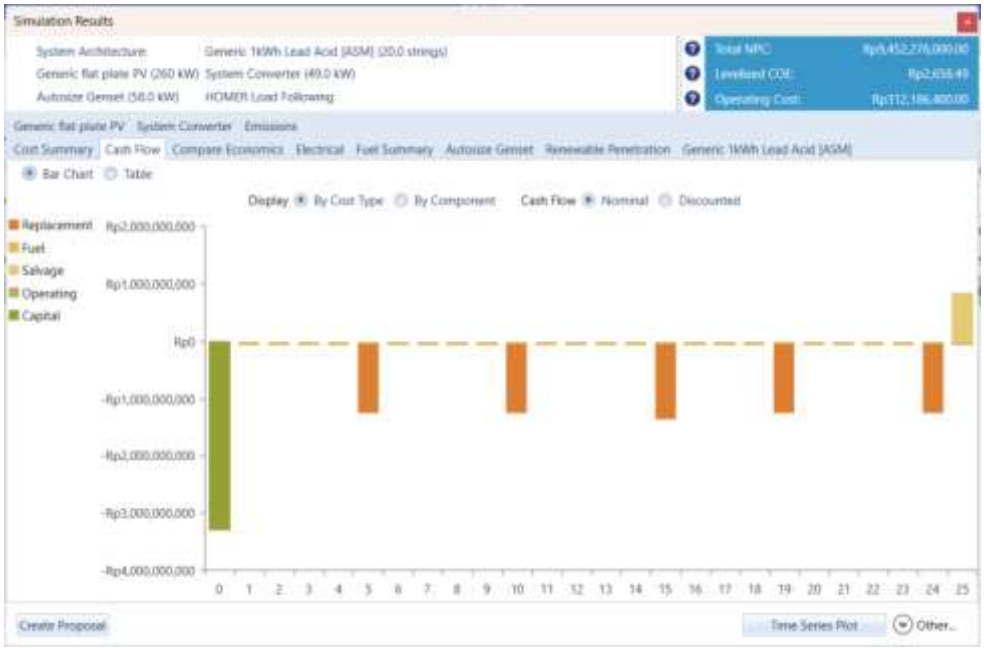
Berdasarkan Tabel 5, bank baterai menyerap porsi biaya terbesar, yakni 57,9% NPC (Rp5,47 miliar), yang didominasi oleh biaya penggantian periodik (Rp4,63 miliar) pada tahun ke-7, 13, dan 19. Kendati demikian, peremajaan baterai tersebut berhasil memangkas biaya bahan bakar

solar hingga tersisa hanya Rp776,2 juta sepanjang 25 tahun masa operasional (rata-rata Rp31,0 juta/tahun), berbanding terbalik dengan baseline diesel yang menelan Rp19,1 miliar BBM.

Tabel 6. Ringkasan perbandingan kelayakan finansial antar-skenario sistem

Skenario sistem	Modal awal (CAPEX)	Total NPC	LCOE (Rp/kWh)	Net Present Value	IRR (%)	Simple payback	Discounted payback
Skenario 1 (Diesel Only)	Rp0,32 M	Rp30,34 M	Rp8.533	Baseline	–	–	–
Skenario 2 (PV-Diesel)	Rp1,98 M	Rp18,70 M	Rp5.247	Rp11,64 M	41,0	2,32 tahun	2,41 tahun
Skenario 3 (PV-Baterai-Diesel)	**Rp3,30 M**	**Rp9,45 M**	**Rp2.658**	**Rp20,89 M**	**43,4**	**2,12 tahun**	**2,20 tahun**

Kinerja finansial Skenario 3 sangat superior: *Net Present Value* (NPV) positif sebesar Rp20,89 miliar, IRR mencapai 43,4% (jauh melampaui suku bunga diskonto 6,0%), *Return on Investment* (ROI) 36,7%, dan *Simple Payback Period* hanya 2,12 tahun (*Discounted Payback* 2,20 tahun). Modal awal sebesar Rp3,30 miliar telah tertutup penuh oleh akumulasi penghematan BBM pada tahun ke-3 (Gambar 5).



Gambar 5. Profil arus kas tahunan 25 tahun sistem hibrid optimal PV–Baterai–Diesel (reinvestasi baterai tahun ke-7, 13, dan 19).

3.4 Analisis Konsumsi BBM dan Mitigasi Dampak Lingkungan

Reduksi pembakaran solar generator diesel menghasilkan perbaikan mutu lingkungan yang luar biasa. Konsumsi solar tahunan berkurang sebesar 91,82%, dari 70.866 L/tahun pada baseline diesel menjadi hanya 5.794 L/tahun (penghematan 65.072 L/tahun atau ekuivalen konsumsi rata-rata hanya 15,9 L/hari). Penurunan konsumsi BBM ini berkorelasi langsung terhadap reduksi gas rumah kaca dan emisi polutan toksik kriteria (Tabel 7).

Tabel 7. Perbandingan konsumsi bahan bakar dan emisi gas buang lingkungan antar-skenario

Parameter emisi & BBM	Skenario 1 (Diesel Only)	Skenario 2 (PV-Diesel)	Skenario 3 (PV-Baterai-Diesel)	Reduksi Skenario 3 vs baseline (%)
Konsumsi BBM solar (L/tahun)	70.866	40.633	5.794	−91,82 (hemat 65.072 L/th)
Karbon dioksida / CO_2 (kg/tahun)	186.677	106.361	15.167	−91,87 (mereduksi 171,5 ton/th)
Karbon monoksida / CO (kg/tahun)	1.176	670	95,6	−91,87
Hidrokarbon tak terbakar / UHC (kg/th)	51,3	29,3	4,17	−91,87
Partikulat materi / PM (kg/tahun)	7,13	4,06	0,579	−91,88
Sulfur dioksida / SO_2 (kg/tahun)	457	260	37,1	−91,88
Nitrogen oksida / NOx (kg/tahun)	1.105	630	89,8	−91,87

Dalam horison 25 tahun umur proyek, Konfigurasi 3 mencegah pelepasan sekitar 4.287 ton CO_2 ke biosfer. Di tingkat lokal, penurunan emisi SO_2 dan partikulat halus (PM) sebesar 91,88% secara nyata melenyapkan kabut jelaga hitam pekat, sementara jam kerja genset yang hanya ~1,2 jam/hari mengeliminasi polusi kebisingan knalpot di lingkungan permukiman Desa Lailanjang.

3.5 Analisis Sensitivitas Multivariat

Ketahanan sistem hibrid diuji terhadap empat parameter ketidakpastian: (S2) lonjakan pertumbuhan beban +20% (587,4 kWh/hari; puncak 64,1 kW); (S3) kenaikan harga solar non-subsidi Rp15.000/L; (S4) penurunan CAPEX panel PV menjadi Rp4.000.000/kWp; dan (S5) anomali penurunan radiasi surya GHI sebesar 10% (5,30 kWh/m^2/hari). Sintesis hasil optimasi sensitivitas dirangkum pada Tabel 8.

Tabel 8. Matriks sintesis analisis sensitivitas tekno-ekonomi multivariat pada HOMER Pro

Skenario uji sensitivitas	PV (kWp) / genset (kW)	Baterai (unit) / konverter (kW)	Dispatch	NPC sistem (Rp miliar)	NPC Diesel Only (Rp M)	LCOE (Rp/kWh)	RF (%) / jam genset
S1: Baseline (solar Rp6.800/L, GHI 5,89)	260 / 58,0	480 / 49,0	LF	Rp9,45 M	Rp30,34 M	Rp2.658	89,4 / 460 jam
S2: Pertumbuhan beban (+20%)	260 / 68,0	480 / 50,0	LF	Rp11,44 M	Rp35,30 M	Rp2.708	80,4 / 1.050 jam
S3: Lonjakan solar (Rp15.000/L)	290 / 57,0	720 / 60,0	LF	Rp9,18 M	Rp41,20 M	Rp2.609	100,0 / 0 jam
S4: Penurunan CAPEX PV (Rp4 jt/kWp)	260 / 57,0	480 / 48,0	LF	Rp8,86 M	Rp30,34 M	Rp2.518	89,6 / 450 jam
S5: Penurunan radiasi GHI (−10%)	260 / 58,0	720 / 49,0	CC	Rp9,90 M	Rp30,34 M	Rp2.785	84,5 / 780 jam

Hasil analisis sensitivitas menegaskan stabilitas dan ketangguhan arsitektur hibrid yang diusulkan:

1. **Ketahanan ekstrem terhadap harga bahan bakar (S3).** Saat solar melonjak ke Rp15.000/L, biaya siklus hidup diesel murni membengkak menjadi Rp41,20 miliar (LCOE Rp11.702/kWh). Sebaliknya, sistem hibrid merespons secara cerdas dengan memperbesar kapasitas PV (290 kWp) dan baterai (720 unit), bertransisi menjadi sistem 100% energi

terbarukan mandiri (0 jam genset) dengan NPC stabil di Rp9,18 miliar dan IRR melonjak ke 50%.

2. **Resiliensi terhadap fluktuasi iklim (S5).** Pada defisit radiasi GHI −10%, sistem menambah kapasitas baterai menjadi 720 unit dan mengadopsi strategi CC. Unmet load tetap 0%, Renewable Fraction bertahan tinggi pada 84,5%, dan kenaikan LCOE sangat terkendali (Rp2.785/kWh).
3. **Pertumbuhan beban (S2) dan adopsi teknologi (S4).** Pada pertumbuhan beban +20%, sistem tetap andal melalui penyesuaian genset 68 kW. Sementara penurunan harga pasar panel PV (S4) memangkas NPC menjadi Rp8,86 miliar dan menghasilkan LCOE terendah sebesar Rp2.518/kWh dengan *payback time* 1,8 tahun.

3.6 Komparasi Menyeluruh terhadap Kondisi Kelistrikan Eksisting Desa

Untuk mengukur signifikansi transformasi pasokan energi di lapangan, luaran sistem mikrogrid terpusat dikomparasikan secara empiris terhadap sistem 44 unit genset swadaya warga eksisting (Tabel 9).

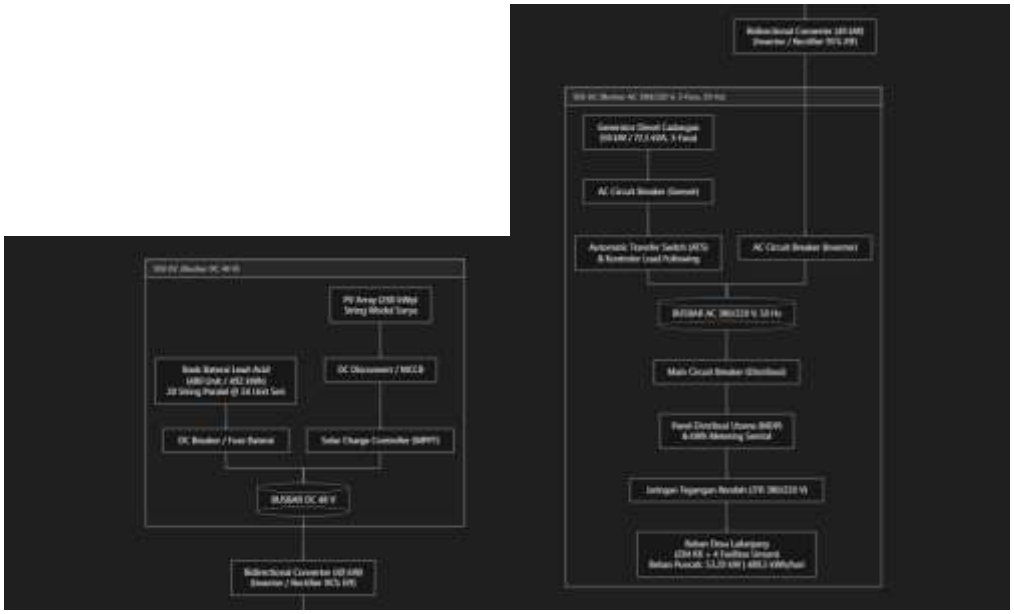
Tabel 9. Matriks validasi komparatif sistem desain hibrid terhadap kondisi kelistrikan eksisting Desa Lailanjang

Parameter evaluasi	Kondisi eksisting desa (44 genset warga)	Sistem hybrid terpusat (Konfigurasi 3)	Dampak & evaluasi terapan
Kapasitas terpasang	35,2 kVA (28,2 kW) tersebar pada 44 unit genset 1–2 kVA	PV 260 kWp, genset 58 kW, baterai 492 kWh, inverter 49 kW	Pembangkit terpusat, mampu memikul beban puncak serempak 53,29 kW
Durasi layanan listrik	3 jam/hari (18.00–21.00 WITA, setelahnya padam total)	24 jam/hari kontinu nonstop (unmet load 0%)	Peningkatan durasi pasokan listrik 8 kali lipat (naik 800%)
Penerima manfaat	44 KK pemilik genset, 158 KK menumpang, 82 KK gelap gulita	Melayani 284 KK + 4 fasilitas umum secara penuh (100%)	Mewujudkan keadilan energi dan menuntaskan kemiskinan energi desa
Operasional fasum	Mangkrak: pompa PAMSIMAS 1,5 kW mati, kulkas vaksin Polindes mati	Terlayani penuh 24 jam: pompa air 4 jam/hari, cold-chain vaksin aktif	Menjamin hak dasar warga atas air bersih higienis dan layanan medis darurat
Konsumsi BBM solar	24.090 L/tahun (solar dibeli eceran di kios desa)	5.794 L/tahun (cadangan genset 460 jam/tahun)	Sistem 24 jam justru 75,9% lebih hemat solar dibanding genset 3 jam
Biaya solar tahunan	Rp163.812.000/tahun (asumsi Rp6.800/L; riil >Rp240 jt)	Rp39.401.480/tahun	Penghematan pengeluaran bahan bakar desa mencapai Rp124,41 juta/tahun
Biaya efektif per kWh	Setara Rp12.000–Rp16.000/kWh (akibat inefisiensi genset)	Rp2.658/kWh (LCOE penuh siklus hidup 25 tahun)	Biaya energi per satuan kWh terpangkas hingga 78%–83%
Kenyamanan & polusi	Kebisingan 44 knalpot tiap malam; asap jelaga tebal di rumah	Nyaris hening (genset cadangan di lokasi terisolir), udara asri	Melenyapkan polusi suara dan pencemaran udara beracun di permukiman

Temuan pada Tabel 9 memperlihatkan sebuah paradoks positif: sistem hybrid microgrid yang menyuplai listrik 24 jam penuh ke seluruh 284 KK justru mengonsumsi bahan bakar solar 75,9% lebih sedikit (5.794 L vs 24.090 L/tahun) dibandingkan operasional 44 genset warga yang hanya menyala 3 jam. Hal ini membuktikan efektivitas luar biasa dari integrasi fotovoltaik dan baterai dalam menyerap radiasi matahari tropis Sumba.

3.7 Diagram Satu Garis (SLD) dan Rekayasa Sistem Distribusi Desa

Arsitektur kelistrikan terpadu dari sistem hybrid microgrid di Desa Lailanjang digambarkan melalui Diagram Satu Garis (*Single Line Diagram*/SLD) pada Gambar 6. Sistem ini menghubungkan busbar DC 48 V dan busbar AC 380/220 V melalui bidirectional converter 49 kW. Sisi AC dilengkapi *Main Distribution Panel* (MDP), kWh metering sentral, dan proteksi pemutus daya otomatis (*Air Circuit Breaker* dan *Molded Case Circuit Breaker*) yang mendistribusikan daya ke Jaringan Tegangan Rendah (JTR) desa.



Gambar 6. Diagram Satu Garis (*Single Line Diagram*/SLD) sistem hybrid microgrid PV–Baterai–Diesel di Desa Lailanjang.

3.8 Implikasi Teknis, Model Pendanaan Hibah, dan Kelayakan Finansial BUMDes

Penerapan sistem mikrogrid di lapangan menuntut kesiapan rekayasa teknik dan kelembagaan pengelolaan yang solid:

1. **Rekayasa teknis lingkungan sabana.** Larik PV 260 kWp membutuhkan lahan terbuka seluas ±1.800–2.200 m². Mengingat hembusan angin monsun tenggara yang kuat dan tingginya konsentrasi debu tanah kapur selama musim kemarau, struktur penyangga mekanis harus dirancang dengan ketahanan beban angin tinggi serta menerapkan jadwal pembersihan permukaan modul secara berkala guna mencegah kerugian *soiling*. Bank baterai 480 unit (20 string seri 24 unit 2 V) wajib ditempatkan dalam gedung kontrol berventilasi aktif dengan pengatur suhu 20–25 °C dan dilengkapi sistem penyeimbang tegangan (*active string balancing*). Selain itu, proteksi konverter 49 kW harus dipersiapkan menghadapi lonjakan arus awal (*starting current*) motor induksi pompa air PAMSIMAS 1,5 kW menggunakan *soft-starter*.
2. **Skema tarif berkelanjutan dan peran pengelolaan BUMDes.** LCOE sistem sebesar Rp2.658/kWh berada di atas tarif subsidi PLN 450 VA (Rp415/kWh) dan 900 VA (Rp605/kWh) [18]. Mengingat 93% populasi desa tergolong keluarga prasejahtera, penetapan tarif penuh setara LCOE akan memberatkan daya beli. Oleh karena itu, direkomendasikan model pembiayaan campuran berbasis hibah modal awal (*capital grant*)

dari pemerintah (APBN/Dana Alokasi Khusus) atau program iklim senilai Rp3,30 miliar. Dengan terbebasnya beban investasi awal, Badan Usaha Milik Desa (BUMDes) ditugaskan mengelola operasional sistem.

Berdasarkan analisis *cash flow*, pengeluaran solar tahunan hanya sebesar Rp39,4 juta. Jika warga desa mempertahankan iuran yang sama persis dengan iuran patungan genset eksisting (Rp50.000 per KK per bulan), dari 284 KK akan terhimpun dana kas desa sebesar Rp170,4 juta per tahun. Dana tersebut dialokasikan untuk pembelian solar genset cadangan (Rp39,4 juta), honorarium dua orang teknisi lokal (Rp36,0 juta), dan menghasilkan surplus kas bersih sebesar ±Rp95,0 juta per tahun. Akumulasi surplus kas ini berfungsi sebagai dana cadangan mandiri (*sinking fund*) untuk membiayai siklus penggantian baterai pada tahun ke-7 tanpa membebani APBDes maupun meminta bantuan modal baru.

4. KESIMPULAN DAN SARAN

4.1 Kesimpulan

Berdasarkan perancangan, simulasi komputasional, analisis tekno-ekonomi, mitigasi lingkungan, uji sensitivitas, dan validasi lapangan menggunakan HOMER Pro, ditarik kesimpulan utama sebagai berikut:

1. **Karakteristik beban komunal.** Beban listrik Desa Lailanjang tercatat sebesar 489,50 kWh/hari dengan beban puncak 53,29 kW (*load factor* 0,38) untuk melayani 284 KK dan 4 fasilitas umum. Kurva konsumsi didominasi lonjakan beban malam hari (17.00–22.00 WITA) dengan puncak pukul 19.00 WITA.
2. **Konfigurasi sistem optimal.** Konfigurasi terpilih terdiri atas PV monocrystalline 260 kWp, generator diesel 58,0 kW, bank baterai lead-acid 480 unit (492 kWh nominal/394 kWh *usable*), dan *bidirectional converter* 49,0 kW di bawah strategi kontrol Load Following (LF).
3. **Keandalan teknis prima.** Sistem menjamin keandalan 100% tanpa defisit daya (unmet load 0%, capacity shortage 0%), mencapai Renewable Fraction (RF) 89,4%, dan memangkas jam kerja generator secara spektakuler dari 8.760 jam/tahun menjadi hanya 460 jam/tahun (hanya beroperasi 5,25% waktu dalam setahun).
4. **Kelayakan ekonomi unggul.** Konfigurasi optimal menghasilkan NPC Rp9,45 miliar dan LCOE Rp2.658/kWh, memberikan penghematan biaya siklus hidup bersih sebesar Rp20,89 miliar (efisiensi 68,8%) terhadap baseline diesel murni (NPC Rp30,34 miliar; LCOE Rp8.533/kWh). Investasi awal terbayar dalam *Simple Payback* 2,12 tahun (*Discounted Payback* 2,20 tahun) dengan IRR 43,4% dan ROI 36,7%.
5. **Mitigasi emisi dan dekarbonisasi.** Konsumsi bahan bakar solar terpangkas 91,82% (dari 70.866 L menjadi 5.794 L/tahun), mereduksi emisi CO_2 sebesar 91,87% (mencegah pelepasan 171,5 ton CO_2/tahun ke atmosfer), serta melenyapkan polutan beracun (CO, UHC, PM, SO_2, NOx) dan kebisingan mesin diesel di desa.
6. **Ketahanan terhadap ketidakpastian.** Uji sensitivitas membuktikan ketangguhan sistem di seluruh skenario. Pada lonjakan harga solar Rp15.000/L, sistem secara adaptif bertransisi

menjadi 100% mandiri energi terbarukan (0 jam genset) dengan IRR 50%. Sistem juga tetap andal menghadapi defisit radiasi GHI −10% dan beban +20%.

7. **Transformasi kesejahteraan desa.** Mikrogrid terpusat meningkatkan durasi listrik 8 kali lipat (dari 3 jam ke 24 jam penuh) bagi 100% warga, mereaktivasi pompa air PAMSIMAS dan rantai dingin Polindes, serta menghemat belanja bahan bakar desa sebesar Rp124,41 juta per tahun.

4.2 Saran dan Rekomendasi

1. **Implementasi kebijakan.** Pemerintah Daerah Kabupaten Sumba Timur dan Kementerian ESDM disarankan mengalokasikan skema hibah modal awal (*capital grant*) untuk pengadaan infrastruktur PLTS dan baterai, dengan pengelolaan operasional diserahkan kepada BUMDes melalui pembentukan *sinking fund* penggantian baterai berkala.
2. **Pelatihan kapasitas lokal.** Diperlukan program alih teknologi dan pelatihan teknis bagi pemuda desa dalam pemeliharaan preventif panel surya, penyeimbangan string baterai, dan operasional genset cadangan.
3. **Penelitian lanjutan.** Disarankan melakukan: (a) simulasi transien dinamik kestabilan tegangan-frekuensi saat *starting* pompa PAMSIMAS menggunakan software ETAP/Simulink; (b) perancangan detail Jaringan Tegangan Rendah (JTR) distribusi desa; serta (c) studi tekno-ekonomi komparatif menggunakan baterai Lithium Iron Phosphate ($LiFePO_4$).

DAFTAR PUSTAKA

[1] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, *Statistik Ketenagalistrikan Tahun 2023*, Edisi No. 37. Jakarta: Ditjen Ketenagalistrikan, Kementerian ESDM RI, 2024.

[2] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, *Rencana Strategis Kementerian ESDM 2020–2024*. Jakarta: Kementerian ESDM RI, 2023.

[3] Pemerintah Republik Indonesia, *Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 63 Tahun 2020 tentang Penetapan Daerah Tertinggal Tahun 2020–2024*. Jakarta: Lembaran Negara RI, 2020.

[4] Ombudsman Republik Indonesia, *Laporan Kajian Cepat (Rapid Assessment): Pengawasan Pelayanan Publik Penyaluran Listrik di Daerah Terpencil, Tertinggal, dan Terluar (3T)*. Jakarta: Ombudsman RI, 2022.

[5] Badan Pusat Statistik Kabupaten Sumba Timur, *Kecamatan Rindi Dalam Angka 2024*. Waingapu: BPS Kabupaten Sumba Timur, 2024.

[6] World Bank Group, *Global Solar Atlas 2.0: Solar Resource Data*. Washington, DC: The World Bank, 2020.

[7] Asian Development Bank, *Achieving 100% Renewable Energy in Sumba Island, Indonesia: Technical and Economic Assessment*. Manila: ADB, 2020.

[8] R. H. Lasseter, "Microgrids," in *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, New York, NY, vol. 1, pp. 305–308, 2002.

[9] IEEE, *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces (IEEE Std 1547-2018)*. Piscataway, NJ: IEEE, 2018.

[10] S. Mandelli, J. Barbieri, R. Mereu, and E. Colombo, "Off-grid systems for rural electrification in developing countries: Definitions, classification and a comprehensive literature review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1621–1646, 2016.

[11] HOMER Energy, *HOMER Pro Version 3.18 User Manual: Microgrid Sizing and Optimization Software*. Boulder, CO: HOMER Energy by UL, 2024.

[12] P. Lilienthal, P. Lambert, and C. Baring-Gould, "HOMER: The Hybrid Optimization Model for Electric Renewables," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, Tech. Rep. NREL/TP-710-35406, 2004.

[13] D. N. Luta and A. K. Raji, "Optimal sizing of hybrid fuel cell-supercapacitor storage system for off-grid applications," *Energy*, vol. 166, pp. 530–540, 2018.

[14] E. Muh and F. Tabet, "Comparative analysis of hybrid renewable energy systems for off-grid applications in Southern Africa," *Renewable Energy*, vol. 135, pp. 617–632, 2019.

[15] M. J. Khan, A. K. Yadav, and L. Mathew, "Techno-economic feasibility analysis of different combinations of PV-Wind-Diesel-Battery hybrid system for telecommunication installations in Mt. Abu, India," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 577–607, 2017.

[16] A. Usman, A. Soeprijanto, and O. Penangsang, "Optimal sizing of autonomous hybrid PV-diesel-battery microgrid in remote area of Central Sulawesi," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 12, no. 3, pp. 2235–2246, 2022.

[17] K. Sanjaya, I. N. S. Kumara, and I. W. Sukerayasa, "Feasibility study of solar-diesel hybrid power plant in Nusa Penida Island, Bali," *Journal of Electrical, Electronics and Informatics*, vol. 5, no. 1, pp. 12–19, 2021.

[18] PT PLN (Persero), *Penyesuaian Tarif Tenaga Listrik (Tariff Adjustment) Triwulan III 2026*. Jakarta: PT PLN (Persero), 2026.

[19] S. Mondal, P. Acharjee, and P. S. Roy, "Techno-economic performance and sensitivity analysis of an off-grid renewable energy-based hybrid system: A case study of Kuakata, Bangladesh," *Energies*, vol. 17, no. 6, p. 1476, 2024.

[20] S. M. N. Hasan *et al.*, "Techno-economic performance and sensitivity analysis of an off-grid renewable energy-based hybrid system," *Energies*, vol. 17, no. 6, p. 1476, 2024.

[21] S. Bahramara, M. P. Moghaddam, and M. R. Haghifam, "Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 609–620, 2016.

[22] A. Chauhan and R. P. Saini, "A review on integrated renewable energy system based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 99–120, 2014.

[23] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind*, 5th ed. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2020.

[24] T. Markvart and L. Castañer, *Solar Cells: Materials, Manufacture and Operation*, 2nd ed. Oxford, UK: Elsevier, 2005.

[25] P. Acharjee, "Advanced storage modeling in hybrid off-grid microgrids: A comparative assessment," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 13, no. 2, pp. 889–901, 2022.

[26] F. K. Tanyi, T. E. Some, and E. B. Balo, "Techno-economic sizing and optimization of an off-grid solar PV-diesel-battery hybrid system for rural electrification in Cameroon," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2021, Art. ID 8839211, 2021.

[27] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, "Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects," *Applied Energy*, vol. 222, pp. 1033–1055, 2018.

[28] D. E. Ighravwe and D. T. Babatunde, "Selection of optimal hybrid renewable energy systems for rural electrification: A multicriteria perspective," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 47, p. 101416, 2021.