

# Analisis Teknis dan Keekonomian Sistem Hibrida Pada Pelayanan Kelistrikan Pulau Rhun

Adams Yogasara<sup>\*a)</sup>, Rinaldi Maulana<sup>b)</sup>, Tri Wahyu Adi<sup>a)</sup>

(Received 21 September 2024 || Revised 22 Oktober 2024 || Accepted 30 Oktober 2024)

**Abstract:** Indonesia, as the largest archipelagic country, faces significant challenges in providing consistent electricity to its numerous isolated microgrids, many of which rely on diesel generators. The limited operational hours of these systems hinder economic growth, especially in remote regions like Rhun Island. This research aimed to develop an optimized hybrid power system integrating photovoltaic (PV) panels and Battery Energy Storage Systems (BESS) to extend electricity availability and reduce reliance on fossil fuels. Using simulation tools such as PVsyst and HOMER Pro, the study evaluated various configurations to identify the most cost-efficient and sustainable solution. Additionally, Demand Side Management (DSM) strategies, including peak clipping and load shifting, were applied to further optimize the system's performance and reduce operational costs. The findings demonstrated that the hybrid system significantly decreased the Levelized Cost of Energy (LCOE) to \$0.431/kWh compared to a diesel-only system. Furthermore, the renewable energy fraction increased to 81.7%, contributing to Indonesia's energy transition goals. This research offers a replicable model for other small islands, promoting sustainable energy solutions and supporting local economic development by ensuring a stable 24-hour power supply. The implications suggest that adopting hybrid systems with DSM can accelerate energy equity and environmental sustainability in remote areas.

**Keywords:** Hybrid Power System, Photovoltaic (PV), BESS, LCOE, Isolated Microgrids, Energy Transition.

## 1. Pendahuluan

Indonesia sebagai negara kepulauan terbesar di dunia menghadapi tantangan dalam menyediakan akses listrik merata, terutama di pulau terpencil seperti Pulau Rhun. Banyak wilayah ini masih bergantung pada Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) yang mahal dan terbatas, menghambat perkembangan ekonomi dan memperburuk ketergantungan pada bahan bakar fosil. Dalam upaya transisi energi global, Indonesia diharapkan beralih ke energi terbarukan yang lebih berkelanjutan, meskipun penerapan teknologi seperti Photovoltaic (PV) dan Battery Energy Storage System (BESS) di daerah terpencil masih terbatas karena biaya investasi awal dan manajemen beban yang kompleks.

Penelitian ini mengusulkan solusi dengan mengembangkan sistem hibrida yang menggabungkan PLTD, PV, dan BESS, serta menerapkan strategi Demand Side Management (DSM) seperti peak clipping dan load shifting. Strategi DSM bertujuan mengoptimalkan beban listrik sepanjang hari, menurunkan biaya operasional, dan meningkatkan efisiensi energi. Simulasi menggunakan software PVsyst dan HOMER Pro diterapkan untuk menemukan konfigurasi optimal sistem hibrida yang sesuai dengan kebutuhan Pulau Rhun.

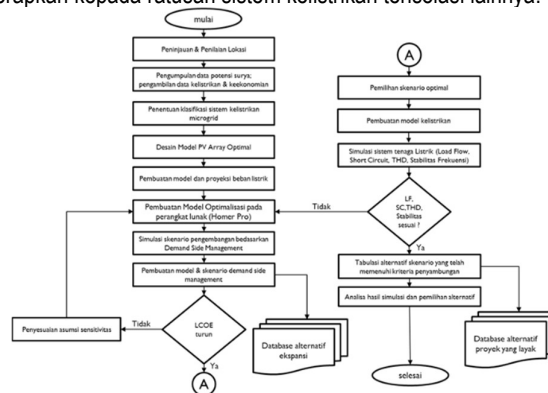
Penelitian bertujuan mengidentifikasi konfigurasi sistem kelistrikan yang optimal dari segi teknis dan ekonomi untuk memungkinkan operasional listrik 24 jam di Pulau Rhun tanpa peningkatan biaya signifikan. Diharapkan, hasil penelitian ini dapat meningkatkan kualitas hidup masyarakat setempat melalui akses listrik yang andal, mendukung pertumbuhan ekonomi lokal, dan berkontribusi pada transisi energi terbarukan di Indonesia.

## 2. Metodologi

Metodologi penelitian dilakukan mulai dari pembuatan desain model sistem PV untuk mendapatkan model PV array optimal pada lokasi yang dikaji menggunakan perangkat lunak PVsyst. Kemudian, model PV array tersebut di gunakan sebagai kandidat untuk ekspansi pembangkit dengan skenario melistriki menggunakan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD), PV, dan PV dengan BESS menggunakan Homer Pro. Selanjutnya, dikembangkan skenario penerapan *demand side management* dan

mengetahui bagaimana perubahan NPC dan LCOE terhadap alternatif yang ada. Pada tahap akhir, dilakukan studi dampak jaringan pada salah satu skenario untuk mengetahui dampak pengembangan sistem terhadap kriteria operasi menggunakan DiGSILENT.[6]

Penelitian ini bertujuan untuk membuat beberapa desain alternatif konfigurasi ekspansi pembangkit beserta pola operasi optimal yang dilanjutkan penambahan skenario *demand side management*. Sehingga didapatkan gambaran hasil kelayakan operasi dan kelayakan finansial atau keekonomian dari studi tersebut. Harapan dari studi yang dilakukan kali ini adalah untuk mendapatkan metodologi yang dapat direplikasi agar dapat diterapkan kepada ratusan sistem kelistrikan terisolasi lainnya.



GAMBAR 2.1 BAGAN ALUR METODOLOGI PENELITIAN

### 2.1 Pemodelan Beban

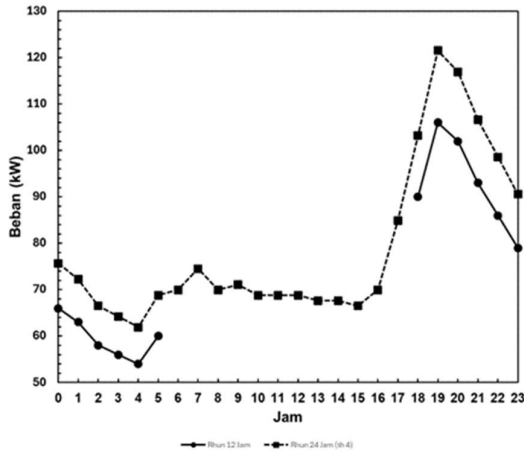
Pasokan listrik dimasa depan akan dirancang sebagai sistem on-grid untuk mengurangi konsumsi solar di PLTD. Pada penelitian ini, sistem kelistrikan Rhun eksisting tidak beroperasi dalam 12 jam dan beban puncak 106 kW. Pertumbuhan beban yang berasal dari tujuan ekonomi lokal sudah dijelaskan dalam karakterisasi sosial-ekonomi. Profil beban yang digunakan ditunjukkan pada gambar di bawah ini, dengan perbandingan beban saat ini dan perkiraan beban pada tahun-tahun berikutnya yang diharapkan karena pertumbuhan beban dasar yang moderat. Pada saat PV dan

\*Korespondensi: adams.yogasara@gmail.com

a) Prodi S2 Teknik Elektro, Fakultas Ketenagalistrikan dan Energi Terbarukan, Institut Teknologi PLN, Jakarta, Indonesia

b) PT. PLN (Persero) Kantor Pusat, Jakarta, Indonesia

Baterai beroperasi, diproyeksikan sistem kelistrikan Rhun beroperasi dalam 24 jam



GAMBAR 2.2 BEBAN 12 JAM DAN 24 JAM SISTEM RHUN

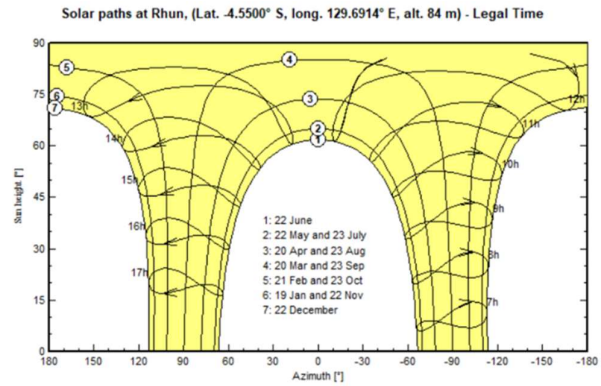
Pertumbuhan beban tahun 1 - 5 (3,48%), tahun 6 - 10 (2%), dan 10 - 20 (1%) berdasarkan analisa trend beban pelanggan PLN UIW MMU. Gambar 2.2 menggambarkan kurva beban listrik untuk sistem energi di Rhun, dengan dua kurva yang menunjukkan beban listrik selama interval waktu satu hari. Kurva dengan garis lurus merepresentasikan angka realisasi beban listrik selama tahun 2021-2022, sementara kurva dengan garis putus-putus menggambarkan proyeksi beban yang dibuat oleh PT. PLN (Persero) Unit Induk Wilayah Maluku dan Maluku Utara untuk tahun keempat operasi sistem, dengan perbedaan utama bahwa kurva dengan garis lurus menunjukkan operasi sistem selama 12 jam, sedangkan kurva dengan garis putus-putus menunjukkan proyeksi untuk operasi sistem selama 24 jam penuh.

## 2.2 Pemodelan PV Array

Pemodelan sistem Photovoltaic (PV) di Pulau Rhun dimulai dengan analisis lokasi pada ketinggian 84 meter di atas permukaan laut. Faktor-faktor lain seperti suhu, kelembapan, dan kekeruhan atmosfer menjadi lebih dominan dalam memengaruhi efisiensi PV di daerah ini. Variasi musim juga berdampak besar terhadap kinerja PV, terutama terkait dengan perubahan radiasi matahari, suhu, dan kelembapan sepanjang tahun. Dengan demikian, meskipun ketinggian memberikan sedikit keuntungan dalam penangkapan radiasi, kondisi cuaca dan atmosferik menjadi faktor utama yang diperhitungkan dalam optimasi sistem PV di Rhun [9].

Di Rhun, yang terletak di Pulau Rhun yang beriklim tropis mengalami dua musim utama: kemarau (April–Oktober) dan hujan (November–Maret). Selama musim kemarau, langit lebih cerah dan radiasi matahari lebih tinggi, meningkatkan output energi sistem PV, dengan Global Horizontal Irradiation (GHI) mencapai puncaknya, seperti 6.36 kWh/m<sup>2</sup>/hari di Oktober. Sebaliknya, musim hujan cenderung berawan dengan curah hujan tinggi, menurunkan radiasi yang mencapai panel surya dan sedikit mengurangi produksi energi PV [10]. Namun, karena berada di daerah tropis, fluktuasi output energi tidak ekstrem dan relatif konsisten sepanjang tahun. ini menguntungkan karena memungkinkan panel surya menangkap radiasi maksimal, sehingga optimalisasi sudut dan orientasi panel menjadi penting

untuk memaksimalkan kinerja PV.



GAMBAR 2.3 SOLAR PATH PADA LOKASI PLTS RHUN

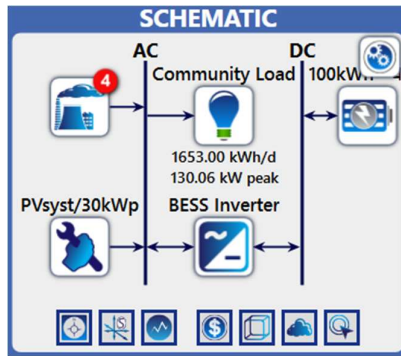
Di lokasi PV di Pulau Rhun, matahari mencapai ketinggian yang tinggi sepanjang tahun, dengan puncak mendekati zenith pada tengah hari di bulan Juni. Posisi ini sangat ideal bagi sistem PV karena memungkinkan panel surya menerima radiasi maksimum. Pada bulan Desember, meski ketinggian matahari lebih rendah, posisinya masih cukup optimal untuk penyerapan radiasi. Dekatnya Rhun dengan ekuator membuat variasi musiman ketinggian matahari kecil, sehingga sistem PV dapat didesain dengan sudut kemiringan yang tidak terlalu ekstrem dan tetap efisien sepanjang tahun. Orientasi panel surya yang diatur arah utara-selatan dengan sedikit kemiringan akan meningkatkan penangkapan energi secara optimal. Karena matahari tinggi sepanjang tahun, sudut kemiringan panel dapat mendekati horizontal untuk memastikan penyerapan energi maksimal selama siang hari yang panjang, meningkatkan efisiensi sistem PV di Rhun [11].

## 2.3 Pemodelan Ekspansi Pembangkit

Dengan Pemodelan sistem microgrid di Pulau Rhun dengan HOMER Pro dilakukan untuk menentukan kapasitas optimal dari PV, Diesel, dan BESS (Battery Energy Storage System) yang memenuhi kebutuhan daya harian komunitas sebesar 1653 kWh dengan puncak 130,06 kW[12]. Simulasi ini menghitung energi yang dihasilkan PV, menyimpan surplusnya dalam BESS untuk digunakan saat pasokan PV kurang, dan memanfaatkan generator diesel jika diperlukan. HOMER Pro kemudian menghitung **Net Present Cost (NPC)** sebagai total biaya sistem selama masa pakai yang didiskonto, mencakup perawatan, penggantian komponen, dan biaya bahan bakar, [13]

$$NPC = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+d)^t} \quad (2-1)$$

**Levelized Cost of Energy (LCOE)** sebagai biaya rata-rata energi. Selain itu, HOMER Pro mendukung analisis sensitivitas untuk menguji dampak perubahan harga bahan bakar, biaya teknologi, dan pola beban terhadap NPC dan LCOE. Hasil ini memberikan wawasan bagi perancang dalam memilih konfigurasi sistem yang paling efisien dan ekonomis bagi pengembangan energi terbarukan atau mikrogrid di daerah terpencil. Selain NPC, HOMER Pro juga menghitung Levelized Cost of Energy (LCOE), yang merupakan biaya rata-rata pembangkitan energi selama masa pakai sistem. Persamaan umum yang digunakan untuk menghitung LCOE[14] adalah



Gambar 2.4 Diagram Skematik Homer Pro untuk Sistem Rhun

$$LCOE = \frac{NPC}{NPE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t + O_t + V_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+d)^t}} \quad (2-2)$$

Dimana  $C_t$ ,  $O_t$ , dan  $V_t$  adalah komponen biaya, dan  $E_t$  adalah komponen energi. Dalam hal ini, HOMER Pro akan memperhitungkan semua biaya yang terkait, termasuk biaya awal pemasangan panel surya, inverter, baterai, dan biaya operasional serta pemeliharaan (O&M). Hasil perhitungan ini dibagi dengan total energi yang dihasilkan oleh sistem selama masa pakainya. Tujuannya adalah untuk mendapatkan nilai LCOE yang paling rendah, yang mencerminkan efisiensi biaya sistem dalam memenuhi kebutuhan energi komunitas.[15]

Dengan demikian, HOMER Pro memberikan wawasan yang sangat berguna dalam memilih konfigurasi sistem yang paling efisien dan ekonomis untuk pengembangan pembangkit energi terbarukan atau sistem mikrogrid.

## 2.4 Pemodelan Demand Side Management (DSM)

Pada praktiknya berbagai cara dapat digunakan untuk menciptakan sistem pengelolaan beban. Cara yang diterapkan dapat meliputi penggunaan IoT pada ekosistem smart grid, sosialisasi, penerapan insentif pada waktu tertentu, dll. Pada studi ini akan dimodelkan beberapa jenis pengelolaan beban seperti peak clipping dan load shifting. Hasil model akan digunakan untuk mengkaji dampak DSM terhadap investasi PV dan Baterai pada lokasi tersebut.[19] Berdasarkan pemantauan nilai Load Factor pada lokasi rhun. Load Factor proyeksi yang diberikan PLN memiliki nilai basis sebesar 0.65 (tanpa penambahan variabilitas pembebanan dari pemodelan beban pada Homer Pro).

Pada studi ini, akan diuji bagaimana peak clipping akan diterapkan dan dampaknya terhadap ekspansi sistem PV dan baterai. Peak Clipping akan diterapkan untuk mengurangi beban puncak pada sistem rhun. Pada skenario peak clipping akan terjadi pengurangan demand.

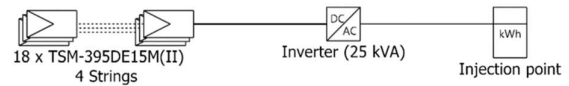
## 3. Hasil dan Pembahasan

Akan di kupas hasil simulasi dan analisa terhadap desain beberapa skenario dan alternatif yang telah disusun.

### 3.1 Pembahasan Hasil Desain PV

Pada studi ini, sistem PV di Pulau Rhun dimodelkan sebagai Grid-Connected System tanpa penyimpanan baterai, sehingga energi yang dihasilkan disalurkan langsung ke jaringan listrik untuk

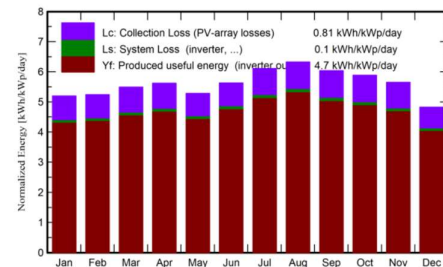
mendukung beban lokal atau dijual jika terjadi surplus.[28] Sistem menggunakan konfigurasi fixed plane dengan sudut kemiringan tetap sebesar 20 derajat dan azimuth 0 derajat, menghadap utara untuk optimalkan penangkapan radiasi karena Rhun berada di belahan bumi selatan. Simulasi dilakukan tanpa konfigurasi 3D atau tambahan struktur yang dapat menghalangi sinar matahari, dan cakrawala diatur sebagai Free Horizon, artinya lokasi panel bebas dari hambatan seperti bukit atau bangunan tinggi. Hal ini memastikan panel surya menerima radiasi matahari maksimal sepanjang tahun, mengoptimalkan kinerja energi tanpa gangguan bayangan.



Gambar 3.1 Diagram PV Array Rhun

Diagram menggambarkan aliran energi dari modul PV menuju jaringan listrik pada sistem di Pulau Rhun. Sistem ini memiliki empat string modul PV (Trina Solar TSM-395DE15M(II)) yang masing-masing terdiri dari 18 modul seri, menghasilkan daya nominal 395 Wp per modul pada kondisi standar (STC). Dengan konfigurasi ini, total kapasitas sistem adalah 28.44 kWp pada STC, meskipun di lapangan daya maksimum berkurang menjadi sekitar 25.82 kWp pada suhu operasional 50°C, akibat pengaruh suhu tinggi yang mengurangi efisiensi.

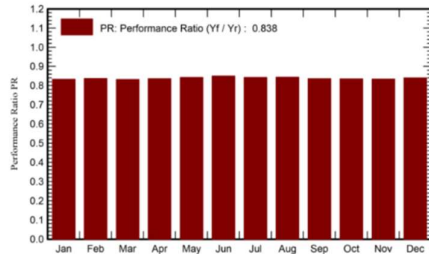
Inverter yang digunakan adalah SMA Sunny Tripower 25000TL-30, dengan kapasitas 25.0 kWac dan rentang tegangan operasional 390–800 V, yang memungkinkan penyesuaian terhadap variasi intensitas radiasi dan suhu. Sistem ini menerapkan Pnom ratio sebesar 1.14, sehingga inverter tetap bekerja optimal pada puncak radiasi. Modul-modul PV dipasang di area 146 meter persegi, memaksimalkan efisiensi ruang, yang penting di lokasi dengan keterbatasan lahan. Strategi ini dirancang untuk memastikan pasokan daya stabil dan mencukupi kebutuhan energi lokal, dengan efisiensi dan penempatan optimal.



Gambar 3.2 Normalized Production (Per Installed kWp)

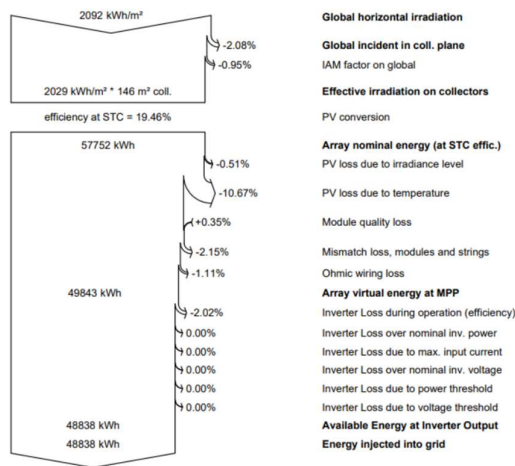
Grafik menunjukkan produksi energi sistem PV di Rhun per kWp terpasang, dibagi menjadi energi bermanfaat, kerugian sistem, dan kerugian pengumpulan. Rata-rata energi bermanfaat adalah 4.7 kWh/kWp/hari, menunjukkan output stabil sepanjang tahun, terutama saat radiasi tinggi. Kerugian sistem (0.1 kWh/kWp/hari) rendah, menunjukkan efisiensi inverter tinggi, sementara kerugian pengumpulan (0.81 kWh/kWp/hari) mencakup faktor-faktor lapangan yang menurunkan efisiensi.

Grafik menunjukkan Performance Ratio (PR) sistem PV di Rhun, dengan rata-rata tahunan 83.8%, menandakan efisiensi yang konsisten meski ada variasi musiman.



Gambar 3.3 Performance Ratio PR

Diagram efisiensi menunjukkan tahapan kehilangan energi, termasuk rugi-rugi orientasi (2.08%) dan Incidence Angle Modifier (IAM) (0.95%), yang memengaruhi penerimaan sinar matahari optimal.



Gambar 3.4 Diagram Rugi-Rugi dari PV Rhun

### 3.2 Pembahasan Hasil Optimasi Ekspansi Pembangkit

Pada studi kasus ini, dilakukan simulasi optimalisasi untuk 24 jam nyala, dengan memodelkan beban yang terproyeksi sesuai pembahasan sebelumnya, Optimasi dari kasus yang dikembangkan menghasilkan puluhan alternatif untuk pengembangan sistem tenaga listrik. Berdasarkan hasil simulasi, dihasilkan puluhan alternatif pengembangan sistem yang direduksi melalui tiga kriteria utama, yaitu skenario dasar (base scenario), skenario LCOE terendah, dan skenario dengan renewable energy fraction (REF) yang tertinggi[29] sesuai Tabel 3.1.

Pada 3 alternatif dibawah diasumsikan beban dapat terlayani 100% tanpa terjadi shortage (pemadaman). Dari ketiga alternatif yang telah di seleksi sebelumnya, jika harus dipilih salah satu, maka ada beberapa pertimbangan. Hasil simulasi ekspansi pembangkit listrik di Pulau Rhun dengan menggunakan perangkat lunak Homer Pro menampilkan tiga skenario alternatif pengembangan sistem kelistrikan, yaitu: Diesel Generator (DG) sebagai sumber tunggal energi, Hybrid (DG, PV, BESS) yang menggabungkan Diesel Generator dengan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PV) dan Sistem Penyimpanan Energi Baterai (BESS), serta skenario terakhir yang hanya mengandalkan kombinasi PV dan BESS tanpa Diesel Generator. Setiap skenario ini dianalisis berdasarkan beberapa parameter kunci, yaitu biaya investasi, total biaya tahunan, konsumsi bahan bakar, emisi karbon, dan tingkat penetrasi energi terbarukan.

Tabel 3.1 Tiga Alternatif pada Base Scenario

No	Parameter	Pengembangan Sistem Kelistrikan (24 Jam nyala)		
		Diesel Generator (DG)	Hybrid (DG, PV, BESS)	Hybrid (PV, BESS)
<b>A BEBAN SISTEM</b>				
1	Total Beban (kWh/hari)		1653	
2	Total Energy Served (kWh/tahun)		603345	
3	Load Factor (%)		65%	
4	Beban Puncak - tanpa variasi (kW)		106	
<b>B UKURAN DAN PEFORMA SISTEM</b>				
1	Kebutuhan DG (unit)	3	3	-
2	Kebutuhan PV (unit)	-	22	66
3	Kebutuhan BESS (unit)	-	15	75
4	Kapasitas Total DG (kW)	240	240	-
5	Kapasitas PV (kWp)	-	660	1,980
6	Kapasitas PV (kWac)	-	550	1,650
7	Kapasitas BESS (kWh)	-	1,500	7,500
8	Otonomi penyimpanan (jam)	-	15	74
9	Jam Operasi DG (jam)	8,760	424	-
10	Konsumsi Bahan Bakar (liter)	195,129	9,345	-
11	Renewable Energy Fraction (%)	0%	82%	100%

### 3.3 Pembahasan Demand Side Management

Skenario dasar yang digunakan dalam program demand side management ini merujuk pada alternatif 3, di mana harga LCOE yang diperoleh sangat tinggi. Upaya peak clipping dilakukan untuk menekan biaya dan investasi. Nilai kWh setiap skenario peak clipping didasarkan pada asumsi konsumsi listrik oleh konsumen rumah tangga, sesuai dengan karakteristik beban yang meningkat pada malam hari dan sedikit naik di pagi hari. Skenario 1 hingga 3 dihasilkan berdasarkan asumsi perilaku pemakaian listrik setiap keluarga jika beban perlu dikurangi selama beban puncak.

Tabel 3.2 Perbandingan Skenario Penerapan Demand Side Manajemen Peak Clipping dan Load Shifting

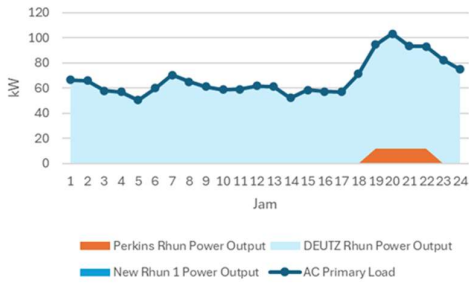
Skenario	PV Array	PerkInz (kW)	Deutz (kW)	Battery 100 kWh 4Hr	NPC (\$)	LCOE (\$/kWh)	Operating Cost (\$/Yr)	CAPEX (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
PC1	20	40	100	13	\$2.99M	\$0.415	\$101,691	\$1.83M	83.3	37,652
PC2	21	40	100	14	\$3.11M	\$0.415	\$103,735	\$1.93M	83.7	38,183
PC3	25	40	100	15	\$3.34M	\$0.416	\$105,632	\$2.14M	84.7	38,535
L1	22	40	100	13	\$3.13M	\$0.390	\$107,188	\$1.91M	83.5	41,310
L2	22	40	100	14	\$3.20M	\$0.399	\$108,474	\$1.97M	83.4	41,424
L3	22	40	100	15	\$3.28M	\$0.409	\$110,726	\$2.02M	83.2	42,191

Tabel hasil simulasi DSM menggunakan Homer Pro menunjukkan evaluasi investasi dan operasi sistem tenaga listrik pada skenario PC1, PC2, PC3, L1, L2, dan L3. Penerapan DSM berpengaruh signifikan terhadap pengurangan investasi awal (CAPEX), di mana skenario PC1 memiliki CAPEX terendah sebesar \$1,83 juta. Meskipun ada peningkatan dalam CAPEX pada skenario PC2 dan PC3, nilai-nilai tersebut tetap lebih rendah dibandingkan skenario L1, L2, dan L3. DSM juga menjaga biaya operasional tahunan lebih terkendali, seperti pada PC1 yang mencapai \$101,691 per tahun, lebih rendah dari beberapa skenario lainnya. LCOE berkisar antara \$0,390 hingga \$0,415 per kWh dengan kontribusi energi terbarukan konsisten sekitar 83,2%–84,7%. Skenario PC1 menunjukkan konsumsi bahan bakar terendah sebesar 37,652 liter per tahun, menunjukkan bahwa DSM mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil dan menekan emisi karbon serta biaya operasional.

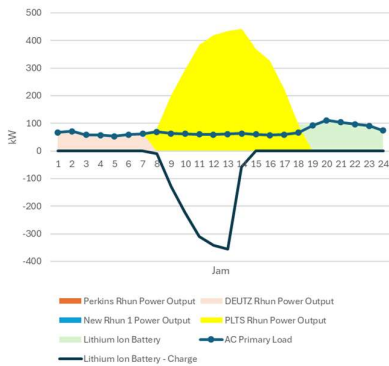
### 3.4 Pembahasan Hasil Studi Dampak Jaringan

Gambar 3.10 dan 3.11 menunjukkan perbandingan pembebanan listrik di Pulau Rhun untuk dua alternatif. Pada alternatif pertama, hanya Diesel Generator (DG) digunakan sepanjang hari, dengan tiga generator—Perkins, DEUTZ, dan New Rhun 1—memenuhi beban listrik harian yang bervariasi. Alternatif kedua mengombinasikan DG, Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PV), dan

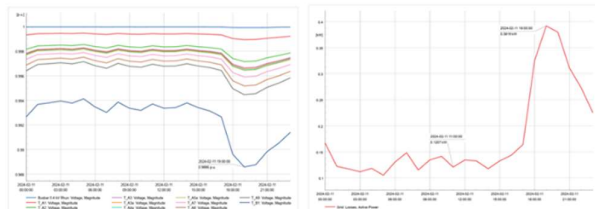
Sistem Penyimpanan Energi Baterai (BESS). PV menghasilkan listrik saat siang, terutama antara pukul 10:00 hingga 14:00, sementara baterai menyimpan kelebihan energi dan melepaskannya saat beban puncak pada malam hari. Perkins hanya digunakan sebagai cadangan sore hari, sementara DEUTZ tidak aktif. Sistem ini berhasil memaksimalkan energi terbarukan, menurunkan ketergantungan pada diesel. Simulasi Quasi-Dinamik untuk skenario dasar DG juga menunjukkan profil tegangan busbar dan kurva rugi-rugi daya, membantu mengoptimalkan sistem.



Gambar 3.5 Pola Operasi Base Scenario – Alternatif 1



Gambar 3.6 Pola Operasi Base Scenario – Alternatif 2

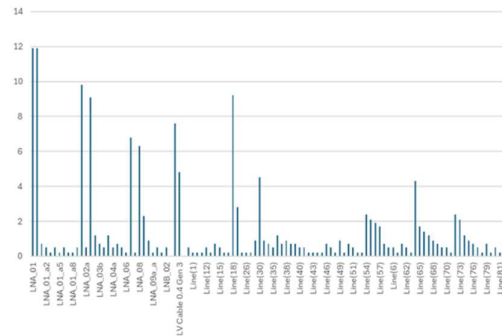


Gambar 3.7 Simulasi Quasi Dynamic Tegangan (kV) dan Rugi-Rugi (kW) pada Alternatif 1

Pada grafik profil tegangan, terlihat bahwa tegangan di berbagai busbar stabil dengan fluktuasi yang tidak signifikan, kecuali pada busbar "T\_B1" yang mengalami penurunan tegangan hingga sekitar 0.986 p.u. sekitar pukul 19:00, yang disebabkan oleh peningkatan beban yang signifikan selama periode tersebut. Tegangan di busbar lain stabil, dengan fluktuasi tegangan berada dalam kisaran yang dapat diterima antara 0.994 p.u. hingga 0.998 p.u.

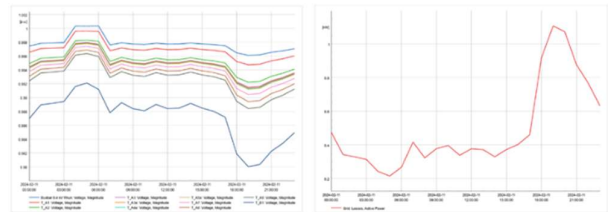
Grafik rugi-rugi daya aktif menunjukkan bahwa rugi-rugi sistem relatif rendah pada pagi hari, berkisar antara 0.1 hingga 0.15 kW. Namun, seiring dengan berjalannya waktu dan peningkatan beban, rugi-rugi daya aktif mulai meningkat, mencapai puncaknya pada sore hari sekitar pukul 19:00 dengan nilai sekitar 0.3918 kW.

Peningkatan rugi-rugi berkorelasi dengan penurunan tegangan yang terjadi pada waktu yang sama, menunjukkan bahwa peningkatan beban menyebabkan peningkatan rugi-rugi dalam sistem.



Gambar 3.8 Line Loading (%) pada Alternatif 1

Grafik line loading (%) yang ditampilkan menunjukkan distribusi beban pada berbagai saluran (line) dalam sistem listrik yang dikembangkan hanya menggunakan generator Diesel (DG) dalam skenario pengembangan alternatif 1. Dari grafik tersebut, dapat diamati bahwa tingkat pemuatan (loading) pada sebagian besar saluran berada di bawah 10%, dengan beberapa pengecualian di mana beberapa saluran mengalami pemuatan yang lebih tinggi mendekati 12%.



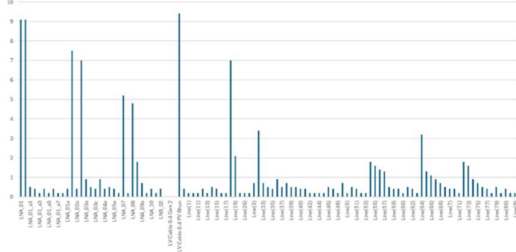
Gambar 3.9 Simulasi Quasi Dynamic Tegangan (kV) dan Rugi-Rugi (kW) pada Alternatif 2

Grafik yang disajikan menunjukkan hasil simulasi Quasi-Dinamik selama 24 jam untuk skenario pengembangan menggunakan sistem hybrid yang terdiri dari Diesel (DG), panel surya (PV), dan baterai (BESS) - Alternatif 2. Grafik di sebelah kiri menggambarkan profil tegangan pada berbagai busbar dalam sistem selama satu hari penuh, sementara grafik di sebelah kanan menunjukkan kurva rugi-rugi daya aktif (losses) dalam sistem selama periode yang sama.

Pada grafik profil tegangan, terlihat bahwa pada pagi hari, alternatif 2 memiliki nilai tegangan yang lebih baik karena PV aktif pada waktu tersebut. Tegangan di berbagai busbar relatif stabil sepanjang hari dengan beberapa fluktuasi, terutama pada sore hari. Tegangan berada di kisaran antara 0.982 p.u. hingga 1.002 p.u., yang menandakan bahwa sistem beroperasi dalam batas tegangan yang dapat diterima. Namun, terdapat penurunan tegangan yang lebih signifikan di beberapa busbar, khususnya busbar "T\_B1," yang menunjukkan penurunan tegangan hingga 0.982 p.u. sekitar pukul 18:00 hingga 21:00. Penurunan tegangan ini disebabkan oleh peningkatan beban yang signifikan atau perubahan dalam distribusi daya antara sumber Diesel, PV, dan BESS.

Grafik rugi-rugi daya aktif menunjukkan pola yang cukup variatif sepanjang hari, dengan nilai rugi-rugi yang relatif rendah pada pagi

hari, sekitar 0.2 hingga 0.4 kW. Namun, rugi-rugi ini meningkat secara tajam pada sore hingga malam hari, mencapai puncaknya di atas 1 kW sekitar pukul 19:00 hingga 21:00. Peningkatan rugi-rugi ini dapat dikaitkan dengan peningkatan beban yang signifikan selama periode tersebut, serta potensi inefisiensi dalam transisi atau interaksi antara sumber daya dalam sistem hibrid, terutama dalam mengelola pasokan dari PV dan baterai saat beban puncak terjadi.



Gambar 3.10 Line Loading (%) pada Alternatif 2

Dari grafik, terlihat bahwa sebagian besar saluran dalam sistem ini beroperasi pada beban yang relatif rendah, dengan persentase loading yang bervariasi dari 0 hingga sekitar 9%. Hal ini menunjukkan sistem masih memiliki kapasitas untuk peningkatan beban yang relatif besar dikemudian hari.

#### 4. Kesimpulan

Dalam penelitian terhadap skema konfigurasi operasi sistem Rhun, ketiga alternatif pengembangan sistem berhasil memenuhi kriteria operasi yang meliputi tegangan, susut, dan pembebanan. Untuk mencapai pola operasi yang optimal, penerapan strategi load following dengan tambahan manajemen sisi permintaan (Demand Side Management) melalui skema load shifting terbukti mampu menurunkan biaya investasi dan operasional. Pendekatan ini menjadi langkah penting dalam memastikan efisiensi biaya pada sistem yang diusulkan. Berdasarkan evaluasi kriteria finansial dan Renewable Energy Fraction (REF), alternatif kedua, yaitu sistem hibrida yang menggabungkan diesel generator, PV, dan Battery Energy Storage System (BESS), dinilai sebagai opsi yang paling layak. Alternatif ini menawarkan biaya energi terendah, yaitu \$0,431/kWh, serta REF kedua tertinggi sebesar 81,7%. Hasil ini menunjukkan bahwa sistem hibrida tersebut tidak hanya lebih ekonomis, tetapi juga mampu mendukung penggunaan energi terbarukan dengan tingkat efisiensi yang tinggi. Namun, dari semua ini, perlu dilakukan penelitian lebih lanjut untuk mendapatkan pemahaman yang lebih mendalam mengenai operasi sistem (hubung singkat dan stabilitas sistem) dan DSM secara komprehensif.

#### Referensi

- [1] H. Louie, *Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries*. Springer International Publishing, 2018. doi: 10.1007/978-3-319-91890-7.
- [2] F. Norouzi, T. Hoppe, L. R. Elizondo, and P. Bauer, "A review of socio-technical barriers to Smart Microgrid development," Oct. 01, 2022, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2022.112674.
- [3] M. Hadi Ibrahim, A. Purwadi, and A. Rizqiawan, "Perancangan Sistem Pembangkit Hibrida Untuk Beban

Komunal dan Kantor di Desa Leiting Provinsi Maluku," 2019.

- [4] C. Dennis and C. B. Winn, "Optimal Dispatch Strategy In Remote Hybrid Power Systems," 1996.
- [5] H. Akter, H. O. R. Howlader, A. Y. Saber, P. Mandal, H. Takahashi, and T. Senju, "Optimal sizing of hybrid microgrid in a remote island considering advanced direct load control for demand response and low carbon emission," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 22, Nov. 2021, doi: 10.3390/en14227599.
- [6] R. Maulana, "Pra-studi Kelayakan Sistem Hibrida PV-Baterai-PLTD di Daerah Pedesaan Wilayah Maluku," *Jurnal Sistem Kelistrikan*, vol. 11, no. 2, pp. 92–97, Jun. 2024, doi: <https://doi.org/10.33795/elposys.v11i2.5165>.
- [7] L. Mariam, M. Basu, and M. F. Conlon, "Microgrid: Architecture, policy and future trends," Oct. 01, 2016, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2016.06.037.
- [8] M. K. Babu and P. Ray, "Sensitivity analysis, optimal design, cost and energy efficiency study of a hybrid forecast model using HOMER pro," *Journal of Engineering Research (Kuwait)*, vol. 11, no. 2, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.jer.2023.100033.
- [9] N. M. Kumar, M. R. Kumar, P. R. Rejoice, and M. Mathew, "Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVsyst simulation tool," in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2017, pp. 180–189. doi: 10.1016/j.egypro.2017.05.121.
- [10] K. J. Sauer, T. Roessler, and C. W. Hansen, "Modeling the irradiance and temperature dependence of photovoltaic modules in PVsyst," *IEEE J Photovolt*, vol. 5, no. 1, pp. 152–158, Jan. 2015, doi: 10.1109/JPHOTOV.2014.2364133.
- [11] S. A. D. Mohammadi and C. Gezezin, "Design and Simulation of Grid-Connected Solar PV System Using PVSYS, PVGIS and HOMER Software," *International Journal of Pioneering Technology and Engineering*, vol. 1, no. 01, pp. 36–41, Jun. 2022, doi: 10.56158/jpte.2022.24.1.01.
- [12] A. A. Khan, A. F. Minai, and M. A. Siddiqui, "Feasibility and Techno-Economic Assessment of a 128kWp Grid-Tied SPV System using HOMER Pro," in *Journal of Physics: Conference Series*, Institute of Physics, 2024. doi: 10.1088/1742-6596/27771/1/012008.
- [13] B. De Reyck, Z. Degraeve, and R. Vandenborre, "Project options valuation with net present value and decision tree analysis," *Eur J Oper Res*, vol. 184, no. 1, pp. 341–355, Jan. 2008, doi: 10.1016/j.ejor.2006.07.047.
- [14] F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, and O. Edenhofer, "System LCOE: What are the costs of variable renewables?," *Energy*, vol. 63, pp. 61–75, Dec. 2013, doi: 10.1016/j.energy.2013.10.072.
- [15] V. Motjoadi, K. E. Adetunji, and P. K. Meera Joseph, "Planning of a sustainable microgrid system using HOMER software," in *2020 Conference on Information Communications Technology and Society, ICTAS 2020 - Proceedings*, Institute of Electrical and Electronics