

Studi Teknis dan Ekonomis PLTS *On-Grid* yang terintegrasi pada Low Voltage Bus PDC Unit Gas Turbine untuk Pemakaian Listrik Sendiri

Alif Ridwan Maulana¹, Zainal Arifin²

^{1,2} Magister Teknik Elektro, Fakultas Ketenagalistrikan dan Energi Terbarukan, Institut Teknologi PLN
Jl. Lingkar Luar Barat, Duri Kosambi, Cengkareng, Jakarta Barat, DKI Jakarta, 11750
Email: alif.ridwan.maulana@gmail.com, zainal@itpln.ac.id

ABSTRAK

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis kelayakan teknis dan ekonomi PLTS on-grid yang terintegrasi pada Low Voltage (LV) bus PDC unit Gas Turbine (GT) untuk mendukung pemenuhan energi listrik sendiri di PLTGU UP Gresik. Metode penelitian yang digunakan adalah deskriptif-kuantitatif berbasis studi kasus melalui pengumpulan data beban aktual, pemodelan sistem dengan menggunakan PVsyst, serta evaluasi ekonomi dengan menggunakan indikator NPV, IRR, DPP, dan LCOE. Hasil analisis menunjukkan bahwa lokasi penelitian memiliki potensi radiasi surya yang memadai, dengan GHI (*Global Horizontal Irradiance*) sebesar 5,362 kWh/m²/hari, *specific yield* sebesar 4,30 kWh/kWp/hari, dan PSH (*Peak Sun Hour*) sebesar 5,45 jam/hari. Kemudian skenario PLTS 200 kWp dengan BESS (*Battery Energy Storage System*) menjadi konfigurasi teknis paling proporsional, karena mampu menghasilkan solar fraction sebesar 90,35% saat unit beroperasi dan 36,92% saat unit sedang *shutdown*, serta dapat menurunkan *unused energy* menjadi 0 MWh/tahun pada kondisi unit tidak beroperasi. Namun, secara ekonomi proyek belum layak karena NPV negatif dengan IRR sebesar 2,67%, pay back period melebihi umur proyek, dan LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) terendah sebesar Rp4.152/kWh, lebih tinggi dari tarif acuan. Pemanfaatan PLTS berpotensi menurunkan emisi karbon operasional sebesar 239,48 ton CO₂/tahun pada skenario unit tidak beroperasi selama 12 bulan. Penelitian ini menemukan bahwa PLTS layak secara teknis dan strategis, tetapi memerlukan evaluasi keekonomian lebih lanjut.

Kata kunci: PLTS, BESS, pemakaian sendiri, studi kelayakan teknis-ekonomis

ABSTRACT

This study aims to analyze the technical and economic feasibility of an on-grid solar photovoltaic (PV) system integrated into the Low Voltage bus PDC of the Gas Turbine unit to support auxiliary electricity consumption at Combined Cycle Power plant Gresik. The research employed a descriptive-quantitative case study approach through actual load data collection, system modeling using PVsyst, and economic evaluation using NPV, IRR, DPP, and LCOE indicators. The results show that the study location has adequate solar irradiation potential, with a GHI of 5.362 kWh/m²/day, a specific yield of 4.30 kWh/kWp/day, and a PSH of 5.45 hours/day. The 200 kWp PV system with BESS was identified as the most optimal configuration, producing a solar fraction of 90.35% during unit operation and 36.92% during unit shutdown, while reducing unused energy to 0 MWh/year under shutdown conditions. However, the project is not yet financially feasible under the current modelling, as indicated by a negative NPV, an IRR of 2.67%, a payback period is exceeding the project lifetime, and the lowest LCOE of IDR 4.152/kWh, which remains higher than the reference tariff. However, the PV system potentially reduce carbon emissions by 239.48 tons CO₂/year under a 12-month shutdown scenario. This study indicates that the PV system is technically and strategically feasible, but further economic evaluation is required.

Keywords: Photovoltaic (PV), BESS, in-house consumption, techno-economic feasibility study

Pendahuluan

Perubahan iklim dan peningkatan emisi gas rumah kaca telah menempatkan sektor energi sebagai salah satu sektor yang menjadi perhatian dalam agenda transisi energi global. Perubahan iklim tersebut dapat terjadi karena dipicu oleh adanya peningkatan emisi gas rumah kaca (*greenhouse gas*/GHG), terutama karbon dioksida (CO₂) [1]. Emisi gas rumah kaca sendiri merupakan salah satu bentuk hasil produk dari berbagai aktivitas atau kegiatan yang dilakukan oleh manusia. Sektor energi sendiri merupakan salah satu penyumbang utama yang berkontribusi terhadap kenaikan emisi gas rumah kaca terutama yang berbasis energi fosil, sehingga menjadikannya sebagai fokus utama dalam upaya mitigas pemanasan global [2]. IPCC juga telah memberikan laporan bahwa suhu permukaan bumi pada periode 2011 hingga 2020 telah meningkat sekitar 1,1°C dibandingkan dengan tingkat pra-industri. Kemudian dengan adanya kenaikan suhu permukaan bumi, juga telah memicu dampak yang cukup signifikan terhadap lingkungan alam maupun kehidupan manusia [3].

Sadar akan ancaman tersebut, dunia internasional mendorong sebuah komitmen bersama melalui Perjanjian Paris (*Paris Agreement*). Salah satu isi dari Perjanjian Paris yang krusial yaitu pentingnya menjaga kenaikan suhu rata-rata global agar jauh berada di bawah 2°C serta sebisa mungkin dibatasi pada 1,5°C di atas tingkat pra-industri [4]. Sehingga dari berbagai dampak yang ditimbulkan akibat peningkatan emisi gas rumah kaca yang dihasilkan oleh sektor industri terutama dibidang energi terhadap peningkatan suhu permukaan bumi, maka diperlukan sebuah strategi dalam transisi energi yang menuju kepada sistem yang lebih ramah lingkungan dan berkelanjutan [5]. Dalam konteks ini, Indonesia yang pada dasarnya adalah sebagai negara berkembang, memiliki kebutuhan energi yang terus meningkat, namun juga berkomitmen untuk menurunkan emisi gas rumah kaca melalui *Nationally Determined Contribution* (NDC) dan target NZE pada tahun 2060 [6].

Pemerintah Indonesia menyatakan komitmen untuk menurunkan emisi pada periode 2020-2030 sebesar 31,89% (tanpa syarat) hingga 43,20% (bersyarat) dibandingkan skenario *business as usual* (BAU) pada tahun 2030. Kemudian komitmen tanpa syarat ini merupakan bentuk peningkatan dibandingkan target tahun 2010 yang menetapkan penurunan emisi karbon sebesar 26% [7]. Selain itu, untuk mendukung pencapaian target NZE, pemerintah Indonesia sendiri telah menargetkan bauran energi terbarukan sebesar 23% pada tahun 2025 dan 31% pada tahun 2050 [8]. Di tengah arah kebijakan tersebut, pemanfaatan energi matahari melalui Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) menjadi salah satu pilihan yang potensial [9]. Hal itu terjadi karena PLTS memiliki fleksibilitas dan kemudahan untuk diintegrasikan dengan sistem kelistrikan eksisting tanpa harus melakukan perubahan struktur sistem yang terlalu besar [10].

Berdasarkan kajian penelitian terdahulu, studi mengenai pemanfaatan PLTS pada sistem pembangkit umumnya masih berfokus pada penerapan PLTS atap untuk gedung kantor, pengurangan konsumsi energi internal secara umum, serta evaluasi kelayakan PLTS pada sektor komersial dan industri. Penelitian yang dilakukan oleh Burhandono, membahas tentang perencanaan PLTS *rooftop on-grid* pada gedung kantor PLTU Amurang sebagai upaya mengurangi penggunaan listrik internal. Dimana dari hasil penelitian dengan menggunakan 6 panel surya berkapasitas 300 Wp dan 1 inverter 2000 W serta estimasi biaya investasi sebesar Rp 71.500.000 menunjukkan bahwa pemasangan PLTS berpotensi dalam menghemat energi rata-rata 133 kWh per bulan serta menurunkan NPHR minimal 20,25 kCal/kWh per bulan [11]. Sedangkan penelitian yang dilakukan oleh Alsmadi et al., menunjukkan bahwa integrasi PV pada beban internal yang berada pada pembangkit listrik konvensional Jordan IPP3 yang berkapasitas 573 MW memiliki potensi yang baik dalam mendukung efisiensi teknis dan ekonomi untuk operasi pembangkit. Dari penerapan sistem PV berkapasitas 2 MWp dinilai dapat mengurangi impor energi listrik sekaligus meningkatkan efisiensi pembangkit melalui penurunan *heat rate*. Dari sisi ekonomi, *payback period* diperkirakan tercapai pada tahun ke-5 berdasarkan manfaat pengurangan energi impor [12]. Selanjutnya, dari penelitian yang telah dilakukan Xin-gang & Yi-min menunjukkan bahwa PLTS memiliki prospek pengembangan yang baik karena bersifat fleksibel, efisien, dan ramah lingkungan. Dari hasil penelitian tersebut didapatkan bahwa PLTS atas skala kecil di China masih layak secara ekonomi dengan ditandai dengan *payback period* yang singkat, nilai IRR > 10%, serta LCOE sebesar 0,2727-0,5573 CNY/kWh [13].

Berbagai penelitian di atas relevan dengan kebutuhan sektor industri dan pembangkitan di Indonesia yang sedang menghadapi kondisi untuk menjaga keandalan pasokan energi sekaligus menurunkan biaya operasional dan emisi buang. Pada tingkat korporasi, urgensi penelitian ini menjadi semakin menguatkan terkait agenda transformasi perusahaan utilitas. Salah satu perusahaan utilitas di Indonesia yaitu PT. PLN Nusantara Power, menegaskan bahwa arah *strategic goal* perusahaan mendukung adanya target pencapaian NZE serta transisi energi dengan mempercepat portofolio bisnis energi baru terbarukan melalui unit-unit pembangkit yang dimiliki, salah satunya yaitu unit PLTGU UP Gresik.

Unit PLTGU UP Gresik memiliki 12 unit pembangkit yang terdiri dari 9 unit GT (*Gas Turbine*) dan 3 unit ST (*Steam Turbine*) yang dibangun dengan kapasitas total 1.578 MW (kapasitas terpasang masing-masing blok adalah 526 MW) yang terkoneksi dengan sistem 500 kV dan sub-sistem 150 kV. PLTGU UP Gresik sendiri telah beroperasi sejak tahun 1992. Dalam operasionalnya, unit PLTGU sendiri tidak lepas dari kebutuhan energi listrik untuk pemakaian sendiri. Energi listrik tersebut digunakan untuk memenuhi kebutuhan operasi dari semua peralatan bantu dan sistem pendukung pembangkit listrik itu sendiri. Dalam memenuhi kebutuhan pemakaian sendiri, energi listrik yang digunakan berasal dari 2 sumber, yaitu sumber internal (saat unit beroperasi) dan sumber eksternal (saat unit *shutdown*/RS). Disaat unit tidak beroperasi atau *shutdown*, pemenuhan beban pemakaian sendiri berasal dari sumber eksternal. Sumber eksternal ini berasal dari jaringan listrik PLN atau *grid*, yang akan menimbulkan biaya tambahan atas impor listrik dari jaringan utama.



Gambar 1. Unit PLTGU UP Gresik

Dengan adanya kondisi tersebut unit pembangkit listrik berupaya untuk menekan biaya pemakaian sendiri terutama yang berasal dari jaringan listrik PLN. Untuk penggunaan energi listrik dari 1 unit GT saja ketika *shutdown* bisa mencapai sekitar 2.141,28 kWh/hari, yang setara dengan daya $\pm 89,22$ kW. Regulasi dan penetapan tarif penggunaan energi listrik yang berasal dari jaringan PLN sudah diatur dalam Perdir PT. PLN No. 0283.P/DIR/2016 tentang Pemakaian Tenaga Listrik PT PLN (Persero). Untuk penggunaan energi listrik pemakaian sendiri untuk 1 unit GT saja, bisa mencapai biaya hingga Rp158.462.646,74 dengan status unit tersebut tidak beroperasi selama 1 bulan. Dari data yang didapat pada tahun 2026, unit GT 3.3 saja sudah tidak beroperasi selama kurang lebih 4 bulan. Tentu hal ini akan menambah pemakaian listrik sendiri dari pasokan eksternal.

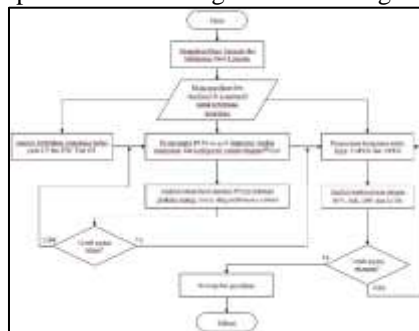
Berdasarkan masalah tersebut, perlu dilakukan pemanfaatan teknologi solar PV yang digunakan sebagai *auxiliary power* tambahan guna mengurangi konsumsi pemakaian energi listrik yang berasal dari *grid* PLN untuk menekan biaya impor energi listrik. Selain itu, dengan adanya area lahan belakang yang masih tersedia di lingkungan PLTGU, maka terbuka peluang untuk melakukan perencanaan proyek pembangunan PLTS *on-grid* yang terintegrasi pada LV bus PDC unit GT untuk memenuhi kebutuhan energi listrik sendiri. Oleh karena itu, perlu dilakukan sebuah studi kelayakan teknis dan ekonomis untuk penerapan PLTS *on-grid* yang digunakan sebagai suplai daya tambahan pada LV bus PDC unit GT. Studi ini penting dilakukan karena menjadi dasar pertimbangan dalam menilai aspek teknis dan ekonomi dalam perencanaan pembangunan proyek PLTS *on-grid* tersebut. Hasil studi kelayakan teknis ini akan menganalisa potensi produksi energi yang dihasilkan berdasarkan data radiasi matahari, *losses* dari PV modul yang digunakan, dan *performance ratio* yang dihasilkan. Analisa keekonomian akan menggunakan indikator kelayakan proyek seperti NPV, IRR, dan DPP serta metode LCOE. Hasil penelitian ini diharapkan dapat menjawab sejauh mana program PLTS *on grid* mendukung upaya penghematan biaya operasional unit pembangkit dan mendukung implementasi transisi energi yang ramah lingkungan dan berkelanjutan di lingkungan PLTGU UP Gresik.

Kemudian *research gap* dalam penelitian ini terletak pada fokus integrasi PLTS secara langsung ke sistem kelistrikan pembangkit, yaitu pada LV bus PDC unit GT dengan karakteristik beban yang berbeda antara kondisi unit operasi dan saat *shutdown*. perbedaan karakteristik tersebut menyebabkan perancangan kapasitas PLTS tidak hanya didasarkan pada kebutuhan energi yang terbesar, tetapi juga perlu mempertimbangkan keseimbangan antara produksi energi, tingkat pemanfaatan energi, *solar fraction*, *performance ratio*, *unused energy*, serta konsekuensi finansial akibat dari tarif impor listrik karena adanya penggunaan energi yang berasal dari *grid* pada saat unit tidak beroperasi.

Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan deskriptif kuantitatif dengan metode studi kasus pada sistem kelistrikan eksisting untuk pemakaian sendiri di LV bus PDC unit GT. Penelitian dilakukan melalui tahapan identifikasi masalah, studi literatur, pengumpulan data teknis dan ekonomi, analisis kondisi eksisting, perancangan integrasi PLTS *on grid*, simulasi teknis, penentuan skenario yang tepat, analisis keekonomian, dan evaluasi hasil. Fokus penelitian sendiri diarahkan pada dua aspek utama, yaitu kelayakan teknis dan kelayakan ekonomi dari penerapan PLTS pada sistem internal pembangkit. Pendekatan kuantitatif digunakan untuk memperoleh hasil berupa data numerik, berupa estimasi untuk kapasitas energi yang dihasilkan hingga nilai finansial dari perancangan sistem. Kemudian untuk alur penelitian akan ditampilkan pada *flowchart* gambar (2).

Gambar (2) menjelaskan bahwa penelitian diawali dengan tahap identifikasi masalah serta studi literatur untuk lebih memahami kondisi terkait pemakaian energi listrik sendiri pada LV bus PDC unit GT yang kemudian dilanjutkan dengan merumuskan alasan dasar penelitian. Setelah itu dilakukan pengumpulan data kualitatif dan kuantitatif yang mencakup profil beban pada PDC, data teknis sistem kelistrikan, potensi radiasi matahari, luas area lahan yang tersedia untuk pemasangan PLTS, spesifikasi komponen PLTS, serta parameter biaya investasi dan operasional. Data yang telah diperoleh, selanjutnya digunakan untuk menganalisis kebutuhan beban pada LV bus PDC unit GT serta merancang sistem PLTS *on grid* menggunakan perangkat lunak PVsyst. Setelah didapatkan hasil simulasi teknis, dilakukan analisis untuk mengetahui potensi produksi energi, *solar fraction*, *unused energy*, dan *performance ratio*, sehingga dapat dilakukan penilaian apakah rancangan PLTS yang akan diusulkan tersebut mampu untuk mendukung kebutuhan energi listrik pemakaian sendiri secara memadai.



Gambar 2. Diagram alir penelitian

Studi ini juga menyusun komponen biaya CAPEX dan OPEX sebagai dasar analisis keekonomian. Kelayakan ekonomi dievaluasi menggunakan indikator seperti NPV, IRR, DPP, serta LCOE untuk menganalisis manfaat finansial secara komprehensif dari pembangunan PLTS *on grid* [14]. Secara sederhana, NPV menunjukkan selisih antara nilai sekarang terhadap manfaat ekonomi dan nilai sekarang terhadap biaya proyek. Jika $NPV > 0$, maka proyek dinilai mampu menghasilkan manfaat finansial yang melebihi seluruh biayanya. Sebaliknya, jika $NPV < 0$, maka proyek dianggap belum layak secara ekonomi. Karena mempertimbangkan *time value of money*, NPV menjadi salah satu indikator penting dalam studi investasi PLTS [15]. Jika IRR lebih tinggi daripada biaya modal, proyek layak diterima karena tingkat pengembalian yang dihasilkan proyek dinilai mampu melampaui ketentuan minimum imbal hasil yang disyaratkan investor. Sebaliknya, jika IRR lebih rendah daripada biaya modal, proyek sebaiknya ditolak karena pengembaliannya tidak cukup untuk menutup biaya pendanaan dan tidak memenuhi ekspektasi *return* yang diharapkan [16]. Sedangkan LCOE merupakan biaya rata-rata pembangkitan listrik per satuan energi selama umur proyek yang digunakan untuk mengukur seberapa kompetitif biaya listrik yang dihasilkan oleh PLTS dibandingkan dengan tarif listrik dari jaringan atau teknologi pembangkitan lain [17]. Kemudian hasil analisis teknis dan ekonomi menjadi dasar dalam menentukan apakah sistem layak atau perlu dilakukan perbaikan pada rancangan teknis maupun besaran biaya yang diperoleh. Dengan alur yang telah dibuat tersebut, penelitian ini dirancang untuk memberikan analisa yang menyeluruh dan terukur terhadap potensi penerapan PLTS *on grid* pada LV bus PDC unit GT sebagai solusi penyediaan energi pemakaian sendiri.

Hasil Dan Pembahasan

Analisis Konsumsi Energi Listrik Pemakaian Sendiri

Dalam operasional pembangkit, energi listrik pemakaian sendiri digunakan untuk mendukung berbagai peralatan bantu dan sistem penunjang. Oleh karena itu, penentuan terkait pola konsumsi energi listrik PS sangat diperlukan agar perencanaan sistem PLTS dapat disusun sesuai dengan kebutuhan aktual di lapangan. Untuk perhitungan didasarkan pada data aktual tegangan dan arus beban yang terukur, dimana untuk kondisi unit GT 3.3 ini selama kurang lebih 4 bulan status unitnya adalah *shutdown* atau tidak beroperasi. Saat unit tidak beroperasi beban-beban yang disuplai oleh panel PDC meliputi MCC, PDCE, dan motor AOP. Sedangkan saat unit beroperasi beban-beban yang disuplai meliputi MCC dan PDCE.



Gambar 3. Pengukuran aktual arus pada panel MCC, PDCE, dan AOP

Validitas data dalam penelitian ini dijaga dengan menggunakan data pengukuran aktual arus dan tegangan pada *feeder* MCC, PDCE, dan AOP sebagai dasar perhitungan kebutuhan daya pemakaian sendiri. Hal tersebut dilakukan karena belum tersedia kWh meter dan rekap bulanan pemakaian energi listrik dari PDC saat unit *shutdown*. Berikut merupakan data pengukuran dasar yang digunakan pada penelitian ini yang disajikan pada tabel 1.

Tabel 1. Data pengukuran aktual arus outgoing MCC, PDCE, dan AOP

No.	Beban	Tegangan (Volt)			Arus (Ampere)		
		R	S	T	R	S	T
1	MCC	400,6	398,0	401,1	39,2	38,8	38,8
2	PDCE	401,1	398,3	401,5	14,1	12,5	11,8
3	AOP	401,5	398,8	402,2	98,8	101,0	94,2

- Asumsi $pF : 0,86$
- Jumlah unit untuk perancangan : 1 unit (GT 3.3)
- Waktu operasi : 24 jam/hari, sepanjang tahun kecuali terdapat padam bus karena overhaul maupun pemeliharaan lainnya.
- Tidak tersedia rekap kWh bulanan/tahunan karena keterbatasan tidak tersedianya kWh meter dan data *log book* kWh saat unit tidak beroperasi. Sehingga analisis berbasis arus dan tegangan yang terukur saja.

Karena sistem yang dianalisis merupakan sistem tiga fasa serta kondisi pengukuran antar fasa relatif berdekatan, maka pendekatan yang digunakan dalam penelitian ini adalah menggunakan nilai rata-rata tegangan dan arus rata-rata pada masing-

masing *feeder* sebagai representasi kondisi operasi saat pengukuran. Untuk nilai tegangan rata-rata dan arus rata-rata pada tiap *feeder* dihitung dengan menggunakan persamaan (1) dan persamaan (2).

$$\bar{V} = \frac{V_R + V_S + V_T}{3} \quad (1)$$

$$\bar{I} = \frac{I_R + I_S + I_T}{3} \quad (2)$$

Setelah nilai rata-rata arus dan tegangan diperoleh, selanjutnya untuk menghitung daya aktif menurut buku literatur [18] dapat dengan menggunakan persamaan (3), dalam penelitian ini, faktor daya (pf) diasumsikan sebesar 0,86.

$$P = \sqrt{3} \times \bar{V} \times \bar{I} \times pf \quad (3)$$

Kemudian untuk energi listrik diperoleh dari hasil perkalian antara daya aktif dengan durasi waktu operasi sebagaimana ditunjukkan oleh persamaan (4). Untuk kondisi daya yang dianggap konstan atau stabil pada interval waktu tertentu, persamaan energi dapat ditulis dengan menggunakan rumus:

$$E = P \times t \quad (4)$$

$$E_{\text{harian}} = P \times 24 \text{ jam}$$

$$E_{\text{bulanan}} = P \times 720 \text{ jam}$$

Dari persamaan daya dan energi diatas, maka total daya atau energi yang dibutuhkan saat unit sedang *shutdown* maupun unit saat beroperasi adalah sebagai berikut:

a. Unit *shutdown*

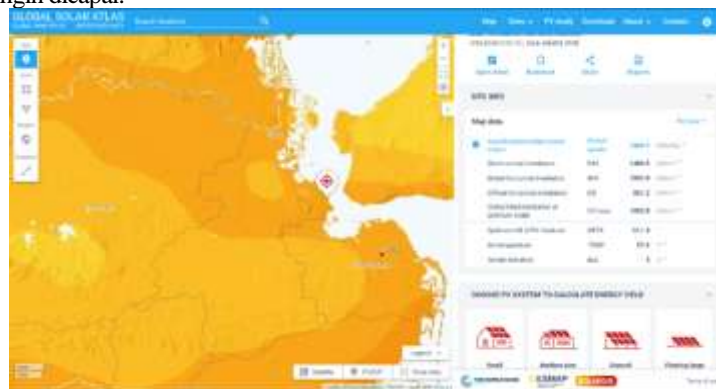
Saat unit *shutdown*, suplai daya berasal dari sumber eksternal yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan beban-beban pemakaian sendiri yang terdiri atas MCC, PDCE, dan motor AOP. Sehingga untuk daya keseluruhan yang digunakan untuk keperluan pemakaian sendiri saat unit *shutdown* adalah sebesar 89,22 kW. Sedangkan energi listrik yang dikonsumsi selama 1 hari atau 24 jam saat kondisi status unit sedang *shutdown* atau tidak beroperasi adalah sebesar 2.141,28 kWh/hari.

b. Unit beroperasi

Pada saat unit beroperasi, daya beban-beban akan disuplai melalui unit *auxiliary trafo* yang masuk melalui *incomer* ACB UAT. Kemudian beban-beban yang disuplai meliputi MCC dan PDCE saja, tanpa ada motor AOP. Sehingga untuk kebutuhan dayanya adalah sebesar 30,77 kW, sedangkan untuk energi listrik yang dikonsumsi selama 1 hari atau 24 jam saat kondisi status unit *running* atau beroperasi adalah sebesar 738,48 kWh/hari.

Analisis Penentuan Kapasitas *Baseline* PLTS

Berdasarkan hasil pengolahan dari data konsumsi energi listrik pemakaian sendiri, diperoleh dua kondisi besaran konsumsi energi listrik berdasarkan status unit yang menunjukkan karakter kebutuhan energi yang berbeda secara aktual. Pada saat unit *shutdown*, konsumsi energi listrik harian terukur sebesar 2.141,28 kWh/hari, sedangkan pada saat unit beroperasi sebesar 738,48 kWh/hari. Perbedaan ini menunjukkan bahwa sistem kelistrikan untuk pemakaian sendiri pada unit pembangkit GT tidak bekerja pada satu pola beban yang seragam, melainkan dipengaruhi oleh status kondisi operasi unit. Berdasarkan konteks perancangan PLTS on grid, temuan ini tentu menjadi pertimbangan penting karena kapasitas PLTS yang dipilih tidak cukup ditentukan hanya dari kebutuhan energi listrik total, tetapi harus mempertimbangkan pola konsumsi beban dan tujuan sistem yang ingin dicapai.



Gambar 4. Data potensi PVout di sekitar area PLTGU UP Gresik

Tujuan utama studi ini bukan untuk menggantikan seluruh kebutuhan energi listrik pemakaian sendiri secara kontinyu, melainkan untuk menurunkan tingkat energi impor dari *grid* melalui penetrasi PLTS pada jam-jam tersedianya radiasi matahari. Sehingga pendekatan tersebut selaras dengan konsep *self consumption* pada sistem *grid connected*, dimana energi PV diprioritaskan untuk melayani beban lokal, sedangkan *grid* tetap memasok kekurangan daya saat produksi PV tidak mencukupi. Selanjutnya diketahui bahwa daya yang dibutuhkan saat unit tidak beroperasi adalah sebesar 89,22 kW, sedangkan saat unit beroperasi adalah sebesar 30,77 kW.

Kemudian dengan menggunakan data dari Global Solar Atlas dan data hasil pengolahan daya konsumsi energi listrik saat *shutdown* maupun operasi, maka dibuat perancangan awal untuk menentukan *sizing* berbasis energi harian. Untuk *PVout*

specific diketahui sebesar 1.569,7 kWh/kWp/tahun, GTI pada sudut optimum sebesar 1.992,8 kWh/m²/tahun, dan sudut kemiringan optimum modul berada di 12°. Perhitungan *specific yield* (Y_{sp}) harian dilakukan dengan menggunakan persamaan (5).

$$Y_{sp,harian} = \frac{PV_{out}/tahun}{365} \quad (5)$$

$$Y_{sp,harian} = \frac{1.569,7}{365}$$

$$Y_{sp,harian} = 4,30 \text{ kWh/kWp/hari}$$

Jadi setiap 1 kWp PLTS yang dipasang di lokasi objek penelitian diperkirakan akan menghasilkan energi listrik rata-rata sebesar 4,30 kWh per hari. Setelah diperoleh nilai dari *specific yield* (Y_{sp}), selanjutnya adalah mencari nilai *Peak Sun Hour* (PSH) melalui persamaan (6) dengan menggunakan data dari *Global Tilt Irradiation at optimum angle* (GTI), dengan asumsi penggunaan GTI ini adalah karena modul dirancang pada bidang miring dan bukan horizontal.

$$PSH = \frac{GTI/tahun}{365} \quad (6)$$

$$PSH = 5,45 \text{ jam/hari}$$

Dari nilai perhitungan yang diperoleh menunjukkan bahwa energi radiasi tahunan pada bidang modul setara atau ekuivalen dengan sekitar 5,45 jam matahari puncak per hari. Setelah diperoleh nilai *specific yield* harian dan PSH, berikutnya mencari besaran nilai *performance ratio* efektif dengan menggunakan persamaan (7), sehingga diperoleh:

$$PR_{efektif} = \frac{Y_{sp,harian}}{PSH} \quad (7)$$

$$PR_{efektif} = \frac{4,30}{5,45} = 0,78$$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas, nilai PR menunjukkan bahwa sekitar 78% potensi energi surya yang tersedia di lokasi secara efektif masih dapat dikonversi menjadi energi listrik oleh sistem PLTS, setelah mempertimbangkan berbagai rugi-rugi sistem seperti pengaruh temperatur, inverter, hingga faktor teknis lainnya. Dengan demikian, hasil yang diperoleh mengindikasikan bahwa data potensi matahari lokasi dan pendekatan perhitungan yang digunakan masih berada dalam jangkauan yang realistis dan logis secara teknis, sehingga dapat dijadikan dasar yang cukup untuk tahap penentuan kapasitas *baseline* sistem PLTS pada penelitian ini. Setelah mendapatkan nilai dari PR langkah selanjutnya adalah menghitung untuk kapasitas teoritis PLTS dengan berdasarkan energi harian. Untuk perhitungan kapasitas teoritis dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan umum (8).

$$P_{PV} = \frac{E_{harian}}{PSH \times PR} \quad (8)$$

Namun karena dalam penelitian ini sudah menggunakan data *PVout specific* yang telah disediakan oleh Global Solar Atlas, maka persamaan (8) dapat disubsitusikan ke dalam bentuk persamaan (9).

$$P_{PV} = \frac{E_{harian}}{Y_{sp,harian}} \quad (9)$$

$$P_{PV1} = \frac{738,48}{4,30} = 171,74 \text{ kWp (unit beroperasi)}$$

$$P_{PV2} = \frac{2.141,28}{4,30} = 497,97 \text{ kWp (unit shutdown)}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diperoleh kapasitas teoritis PLTS saat kondisi unit beroperasi sebesar 171,74 kWp. Hasil ini menunjukkan bahwa sistem PLTS dengan kapasitas sekitar 171,74 kWp diperlukan apabila bertujuan untuk mendekati pemenuhan kebutuhan energi listrik harian pada saat unit beroperasi. Secara konseptual, nilai tersebut menggambarkan besarnya kapasitas terpasang yang dibutuhkan agar energi listrik yang dihasilkan oleh PLTS dalam satu hari memiliki besaran yang sebanding dengan konsumsi energi harian beban pada saat kondisi operasi normal. Sedangkan pada saat kondisi unit *shutdown*, hasil perhitungan menunjukkan bahwa kapasitas teoritis PLTS yang dibutuhkan mencapai 497,97 kWp. Besaran nilai kapasitas yang diperoleh tersebut mengindikasikan bahwa saat unit tidak beroperasi, konsumsi energi listrik pemakaian sendiri justru berada pada tingkat yang jauh lebih tinggi, sehingga secara perhitungan memerlukan kapasitas PLTS yang jauh lebih besar dibandingkan dengan kondisi beroperasi. Hasil tersebut memberikan gambaran bahwa kebutuhan energi listrik saat unit sedang *shutdown* memiliki karakteristik yang lebih besar dari sisi total konsumsi harian, sehingga apabila sistem dirancang semata-mata untuk mengejar pemenuhan kebutuhan energi listrik pada kondisi ini, maka kapasitas PLTS yang dihasilkan akan cenderung lebih besar.

Dari kedua hasil perhitungan tersebut, terlihat adanya perbedaan yang cukup signifikan antara kebutuhan kapasitas secara teoritis saat unit beroperasi dan saat unit sedang *shutdown*. Perbedaan ini menegaskan bahwa profil konsumsi energi listrik pada objek penelitian sangat dipengaruhi oleh kondisi dari status unit. Namun demikian, karena sistem dalam penelitian ini direncanakan sebagai PLTS *on grid* untuk pemakaian sendiri dengan skema *zero export*, maka kapasitas 497,97 kWp dinilai terlalu besar apabila dijadikan kapasitas tunggal, sebab berpotensi menimbulkan surplus energi pada saat unit berada dalam kondisi operasi normal yang konsumsi energinya lebih rendah. Dalam konteks tersebut, pendekatan desain tidak semata-mata difokuskan pada pemenuhan seluruh kebutuhan energi listrik harian tertinggi, melainkan pada pencapaian

kapasitas yang lebih seimbang, rasional, dan sesuai dengan tujuan utama penelitian, yaitu mengurangi konsumsi energi listrik dari *grid* serta mengurangi tarif impor kWh listrik tanpa harus menggantikan sistem pasokan eksisting secara penuh. Oleh karena itu, kapasitas desain awal lebih sesuai apabila diarahkan mendekati pada kebutuhan energi listrik saat operasi normal, yaitu sekitar 171,74 kWp sebab nilai kapasitas tersebut dinilai lebih representatif untuk mendukung penetrasi PLTS secara teknis, menjaga tingkat pemanfaatan energi surya agar tetap optimal, serta meminimalkan potensi energi berlebih pada skema *zero export*.

Hasil Analisis Teknis Simulasi PVsyst

Untuk hasil simulasi sistem PLTS pada studi ini dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak PVsyst versi 8.0.21 dengan konfigurasi sistem PLTS perencanaan *baseline* sebesar 177,1 kWp serta ditambahkan dengan beberapa skenario kapasitas yang berbeda. Selanjutnya simulasi pada PVsyst menggunakan data meteorologi yaitu Meteonorm 8.2 (periode 2016-2021) dengan lokasi koordinat -7,161057 LS dan 112,665931 BT wilayah Puloancikan, Kab. Gresik. Untuk beban konstan yang digunakan adalah sebesar 89,22 kW saat unit *shutdown* dan 30,77 kW saat unit *running*/beroperasi dengan asumsi tidak terdapat perubahan spesifikasi peralatan yang digunakan saat adanya *upgrade* peralatan, sehingga tidak merubah besar konsumsi daya peralatan. Berdasarkan hasil simulasi, evaluasi teknis rancangan PLTS dilakukan dengan mempertimbangkan empat parameter utama, yaitu *energy output*, *performance ratio* (PR), *solar fraction* (SF), dan *unused energy*. Dalam konteks penelitian PLTS *on-grid* yang terintegrasi pada LV Bus PDC Unit GT untuk pemakaian energi listrik sendiri, parameter tersebut perlu menjadi pertimbangan dalam menentukan skenario mana yang akan digunakan nantinya. Pertama terkait *energy output* yang menunjukkan hasil produksi energi PLTS yang benar-benar dapat digunakan oleh beban. Selanjutnya ada nilai PR yang berfungsi untuk menunjukkan seberapa baik terkait efektivitas kinerja sistem setelah memperhitungkan rugi-rugi. Ada juga parameter *solar fraction* yang digunakan untuk melihat seberapa besar kontribusi PLTS terhadap pemenuhan beban, karena semakin tinggi nilai SF maka semakin besar kontribusi PLTS. Kemudian nilai *unused energy* yang menunjukkan energi PLTS tidak termanfaatkan akibat keterbatasan kapasitas beban, kapasitas BESS, atau adanya skema *zero export*.

Dengan demikian, skenario terbaik secara teknis tidak dapat ditentukan hanya berdasarkan kapasitas terbesar atau nilai *solar fraction* tertinggi. Penentuan skenario yang paling layak perlu mempertimbangkan keseimbangan antara tingkat pemanfaatan energi yang dihasilkan, meliputi nilai *performance ratio* (PR) yang tetap berada pada kategori baik, besarnya *unused energy* yang masih terkendali, serta *energy output* yang cukup signifikan untuk mendukung kebutuhan pemakaian sendiri. Oleh karena itu, hasil simulasi dengan keluaran parameter kuantitatif tersebut menjadi dasar analitis yang penting dalam mengevaluasi kelayakan desain PLTS sebagai sumber *auxiliary power* tambahan. Pemanfaatan PLTS ini diharapkan tidak hanya berkontribusi terhadap penghematan konsumsi energi dari jaringan, tetapi juga mendukung agenda transisi energi di lingkungan industri pembangkit listrik. Berikut merupakan tabel perbandingan pada 5 skenario kapasitas PLTS hasil simulasi menggunakan PVsyst 8.0.21.

Tabel 2 Hasil simulasi 5 skenario kapasitas PLTS dengan PVsyst

Kapasitas PLTS (kWp)	Solar Fraction (%)		Performance Ratio (%)		Unused Energy (MWh/tahun)		Energy Output (MWh/tahun)	
	OPR	RSH	OPR	RSH	OPR	RSH	OPR	RSH
177,1	40,90	29,83	32,58	68,89	148,50	22,23	110,26	233,12
200	41,74	31,99	29,10	64,65	183,37	45,89	112,52	250,00
225	42,33	33,41	26,61	60,91	213,50	66,461	114,09	261,14
250	42,89	34,83	24,13	56,81	249,03	92,41	115,62	272,23
275	43,31	35,92	22,22	53,43	284,23	120,25	116,74	280,72

Sedangkan untuk hasil simulasi PVsyst ketika ditambahkan dengan menggunakan BESS pada tiap skenario disajikan pada tabel (3).

Tabel 3. Hasil simulasi PVsyst untuk tiap skenario kapasitas PLTS + BESS

Kapasitas PLTS (kWp)	Solar Fraction (%)		Performance Ratio (%)		Unused Energy (MWh/tahun)		Energy Output (MWh/tahun)	
	OPR	RSH	OPR	RSH	OPR	RSH	OPR	RSH
177,1	84,30	32,10	67,15	74,15	14,396	0	227,23	250,91
200	90,35	36,92	62,97	74,61	33,24	0	243,54	288,53
225	94,23	40,66	59,24	74,12	53,46	0	254,01	317,80
250	96,99	44,93	54,56	73,28	81,53	0	261,43	351,17
275	98,30	49,17	50,43	73,14	113,66	0,051	264,97	384,30

Dengan mempertimbangkan kedua kondisi tersebut, skenario 200 kWp dengan BESS menunjukkan keseimbangan teknis yang lebih baik. Pada kondisi unit beroperasi, skenario ini mampu menghasilkan *solar fraction* sebesar 90,35%, PR sebesar 62,97%, *unused energy* sebesar 33,24 MWh/tahun, dan *energy output* sebesar 243,54 MWh/tahun. Sementara itu, pada saat kondisi unit sedang *shutdown*, skenario ini menghasilkan *solar fraction* sebesar 36,92%, PR sebesar 74,61%, *unused energy* sebesar 0 MWh/tahun, dan *energy output* sebesar 288,53 MWh/tahun. Kombinasi nilai tersebut menunjukkan bahwa skenario 200 kWp dengan BESS mampu memberikan kontribusi energi yang besar pada kondisi unit beroperasi, sekaligus tetap efektif dan efisien pada kondisi unit *shutdown*. Berdasarkan analisis terhadap kondisi unit yang beroperasi dan unit yang

sedang *shutdown*, maka skenario yang paling mendekati unsur analisis teknis adalah PLTS berkapasitas 200 kWp dengan menggunakan BESS.

Skenario ini dipilih karena proporsional antara pemanfaatan energi pada saat unit beroperasi dan saat unit *shutdown*. Pada kondisi unit beroperasi, skenario ini mampu memenuhi sebagian besar kebutuhan energi pemakaian sendiri dengan *solar fraction* sebesar 90,35%, namun *unused energy* masih berada pada tingkat yang relatif terkendali. Sedangkan pada kondisi unit saat *shutdown*, skenario ini juga menunjukkan performa yang baik karena *energy output* mencapai 288,53 MWh/tahun, *performance ratio* mencapai 74,61%, dan *unused energy* menjadi 0 MWh/tahun. Dengan demikian, skenario 200 kWp dengan BESS dapat dinilai sebagai konfigurasi teknis yang optimal. Skenario ini tidak terlalu konservatif seperti 177,1 kWp, tetapi juga tidak terlalu agresif seperti 250 kWp dan 275 kWp. Kapasitas 200 kWp masih mampu meningkatkan kontribusi PLTS secara signifikan, menjaga efisiensi sistem, serta menekan energi yang tidak termanfaatkan pada kedua kondisi operasi.

Hasil Analisis Kelayakan Finansial PLTS 200 kWp + BESS

Analisis kelayakan finansial dilakukan untuk menilai apakah perancangan desain kapasitas PLTS yang telah dianalisis secara teknis akan layak dari sisi investasi finansial. Pada tahap sebelumnya, evaluasi teknis telah menunjukkan bahwa pemilihan kapasitas PLTS tidak cukup hanya didasarkan pada besarnya kapasitas terpasang atau tingginya nilai *solar fraction*, tetapi juga perlu mempertimbangkan efektivitas pemanfaatan energi, nilai *performance ratio*, serta besarnya *unused energy*. Oleh karena itu, analisis finansial pada bagian ini bertujuan untuk melengkapi hasil analisis teknis dengan melihat kemampuan proyek dalam memberikan manfaat ekonomi selama umur operasinya. Kemudian untuk hasil perhitungan nilai NPV, IRR, DPP dan LCOE akan ditampilkan pada tabel 4 – 7 dengan variasi durasi unit saat *shutdown* mulai 3, 6, 9, dan 12 bulan. Hal tersebut dilakukan karena durasi *shutdown* menjadi faktor yang sangat menentukan, karena manfaat ekonomi PLTS dalam penelitian ini hanya dimonetisasi ketika energi PLTS menggantikan pasokan listrik dari *grid* pada saat unit sedang *shutdown*. Namun demikian skenario unit *shutdown* terus menerus selama 25 tahun hampir tidak akan pernah terjadi, karena secara bisnis perusahaan pasti tidak akan sehat. Selanjutnya nilai CAPEX yang digunakan adalah sebesar Rp8.714.200.000 dan nilai OPEX sebesar Rp186.142.000 per tahun.

Tabel 4. Hasil perhitungan *Net Present Value*

Durasi <i>Shutdown</i>	Arus Kas Bersih Tahun ke-1	NPV pada Diskonto 10%	Keterangan
3 bulan	-Rp8.214.926	-Rp8.858.545.278	NPV < 0
6 bulan	Rp169.712.148	-Rp7.313.272.172	NPV < 0
9 bulan	Rp347.639.221	-Rp5.767.999.069	NPV < 0
12 bulan	Rp525.566.295	-Rp4.222.725.962	NPV < 0

Tabel 5. Hasil perhitungan *Internal Rate of Return*

Durasi <i>Shutdown</i>	Arus Kas Bersih Tahun ke-1	NPV pada Diskonto 10%	IRR	Keterangan
3 bulan	-Rp8.214.926	-Rp8.858.545.278	-	Arus kas tahunan selalu negatif
6 bulan	Rp169.712.148	-Rp7.313.272.172	-6,10%	IRR < 0
9 bulan	Rp347.639.221	-Rp5.767.999.069	-0,89%	IRR < 0
12 bulan	Rp525.566.295	-Rp4.222.725.962	2,67%	IRR positif tetapi < 10%

Tabel 6. Hasil perhitungan *Discounted Payback Period*

Durasi <i>Shutdown</i>	Arus Kas Bersih Tahun ke-1	Total PV Arus Kas Bersih	NPV akhir	Status <i>Discounted Payback Period</i>
3 bulan	-Rp8.214.926	-Rp144.345.278	-Rp8.858.545.278	Tidak tercapai
6 bulan	Rp169.712.148	Rp1.400.927.828	-Rp7.313.272.172	Tidak tercapai
9 bulan	Rp347.639.221	Rp2.946.200.931	-Rp5.767.999.069	Tidak tercapai
12 bulan	Rp525.566.295	Rp4.491.474.038	-Rp4.222.725.962	Tidak tercapai

Tabel 7. Hasil perhitungan nilai LCOE

Durasi <i>Shutdown</i>	Energi Tahun Pertama (kWh)	PV Energi 25 Tahun (kWh)	LCOE (Rp/kWh)	Tarif Acuan (Rp/kWh)	Keterangan
3 bulan	72.132,50	626.461	16.607	2.466,78	Tidak kompetitif
6 bulan	144.265	1.252.922	8.304	2.466,78	Tidak kompetitif
9 bulan	216.397	1.879.384	5.536	2.466,78	Tidak kompetitif
12 bulan	288.530	2.505.845	4.152	2.466,78	Tidak kompetitif

Secara keseluruhan, hasil analisis LCOE memperkuat temuan pada hasil analisis NPV, IRR, dan DPP sebelumnya. Dimana untuk skenario PLTS 200 kWp + BESS memiliki keunggulan teknis karena mampu meningkatkan pemanfaatan energi PLTS dan menurunkan *unused energy*, tetapi dari sisi biaya energi rata-rata masih belum kompetitif terhadap tarif listrik

acuan. Oleh karena itu, peningkatan kelayakan finansial memerlukan strategi seperti penurunan biaya BESS dan CAPEX PLTS, peningkatan pemanfaatan energi, atau penambahan nilai ekonomi lain dari sistem penyimpanan energi.

Analisis Avoided Carbon Emission

Analisis *avoided carbon emission* dilakukan untuk mengetahui besarnya emisi karbon yang dapat dihindari dari pemanfaatan PLTS *on-grid* pada LV bus PDC unit GT 3.3 PLTGU UP Gresik. Dalam studi ini, PLTS berperan sebagai sumber energi listrik tambahan untuk pemakaian sendiri, sehingga energi PLTS yang berhasil dimanfaatkan oleh beban dapat dianggap menggantikan sebagian konsumsi listrik dari *grid*. Oleh karena itu, pengurangan nilai emisi karbon dihitung berdasarkan dari energi PLTS yang termanfaatkan. Energi yang tidak termanfaatkan atau *unused energy* tidak dimasukkan dalam perhitungan karena tidak menggantikan konsumsi energi listrik dari *grid*. Faktor emisi yang digunakan mengacu pada data faktor emisi Sistem Ketenagalistrikan Tahun 2019 dari Kementerian ESDM [19]. Selanjutnya dikarenakan lokasi penelitian berada di wilayah Jawa Timur, maka sistem grid yang digunakan adalah *grid* Jamali. Dalam penelitian ini digunakan nilai faktor emisi sebesar 0,83 ton CO₂/MWh, sesuai dengan data yang dikeluarkan oleh Kementerian ESDM. Berdasarkan hasil simulasi teknis, untuk skenario PLTS 200 kWp + BESS pada saat kondisi unit sedang *shutdown*, skenario ini menghasilkan *energy output* sebesar 288,53 MWh/tahun dengan *unused energy* sebesar 0 MWh/tahun, sehingga energi tersebut dapat digunakan sebagai dasar perhitungan *avoided carbon emission*.

Energi PLTS yang menggantikan listrik dari *grid* dihitung berdasarkan durasi saat unit sedang *shutdown* dan diperoleh seperti yang disajikan pada tabel (8):

Tabel 8. Energi PLTS yang menggantikan *grid*

Durasi Unit <i>Shutdown</i> (bulan)	Substitusi Energi dari PLTS (MWh/tahun)
3	72,13
6	144,27
9	216,40
12	288,53

Selanjutnya untuk menghitung nilai dari *avoided carbon emission* tahun pertama dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (10).

$$CO_2 = E_1 \times \text{Faktor Emisi}_{grid} \tag{10}$$

Untuk menghitung *avoided carbon emission* selama umur proyek dari produksi PLTS, maka digunakan faktor koreksi dengan degradasi modul sebesar 0,6% per tahun [20]. Kemudian diperoleh untuk faktor akumulasi degradasi selama 25 tahun adalah sebagai berikut:

$$CO_{2,total} = CO_2 \times \frac{1 - (1 - d)^n}{d} \tag{11}$$

Faktor akumulasi degradasi selama 25 tahun diperoleh sebesar 23,28 sehingga nilai akumulasi dari *avoided carbon emission* selama umur proyek seperti yang ditampilkan pada tabel (9).

Tabel 9. Jumlah pengurangan emisi karbon

Durasi <i>Shutdown</i>	Energi dari PLTS (MWh/tahun)	FE Grid Jamali (ton CO ₂ /MWh)	ACE tahun pertama (ton CO ₂ /tahun)	ACE selama umur proyek (ton CO ₂ /tahun)
3	72,13	0,83	59,87	1.393,78
6	144,27	0,83	119,74	2.787,56
9	216,40	0,83	179,61	4.181,34
12	288,53	0,83	239,48	5.575,12

Berdasarkan hasil tersebut, integrasi PLTS *on-grid* pada LV Bus PDC unit GT 3.3 berpotensi memberikan manfaat lingkungan melalui pengurangan emisi karbon. Pada saat unit *shutdown* 12 bulan, PLTS 200 kWp + BESS mampu menghindari emisi sebesar 239,48 ton CO₂/tahun, atau sekitar 5.575,12 ton CO₂ selama umur proyek 25 tahun. Nilai ini menunjukkan bahwa meskipun proyek belum sepenuhnya layak secara finansial, sistem PLTS tetap memiliki kontribusi strategis dalam mendukung efisiensi energi dan pengurangan emisi karbon di lingkungan pembangkit. Selain itu implikasi strategis dari hasil ini adalah penerapan PLTS dapat menjadi bagian dari upaya perusahaan dalam mendukung target transisi energi, *nationally determined contribution*, dan NZE. Walaupun secara finansial proyek masih menghadapi tantangan, namun manfaat lingkungan yang dihasilkan tetap penting untuk dipertimbangkan dalam pengambilan keputusan investasi energi bersih. Dengan demikian, evaluasi proyek PLTS perlu dilihat secara lebih komprehensif, tidak hanya dari indikator finansial jangka pendek, namun juga dari kontribusinya terhadap efisiensi energi, pengurangan emisi, dan transformasi menuju sistem pembangkitan yang lebih rendah karbon.

Simpulan

Studi ini menemukan beberapa hal. Pertama, potensi energi surya di lingkungan PLTGU UP Gresik cukup mendukung sebagai sumber energi listrik tambahan bagi sistem pemakaian sendiri. Berdasarkan data potensi radiasi matahari, lokasi penelitian memiliki nilai *Global Horizontal Irradiance* sebesar 5,362 kWh/m²/hari atau setara dengan 1.957 kWh/m²/tahun.

Selain itu, nilai *specific yield* harian sebesar 4,30 kWh/kWp/hari dan Peak Sun Hour sebesar 5,45 jam/hari menunjukkan bahwa area PLTGU UP Gresik memiliki karakteristik radiasi yang memadai untuk pengembangan PLTS.

Kedua, hasil simulasi teknis menggunakan PVsyst menunjukkan bahwa skenario PLTS 200 kWp dengan BESS merupakan konfigurasi yang paling optimal dibandingkan skenario lainnya. Kebutuhan energi listrik pemakaian sendiri memiliki profil yang berbeda antara kondisi unit beroperasi dan kondisi unit ketika *shutdown*. Perbedaan karakteristik beban tersebut menyebabkan penentuan kapasitas PLTS tidak dapat hanya didasarkan pada kebutuhan energi terbesar, tetapi harus mempertimbangkan tingkat pemanfaatan energi, *performance ratio*, *solar fraction*, dan *unused energy*. Berdasarkan hasil simulasi, skenario 200 kWp + BESS mampu memberikan kinerja optimal yaitu menghasilkan *solar fraction* sebesar 90,35% saat unit beroperasi dan 36,92% pada kondisi unit saat *shutdown*. Selain itu, *unused energy* pada kondisi *shutdown* menjadi 0 MWh/tahun, sehingga energi PLTS dapat dimanfaatkan secara lebih optimal.

Yang ketiga studi menunjukkan bahwa skenario PLTS 200 kWp + BESS tersebut tidak memenuhi kriteria kelayakan finansial berdasarkan indikator NPV, IRR, DPP, dan LCOE. Hasil analisis menunjukkan bahwa nilai NPV pada seluruh variasi durasi ketika unit *shutdown* masih bernilai negatif. Pada skenario yang digunakan, yaitu *shutdown* 12 bulan, nilai NPV masih sebesar -Rp4.222.725.296. Selain itu, nilai IRR tertinggi hanya mencapai 2,67%, dimana masih berada di bawah tingkat diskonto penelitian sebesar 10%. Hasil DPP juga menunjukkan bahwa investasi belum mampu kembali dalam umur proyek 25 tahun apabila dihitung dengan pendekatan nilai saat ini. Dari sisi LCOE, biaya energi yang dihasilkan juga masih lebih tinggi dibandingkan tarif listrik acuan sebesar Rp2.466,78/kWh, dengan nilai LCOE terendah sebesar Rp4.152/kWh pada skenario *shutdown* 12 bulan.

Keempat, integrasi PLTS *on-grid* pada LV Bus PDC unit GT berpotensi menurunkan biaya impor energi listrik pemakaian sendiri, tetapi manfaat ekonominya sangat dipengaruhi oleh durasi dari lamanya *shutdown* unit. Semakin lama durasi *shutdown*, semakin besar energi PLTS yang dapat menggantikan konsumsi listrik dari *grid*, sehingga nilai penghematan biaya listrik menjadi lebih besar. Namun, kondisi ini perlu diperhatikan secara hati-hati karena secara operasional, *shutdown* unit yang lebih lama bukan merupakan kondisi yang diharapkan, karena unit pembangkit listrik pada dasarnya dirancang untuk beroperasi dan memproduksi energi listrik. Oleh karena itu, peningkatan kelayakan ekonomi akibat durasi *shutdown* yang lebih panjang sebenarnya tidak dapat dijadikan alasan bahwa unit perlu lebih sering tidak beroperasi. Temuan ini lebih tepat dipahami sebagai indikasi bahwa manfaat finansial PLTS akan semakin kuat apabila energi yang dihasilkan dapat dimonetisasi secara lebih luas, tidak hanya pada saat unit *shutdown*, tetapi juga pada pengurangan konsumsi energi pemakaian sendiri.

Secara keseluruhan, hasil studi ini menunjukkan bahwa penerapan PLTS *on-grid* yang terintegrasi pada LV Bus PDC unit GT layak secara teknis, terutama pada skenario 200 kWp + BESS, karena mampu memberikan keseimbangan antara peningkatan *solar fraction*, pengendalian *unused energy*, *performance ratio* yang masih baik, serta kontribusi energi yang cukup signifikan untuk mendukung kebutuhan pemakaian sendiri. Namun demikian dari sisi finansial, proyek belum memenuhi kriteria kelayakan ekonomi berdasarkan indikator NPV, IRR, DPP, dan LCOE. Hal ini menunjukkan bahwa manfaat teknis dan lingkungan yang diperoleh belum sepenuhnya mampu menutup biaya investasi awal, terutama karena besarnya kontribusi biaya BESS terhadap total CAPEX. Oleh karena itu, implementasi PLTS 200 kWp + BESS lebih tepat dipandang sebagai opsi strategis untuk mendukung efisiensi energi dan dekarbonisasi, sementara kelayakan finansialnya masih memerlukan optimasi lebih lanjut melalui penurunan biaya investasi, penyesuaian kapasitas BESS, peningkatan pemanfaatan energi, atau dukungan skema insentif energi terbarukan. Kemudian implementasi PLTS tidak hanya dilihat sebagai investasi berbasis penghematan biaya jangka pendek, tetapi juga sebagai bagian dari strategi efisiensi energi, pengurangan ketergantungan terhadap suplai listrik eksternal, serta dukungan terhadap transisi energi di lingkungan unit pembangkit..

Daftar Pustaka

- [1] K. O. Yoro and M. O. Daramola, *CO₂ emission sources, greenhouse gases, and the global warming effect*. Elsevier Inc., 2020. doi: 10.1016/B978-0-12-819657-1.00001-3.
- [2] KESDM, "Inventarisasi Emisi GRK Bidang Energi," 2020.
- [3] IPCC, *Climate Change 2023 Synthesis Report*. 2023.
- [4] J. Delbeke, A. Runge-metzger, Y. Slingenberg, and J. Werksman, "The paris agreement," no. June 2017, 2015.
- [5] K. Kumar *et al.*, "Renewable and sustainable clean energy development and impact on social , economic , and environmental health," *Energy Nexus*, vol. 7, no. April, p. 100118, 2022, doi: 10.1016/j.nexus.2022.100118.
- [6] SNDC, "Indonesia's continued commitment," 2025.
- [7] G. of the R. of I. ENDC, "Enhanced Nationally Determined Contribution Republic of Indonesia," 2022.
- [8] M. H. Rahmat, "RUEN, Rencana Umum Energi Nasional." Accessed: Feb. 12, 2026. [Online]. Available: <https://setkab.go.id/ruen-rencana-umum-energi-nasional/>
- [9] T. J. Pramono, E. Erlina, Z. Arifin, and J. Saragih, "Pemanfaatan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Pada Gedung Bertingkat," *Kilat*, vol. 9, no. 1, pp. 115–124, 2020, doi: 10.33322/kilat.v9i1.888.

- [10] S. PVsyst, *PVsyst-Grid Connected Systemss*. 2026.
- [11] A. Burhandono, J. Windarta, and N. Sinaga, "Perencanaan PLTS Roof Top On-Grid Untuk Gedung Kantor PLTU Amurang Sebagai Upaya Mengurangi Auxiliary Power dan Memperbaiki Nilai Nett Plant Heat Rate Pembangkit," *J. Energi Baru Terbarukan Perenc.*, vol. 3, no. 2, pp. 61–79, 2022, doi: 10.14710/jebt.2022.13051.
- [12] M. Alsmadi, Y. Dababneh, and A. Al-salaymeh, "Utilizing PV System for Auxiliary Energy Demand in," vol. 14, no. 2, pp. 119–124, 2017, doi: 10.5383/ijtee.14.02.005.
- [13] Z. Xin-gang and X. Yi-min, "The economic performance of industrial and commercial rooftop photovoltaic in China," *Energy*, vol. 187, p. 115961, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.115961.
- [14] A. Bus, M. Hasny, E. Hewelke, and A. Szelągowska, "The Power of Sun—A Comparative Cost–Benefit Analysis of Residential PV Systems in Poland," *Sustain.*, vol. 17, no. 12, pp. 1–21, 2025, doi: 10.3390/su17125446.
- [15] H. T. Paradongan *et al.*, "Techno-economic feasibility study of solar photovoltaic power plant using RETScreen to achieve Indonesia energy transition," *Heliyon*, vol. 10, no. 7, p. e27680, 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e27680.
- [16] L. J. Gitman and C. J. Zutter, *Principles of Managerial Finance FoUrTeenTh editIion*. Pearson, 2015.
- [17] H. Rianto and T. W. Adi, "Analisa Keekonomian dan Optimalisasi Sistem Pembangkit Listrik Hybrid Tenaga Diesel, Tenaga Surya dan Tenaga Hydrogen pada Pulau Sebesi Provinsi Lampung," *Action Res. Lit.*, vol. 8, no. 11, pp. 3154–3173, 2024, doi: 10.46799/ar.l.v8i11.2348.
- [18] B. M. Weedy, *Electric Power Systems*, Fifth edit. John Wiley & Sons Ltd, 2012.
- [19] KESDM, "Faktor emisi grk sistem ketenagalistrikan tahun 2019," no. 5, 2019.
- [20] T. Ishii, "Annual degradation rates and soiling losses of photovoltaic systems composed of recent crystalline silicon technologies in temperate climate," no. April, pp. 1–12, 2024, doi: 10.1002/eng2.12937.