Analisis Neraca Energi, Self-Consumption, dan Efektivitas Ekonomi PLTS On-Grid 356,4 kWp dengan Skema Layanan Pihak Ketiga di Universitas Negeri Manado

Janne Deivy Ticoh[1], Benyamin Limbong Tampang[2], Farly Reinol Tumimomor [3] dan I Gede Bud Mahendra[4]

[1, 2, 4] Pendidikan Teknik Elektro, Universitas Negeri Manado

[3] Ilmu Lingkungan, Universitas Negeri Manado

Coprespondent Author : jdticoh@unima.ac.id

Abstract — This study **evaluates the energy utilization and economic effectiveness of a 356.4 kWp grid-connected photovoltaic system at Universitas Negeri Manado (UNIMA) under a third-party service model. The analysis combines a pre-PV electricity-cost baseline, FusionSolar plant and inverter reports for 2023-2026, PLN import-export bills, service-payment records, contractual documents, and a 2026 service-adjustment letter. The 2023 period was used as a healthy-operation reference, with an annual production of 466.517 MWh, a specific energy of 1,308.97 kWh/kWp, and a performance ratio of 75.71%. In 2024, production remained 433.375 MWh, while 63.87% was directly self-consumed and 36.13% was exported; 101.786 MWh of 156.596 MWh physical export was credited as an energy offset. To preserve commercially sensitive information, monetary outcomes are reported as normalized indices and percentage changes rather than nominal currency values. With 2023 = 100, the production index declined to 92.90 in 2024 and 33.09 in 2025, whereas the negotiated service-payment index was 100.00 and 67.33, respectively. Consequently, the normalized service-payment intensity increased from 100.00 in 2023 to 107.65 in 2024 and 203.47 in 2025. A documented 2025-January 2026 settlement adjustment reduced the original service obligation by 7.86%. The results show that direct PV use, export credits, load matching, contractual minimum utilization, negotiated service payments, and inverter availability jointly determine institutional PV value.**

Keywords — Energy balance, export settlement, inverter availability, self-consumption, techno-economic evaluation

Abstrak — Penelitian ini menilai penggunaan energi dan efisiensi ekonomi dari PLTS on-grid 356,4 kWp di Universitas Negeri Manado (UNIMA) dalam skema layanan pihak ketiga. Analisis ini menggabungkan biaya listrik dasar sebelum adanya PLTS, Laporan Plant/Inverter FusionSolar 2023-2026, rekening impor-ekspor PLN, data pembayaran layanan, dokumen kontrak, dan surat penyesuaian biaya layanan tahun 2026. Tahun 2023 dijadikan acuan operasi sehat dengan produksi sebesar 466,517 MWh, energi spesifik 1.308,97 kWh/kWp, dan rasio kinerja 75,71%. Pada tahun 2024, produksi mencapai 433,375 MWh, dengan 63,87% digunakan langsung dan 36,13% diekspor; dari 156,596 MWh ekspor fisik, 101,786 MWh mendapatkan kredit offset energi. Untuk menjaga sensitivitas komersial tanpa mengurangi kemampuan analisis, hasil moneter disajikan terutama dalam bentuk indeks ternormalisasi dan perubahan persentase, bukan dalam nilai mata uang nominal. Dengan tahun 2023 sebagai dasar (100), indeks produksi turun menjadi 92,90 pada tahun 2024 dan 33,09 pada tahun 2025, sementara indeks pembayaran layanan hasil negosiasi masing-masing adalah 100,00 dan 67,33.Akibatnya, indeks intensitas pembayaran layanan mengalami peningkatan dari 100,00 pada tahun 2023 menjadi 107,65 pada tahun 2024 dan mencapai 203,47 pada tahun 2025. Penyesuaian periode penyelesaian dari tahun 2025 hingga Januari 2026 yang telah didokumentasikan berhasil mengurangi kewajiban layanan awal sebesar 7,86%. Hasil penelitian menunjukkan bahwa konsumsi langsung PV, kredit ekspor, kesesuaian waktu antara produksi dan beban, minimum Jam Nyala, negosiasi pembayaran layanan, serta ketersediaan inverter secara kolektif menentukan nilai PLTS institusional.

Kata kunci — evaluasi tekno-ekonomi, ketersediaan inverter, konsumsi mandiri, kredit ekspor, neraca energi

I. Pendahuluan

PLTS on-grid di institusi publik tidak hanya mengubah sumber energi, tetapi juga mempengaruhi aliran energi, interaksi dengan jaringan, dan struktur biaya. Literatur menunjukkan bahwa nilai ekonomi dari konsumsi mandiri sangat dipengaruhi oleh kesesuaian waktu antara produksi PV dan profil beban, tarif listrik, serta remunerasi surplus [2]-[8].Penelitian mengenai bangunan publik di Indonesia menyoroti pentingnya data operasi yang sebenarnya untuk mengaitkan kinerja energi dengan hasil keuangan [2]. Sementara itu, penelitian bangunan publik di Türkiye mengungkapkan bahwa profil beban dan titik interkoneksi dapat mempengaruhi tingkat konsumsi mandiri dan penghematan biaya [3]. Oleh karena itu, menilai PLTS kampus hanya dengan membandingkan produksi tahunan atau tagihan PLN sebelum dan sesudah dapat berisiko mengabaikan nilai energi yang diekspor serta biaya dari skema layanan.

Dalam konteks Indonesia, rancangan kebijakan dan mekanisme net-metering/net-billing memiliki dampak langsung pada kelayakan investasi serta nilai energi surplus [4]. Penelitian lintas sektor juga mengungkapkan bahwa konsumsi mandiri menjadi lebih berharga ketika harga energi yang dihindari lebih tinggi dibandingkan nilai ekspor, sementara rasio produksi terhadap beban dan pola permintaan pada siang hari menentukan seberapa banyak energi PV dapat diserap secara lokal [5]-[8]. Oleh karena itu, indikator SCR, solar fraction, export ratio, dan nilai settlement harus dipertimbangkan secara bersamaan, bukan secara terpisah.

Kasus UNIMA memiliki karakter tambahan berupa skema layanan pihak ketiga: kampus tetap membeli energi impor dari PLN dan secara bersamaan membayar biaya pemanfaatan PLTS kepada penyedia layanan. Energi PLTS yang tidak terserap langsung dapat diekspor ke jaringan; bagian ekspor yang diakui melalui settlement menjadi offset energi dan salah satu komponen pengurang tagihan PLN. Efektivitas ekonomi karena itu perlu dibaca sebagai interaksi antara konsumsi langsung PV, kredit ekspor, energi impor,

minimum Jam Nyala, struktur pembayaran layanan, negosiasi kontraktual, dan availability sistem. Dokumen proyek menunjukkan PLTS ground-mounted 356,4 kWp DC/280 kWac, terdiri atas 660 modul 540 Wp, 33 string, satu inverter 100 kW dan tiga inverter 60 kW [9]. Data FusionSolar, rekening PLN, dokumen layanan, amandemen, dan dokumen penyesuaian pembayaran digunakan untuk menilai produksi, ekspor, offset, impor, serta efektivitas ekonomi secara ternormalisasi [10]-[13], [31].

II. Metode Penelitian

A. Objek, Batas Sistem, dan Sumber Data

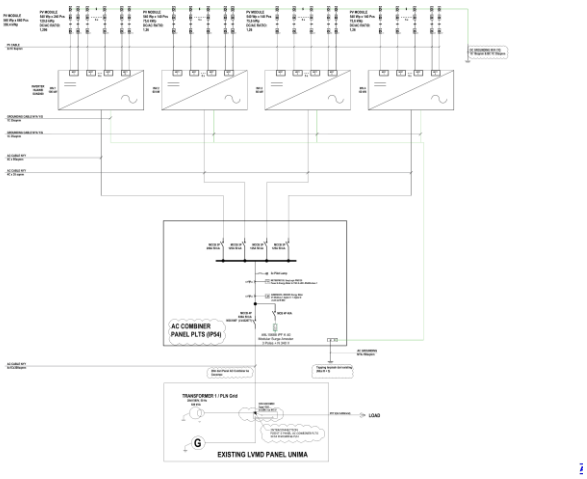
Penelitian ini mengadopsi pendekatan evaluatif-kuantitatif dengan studi kasus yang bersifat longitudinal. Batas energi dimulai dari energi AC yang dihasilkan oleh inverter, konsumsi langsung oleh beban kampus, ekspor ke jaringan, serta impor dari PLN. Data utama yang digunakan mencakup Laporan Plant/Inverter dan Tren Energi Plant FusionSolar 2023-2026, rekening PLN 2021-2026, faktur/rekap layanan, perjanjian dan amandemen, surat penyesuaian biaya layanan 2026, gambar as-built, serta dokumentasi lapangan. Rekening tahun 2024 dijadikan dasar untuk neraca energi-ekonomi karena semua bulan memiliki data impor, ekspor, offset, dan tagihan; dokumen penyelesaian 2025-Januari 2026 digunakan untuk memperbarui analisis pembayaran layanan [9]-[13], [31]. Untuk menjaga kerahasiaan komersial, nilai moneter nominal tidak ditampilkan dalam hasil utama; indikator ekonomi disajikan sebagai indeks relatif dan perubahan persentase. Sumber data, periode pengamatan, dan fungsi masing-masing data dirangkum dalam Tabel I.

Kondisi fisik array pada periode operasi sehat tahun 2023 didokumentasikan menggunakan drone untuk memperlihatkan konfigurasi lapangan dan susunan modul secara nyata, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Kondisi fisik dan konfigurasi array PLTS ground-mounted 356,4 kWp Universitas Negeri Manado pada periode operasi sehat tahun 2023. Sumber: dokumentasi penelitian.

Konfigurasi kelistrikan sistem diverifikasi terhadap as-built drawing. Hubungan array PV, empat inverter, panel AC combiner, dan titik interkoneksi dengan sistem eksisting UNIMA ditunjukkan pada single-line diagram Gambar 2 [9].



Gambar 2. Single-line diagram PLTS on-grid 356,4 kWp Universitas Negeri Manado yang menunjukkan konfigurasi array, empat inverter, AC combiner, dan titik interkoneksi ke sistem kelistrikan eksisting. Sumber: As-Built Drawing PLTS UNIMA [9].

Observasi lapangan juga digunakan untuk mendokumentasikan kondisi fisik yang berpotensi memengaruhi performa dan keandalan, terutama vegetasi pada array, pengotoran modul, akumulasi material organik, serta kerusakan selubung kabel. Contoh data primer observasi tersebut ditunjukkan pada Gambar 3; temuan visual digunakan sebagai bukti pendukung kebutuhan audit O&M dan tidak diperlakukan sebagai dasar tunggal untuk mengatribusikan penurunan produksi.



Gambar 3. Contoh data primer observasi kondisi modul, vegetasi, pengotoran, material organik, dan kerusakan selubung kabel pada PLTS UNIMA. Sumber: dokumentasi penelitian.

Sumber data, periode pengamatan, dan fungsi masing-masing data dalam analisis dirangkum pada Tabel I.

TABEL I

SUMBER DATA DAN FUNGSI ANALISIS

Sumber	Periode	Fungsi
Plant/Inverter Report FusionSolar	2023-2026	Produksi PV, indikator inverter, data harian/bulanan/tahunan
Plant Energy Trend FusionSolar	2024-2026	Tren produksi bulanan/tahunan dan verifikasi penurunan output
Rekening PLN UNIMA	2021-2026	Impor, ekspor/offset s.d. 2025, tagihan, baseline biaya
Invoice/rekap layanan penyedia PLTS	2024-2025	Biaya layanan dan total cash-out

Sumber	Periode	Fungsi
SLA dan amandemen	2022; 2024	Minimum Jam Nyala, horizon kerja sama 25 tahun, dan konteks kontrak
As-built drawing	2022	Konfirmasi kapasitas dan batas sistem
Dokumentasi lapangan	2023-2026	Baseline visual array serta observasi vegetasi, soiling, material organik, dan kondisi kabel
Laporan penelitian internal UNIMA	2026	Living laboratory, manfaat akademik, KPI SDG dan branding institusi
Surat penyesuaian biaya layanan	2025-Jan 2026	Settlement layanan, pengurangan kewajiban, dan basis indeks pembayaran 2025

B. Rekonstruksi Neraca Energi

Energi PV yang digunakan langsung direkonstruksi sebagai selisih antara inverter yield dan ekspor fisik yang tercatat pada rekening. Estimasi kebutuhan energi kampus dihitung dari konsumsi langsung PV ditambah impor PLN. Indikator yang digunakan adalah SCR, export ratio (ER), solar fraction (SF), dan PV generation/load ratio (G/L). Pendekatan ini konsisten dengan literatur self-consumption yang menempatkan load matching sebagai penentu utama nilai energi PV [5], [6], [14]. Karena profil beban interval 15 menit belum tersedia, hasil dibaca sebagai neraca energi bulanan/tahunan dan tidak merepresentasikan simultanitas daya.

$$E_{\text{direct}} = E_{\text{PV}} - E_{\text{export}} \quad (1)$$

$$E_{\text{load}} = E_{\text{direct}} + E_{\text{import}} \quad (2)$$

$$\text{SCR} = \frac{E_{\text{direct}}}{E_{\text{PV}}} \times 100\% \quad (3)$$

$$\text{ER} = \frac{E_{\text{export}}}{E_{\text{PV}}} \times 100\% \quad (4)$$

$$\text{SF} = \frac{E_{\text{direct}}}{E_{\text{load}}} \times 100\% \quad (5)$$

$$G/L = \frac{E_{\text{PV}}}{E_{\text{load}}} \times 100\% \quad (6)$$

Selisih G/L dan SF didefinisikan sebagai utilization gap deskriptif. G/L menunjukkan besarnya produksi PV relatif terhadap estimasi kebutuhan energi kampus, sedangkan SF hanya menunjukkan porsi kebutuhan yang benar-benar dipenuhi PV secara langsung. Ketika produksi berlebih pada jam beban rendah, G/L dapat tinggi tetapi SF tertahan oleh ekspor. Literatur bangunan komersial dan self-consumption menunjukkan bahwa fenomena ini terutama ditentukan oleh temporal matching, bukan sekadar kapasitas terpasang [5], [14].

C. Settlement Ekspor dan Indikator Ekonomi

Pada dua belas rekening PLN tahun 2024, ekspor fisik tercatat 156,596 MWh dan offset rekening berjumlah 101,786 MWh. Rasio agregat 65,00% konsisten dengan kolom "LWBP 65%" pada invoice bulanan. Faktor ini diperlakukan sebagai parameter empiris yang spesifik terhadap rekening UNIMA pada periode tersebut, bukan sebagai asumsi universal atau representasi seluruh kebijakan PLTS Indonesia. Dalam analisis ini, offset rekening diperlakukan sebagai manfaat settlement yang mengurangi energi yang diperhitungkan dalam rekening PLN; dengan demikian, tagihan PLN aktual yang digunakan pada analisis ekonomi telah mencerminkan pengaruh kredit ekspor bersama komponen tarif, konsumsi, dan minimum Jam Nyala. Pendekatan period-specific penting karena studi net-metering/net-billing menunjukkan bahwa perubahan struktur remunerasi, interval settlement, dan nilai ekspor dapat mengubah kelayakan ekonomi maupun ukuran optimal sistem [4], [7], [8], [27]. Regulasi nasional juga berubah pada 2024, sehingga interpretasi rekening historis perlu dibedakan dari ketentuan yang berlaku untuk instalasi baru [28].

$$E_{\text{offset}} = k \times E_{\text{export}} \quad (7)$$

$$E_{\text{gap}} = E_{\text{export}} - E_{\text{offset}} \quad (8)$$

Evaluasi ekonomi membedakan pengurangan tagihan PLN, pembayaran layanan, dan posisi biaya operasional gabungan. Manfaat kredit ekspor telah tercermin pada rekening PLN aktual dan tidak dihitung sebagai penerimaan kas terpisah. Untuk menghindari pengungkapan nilai kontraktual nominal, tiga indikator dinormalisasi: (i) PLN bill index dengan baseline pra-PLTS tahun 2021 = 100; (ii) service-payment index dengan pembayaran layanan hasil negosiasi tahun 2023 = 100; dan (iii) service-payment intensity index yang membandingkan rasio pembayaran layanan terhadap produksi PV dengan rasio pada 2023. Dengan normalisasi ini, arah dan besarnya perubahan ekonomi tetap dapat dibandingkan lintas tahun tanpa menampilkan nilai mata uang absolut.

$$C_{\text{total}} = C_{\text{PLN}} + C_{\text{SP}} \quad (9)$$

$$S_{\text{gross}} = C_{\text{baseline}} - C_{\text{PLN,after}} \quad (10)$$

$$B_{\text{net}} = C_{\text{baseline}} - C_{\text{total}} \quad (11)$$

$$I_{\text{SP}} = \frac{C_{\text{SP}}}{E_{\text{PV}}} \quad (12)$$

$$I_{\text{SP,direct}} = \frac{C_{\text{SP}}}{E_{\text{direct}}} \quad (12a)$$

$$S_{\text{fee}} = \frac{C_{\text{SP}}}{C_{\text{total}}} \times 100\% \quad (12b)$$

$$\text{I}_{\text{E,y}} = \frac{\text{E}_{\text{y}}}{\text{E}_{2023}} \times 100\% \quad (12c)$$

$$\text{I}_{\text{P,y}} = \frac{\text{C}_{\text{S,y}}}{\text{C}_{\text{S,2023}}} \times 100\% \quad (12d)$$

$$\text{I}_{\text{SPI,y}} = \frac{\frac{\text{C}_{\text{S,y}}}{\text{E}_{\text{y}}}}{\frac{\text{C}_{\text{S,2023}}}{\text{E}_{2023}}} \times 100\% \quad (12e)$$

Pada (9)-(12b), subskrip SP menyatakan third-party service provider. Indikator intensitas biaya pada (12) dan (12a) tetap digunakan secara konseptual, tetapi hasilnya dilaporkan dalam bentuk indeks ternormalisasi. Production index, service-payment index, dan service-payment intensity index didefinisikan berturut-turut pada (12c)-(12e), dengan 2023 sebagai baseline 100. Pendekatan indeks memungkinkan evaluasi mismatch antara penurunan

produksi dan perubahan pembayaran layanan tanpa menjadikan nilai kontrak nominal sebagai fokus publikasi.

Karena tidak tersedia counterfactual pertumbuhan beban yang lengkap, baseline sebelum-sesudah diperlakukan sebagai perbandingan historis, bukan estimasi kausal murni. Konfirmasi administratif UNIMA menyatakan pembayaran layanan hasil negosiasi tahun 2023 dan 2024 berada pada tingkat yang sama; keduanya ditetapkan sebagai service-payment index 100. Dokumen penyesuaian layanan tertanggal 3 Maret 2026 mencakup Januari 2025-Januari 2026 dan menunjukkan pengurangan kewajiban sebesar 7,86% dari nilai awal [31]. Untuk membentuk indeks 2025 yang sebanding dengan produksi tahunan, komponen Januari 2026 dikeluarkan dari settlement 13 bulan; hasilnya memberikan service-payment index 2025 sebesar 67,33 relatif terhadap 2023. Analisis NPV/IRR penuh kontrak 25 tahun belum dilakukan; sewa lahan, handover aset, manfaat akademik, serta kontribusi SDG/branding diperlakukan dalam kerangka lifecycle institutional value.

Untuk mengurangi bias perbandingan sebelum-sesudah akibat kemungkinan pertumbuhan beban kampus, ditambahkan analisis sensitivitas load-growth-adjusted counterfactual. Karena inventaris daya, jam operasi, dan tanggal commissioning seluruh penambahan beban baru—termasuk peralatan laboratorium, panel LED, HVAC, perangkat TIK, dan beban kampus lain—belum tersedia secara lengkap, pertumbuhan aktual tidak diestimasi sebagai satu angka pasti. Sebagai uji sensitivitas, digunakan skenario pertumbuhan kebutuhan energi tahunan 0%, 3%, 5%, dan 8% terhadap baseline 2021 = 100. Indeks kebutuhan energi counterfactual tahun y dihitung sebagai IL_y = 100(1+g)^(y-2021), dengan g sebagai asumsi pertumbuhan tahunan. Skenario ini bukan estimasi kausal, melainkan stress test untuk menilai apakah perbandingan rekening 2021 terhadap periode pasca-PLTS berpotensi meng-underestimate manfaat PLTS ketika kebutuhan energi kampus bertambah.

D. Skenario Peningkatan Self-Consumption

Skenario analitis mengalihkan sebagian fraksi ekspor, alpha, menjadi konsumsi internal melalui load shifting, flexible load, atau secara konseptual penyimpanan. Skenario ini bukan hasil operasi aktual dan belum memasukkan round-trip loss, degradasi, maupun CAPEX BESS. Literatur menegaskan bahwa demand response, struktur tarif, ukuran baterai, dan strategi dispatch saling berinteraksi sehingga peningkatan SCR tidak otomatis identik dengan hasil ekonomi terbaik [15]-[24]. Nilai capture 60% dipertahankan sebagai skenario utama karena konsisten dengan skenario awal penelitian UNIMA berbasis surplus harian 2023 [10].

$$E'_{\text{direct}} = E_{\text{direct}} + \alpha E_{\text{export}} \quad (13)$$

$$E'_{\text{export}} = (1-\alpha) E_{\text{export}} \quad (14)$$

III. Hasil dan Pembahasan

A. Baseline Operasi Sehat 2023 dan Posisi Tahun 2024

Tahun 2023 ditetapkan sebagai healthy-operation reference secara operasional karena merupakan tahun penuh pertama setelah commissioning dengan produksi tertinggi pada periode yang dianalisis. Plant Report menunjukkan Inverter Yield 466,517 MWh, specific energy 1.308,97 kWh/kWp, dan PR 75,71%. Pada snapshot Juni 2023, seluruh empat inverter masih menghasilkan energi dengan durasi grid-connection sekitar 285-313 jam [10]. Rekening PLN Januari-Juni 2023 yang tersedia juga menunjukkan fungsi prosumer yang aktif: ekspor fisik kumulatif 53,836 MWh menghasilkan offset 34,993 MWh, konsisten dengan faktor sekitar 65% [11].

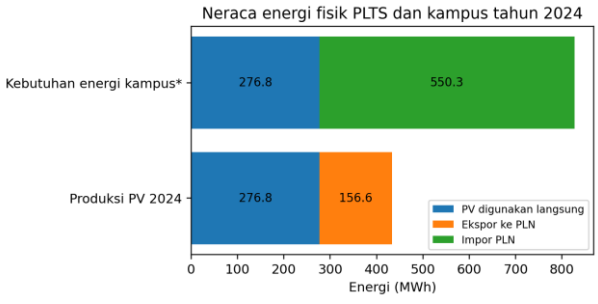
Pada 2024 produksi turun menjadi 433,375 MWh, specific energy menjadi 1.215,98 kWh/kWp, dan PR menjadi 74,87%. Penurunan produksi 7,10% terhadap 2023 masih jauh lebih kecil daripada kontraksi yang terjadi pada 2025-2026. Karena itu, 2023 berfungsi sebagai referensi kondisi baik, sedangkan 2024 diperlakukan sebagai tahun analisis neraca energi-ekonomi yang masih merepresentasikan operasi plant secara luas namun sudah menunjukkan awal penurunan. Pemisahan ini penting agar deteriorasi 2025-2026 tidak dianggap sebagai karakteristik normal sistem sejak awal operasi [10].

B. Neraca Energi Fisik Tahun 2024

Berdasarkan rekonstruksi produksi PV, konsumsi langsung, ekspor, dan impor jaringan, neraca energi PLTS dan kebutuhan energi kampus tahun 2024 disajikan pada Tabel II; aliran energinya kemudian divisualisasikan pada Gambar 4.

TABEL II
NERACA ENERGI PLTS DAN KAMPUS TAHUN 2024

Indikator	Nilai	Interpretasi
Produksi PV	433,375 MWh	Energi AC keluaran inverter
PV digunakan langsung	276,779 MWh	Produksi PV dikurangi ekspor
Ekspor fisik ke PLN	156,596 MWh	Surplus; bagian yang diakui menjadi offset rekening PLN
Impor PLN	550,282 MWh	Energi yang dibeli dari jaringan
Estimasi kebutuhan kampus	827,061 MWh	PV langsung + impor PLN
Self-consumption ratio	63,87%	Porsi produksi PV digunakan internal
Export ratio	36,13%	Porsi produksi PV diekspor
Solar fraction langsung	33,47%	Porsi kebutuhan dipenuhi PV langsung
PV generation/load ratio	52,40%	Produksi PV relatif terhadap kebutuhan



Gambar 4. Rekonstruksi neraca energi fisik PLTS dan estimasi kebutuhan energi kampus tahun 2024. Sumber: diolah dari Plant Report FusionSolar dan rekening PLN [10], [11].

Produksi PV 2024 sebesar 433,375 MWh setara 52,40% dari estimasi kebutuhan energi kampus 827,061 MWh. Namun hanya 276,779 MWh yang diserap langsung, sehingga solar fraction langsung 33,47% dan utilization gap 18,93 poin persentase. Secara fisik, gap tersebut terutama muncul karena 156,596 MWh produksi mengalir ke jaringan. Hasil ini menegaskan bahwa besarnya produksi tahunan tidak dapat digunakan sendiri untuk menilai kontribusi PV terhadap beban kampus; temporal matching menjadi penentu utama sebagaimana ditunjukkan pada studi self-consumption lintas bangunan [5], [6], [14].

SCR UNIMA sebesar 63,87% berarti hampir dua pertiga produksi digunakan langsung. Nilai ini lebih rendah daripada rentang 75-86% yang dilaporkan pada studi tiga tahun sebuah bangunan publik di Türkiye [3], sehingga secara komparatif UNIMA memiliki ruang optimasi load matching yang lebih besar. Perbandingan tersebut tidak dimaksudkan sebagai benchmarking absolut karena perbedaan kapasitas, iklim, hari kerja, tarif, dan titik meter, tetapi menunjukkan bahwa profil beban institusi dapat meningkatkan atau menekan tingkat konsumsi lokal. Studi bangunan publik Indonesia juga menekankan bahwa kinerja aktual dan pola operasi memengaruhi nilai finansial jangka panjang aset PV [2].

C. Settlement Gap: Ekspor Fisik versus Offset Ekonomi

Rekening 2024 mencatat ekspor fisik 156,596 MWh, tetapi offset yang diakui hanya 101,786 MWh. Selisih 54,810 MWh merupakan settlement gap, setara 35% ekspor fisik, 12,65% produksi PV, dan 6,63% estimasi kebutuhan energi kampus. Sebaliknya, 101,786 MWh yang dikreditkan merupakan manfaat settlement yang telah tercermin pada rekening PLN dan menjadi salah satu komponen pengurang tagihan UNIMA. Settlement gap 54,810 MWh tidak berarti energi hilang secara fisik, melainkan bagian ekspor yang tidak memperoleh pengakuan offset penuh. Jika konsumsi langsung dan offset yang diakui dijumlahkan sebagai ekuivalen energi yang memperoleh manfaat settlement, nilainya sekitar 378,565 MWh atau 87,35% produksi PV; sisanya 12,65% merupakan bagian yang tidak mendapat pengakuan energi penuh. Rasio 87,35% ini bersifat indikator turunan kasus UNIMA, bukan definisi standar. Untuk memperjelas hubungan antara pemanfaatan langsung, ekspor, dan offset, indikator turunan hasil rekonstruksi tersebut dirangkum pada Tabel III.

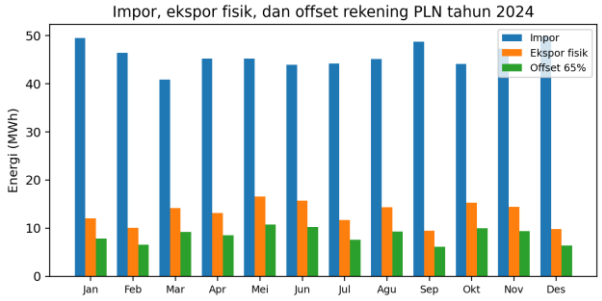
TABEL III
INDIKATOR TURUNAN PEMANFAATAN DAN SETTLEMENT 2024

Indikator turunan	Nilai	Makna
Utilization gap (G/L - SF)	18,93 poin	Potensi PV yang belum menjadi pasokan langsung
Settlement gap (ekspor tak ter-offset)	54,810 MWh	35% ekspor fisik tidak memperoleh offset penuh
Gap terhadap produksi PV	12,65%	Bagian produksi yang tidak memperoleh offset penuh
Gap terhadap kebutuhan kampus	6,63%	Skala gap dibanding estimasi beban
Batas SF teoritis bila ekspor nol	52,40%	Sama dengan G/L jika seluruh PV diserap internal

Implikasinya bukan bahwa ekspor harus dihilangkan. Ekspor yang memperoleh kredit tetap memberikan manfaat ekonomi karena mengurangi energi yang diperhitungkan pada rekening PLN. Namun, ketika nilai kredit ekspor lebih rendah daripada nilai energi yang dapat dihindari melalui konsumsi langsung, setiap kWh yang dapat dialihkan secara produktif ke beban siang hari berpotensi memberi nilai substitusi yang lebih tinggi. Literatur kebijakan menunjukkan bahwa net metering, net billing, dan remunerasi surplus dapat menghasilkan pilihan ekonomi berbeda bagi prosumer [7], [8], [15]. Dalam konteks Indonesia, kelayakan PV juga sensitif terhadap tingkat kompensasi dan insentif [4]. Karena itu, strategi UNIMA bukan meniadakan ekspor, melainkan memaksimalkan konsumsi langsung yang produktif dan tetap memanfaatkan kredit settlement untuk surplus residual.

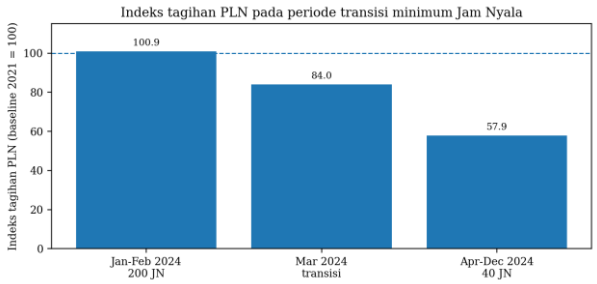
D. Pola Bulanan Impor, Ekspor, dan Perubahan Jam Nyala

Variasi bulanan antara energi impor PLN, ekspor fisik PLTS, dan energi ekspor yang memperoleh offset dibandingkan pada Gambar 5 untuk memperlihatkan pola surplus sepanjang tahun 2024.



Gambar 5. Impor, ekspor fisik, dan offset rekening PLN bulanan tahun 2024. Sumber: diolah dari rekening PLN UNIMA [11].

Dua belas invoice PLN tahun 2024 memverifikasi impor total 550,282 MWh, ekspor fisik 156,596 MWh, dan offset 101,786 MWh. Secara bulanan, impor berada pada 40,836-49,804 MWh dan ekspor 9,420-16,568 MWh. Ekspor tertinggi terjadi pada Mei (16,568 MWh) dan terendah pada September (9,420 MWh). Pola ini menunjukkan bahwa surplus bersifat musiman dan tidak konstan; karena itu, sizing load shifting maupun BESS berdasarkan satu angka surplus tahunan dapat menyembunyikan variasi waktu. Studi interval net-metering menunjukkan bahwa resolusi pengukuran yang lebih pendek dapat mengubah self-consumption, self-sufficiency, dan nilai ekonomi PV [27]. Untuk UNIMA, audit beban 15 menit menjadi kebutuhan metodologis sebelum menetapkan kapasitas penyimpanan atau target flexible load. Perubahan tagihan PLN selama periode transisi minimum Jam Nyala dari 200 JN menuju 40 JN diperlihatkan pada Gambar 6.



Gambar 6. Indeks tagihan PLN pada periode transisi minimum Jam Nyala. Baseline rata-rata rekening PLN 2021 = 100; Januari-Februari 2024 masih mencatat 200 JN, Maret merupakan masa transisi, dan April-Desember merepresentasikan periode pasca-amandemen. Sumber: diolah dari rekening PLN dan amandemen layanan [11], [13].

Invoice Januari dan Februari 2024 masih mencatat parameter Jam Nyala 200. Amandemen tanggal 29 Januari 2024 menurunkan minimum Jam Nyala kontraktual menjadi 40 JN, sedangkan Maret menunjukkan transisi meter/tarif dan April-Desember mencatat RM/eMin lama sebesar 0 kWh pada rekening yang tersedia [11], [13]. Dengan baseline rata-rata PLN 2021 = 100, indeks rekening Januari-Februari 2024 adalah 100,92; Maret 83,99; dan rata-rata April-Desember 57,90. Penurunan pasca-transisi bersifat deskriptif dan tidak diatribusikan seluruhnya pada perubahan JN karena konsumsi, ekspor, tarif, dan kondisi operasi juga berubah antarbulan.

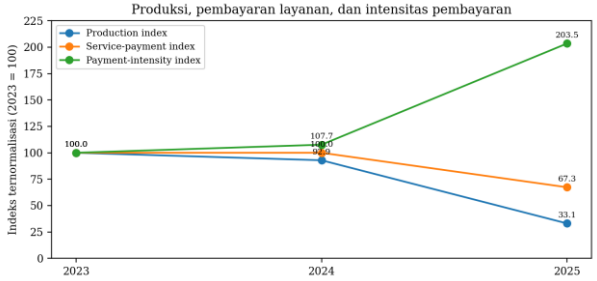
Simulasi historis Juli-November 2023 memberi ukuran kontraktual yang lebih terisolasi. Perbandingan struktur 200 JN dengan 40 JN dan kredit ekspor menghasilkan penurunan beban simulatif sebesar 66,91%. Angka ini adalah counterfactual berbasis struktur rekening historis, bukan realisasi saving tahunan. Temuan tersebut menegaskan bahwa klausul minimum Jam Nyala dan mekanisme settlement dapat memiliki pengaruh ekonomi yang sebanding dengan perubahan produksi energi pada periode tertentu.

E. Evaluasi Ekonomi Ternormalisasi dan Negosiasi Layanan

Dampak kredit ekspor, rekening PLN, pembayaran layanan hasil negosiasi, dan mismatch antara produksi dengan pembayaran dirangkum pada Tabel IV. Gambar 7 membandingkan production index, service-payment index, dan service-payment intensity index untuk 2023-2025. Seluruh hasil moneter utama disajikan sebagai indeks sehingga pola ekonomi dapat dievaluasi tanpa mengungkap nilai kontrak nominal.

TABEL IV
INDIKATOR EKONOMI TERNORMALISASI DAN NEGOSIASI LAYANAN

Indikator	Nilai ternormalisasi	Interpretasi
PLN bill index 2021	100,00	Baseline pra-PLTS
PLN bill index 2022 Jun-Nov	96,03	Baseline pembanding historis
PLN bill index 2024	67,26	Turun 32,74% terhadap 2021; sudah mencerminkan settlement ekspor
Combined operational payment index 2024	128,32	PLN + negotiated service payment; baseline PLN 2021 = 100
Production index 2023 / 2024 / 2025	100,00 / 92,90 / 33,09	Produksi turun tajam pada 2025
Service-payment index 2023 / 2024 / 2025	100,00 / 100,00 / 67,33	Pembayaran turun lebih lambat daripada produksi
Service-payment intensity index 2023 / 2024 / 2025	100,00 / 107,65 / 203,47	Beban pembayaran per unit produksi relatif meningkat
Settlement adjustment 2025-Jan 2026	-7,86%	Pengurangan terhadap kewajiban layanan awal [31]



Gambar 7. Perbandingan production index, service-payment index, dan service-payment intensity index PLTS UNIMA tahun 2023-2025. Semua indeks menggunakan 2023 = 100. Sumber: diolah dari Plant Report, data pembayaran layanan ternegosiasi, dan dokumen penyesuaian layanan [10], [31].

Indeks rekening PLN 2024 adalah 67,26 terhadap baseline pra-PLTS 2021 = 100, atau menurun 32,74%. Penurunan ini telah mencerminkan manfaat kredit offset ekspor bersama perubahan konsumsi, tarif, dan minimum Jam Nyala; karena itu tidak diatribusikan hanya pada satu faktor. Setelah pembayaran layanan hasil negosiasi dimasukkan, combined operational payment index 2024 menjadi 128,32 terhadap baseline grid-only 2021 = 100. Angka tersebut menunjukkan bahwa penurunan rekening utilitas tidak otomatis identik dengan penurunan keseluruhan pengeluaran operasional energi pada skema layanan pihak ketiga.

Arah kesimpulan tetap sama bila baseline historis Juni-November 2022 digunakan: indeks baseline tersebut adalah 96,03 relatif terhadap 2021 = 100, sedangkan combined operational payment index 2024 tetap lebih tinggi. Perbandingan ini belum mengontrol pertumbuhan beban, perubahan tarif, maupun aktivitas kampus secara kausal. Karena itu, artikel menggunakan indeks sebagai alat perbandingan relatif dan memisahkan rekening PLN, negotiated service payment, serta lifecycle benefit untuk mencegah double counting.

Perbandingan longitudinal memberikan temuan yang lebih kuat. Dengan 2023 = 100, production index turun menjadi 92,90 pada 2024 sementara service-payment index tetap 100, sehingga service-payment intensity index meningkat menjadi 107,65. Pada 2025, production index turun tajam menjadi 33,09, sedangkan service-payment index hanya turun menjadi 67,33; akibatnya service-payment intensity index meningkat menjadi 203,47 atau sekitar dua kali baseline 2023. Dokumen settlement 2025-Januari 2026 juga menunjukkan pengurangan kewajiban awal sebesar 7,86%

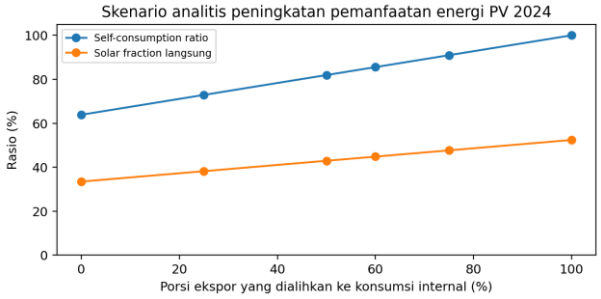
melalui penyesuaian yang mempertimbangkan ekspor yang tidak dimanfaatkan [31]. Hasil ini menunjukkan bahwa pemulihan availability dan produksi merupakan faktor ekonomi langsung karena pembayaran layanan menurun lebih lambat daripada output energi ketika performa sistem memburuk.

F. Skenario Analitis Pengalihan Ekspor ke Konsumsi Internal

Untuk menguji pengaruh peningkatan pemanfaatan surplus PV, sensitivitas beberapa tingkat capture ekspor terhadap SCR, export ratio, solar fraction, dan ekuivalen energi tanpa offset disajikan pada Tabel V dan divisualisasikan pada Gambar 8.

TABEL V
SENSITIVITAS PEMANFAATAN ENERGI TERHADAP CAPTURE EKSPOR

Capture ekspor	SCR	Export ratio	Solar fraction	Ekuiv. tanpa offset
0%	63.87%	36.13%	33.47%	54.81 MWh
25%	72.90%	27.10%	38.20%	41.11 MWh
50%	81.93%	18.07%	42.93%	27.40 MWh
60%	85.55%	14.45%	44.83%	21.92 MWh
75%	90.97%	9.03%	47.67%	13.70 MWh
100%	100.00%	0.00%	52.40%	0.00 MWh



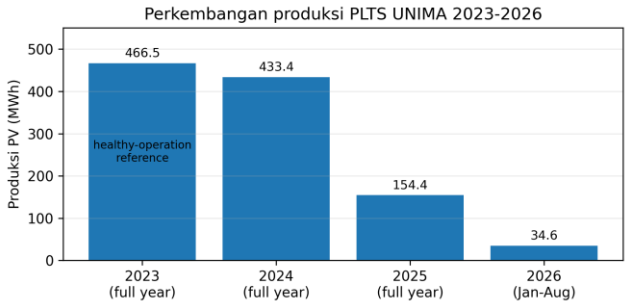
Gambar 8. Skenario analitis peningkatan self-consumption dengan mengalihkan sebagian ekspor 2024 ke konsumsi internal. Skenario tidak memasukkan rugi BESS dan bukan hasil operasi aktual.

Pada kondisi aktual, SCR adalah 63,87% dan SF 33,47%. Jika 60% ekspor dapat dialihkan ke beban internal, sekitar 93,958 MWh/tahun berpindah dari ekspor menjadi konsumsi langsung. SCR meningkat menjadi 85,55%, export ratio turun menjadi 14,45%, SF naik menjadi 44,83%, dan ekuivalen ekspor tanpa offset turun dari 54,810 menjadi sekitar 21,923 MWh. Dengan pembayaran layanan diasumsikan tetap, intensitas pembayaran per kWh direct-PV secara relatif membaik sekitar 25,34% dibanding kondisi aktual 2024. Hasil ini menunjukkan leverage ekonomi load shifting bahkan sebelum manfaat pengurangan rekening PLN dimonetisasi secara penuh.

Skenario 100% capture memberi batas teoritis: SCR 100% dan SF maksimum 52,40%, sama dengan rasio produksi PV terhadap kebutuhan energi. Pada batas tersebut, intensitas pembayaran terhadap direct-PV secara definisi konvergen dengan intensitas terhadap total produksi. Kondisi ini tidak boleh diperlakukan sebagai target realistis karena simultanitas beban, variasi harian, weekend/holiday effect, kapasitas peralatan, round-trip loss, dan kebutuhan storage belum dimodelkan.

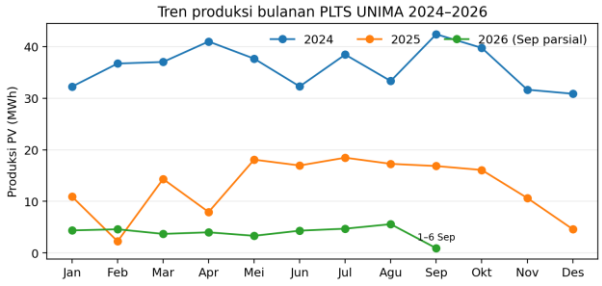
G. Penurunan Produksi 2025-2026 dan Availability Inverter

Dibanding healthy-operation reference 2023 sebesar 466,517 MWh, produksi 2024 masih mencapai 433,375 MWh atau 92,90% dari baseline tersebut. Kontraksi kemudian menjadi tajam pada 2025: produksi tahunan hanya 154,382 MWh, setara 35,62% dari 2024 dan 33,09% dari 2023. Untuk Januari-Agustus 2026, produksi hanya 34,561 MWh, setara 11,97% dari Januari-Agustus 2024 (288,709 MWh) dan 32,54% dari Januari-Agustus 2025 (106,210 MWh). Pada Agustus 2026 produksi hanya 5,575 MWh, yaitu 16,73% dari Agustus 2024 dan 32,27% dari Agustus 2025 [10]. Perbandingan penurunan produksi terhadap healthy-operation reference 2023 diperlihatkan pada Gambar 9.



Gambar 9. Perkembangan produksi PLTS UNIMA dari healthy-operation reference 2023 hingga periode deteriorasi. Data 2023-2025 merupakan tahun penuh; data 2026 adalah Januari-Agustus. Sumber: diolah dari Plant Report FusionSolar [10].

Untuk menunjukkan perkembangan penurunan tersebut secara lebih rinci, tren produksi bulanan PLTS UNIMA selama 2024–2026 disajikan pada Gambar 10.



Gambar 10. Tren produksi bulanan PLTS UNIMA 2024-2026. Data September 2026 merupakan data parsial 1-6 September. Sumber: diolah dari Plant Energy Trend FusionSolar [10].

Penurunan produksi tersebut tidak dapat diatribusikan hanya pada variasi sumber daya surya karena data iradiasi 2026 belum lengkap untuk seluruh bulan. Namun, laporan inverter memberikan bukti independen bahwa availability peralatan merupakan faktor dominan pada fase akhir pengamatan. Pada Juni 2023 seluruh empat inverter menghasilkan energi dengan durasi grid-connection sekitar 285-313 jam. Pada November 2025 mulai terlihat ketidakseimbangan output dan durasi koneksi, sedangkan pada Desember 2025 Inverter 4 hanya menghasilkan 16,3 kWh dengan grid-connection 6,5 jam dan Inverter 2 hanya 317,25 kWh dengan 69 jam koneksi [10]. Kronologi

perubahan kondisi inverter dan indikasi availability dari 2023 hingga September 2026 dirangkum pada Tabel VI.

TABEL VI
KRONOLOGI KONDISI INVERTER DAN INDIKASI AVAILABILITY

Periode	Bukti data inverter	Interpretasi
Jun 2023	4 inverter menghasilkan energi; koneksi 285-313 h	Baseline: 4 inverter aktif
Nov 2025	Specific energy 19,35-44,49 kWh/kWp; Inv2/Inv4 ~183 h	Ketidakseimbangan; availability menurun
Des 2025	Inv2 317,25 kWh (69 h); Inv4 16,3 kWh (6,5 h)	Gangguan berat pada Inv2/Inv4
6 Sep 2026	Inv2/Inv3/Inv4 = 0 kWh; Inv1 = 30,86 kWh	226,8 kWp (63,64%) tidak berkontribusi

Snapshot 6 September 2026 memperlihatkan kondisi yang lebih tegas: Inverter 2, Inverter 3, dan Inverter 4 masing-masing mencatat yield 0 kWh dan peak AC power 0 kW, sedangkan hanya Inverter 1 yang menghasilkan 30,86 kWh dengan peak 19,118 kW. Tiga inverter yang tidak berproduksi tersebut melayani total string capacity 226,8 kWp, yaitu 63,64% dari kapasitas DC PLTS 356,4 kWp. Dengan modul 540 Wp, kapasitas tersebut ekuivalen dengan 420 dari 660 modul yang pada saat snapshot tidak berkontribusi melalui inverter terkait. Oleh karena itu, pernyataan yang lebih tepat bukan bahwa seluruh panel berhenti berproduksi, melainkan bahwa sebagian besar array tidak berkontribusi karena tiga inverter tidak menghasilkan energi pada waktu observasi [10].

Selain itu, Inverter Deviation Details pada tanggal yang sama menunjukkan string coefficient of variation sebesar 173,63% pada Inverter 1. Nilai dispersi yang sangat besar tersebut mengindikasikan ketidakseragaman keluaran antar-string dan memperkuat kebutuhan audit string-level (arus, tegangan, konektor, fuse, isolasi, shading/soiling, dan kontinuitas kabel). Data yang tersedia belum cukup untuk menentukan berapa string pada Inverter 1 yang gagal, sehingga diagnosis komponen spesifik tidak disimpulkan tanpa pengukuran lapangan tambahan [10].

Temuan visual pada Gambar 3 konsisten dengan kebutuhan pemeriksaan string-level dan O&M: vegetasi dan soiling dapat menurunkan penerimaan radiasi pada sebagian modul, sedangkan kerusakan selubung kabel meningkatkan risiko gangguan kontinuitas maupun isolasi. Karena penelitian ini tidak memiliki pengujian I-V curve, thermography, dan pengukuran isolasi yang serempak pada seluruh string, kontribusi kuantitatif masing-masing mekanisme terhadap kehilangan energi tidak dipisahkan.

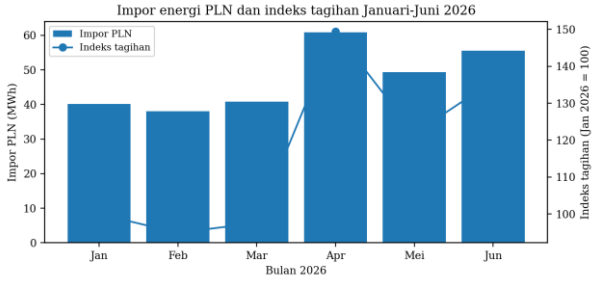
Secara ekonomi, bukti ini memperkuat konsep service-cost exposure: ketika produksi aktual menyusut karena availability, beban pembayaran per unit energi dapat meningkat walaupun pembayaran nominal telah dinegosiasikan turun. Kenaikan service-payment intensity index dari 100 pada 2023 menjadi 203,47 pada 2025 mengilustrasikan efek tersebut. Studi pada gedung publik di Indonesia juga menunjukkan bahwa gap antara performa desain dan operasi aktual dapat memengaruhi hasil finansial secara material [2]. Dengan demikian, sebelum optimasi ekspor atau investasi BESS dilakukan, prioritas pertama UNIMA adalah memulihkan inverter, string, kabel, dan availability plant agar basis energi yang menghasilkan manfaat ekonomi kembali normal.

H. Impor PLN dan Indeks Tagihan pada Periode Degradasi 2026

Rekening PLN Januari-Juni 2026 untuk ID pelanggan utama kampus mencatat pembelian energi jaringan berturut-turut sebesar 40,092; 38,056; 40,800; 60,889; 49,374; dan 55,578 MWh. Total enam bulan mencapai 284,789 MWh, setara rata-rata 47,465 MWh/bulan. Untuk menjaga konsistensi penyajian tanpa nilai mata uang nominal, tagihan dinormalisasi terhadap Januari 2026 = 100; indeks Februari-Juni berturut-turut adalah 94,92; 97,59; 149,36; 121,83; dan 136,00. Rata-rata impor April-Juni mencapai 55,280 MWh/bulan, sekitar 39,42% lebih tinggi daripada rata-rata Januari-Maret sebesar 39,649 MWh/bulan. Pola ini menunjukkan peningkatan eksposur terhadap pasokan jaringan pada kuartal kedua 2026, tetapi belum dapat diperlakukan sebagai akibat tunggal gangguan PLTS karena perubahan beban kampus tidak dikontrol pada resolusi interval. Rincian impor energi dan indeks tagihan disajikan pada Tabel VII dan Gambar 11.

TABEL VII
IMPOR PLN DAN INDEKS TAGIHAN JANUARI-JUNI 2026

Bulan 2026	Impor PLN (MWh)	Indeks tagihan (Jan=100)
Jan	40.092	100,00
Feb	38.056	94,92
Mar	40.800	97,59
Apr	60.889	149,36
Mei	49.374	121,83
Jun	55.578	136,00
Total / rata-rata	284.789	-



Gambar 11. Impor energi PLN dan indeks tagihan bulan berjalan Januari-Juni 2026. Indeks tagihan menggunakan Januari 2026 = 100. Sumber: diolah dari rekening PLN UNIMA [11].

Sebagai pembanding, impor PLN Januari-Juni 2024 berjumlah sekitar 271,090 MWh, sehingga impor pada periode yang sama tahun 2026 lebih tinggi sekitar 5,05%. Kenaikan ini searah dengan berkurangnya kontribusi PV yang terlihat pada data FusionSolar, namun hubungan kausal tidak dapat dipastikan tanpa profil beban kampus dan produksi PV pada interval waktu yang sama. Indeks tagihan juga harus dibaca hati-hati karena struktur tarif, klasifikasi pelanggan, dan mekanisme offset berubah sepanjang periode penelitian.

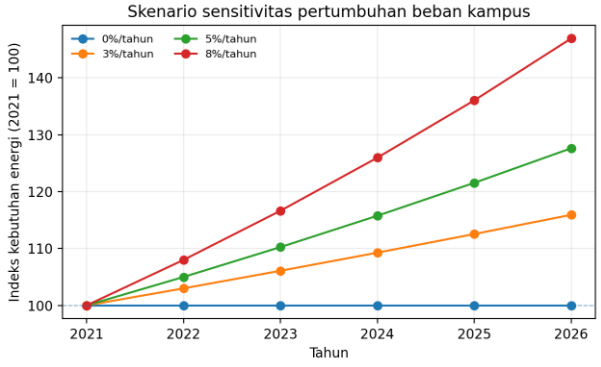
Hal penting lainnya adalah perubahan format rekening. Invoice 2023-2025 secara eksplisit menampilkan catatan meter ekspor, faktor 65%, dan offset, sedangkan invoice Januari-Juni 2026 yang tersedia hanya menampilkan

konsumsi LWBP/WBP dan komponen tagihan. Oleh karena itu, artikel ini tidak mengasumsikan ekspor 2026 sama dengan nol dan tidak menghitung SCR atau settlement gap 2026 dari rekening tersebut. Informasi availability inverter dan produksi FusionSolar tetap menjadi bukti teknis utama untuk periode 2026, sedangkan rekening PLN digunakan sebagai bukti pembelian energi jaringan dan eksposur biaya [10], [11].

I. Sensitivitas Pertumbuhan Beban Kampus dan Counterfactual Tanpa PLTS

Perbandingan rekening sebelum dan sesudah PLTS perlu mempertimbangkan bahwa kebutuhan listrik kampus dapat meningkat seiring bertambahnya aktivitas dan peralatan. Dalam dataset artikel, pertumbuhan beban aktual belum dapat dipisahkan secara kausal karena belum tersedia profil beban interval dan inventaris commissioning seluruh peralatan baru. Indikasi empiris tetap terlihat pada impor PLN Januari-Juni 2026 sebesar 284,789 MWh, sekitar 5,05% lebih tinggi daripada periode yang sama tahun 2024 (271,090 MWh), tetapi kenaikan tersebut merupakan kombinasi potensial antara pertumbuhan beban dan penurunan kontribusi PV, sehingga kedua efek tidak dapat dipisahkan dengan data yang tersedia [10], [11].

Analisis sensitivitas menggunakan baseline kebutuhan energi 2021 = 100 dan empat skenario pertumbuhan tahunan. Pada skenario 3%/tahun, indeks kebutuhan counterfactual menjadi 109,27 pada 2024, 112,55 pada 2025, dan 115,93 pada 2026. Pada skenario 5%/tahun, indeks menjadi 115,76; 121,55; dan 127,63. Pada skenario 8%/tahun, indeks menjadi 125,97; 136,05; dan 146,93. Nilai tersebut tidak menyatakan bahwa beban UNIMA benar-benar tumbuh sebesar 3-8% per tahun, tetapi menunjukkan rentang sensitivitas yang relevan ketika kampus menambah laboratorium, panel LED, HVAC, perangkat TIK, atau fasilitas lain.



Gambar 12. Sensitivitas indeks kebutuhan energi kampus terhadap asumsi pertumbuhan beban tahunan, dengan baseline 2021 = 100. Skenario 0%, 3%, 5%, dan 8%/tahun digunakan sebagai uji sensitivitas dan bukan sebagai estimasi pertumbuhan aktual UNIMA.

Implikasi terhadap interpretasi ekonomi adalah bahwa penurunan PLN bill index 2024 menjadi 67,26 terhadap baseline 2021 = 100 harus dibaca secara konservatif. Jika kebutuhan energi kampus memang meningkat setelah 2021, maka kondisi tanpa PLTS secara counterfactual kemungkinan menghasilkan impor dan tagihan yang lebih tinggi daripada baseline statis 100. Dengan asumsi struktur tarif dan faktor lain tetap—sebuah asumsi yang hanya digunakan untuk sensitivitas—penurunan indeks rekening 2024 terhadap counterfactual akan tampak lebih besar daripada 32,74%. Namun artikel tidak mengubah hasil utama menjadi angka saving kausal karena tarif, minimum Jam Nyala, aktivitas kampus, settlement, dan pertumbuhan beban berubah secara bersamaan.

Dengan demikian, load-growth adjustment memperkuat dua kesimpulan. Pertama, perbandingan sebelum-sesudah berbasis rekening saja dapat meng-underestimate kontribusi PLTS apabila beban kampus bertumbuh. Kedua, untuk memperoleh estimasi kausal yang lebih kuat, UNIMA perlu melakukan sub-metering 15 menit pada feeder utama dan beban besar, serta menyusun inventaris penambahan daya peralatan beserta jam operasi dan tanggal commissioning. Data tersebut memungkinkan pembentukan counterfactual tanpa PLTS yang lebih defensible dan pemisahan antara efek pertumbuhan beban, penurunan availability PV, serta perubahan kontraktual.

J. Implikasi Load Shifting dan BESS

Data ekspor Juli-November 2023 menunjukkan surplus rata-rata sekitar 707 kWh/hari. Skenario awal penelitian menggunakan target capture 60% atau sekitar 424 kWh/hari sebagai basis konseptual BESS 0,5-1,0 MWh dan inverter sekitar 150 kW [10]. Akan tetapi, literatur menegaskan bahwa optimal battery size sangat sensitif terhadap tarif, feed-in value, profil beban, strategi charge-discharge, dan degradasi [19]-[23], [26]. Karena itu, angka tersebut harus diperlakukan sebagai screening range, bukan desain final.

Urutan ekonomi yang lebih rasional adalah: memulihkan produksi dan keselamatan aset; meningkatkan self-consumption melalui load shifting dan flexible load; mengaudit surplus residu dengan data 15 menit; kemudian membandingkan PV-only, load shifting, dan beberapa ukuran BESS secara techno-economic. Studi fasilitas publik dan universitas menunjukkan bahwa storage yang lebih besar dapat memperbaiki otonomi energi tetapi tidak selalu memperbaiki NPV atau payback [25], [26]. Dengan demikian, fungsi BESS di UNIMA perlu dipisahkan antara tujuan ekonomi self-consumption dan tujuan resiliency/microgrid, karena kedua tujuan tersebut dapat menghasilkan ukuran dan strategi operasi yang berbeda.

K. Benchmark Literatur dan Implikasi Model Layanan

Literatur menunjukkan bahwa self-consumption yang lebih tinggi tidak selalu menghasilkan nilai ekonomi maksimum. Forrester et al. menemukan bahwa baterai yang semata-mata mengejar solar self-consumption dapat memberikan nilai pelanggan tetapi hampir tidak memberi nilai sistem grid pada kondisi dispatch tertentu [16]. Puranen et al. menunjukkan bahwa demand-side management berbiaya rendah dapat menjadi langkah awal sebelum storage, sementara storage fisik harus melewati ambang biaya tertentu agar ekonomis

[17]. Pada komunitas microgrid, Feijoo et al. juga menunjukkan bahwa pilihan menjual surplus atau menggeser beban bergantung pada struktur harga dan fleksibilitas demand response [18].

Di sisi penyimpanan, studi Ma et al., Li et al., Chen et al., Rezaeimozafar et al., dan Wang et al. menunjukkan bahwa kapasitas baterai, strategi dispatch, tarif, degradasi, dan batas ekspor harus dioptimalkan bersama [19]-[23]. Studi fasilitas publik terbaru bahkan menunjukkan bahwa penambahan baterai meningkatkan SCR dan self-sufficiency, tetapi NPV dapat lebih rendah dibanding PV-only ketika baterai diperbesar [26]. Pada studi universitas, Al-Soeidat et al. menemukan bahwa di bawah skema wheeling 1:1, grid dapat bertindak sebagai virtual storage sehingga BESS tidak optimal secara ekonomi [25]. Perbandingan ini mendukung urutan keputusan UNIMA: load shifting dan evaluasi settlement lebih dahulu, BESS setelah surplus residu terukur.

Untuk pengembangan kampus, demand-side management dapat diperluas ke pompa, HVAC, laboratorium, workshop, dan pengisian kendaraan listrik. Studi komunitas yang mencakup kampus menunjukkan bahwa strategi operasi PV-battery-EV mengubah biaya, aliran energi, dan interaksi jaringan secara nyata [24]. Namun, implementasi di UNIMA harus berbasis sub-metering dan profil beban resolusi tinggi agar flexible load tidak sekadar menambah konsumsi, melainkan memindahkan konsumsi yang memang diperlukan ke periode surplus PV.

L. Nilai Siklus Hidup dan Manfaat Institusional PLTS UNIMA

Temuan penelitian menunjukkan bahwa kondisi target paling rasional bagi UNIMA adalah kombinasi healthy PV operation mendekati performa 2023, minimum Jam Nyala 40 JN, direct self-consumption yang lebih tinggi, pemanfaatan kredit ekspor untuk surplus residual, serta tata kelola kontrak yang transparan. Konfirmasi administratif menunjukkan bahwa negotiated service-payment index 2023 dan 2024 berada pada tingkat yang sama (2023 = 100), sehingga contract governance dapat memengaruhi posisi biaya aktual di luar mekanisme energi. Mulai 2025, pembayaran turun tetapi jauh lebih lambat daripada produksi, sehingga indikator intensitas pembayaran meningkat tajam.

Selain manfaat operasional, terdapat potensi nilai siklus hidup. UNIMA dan penyedia sedang membahas kemungkinan kompensasi/sewa pemanfaatan lahan, sedangkan skema kerja sama memiliki horizon 25 tahun [12]. Berdasarkan informasi administratif yang disampaikan dalam penelitian, pada akhir periode tersebut PLTS direncanakan dialihkan kepada UNIMA dengan nilai administratif nominal nilai administratif nominal. Karena ketentuan nominal ini belum ditemukan pada dokumen kontraktual final yang tersedia dalam dataset artikel, nilai nilai administratif nominal diperlakukan sebagai informasi yang memerlukan verifikasi sebelum dimonetisasi. Jika dikonfirmasi, manfaat handover harus dinilai berdasarkan residual asset value pada tahun ke-25, dikurangi kebutuhan rehabilitasi, replacement inverter, kabel, proteksi, monitoring, dan biaya pasca-handover; bukan berdasarkan harga aset baru.

PLTS juga memiliki manfaat institusional non-tunai yang relevan bagi perguruan tinggi. Laporan penelitian internal UNIMA mengidentifikasi pemanfaatan PLTS sebagai living laboratory untuk praktikum dan pembelajaran, magang mahasiswa, pelatihan energi terbarukan, penelitian dosen-mahasiswa pada topik PV, BESS, microgrid dan energy management, serta luaran berupa publikasi, tugas akhir, dan HKI. Dimensi tersebut mendukung SDG 4 melalui pendidikan berkualitas dan SDG 17 melalui kemitraan, sedangkan produksi energi bersih dan pengurangan emisi mendukung SDG 7 dan SDG 13 [30]. Jika dikelola dengan KPI yang terukur, kombinasi energi bersih, riset, pembelajaran, dan kemitraan dapat memperkuat positioning UNIMA sebagai green and smart energy campus; manfaat branding ini tidak dimonetisasi dalam artikel karena belum tersedia valuasi yang defensible.

Untuk mencegah pencampuran penghematan tunai dengan manfaat institusional, indikator nonmoneter direkomendasikan dilaporkan sebagai KPI: jumlah mata kuliah yang memakai data PLTS, mahasiswa dan jam praktikum/magang, pelatihan dan sertifikasi, proyek riset dosen-mahasiswa, PKS industri, publikasi, HKI, tugas akhir, energi bersih dan CO2 avoided, serta kegiatan diseminasi green-smart campus. Dengan pendekatan ini, manfaat akademik, SDG, kemitraan, dan branding tetap dapat dievaluasi tanpa dimasukkan secara arbitrer ke saving tunai.

$$V_{inst} = V_{fin} + V_{HO} + B_A + B_S \qquad (15)$$

Pada (15), V_inst menyatakan lifecycle institutional value; V_fin adalah nilai finansial yang mencakup avoided grid purchase, kredit ekspor, dampak 40 JN, negotiated payment, serta penerimaan sewa lahan bila diformalkan; V_HO adalah nilai residual bersih pada handover tahun ke-25 setelah memperhitungkan kondisi aset dan kebutuhan rehabilitasi; B_A adalah manfaat akademik dan pengembangan SDM; dan B_S adalah manfaat strategis yang mencakup kontribusi SDG, kemitraan, serta branding green-smart campus. B_A dan B_S dilaporkan melalui KPI nonmoneter kecuali tersedia dasar valuasi yang dapat diverifikasi. Ketentuan pengalihan dengan nilai administratif nominal dan skema sewa lahan belum dimonetisasi dalam artikel ini.

M. Keterbatasan Analisis

Pertama, kebutuhan energi kampus 2024 direkonstruksi dari konsumsi langsung PV dan impor PLN tanpa profil beban interval 15 menit, sehingga simultanitas daya dan peak demand belum dapat dievaluasi. Kedua, baseline 2021 dan 2022 merupakan pembanding historis dan bukan counterfactual kausal karena aktivitas kampus, pertumbuhan beban, dan struktur tarif dapat berubah. Analisis sensitivitas pertumbuhan beban 0%, 3%, 5%, dan 8% per tahun yang ditambahkan dalam artikel hanya merupakan stress test; skenario tersebut belum menggunakan inventaris peralatan, rating daya, jam operasi, maupun tanggal commissioning aktual untuk laboratorium, panel LED, HVAC, perangkat

TIK, dan beban baru lainnya. Ketiga, pembayaran layanan 2023-2024 menggunakan konfirmasi administratif institusi, sedangkan indeks 2025 direkonstruksi dari settlement Januari 2025-Januari 2026 dengan mengeluarkan komponen Januari 2026 [31]. Keempat, data iradiasi 2026 belum lengkap untuk mendekomposisi resource dan availability. Kelima, invoice PLN Januari-Juni 2026 tidak menampilkan kolom ekspor/offset sehingga SCR dan settlement gap 2026 tidak direkonstruksi dari rekening. Keenam, nilai moneter nominal sengaja tidak ditampilkan; hasil ekonomi dilaporkan sebagai indeks dan persentase sehingga keterulangan memerlukan akses ke dokumen internal. Ketujuh, potensi sewa lahan dan mekanisme pengalihan aset tahun ke-25 belum didukung dokumen final dalam dataset artikel dan belum dimonetisasi. Kedelapan, manfaat living laboratory, magang, riset, SDG, kemitraan, dan branding diperlakukan sebagai manfaat institusional nonmoneter dan memerlukan KPI longitudinal sebelum dapat dinilai secara ekonomi.

IV. KESIMPULAN

Tahun 2023 merupakan healthy-operation reference dengan produksi 466,517 MWh, specific energy 1.308,97 kWh/kWp, dan PR 75,71%. Pada 2024 produksi masih 433,375 MWh (turun 7,10%), tetapi neraca energi lengkap menunjukkan hanya 276,779 MWh (63,87%) yang dikonsumsi langsung dan 156,596 MWh (36,13%) diekspor. Meskipun produksi PV setara 52,40% dari estimasi kebutuhan energi kampus, solar fraction langsung hanya 33,47%, sehingga terdapat utilization gap 18,93 poin persentase. Pada settlement empiris 65%, 54,810 MWh ekspor tidak memperoleh offset energi penuh, setara 12,65% produksi PV tahunan.

Setelah 2024, masalah availability menjadi semakin dominan. Produksi 2025 turun menjadi 154,382 MWh atau hanya 33,09% dari healthy-operation reference 2023. Januari-Agustus 2026 hanya mencapai 34,561 MWh. Snapshot 6 September 2026 menunjukkan Inverter 2, 3, dan 4 masing-masing memiliki yield dan peak AC power nol, sehingga 226,8 kWp atau 63,64% kapasitas DC terhubung ke inverter yang tidak berkontribusi pada saat pengamatan. Kondisi ini menunjukkan bahwa pemulihan availability merupakan prioritas sebelum optimasi BESS.

Dari sisi ekonomi, PLN bill index 2024 turun menjadi 67,26 terhadap baseline 2021 = 100 dan telah mencerminkan manfaat kredit offset ekspor. Ketika negotiated service payment dimasukkan, combined operational payment index 2024 menjadi 128,32 terhadap baseline grid-only 2021. Analisis longitudinal lebih penting: production index 2024 dan 2025 masing-masing 92,90 dan 33,09, sementara service-payment index masing-masing 100,00 dan 67,33. Akibatnya, service-payment intensity index meningkat menjadi 107,65 pada 2024 dan 203,47 pada 2025. Dengan demikian, efektivitas ekonomi tidak cukup dinilai dari penurunan rekening PLN atau penurunan pembayaran layanan secara terpisah, tetapi dari kesesuaiannya dengan energi yang benar-benar dihasilkan dan dimanfaatkan.

Analisis sensitivitas pertumbuhan beban memperlihatkan bahwa perbandingan statis terhadap baseline 2021 berpotensi meng-underestimate kontribusi PLTS apabila kebutuhan listrik kampus meningkat setelah commissioning. Pada skenario ilustratif 3%, 5%, dan 8% per tahun, indeks kebutuhan counterfactual 2024 masing-masing menjadi 109,27; 115,76; dan 125,97 terhadap 2021 = 100. Hasil ini tidak diperlakukan sebagai saving kausal karena pertumbuhan beban aktual belum diukur secara lengkap, tetapi menegaskan perlunya sub-metering 15 menit dan inventaris beban baru agar evaluasi 2024-2026 dapat dinormalisasi terhadap ekspansi aktivitas dan peralatan kampus.

Perubahan minimum Jam Nyala dari 200 menjadi 40 JN merupakan koreksi kontraktual penting. Simulasi Juli-November 2023 menunjukkan penurunan beban tagihan counterfactual sebesar 66,91%, sedangkan settlement layanan 2025-Januari 2026 menurunkan kewajiban awal sebesar 7,86% [31]. Hasil ini menunjukkan bahwa desain kontrak, settlement ekspor, dan negosiasi pembayaran dapat sama pentingnya dengan produksi energi dalam menentukan efektivitas ekonomi PLTS.

Skenario pengalihan 60% ekspor meningkatkan SCR menjadi 85,55% dan solar fraction menjadi 44,83%, serta menurunkan porsi ekspor residual yang tidak memperoleh offset penuh. Karena itu, prioritas UNIMA adalah meningkatkan pemanfaatan langsung melalui O&M, load shifting, sub-metering, dan flexible load. BESS sebaiknya dievaluasi setelah profil beban 15 menit tersedia dan surplus residu terukur, dengan pemisahan tujuan ekonomi dan resiliency. Kerangka energy balance-settlement-normalized payment ini dapat digunakan sebagai alat evaluasi institusi publik lain yang mengoperasikan PLTS melalui skema layanan serupa.

Secara strategis, kondisi yang paling diinginkan bagi UNIMA adalah kombinasi healthy PV operation mendekati performa 2023, minimum Jam Nyala 40 JN, direct self-consumption yang lebih tinggi, pemanfaatan settlement untuk surplus residual, dan tata kelola kontrak yang menjaga biaya layanan sejalan dengan manfaat aktual. Dengan demikian, operational recovery, load matching, dan contract optimization perlu dijalankan simultan; BESS dievaluasi setelah surplus residu dan profil beban 15 menit tersedia.

Evaluasi jangka panjang perlu diperluas dari operational cash-flow menjadi lifecycle institutional value. Potensi sewa lahan serta nilai residual dan handover aset setelah 25 tahun dapat menjadi manfaat tambahan yang terpisah dari saving operasional, tetapi belum dimonetisasi karena mekanisme final perlu diverifikasi. Di luar komponen finansial, PLTS dapat menjadi living laboratory untuk pembelajaran, magang mahasiswa, pelatihan, penelitian dosen-mahasiswa, publikasi dan HKI, serta platform kemitraan dengan industri. Pemanfaatan tersebut mendukung SDG 4, SDG 7, SDG 13, dan SDG 17 dan dapat memperkuat branding UNIMA sebagai green and smart energy campus apabila dikaitkan dengan KPI yang terukur [30]. Dengan demikian, keberhasilan PLTS UNIMA sebaiknya dinilai melalui

kombinasi kinerja energi, efektivitas kontrak, nilai aset jangka panjang, dan manfaat akademik-strategis.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis menyampaikan terima kasih kepada Universitas Negeri Manado, pengelola PLTS, PT PLN (Persero), dan mitra penyedia layanan PLTS pihak ketiga atas dukungan data monitoring, rekening energi, dokumen as-built, perjanjian layanan, dan informasi operasional yang digunakan dalam penelitian ini.

DAFTAR ACUAN

[1] International Electrotechnical Commission, IEC 61724-1:2021 Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring. Geneva: IEC, 2021.

[2] A. Fahmi and A. D. Rarasati, "Rooftop photovoltaic in public buildings: Technical and financial evidence from multi-year operational data in Indonesia," Next Energy, vol. 13, art. 100770, 2026.

[3] M. A. Anadol and H. Kaya, "Analysis of the economic viability of photovoltaic self consumption system for a public building in Türkiye," Solar Energy, vol. 309, art. 114443, 2026.

[4] F. A. Pramadya and K. N. Kim, "Promoting residential rooftop solar photovoltaics in Indonesia: Net-metering or installation incentives?" Renewable Energy, vol. 222, art. 119901, 2024.

[5] T. Lang, D. Ammann, and B. Girod, "Profitability in absence of subsidies: A techno-economic analysis of rooftop photovoltaic self-consumption in residential and commercial buildings," Renewable Energy, vol. 87, pp. 77-87, 2016.

[6] C. Herce Villar, D. Neves, and C. A. Silva, "Solar PV self-consumption: An analysis of influencing indicators in the Portuguese context," Energy Strategy Reviews, vol. 18, pp. 224-234, 2017.

[7] S. Tongsopit, S. Junlakarn, W. Wibulpolprasert, A. Chaianong, P. Kokchang, and N. V. Hoang, "The economics of solar PV self-consumption in Thailand," Renewable Energy, vol. 138, pp. 395-408, 2019.

[8] J. López Prol and K. W. Steininger, "Photovoltaic self-consumption is now profitable in Spain: Effects of the new regulation on prosumers' internal rate of return," Energy Policy, vol. 146, art. 111793, 2020.

[9] PT WIKA Industri Energi, As-Built Drawing PLTS On-Grid Universitas Negeri Manado 356,4 kWp, termasuk single-line diagram dan string wiring layout. Dokumen proyek, 2022.

[10] Universitas Negeri Manado, Plant Report, Inverter Report, Inverter Deviation Details, dan Plant Energy Trend FusionSolar PLTS Universitas Negeri Manado Tahun 2023-2026. Dokumen monitoring internal, 2023-2026.

[11] PT PLN (Persero), Rekening dan informasi tagihan listrik Universitas Negeri Manado. Dokumen internal, 2021-2026.

[12] Universitas Negeri Manado, Perjanjian Pemanfaatan, Pengoperasian dan Pemeliharaan Panel Surya Fotovoltaik serta Service Level Agreement PLTS Universitas Negeri Manado dengan penyedia layanan PLTS pihak ketiga. Dokumen internal, 2022.

[13] Universitas Negeri Manado, Amandemen Perjanjian Pemanfaatan PLTS Universitas Negeri Manado dengan penyedia layanan PLTS pihak ketiga, 29 Januari 2024. Dokumen internal, 2024.

[14] A. Allouhi, "Solar PV integration in commercial buildings for self-consumption based on life-cycle economic/environmental multi-objective optimization," Journal of Cleaner Production, vol. 270, art. 122375, 2020.

[15] C. Gallego-Castillo, M. Heleno, and M. Victoria, "Self-consumption for energy communities in Spain: A regional analysis under the new legal framework," Energy Policy, vol. 150, art. 112144, 2021.

[16] S. Forrester, G. Barbose, and C. A. Miller, "Private vs. public value of U.S. residential battery storage operated for solar self-consumption," iScience, vol. 25, art. 104714, 2022.

[17] P. Puranen, A. Kosonen, and J. Ahola, "Techno-economic viability of energy storage concepts combined with a residential solar photovoltaic system: A case study from Finland," Applied Energy, vol. 298, art. 117199, 2021.

[18] F. Feijoo, A. Kundu, F. Flores, and Y. Matamala, "Photovoltaic sizing assessment for microgrid communities under load shifting constraints and endogenous electricity prices: A Stackelberg approach," Energy, vol. 307, art. 132758, 2024.

[19] T. Ma, Y. Zhang, W. Gu, G. Xiao, H. Yang, and S. Wang, "Strategy comparison and techno-economic evaluation of a grid-connected photovoltaic-battery system," Renewable Energy, vol. 197, pp. 1049-1060, 2022.

[20] Y. Li, J. Peng, H. Jia, B. Zou, B. Hao, T. Ma, and X. Wang, "Optimal battery schedule for grid-connected photovoltaic-battery systems of office buildings based on a dynamic programming algorithm," Journal of Energy Storage, vol. 50, art. 104557, 2022.

[21] X. Chen, Z. Liu, P. Wang, B. Li, R. Liu, L. Zhang, C. Zhao, and S. Luo, "Multi-objective optimization of battery capacity of grid-connected PV-BESS system in hybrid building energy sharing community considering time-of-use tariff," Applied Energy, vol. 350, art. 121727, 2023.

[22] M. Rezaeimozafar, E. Barrett, R. F. D. Monaghan, and M. Duffy, "Optimal sizing of behind-the-meter battery energy storage systems under optimal battery operation: A case study in Ireland," Journal of Energy Storage, vol. 87, art. 111324, 2024.

[23] Z. Wang, M. Luther, P. Horan, J. Matthews, and C. Liu, "Technical and economic analyses of PV battery systems considering two different tariff policies," Solar Energy, vol. 267, art. 112189, 2024.

[24] W. Liao, F. Xiao, Y. Li, H. Zhang, and J. Peng, "A comparative study of demand-side energy management strategies for building integrated photovoltaics-battery and electric vehicles (EVs) in diversified building communities," Applied Energy, vol. 361, art. 122881, 2024.

[25] M. Al-Soeidat, G. Al-Shabaan, A. Salah, M. Alnaanah, and H. Khawaldeh, "Techno-economic optimisation of grid-connected PV under regulatory constraints: A university case study," Results in Engineering, vol. 32, art. 111999, 2026.

[26] U. Acar and O. Kaska, "Comparative analysis of PV-battery energy storage system sizing strategies for grid-connected public facilities: A case study from Türkiye," Journal of Energy Storage, vol. 145, art. 119875, 2026.

[27] M. M. B. Sakib, A. Meriläinen, V. Ruuskanen, and A. Kosonen, "Net metering interval impact on solar photovoltaic prosumer techno-economics in Finland," Solar Energy, vol. 305, art. 114230, 2026.

[28] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, Peraturan Menteri ESDM Nomor 2 Tahun 2024 tentang PLTS Atap yang Terhubung pada Jaringan Pemegang IUPTLU untuk Kepentingan Umum. Jakarta: Kementerian ESDM, 2024.

[29] Y. Lyu, B. Tian, J. Zhou, Y. Pang, Y. He, and J. Yu, "Service fee design for shared energy storage considering the impact of new energy policies," Energy, art. 140417, 2026.

[30] Universitas Negeri Manado, Evaluasi Kinerja PLTS On-Grid Universitas Negeri Manado: Laporan penelitian internal, 2026.

[31] Universitas Negeri Manado, "Surat Permohonan Pengurangan Biaya Layanan PLTS" beserta Lampiran Perhitungan Pengurangan Biaya Layanan PLTS 2025, 3 Maret 2026. Dokumen internal.