



Kajian Kelayakan Teknis Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Surya pada Area Gardu Induk Muara Rupit Sumatera Selatan

Hasri Vikoreza¹, Muhammad Syahrul²

¹Program Studi S2 Teknik Elektro, Sekolah Pascasarjana Institut Teknologi PLN, Indonesia, hasri2310529@itpln.ac.id

²Program Studi S2 Teknik Elektro, Sekolah Pascasarjana Institut Teknologi PLN, Indonesia, msyahrul2310522@itpln.ac.id

Corresponding Author: hasri2310529@itpln.ac.id¹

Abstract: *This study aims to evaluate the technical specifications and maximum capacity of an on-grid Solar Power Plant (PLTS) system at the 150 kV Muara Rupit Substation in South Sumatra. The research employs a technical feasibility study approach using PVsyst version 8.0.6, simulating three PLTS scenarios based on Longi LR5-72HTH-595M modules rated at 595 Wp. Each scenario varies by inverter type, namely a 2200 kWac central inverter, 11 units of 172 kWac string inverters, and 18 units of 100 kWac string inverters. All configurations are designed to optimize the use of 9,881 m² of effective land area. Simulation results show that the maximum installable capacity is 2,276 kWp using 3,825 solar modules. The configuration with 172 kWac string inverters yielded the best performance, with a performance ratio of 86.21% and annual energy output of 3,535.6 MWh. This study concludes that inverter configuration plays a significant role in system efficiency and should be a key consideration in medium-scale PLTS design.*

Keywords: *inverter, technical feasibility study, system configuration, on-grid PLTS, PVsyst.*

Abstrak: Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi spesifikasi teknis dan kapasitas maksimum sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) sistem on-grid yang dapat dibangun pada lokasi Gardu Induk 150 kV Muara Rupit, Sumatera Selatan. Penelitian dilakukan dengan pendekatan kajian kelayakan teknis melalui simulasi perangkat lunak PVsyst versi 8.0.6, yang memodelkan tiga skenario sistem PLTS menggunakan modul Longi LR5-72HTH-595M berkapasitas 595 Wp. Setiap skenario memiliki perbedaan pada jenis inverter yang digunakan, yaitu inverter sentral 2200 kWac, inverter string 172 kWac (11 unit), dan inverter string 100 kWac (18 unit). Seluruh konfigurasi dirancang untuk memaksimalkan penggunaan lahan efektif seluas 9.881 m². Hasil simulasi menunjukkan bahwa kapasitas maksimum sistem yang dapat dibangun adalah 2.276 kWp dengan 3.825 unit modul. Skenario dengan inverter 172 kWac menghasilkan kinerja paling optimal dengan nilai performance ratio sebesar 86,21% dan energi tahunan 3.535,6 MWh. Penelitian ini

menunjukkan bahwa pemilihan konfigurasi inverter sangat memengaruhi efisiensi teknis sistem serta menjadi faktor penting dalam desain PLTS skala menengah.

Kata kunci: inverter, kajian kelayakan teknis, konfigurasi sistem, PLTS on-grid, PVsyst

PENDAHULUAN

Transisi energi merupakan agenda strategis global yang sedang didorong secara masif di berbagai negara, termasuk Indonesia. Kebutuhan untuk mengurangi ketergantungan terhadap energi fosil, menurunkan emisi gas rumah kaca, serta memastikan ketahanan dan keberlanjutan energi menjadi pendorong utama perubahan arah kebijakan energi nasional. Sejalan dengan komitmen dalam *Paris Agreement* dan target netral karbon pada tahun 2060, Pemerintah Indonesia menetapkan bahwa bauran energi baru terbarukan (EBT) harus mencapai minimal 23% pada tahun 2025 sebagaimana tertuang dalam Rencana Umum Energi Nasional (RUEN).

Salah satu bentuk energi terbarukan yang memiliki potensi sangat besar di Indonesia adalah energi surya. Menurut data dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM), potensi teknis energi surya di Indonesia mencapai lebih dari 200 GWp, dengan tingkat penyinaran harian rata-rata 4–5 kWh/m². Potensi ini tersebar merata di seluruh wilayah Indonesia, termasuk wilayah Sumatera Selatan yang memiliki paparan sinar matahari cukup tinggi dan kontur geografis yang mendukung pengembangan sistem PLTS skala kecil hingga menengah.

Namun, hingga saat ini pemanfaatan energi surya di Indonesia masih tergolong rendah, di bawah 1% dari total potensi yang tersedia (IESR, 2024; Kementerian ESDM, 2023). Tantangan utama meliputi keterbatasan lahan, biaya investasi awal, serta integrasi ke dalam sistem jaringan PLN. Oleh karena itu, diperlukan pendekatan yang lebih adaptif dan inovatif dalam pemanfaatan energi surya, salah satunya melalui pemanfaatan lahan pasif milik PLN seperti kawasan gardu induk dan aset infrastruktur lainnya yang belum dimanfaatkan secara optimal.

PT PLN (Persero) sebagai BUMN penyedia tenaga listrik nasional memegang peran sentral dalam mendukung program pemerintah terkait percepatan transisi energi. PLN telah mencanangkan *roadmap* transisi energi dan *green transformation*, yang salah satu strategi implementatifnya adalah melalui pembangunan pembangkit EBT pada lokasi-lokasi strategis milik perusahaan (PLN, 2021; PLN, 2023). Pemanfaatan lahan tidak terpakai di area gardu induk menjadi salah satu solusi efektif untuk mendukung pengembangan sistem PLTS tanpa harus melakukan akuisisi lahan tambahan.

Dalam konteks inilah, Gardu Induk (GI) 150 kV Muara Rupit di Kabupaten Musi Rawas Utara, Provinsi Sumatera Selatan menjadi lokasi yang sangat potensial. Berdasarkan dokumen teknis layout dan koordinat lokasi, diketahui bahwa terdapat lahan kosong dengan luas sekitar ±9.914 m² di dalam kompleks GI tersebut. Lahan ini merupakan hasil hibah dari Pemerintah Kabupaten Musi Rawas Utara kepada PLN, sebagaimana tertuang dalam dokumen perjanjian hibah dan telah mendapatkan persetujuan layout teknis sesuai standar perencanaan PLN.



Gambar 1. Rencana Pembangunan PLTS di Area Lahan Kosong Gardu Induk Muara Rupit Sumatera Selatan

Potensi pengembangan PLTS pada area GI ini sangat relevan, mengingat lokasi tersebut memiliki akses langsung terhadap infrastruktur distribusi listrik eksisting, sehingga sistem PLTS dapat dengan mudah diintegrasikan ke dalam jaringan. Selain itu, karakteristik lahan yang terbuka dan datar sangat ideal untuk instalasi modul fotovoltaik dengan sistem *mounting* tetap.

Fokus utama penelitian ini mencakup penentuan spesifikasi teknis peralatan utama sistem PLTS seperti modul surya dan inverter yang akan digunakan serta perhitungan kapasitas maksimum sistem berdasarkan batasan lahan dan kondisi radiasi setempat. Metodologi penelitian dilakukan melalui simulasi berbasis perangkat lunak PVsyst versi 8.0.6, yang mampu memproyeksikan *output* energi tahunan, menghitung rasio performa sistem (*performance ratio*), serta menganalisis potensi kerugian energi akibat kondisi teknis dan lingkungan. Untuk memastikan bahwa sistem PLTS yang dirancang dapat memberikan kinerja optimal, dilakukan pendekatan simulasi teknis menggunakan konfigurasi modul tetap dan beberapa variasi tipe inverter. Pendekatan ini ditujukan untuk mengevaluasi performa teknis dari setiap skenario berdasarkan keterbatasan lahan yang tersedia, kondisi iklim lokal, serta potensi radiasi matahari di lokasi pembangunan.

Dengan demikian, penelitian ini bukan hanya berkontribusi pada peningkatan pemanfaatan energi terbarukan, tetapi juga mendukung kebijakan transformasi energi yang sedang dijalankan oleh PLN dan Pemerintah Indonesia secara keseluruhan. Hasil dari studi ini diharapkan dapat menjadi acuan teknis dalam pengambilan keputusan pengembangan PLTS di lokasi tersebut, sekaligus menjadi model percontohan bagi lokasi-lokasi gardu induk lain di seluruh Indonesia.

METODE

Penelitian ini dilakukan di lahan kosong seluas $\pm 9.914 \text{ m}^2$ dalam area Gardu Induk 150 kV Muara Rupit, Kabupaten Musi Rawas Utara, yang memiliki potensi radiasi surya tinggi dengan nilai GHI 1.743–1.795 kWh/m²/tahun dan GTI optimal 1.752,6 kWh/m²/tahun, sehingga sangat ideal untuk pembangunan PLTS on-grid. Penelitian berlangsung Februari–Juni 2025 dan dirancang sebagai studi deskriptif kuantitatif berbasis simulasi menggunakan PVsyst 8.0.6 untuk mengevaluasi tiga skenario konfigurasi inverter dengan modul Longi 595 Wp yang sama. Data dikumpulkan melalui studi literatur dan data sekunder dari PLN, Global

Solar Atlas, Meteonorm, serta datasheet teknis pabrikan. Informasi detail lokasi, legalitas lahan, iklim, dan radiasi matahari digunakan sebagai input simulasi untuk menganalisis kapasitas terpasang, energi tahunan, performa sistem, dan kerugian, sehingga menghasilkan evaluasi teknis yang akurat dan komprehensif terkait kelayakan pembangunan PLTS di GI Muara Rupit.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Ringkasan Perbandingan Spesifikasi Teknis Tiga Skenario

Setelah dilakukan penentuan spesifikasi teknis untuk masing-masing skenario sistem PLTS, dapat disusun suatu perbandingan menyeluruh untuk menilai keunggulan dan kekurangan dari setiap konfigurasi yang telah disimulasikan. Perbandingan ini bertujuan untuk memberikan gambaran awal mengenai pengaruh pemilihan tipe inverter terhadap dimensi sistem, kesederhanaan arsitektur, serta efisiensi teknis. Berikut adalah tabel ringkasan perbandingan utama dari ketiga skenario:

Tabel 1. Ringkasan Spesifikasi Teknis Antar Skenario PLTS

| No. | Parameter | Skenario 1 | | Skenario 2 | | Skenario 3 | |
|-----|----------------------|----------------------|--------------------|----------------------|-------------------|----------------------|--------------------|
| 1. | Modul Surya | Longi | LR5-72HTH-595M | Longi | LR5-72HTH-595M | Longi | LR5-72HTH-595M |
| 2. | Jumlah Modul | 3.825 unit | | 3.825 unit | | 3.824 unit | |
| 3. | Inverter | SMA | Sunny Central 2200 | SMA | SHP172-21-PEAK3 | SMA | SHP100-JP-20-PEAK3 |
| 4. | Jumlah Inverter | 1 unit | | 11 unit | | 18 unit | |
| 5. | Total Daya Terpasang | 2.276 kWp | | 2.276 kWp | | 2.275 kWp | |
| 6. | Daya Total Inverter | 2.200 kWac | | 1.892 kWac | | 1.800 kWac | |
| 7. | Rasio DC/AC | 1,03 | | 1,20 | | 1,26 | |
| 8. | Luas Area | 9.881 m ² | | 9.881 m ² | | 9.878 m ² | |
| 9. | Jumlah String | 255 | | 153 | | 239 | |
| 10. | Modul per String | 15 | | 25 | | 16 | |
| 11. | Sistem Topologi | Inverter | Center (terpusat) | Inverter | String (menengah) | Inverter | String (kecil) |

Dari tabel di atas terlihat bahwa ketiga skenario memiliki konfigurasi modul dan luas lahan yang relatif sama. Namun, penggunaan jenis inverter yang berbeda menghasilkan topologi sistem dan rasio DC/AC yang sangat bervariasi, yang secara langsung memengaruhi efisiensi dan fleksibilitas sistem. Skenario 1 memiliki keunggulan dari sisi kesederhanaan instalasi karena menggunakan inverter tunggal, namun rawan terhadap gangguan. Sementara Skenario 2 dan 3, dengan inverter string berkapasitas lebih kecil, memberikan redundansi dan fleksibilitas pemeliharaan yang lebih baik, serta memperlihatkan kecenderungan kinerja teknis yang lebih stabil.

Selain kapasitas daya keluaran, spesifikasi inverter juga mencakup tegangan keluaran nominal yang menjadi parameter penting karena berhubungan langsung dengan sistem interkoneksi di Gardu Induk. Pada skenario 1, inverter SMA Sunny Central 2200 memiliki kapasitas daya keluaran 2.200 kWac dengan tegangan nominal 385 V AC tiga fasa, dan kisaran operasi antara 308–462 V (SMA Solar Technology AG, 2023). Tegangan keluaran ini kemudian dinaikkan melalui transformator step-up interkoneksi hingga mencapai tegangan menengah 20 kV, sesuai standar jaringan distribusi PLN. Skema ini lazim digunakan pada sistem PLTS skala besar yang memanfaatkan inverter tipe sentral, di mana tegangan keluaran beberapa ratus volt dinaikkan oleh transformator distribusi sebelum masuk ke jaringan interkoneksi (IEA-PVPS, 2021; SPLN D5.004-1:2018). Pada skenario 2, inverter SMA Sunny Highpower PEAK3 SHP172-21 memiliki kapasitas daya keluaran 172 kWac per unit

(total 1.892 kWac) dengan tegangan nominal 660 V AC tiga fasa, sebagaimana tercantum dalam dokumen teknis resmi produk (SMA Solar Technology AG, 2023a). Tegangan ini kemudian dinaikkan menggunakan transformator step-up hingga ke level 20 kV sehingga dapat diinjeksikan ke jaringan distribusi di Gardu Induk 150 kV Muara Rupit. Proses konversi dari 660 V ke tegangan menengah ini merupakan praktik standar dalam proyek PLTS utilitas di berbagai negara, karena sebagian besar inverter string beroperasi pada rentang 400–690 V (IEA-PVPS, 2021; SPLN D5.004-1:2018). Sementara, Pada Skenario 3 digunakan inverter SMA Sunny Highpower PEAK3 SHP100-21 dengan kapasitas daya keluaran 100 kWac per unit (total 1.800 kWac) dan tegangan nominal 400 V AC tiga fasa, dengan kisaran operasi 320–460 V (SMA Solar Technology AG, 2023b). Tegangan keluaran 400 V ini kemudian dinaikkan ke tegangan menengah 20 kV melalui transformator step-up interkoneksi sebelum dihubungkan ke jaringan distribusi Gardu Induk 150 kV Muara Rupit. Konsep step-up dari tegangan rendah inverter menuju tegangan menengah distribusi telah menjadi konfigurasi baku dalam sistem PLTS skala menengah maupun besar (IEA-PVPS, 2021; SPLN D5.004-1:2018).

Untuk memperjelas spesifikasi teknis pada tiap konfigurasi, Tabel 4.3 menyajikan ringkasan daya keluaran dan tegangan nominal inverter yang digunakan pada masing-masing skenario. Informasi ini penting karena parameter tegangan keluaran menentukan kebutuhan transformasi step-up agar sesuai dengan level tegangan distribusi 20 kV sebelum dihubungkan ke Gardu Induk 150 kV Muara Rupit. Ringkasan ini menunjukkan bahwa seluruh skenario menggunakan inverter dengan daya dan tegangan nominal yang masih dalam standar teknis interkoneksi PLN, serta dapat diintegrasikan secara andal melalui transformator step-up interkoneksi.

Tabel 2. Ringkasan Spesifikasi Inverter per Skenario

| Skenario | Model Inverter | Daya Output (kWac) | Tegangan Output | Step- up Trafo ke 20 kV |
|----------|--------------------------------------|--------------------|-----------------|-------------------------|
| 1 | SMA Sunny Central 2200 | 2.200 | 385 V | Ya |
| 2 | SMA Sunny Highpower PEAK3 SHP172- 21 | 1.892 | 660 V | Ya |
| 3 | SMA Sunny Highpower PEAK3 SHP100- 21 | 1.800 | 400 V | Ya |

Dengan demikian, ketiga skenario telah memenuhi kesesuaian parameter tegangan keluaran inverter terhadap persyaratan interkoneksi pada tingkat tegangan menengah 20 kV, sehingga layak untuk diintegrasikan ke sistem distribusi di Gardu Induk 150 kV Muara Rupit.

Setelah dilakukan pembahasan mengenai spesifikasi teknis dan konfigurasi sistem untuk masing-masing skenario, maka analisis selanjutnya akan difokuskan pada penentuan kapasitas maksimum sistem PLTS yang dapat dibangun di lokasi Gardu Induk Muara Rupit. Evaluasi ini mempertimbangkan keterbatasan area efektif, jumlah modul optimal yang dapat dipasang, serta karakteristik teknis dari konfigurasi sistem. Oleh karena itu, pembahasan akan dilanjutkan pada Penentuan Kapasitas Maksimum PLTS yang Dapat Dibangun, dengan fokus pada pemanfaatan luas tapak secara maksimal dan parameter teknis utama dari hasil simulasi yang mencerminkan batas atas kapasitas terpasang untuk masing-masing skenario.

Analisis Kelebihan, Kekurangan, dan Risiko Teknis Antar Skenario

Setelah dilakukan simulasi dan perbandingan teknis terhadap tiga skenario konfigurasi sistem PLTS, diperlukan analisis lebih lanjut mengenai kelebihan, kekurangan, serta risiko teknis dari masing-masing konfigurasi. Analisis ini penting untuk memberikan pemahaman

yang lebih menyeluruh, tidak hanya pada hasil numerik simulasi, tetapi juga pada implikasi praktis dari penerapan topologi sistem yang berbeda.

1. Skenario 1 (Inverter Central 2200 kWac, 1 unit)

Kelebihan:

- Struktur sistem sederhana karena hanya menggunakan satu inverter pusat.
- Biaya instalasi relatif lebih rendah untuk kapasitas besar.
- Sinkronisasi ke jaringan lebih mudah karena hanya satu titik konversi.

Kekurangan:

- Sangat bergantung pada satu perangkat utama (single point of failure).
- Jika inverter mengalami gangguan, seluruh sistem berhenti beroperasi.

Risiko Teknis:

- Beban termal terpusat sehingga memerlukan sistem pendinginan dan proteksi tambahan.

2. Skenario 2 (Inverter String 172 kWac, 11 unit)

Kelebihan:

- Konfigurasi modular, sehingga gangguan pada satu inverter tidak menghentikan seluruh sistem.
- Memiliki Performance Ratio (PR) tertinggi (86,21%), menunjukkan efisiensi sistem terbaik.
- Monitoring dan pemeliharaan lebih mudah karena setiap unit inverter dapat dipantau terpisah.

Kekurangan:

- Biaya instalasi dan wiring lebih tinggi dibandingkan sistem sentral.
- Membutuhkan ruang tambahan untuk proteksi dan distribusi.

Risiko Teknis:

- Potensi mismatch antar string lebih tinggi, meskipun dapat diminimalisasi dengan teknologi MPPT pada inverter.

3. Skenario 3 (Inverter String 100 kWac, 18 unit)

Kelebihan:

- Redundansi tinggi karena jumlah inverter lebih banyak.
- Fleksibel dalam distribusi beban dan memungkinkan perawatan sebagian sistem tanpa menghentikan operasi penuh.
- Rasio DC/AC tertinggi (1,26), memaksimalkan energi pada kondisi iradiasi rendah.

Kekurangan:

- Kompleksitas desain dan proteksi tertinggi.
- Biaya awal (CAPEX) lebih tinggi karena jumlah inverter lebih banyak.

Risiko Teknis:

- Potensi clipping lebih besar pada saat puncak iradiasi.
- Sistem koordinasi proteksi dengan jaringan menjadi lebih rumit.

Berdasarkan uraian tersebut, ringkasan perbandingan kelebihan, kekurangan, dan risiko teknis antar skenario ditunjukkan pada Tabel 3 berikut.

Tabel 3. Kelebihan dan Kekurangan Antar Skenario PLTS

| Skenario | Kelebihan | Kekurangan | Risiko Teknis |
|--|---|---|--|
| Skenario 1 (Inverter Central 2200 kWac, 1 unit) | - Struktur sederhana, hanya 1 inverter pusat. | - Risiko <i>single point of failure</i> . Jika inverter gagal, sistem berhenti total. | - Beban termal terpusat pada satu unit inverter. |
| | - Biaya instalasi relatif rendah. | | - Membutuhkan sistem pendinginan dan |
| | - Sinkronisasi | | |

| | | jaringan lebih mudah. | | proteksi yang andal. |
|---|---|---|---|--|
| Skenario 2 (Inverter String 172 kWac, 11 unit) | - | Modular, gangguan 1 unit tidak hentikan sistem. | - | Potensi <i>mismatch</i> antar string. |
| | - | PR tertinggi (86,21%). | - | Membutuhkan koordinasi proteksi lebih detail. |
| | - | Monitoring & pemeliharaan lebih mudah. | - | |
| Skenario 3 (Inverter String 100 kWac, 18 unit) | - | Redundansi tinggi (jumlah inverter banyak). | - | Potensi <i>clipping</i> saat iradiasi puncak. |
| | - | Fleksibel untuk perawatan parsial. | - | Koordinasi proteksi dengan jaringan lebih rumit. |
| | - | Rasio DC/AC tertinggi (1,26). | - | |

Dari ringkasan pada Tabel 3 terlihat bahwa setiap skenario memiliki keunggulan dan keterbatasan masing-masing. Skenario 1 lebih sederhana dan ekonomis, namun memiliki risiko kegagalan sistem total jika inverter pusat bermasalah. Skenario 3 menawarkan redundansi tertinggi dan fleksibilitas operasional, tetapi di sisi lain menuntut biaya dan kompleksitas yang lebih besar. Sementara itu, Skenario 2 memberikan keseimbangan terbaik dengan *performance ratio* tertinggi yaitu 86,21%, konfigurasi modular yang meningkatkan keandalan, serta kompleksitas sistem yang masih relatif dapat dikelola. Dengan demikian, apabila ditinjau dari kombinasi aspek teknis, keandalan, dan kemudahan operasional, Skenario 2 dapat dipandang sebagai konfigurasi yang paling optimal untuk pembangunan PLTS di Gardu Induk Muara Rupit.

Jika diperhatikan, perbedaan utama antar skenario sebenarnya mencerminkan perbedaan topologi inverter yang digunakan, yaitu central inverter (skenario 1) dan string inverter (skenario 2 dan 3). Untuk memperjelas gambaran umum, perbandingan kedua topologi ditampilkan pada Tabel 4 berikut:

Tabel 4. Perbandingan Topologi Central Inverter dan String Inverter

| Aspek | Central Inverter | String Inverter |
|----------------------|--|--|
| Keuntungan | <ul style="list-style-type: none"> - Biaya awal lebih rendah untuk kapasitas besar. - Desain sederhana, satu titik konversi. - Sinkronisasi jaringan lebih mudah. | <ul style="list-style-type: none"> - Modular, kerusakan 1 unit tidak hentikan seluruh sistem. - Monitoring detail per string. - Redundansi tinggi. - Fleksibel terhadap variasi orientasi dan shading. |
| Kerugian | <ul style="list-style-type: none"> - Risiko <i>single point of failure</i>, jika rusak, seluruh sistem berhenti. | <ul style="list-style-type: none"> - Biaya instalasi lebih tinggi. - Membutuhkan ruang lebih besar. - Kompleksitas proteksi meningkat. |
| Risiko Teknis | <ul style="list-style-type: none"> - Beban termal terpusat. - <i>Downtime</i> lebih lama jika rusak. | <ul style="list-style-type: none"> - Potensi <i>mismatch</i> antar string. - Potensi <i>clipping</i> pada oversizing DC/AC tinggi. |

Analisis menunjukkan bahwa topologi *central inverter* unggul dalam kesederhanaan dan biaya, namun rentan terhadap kegagalan sistem total. Sebaliknya, *string inverter* memberikan keandalan, fleksibilitas, serta monitoring yang lebih baik, meskipun dengan konsekuensi biaya dan kompleksitas lebih tinggi. Mengacu pada hasil simulasi teknis,

Skenario 2 dengan konfigurasi string inverter 11 unit 172 kWac menjadi pilihan paling optimal karena mampu memberikan kinerja energi terbaik (*performance ratio* = 86,21%) dengan tingkat keandalan yang seimbang.

Penentuan Kapasitas Maksimum PLTS yang Dapat Dibangun

Penentuan kapasitas maksimum sistem PLTS yang dapat dibangun di lokasi Gardu Induk Muara Rupit dilakukan dengan mengintegrasikan parameter luas lahan, konfigurasi teknis sistem, dan efisiensi konversi energi berdasarkan hasil simulasi PVsyst. Subbab ini menjadi jawaban atas rumusan masalah kedua dalam penelitian ini, yaitu untuk mengetahui kapasitas maksimum sistem PLTS yang dapat diakomodasi pada tapak yang tersedia secara teknis dan fungsional.

1. Validasi Terhadap Luas Lahan

Pada tahap perancangan sistem, area tapak efektif yang tersedia telah ditetapkan sebesar 9.914,38 m². Dalam proses pemodelan di PVsyst, luas yang digunakan disesuaikan menjadi 9.881 m², guna mengakomodasi akses pemeliharaan dan toleransi pemasangan. Seluruh konfigurasi dari ketiga skenario berhasil memenuhi batasan tersebut tanpa melebihi kapasitas tapak yang diizinkan. Hasil ini mengindikasikan bahwa perencanaan sistem telah mengoptimalkan penggunaan ruang secara maksimal, sehingga kapasitas PLTS mendekati batas atas yang mungkin dicapai di lokasi ini.

2. Pertimbangan *Oversizing* dan Rasio DC/AC

Aspek penting lain yang menjadi indikator kapasitas maksimum adalah rasio DC/AC, yaitu perbandingan antara daya total modul (DC) dengan daya total inverter (AC). Skenario 1 menggunakan rasio DC/AC sebesar 1,03, sedangkan Skenario 2 dan 3 masing-masing memiliki rasio sebesar 1,20 dan 1,26.

Rasio yang mendekati 1 seperti yang ditampilkan pada hasil Skenario 1 menunjukkan bahwa inverter memiliki kapasitas hampir setara dengan kapasitas panel, sehingga kemungkinan terjadinya *clipping* atau kondisi dimana terjadi pemotongan daya saat iradiasi tinggi menjadi sangat kecil. Di sisi lain, rasio yang lebih besar yang ditampilkan pada hasil Skenario 2 dan 3 menunjukkan pendekatan *oversizing*, di mana kapasitas panel dimaksimalkan pada area terbatas, meskipun berpotensi menyebabkan sedikit *clipping* dalam periode siang hari.

Namun, strategi ini justru menguntungkan pada jangka panjang karena mampu memaksimalkan produksi energi tahunan, terutama saat kondisi cuaca mendung atau pagi-sore hari ketika iradiasi tidak maksimal. Dengan demikian, penerapan rasio DC/AC >1 masih dianggap sebagai praktik umum dan efektif dalam desain PLTS modern.

3. Penetapan Kapasitas Maksimum

Dari seluruh skenario yang telah disimulasikan, diketahui bahwa kapasitas terpasang sistem PLTS tertinggi yang masih dapat dipasang dengan konfigurasi optimal pada tapak Gardu Induk Muara Rupit adalah sebesar ±2.276 kWp, dengan jumlah modul berkisar 3.824–3.825 unit. Nilai ini ditetapkan sebagai kapasitas maksimum karena:

- Tidak melebihi luas tapak 9.881 m²
- Masih berada dalam batas arsitektur sistem yang dapat ditangani oleh inverter
- Dapat disusun dalam konfigurasi *string* tanpa menimbulkan *mismatch* yang signifikan

Secara teknis, kapasitas tersebut dapat dikatakan sebagai kapasitas maksimum layak bangun, yaitu batas atas kapasitas yang memungkinkan dalam kondisi teknis, spasial, dan operasional yang tersedia saat ini.

Perhitungan *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR)

Subbab ini ditambahkan sebagai informasi pelengkap untuk memberikan gambaran awal mengenai kelayakan finansial pembangunan PLTS di Gardu Induk Muara Rupit.

Analisis ini tidak menjadi fokus utama penelitian, karena ruang lingkup kajian tetap terbatas pada aspek teknis.

Dalam studi kelayakan proyek, terdapat dua indikator utama yang sering digunakan untuk menilai kelayakan finansial, yaitu *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR).

1. *Net Present Value* (NPV) adalah selisih antara nilai kini arus kas masuk yang diharapkan dari suatu proyek dengan investasi awal yang dikeluarkan. Jika NPV bernilai positif, maka proyek diperkirakan dapat memberikan keuntungan finansial.
2. *Internal Rate of Return* (IRR) adalah tingkat pengembalian investasi (*discount rate*) yang membuat nilai NPV sama dengan nol. IRR mencerminkan seberapa besar persentase keuntungan tahunan yang dapat diperoleh dari suatu proyek. Jika IRR lebih besar daripada biaya modal (*cost of capital*/WACC), maka proyek dianggap layak secara finansial.

Dengan memahami kedua indikator ini, perhitungan sederhana pada penelitian ini dilakukan untuk memberikan gambaran awal mengenai potensi keekonomian pembangunan PLTS, meskipun analisis utama tetap difokuskan pada aspek teknis.

Asumsi Dasar Perhitungan

1. Kapasitas terpasang sistem : 2.276 kWp, berdasarkan dari hasil simulasi teknis Bab IV.
2. Produksi energi tahunan : ±3.535 MWh, berdasarkan hasil skenario terbaik simulasi PVsyst.
3. Umur proyek : 20 tahun, mengacu pada standar umur ekonomis PLTS menurut IEA-PVPS, 2021.
4. Tarif jual listrik : Rp 1.444,70/kWh, berdasarkan Permen ESDM No. 19 Tahun 2022 tentang tarif tenaga listrik nonsubsidi.
5. Biaya investasi awal (CAPEX) : USD 650/kWp, berdasarkan rata-rata biaya investasi PLTS skala menengah di Asia Tenggara menurut IRENA Renewable Power Generation Costs 2022; dikalikan kapasitas 2.276 kWp = USD 1,479 juta = Rp 22,2 miliar dengan kurs Rp 15.000/USD (asumsi kurs Bank Indonesia 2025).
6. Biaya operasi & pemeliharaan (OPEX) : 1,5% CAPEX/tahun, berdasarkan referensi IEA, Projected Costs of Generating Electricity 2020, kisaran 1–2% untuk PLTS (1,5% × 22,2 miliar = Rp 0,33 miliar/tahun)
7. Discount rate : 8% berdasarkan pada rata-rata Weighted Average Cost of Capital (WACC) sektor ketenagalistrikan di Indonesia menurut World Bank, 2023.

Dari asumsi di atas diperoleh:

1. Pendapatan energi = 3.535.000 kWh × Rp 1.444,70 = Rp 5,11 miliar/tahun.
2. Net Cash Flow = Pendapatan – OPEX = Rp 4,78 miliar/tahun.

Perhitungan NPV:

Rumus:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0$$

Dengan keterangan:

NPV = Net Present Value

CF_t = arus kas bersih pada tahun ke-t

r = tingkat diskonto (discount rate)

n = umur proyek (20 tahun)

I₀ = investasi awal (CAPEX)

Memasukkan angka:

CF = Rp 4,78 miliar/tahun

r = 8%

n = 20 tahun

Io = Rp 22,2 miliar, maka:

$$NPV = \left(\frac{4,78 \times (1 - (1 + 0,08)^{-20})}{0,08} \right) - 22,2$$

$$NPV = (4,78 \times 9,818) - 22,2$$

$$NPV = 46,93 - 22,2 = \mathbf{Rp\ 24,73\ miliar}$$

NPV bernilai positif, menunjukkan proyek secara finansial berpotensi menguntungkan.

Perhitungan IRR:

Rumus:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} - I_0$$

Dengan keterangan:

IRR = tingkat pengembalian investasi yang membuat NPV = 0

CF_t = arus kas bersih tahunan

n = umur proyek (20 tahun)

Io = investasi awal

Memasukkan angka:

CF = Rp 4,78 miliar/tahun

n = 20 tahun

Io = Rp 22,2 miliar

IRR adalah tingkat diskonto (r) yang membuat NPV = 0. Dengan menggunakan iterasi pada beberapa tingkat bunga:

a. r = 8%

$$PV = 4,78 \times (1 - (1 + 0,08)^{-20}) / 0,08$$

$$PV = 4,78 \times 9,818 = 46,93$$

$$NPV = 46,93 - 22,2 = +24,73 \text{ miliar}$$

b. r = 15%

$$PV = 4,78 \times (1 - (1 + 0,15)^{-20}) / 0,15$$

$$PV = 4,78 \times 6,259 = 29,91$$

$$NPV = 29,91 - 22,2 = +7,71 \text{ (miliar)}$$

c. r = 22%

$$PV = 4,78 \times (1 - (1 + 0,22)^{-20}) / 0,22$$

$$PV = 4,78 \times 4,460 = 21,31$$

$$NPV = 21,31 - 22,2 = -0,89 \text{ (miliar)}$$

Dari hasil iterasi terlihat bahwa NPV positif pada 15% dan negatif pada 22%. Maka IRR proyek berada di antara 20–22%, dengan estimasi sekitar $\pm 21\%$.

Hasil perhitungan sederhana menunjukkan bahwa:

1. NPV positif sebesar Rp 24,7 miliar pada discount rate 8%.
2. IRR sekitar 21%, yang jauh lebih tinggi dibandingkan rata-rata biaya modal (WACC) sektor energi di Indonesia. Berdasarkan data IEA (Cost of Capital Observatory, 2024), estimasi WACC untuk proyek energi bersih di Indonesia seperti hydropower berada di kisaran = 13%. Selain itu, data pasar menunjukkan bahwa perusahaan energi Indonesia memiliki WACC rata-rata sekitar 8–10% (GuruFocus, 2025; Finbox, 2025).

Dengan demikian, IRR proyek PLTS di Gardu Induk Muara Rupit tidak hanya melampaui discount rate acuan (8%), tetapi juga berada jauh di atas rata-rata biaya modal sektor energi di Indonesia. Hal ini menegaskan bahwa proyek ini berpotensi sangat menarik secara finansial. Meski demikian, analisis ini hanya bersifat informasi pelengkap dan tidak mengubah fokus utama penelitian yang tetap menitikberatkan pada aspek teknis.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan simulasi teknis pembangunan sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) di lokasi Gardu Induk Muara Rupit, Sumatera Selatan, maka dapat disimpulkan hal-hal sebagai berikut:

1. Spesifikasi teknis peralatan utama sistem PLTS adalah modul surya Longi Solar LR5-72HTH-595M sebesar 595 Wp yang digunakan secara tetap, dengan tiga variasi tipe inverter, yaitu SMA Sunny Central 2200 kWac (*central inverter*), SMA SHP172-21-PEAK3 172 kWac (*string inverter* kapasitas menengah), dan SMA SHP100-JP-20-PEAK3 100 kWac (*string inverter* kapasitas kecil). Hasil desain menunjukkan bahwa seluruh konfigurasi mampu dipasang secara optimal pada luas tapak 9.881 m² dengan total modul terpasang berkisar 3.824–3.825 unit dan konfigurasi string yang sesuai. Masing-masing skenario memperlihatkan perbedaan pada jumlah inverter, jumlah string, dan rasio DC/AC, yang memengaruhi tingkat efisiensi sistem secara menyeluruh.
2. Kapasitas maksimum sistem PLTS yang dapat dibangun pada lokasi Gardu Induk Muara Rupit adalah sebesar 2.276 kWp, dengan memanfaatkan penuh lahan efektif tanpa melampaui batas tapak teknis. Nilai ini ditentukan oleh batas jumlah modul yang dapat dipasang pada luasan tersedia, rasio desain sistem yang optimal, serta validasi kinerja melalui simulasi. Pendekatan rasio DC/AC berkisar antara 1,03–1,26 memberikan fleksibilitas teknis untuk mengoptimalkan produksi energi tahunan dengan tetap menjaga efisiensi penggunaan inverter.

REFERENSI

- Ahmad, R., Syarif, A., & Rinaldi, A. (2021). Simulasi Kinerja PLTS On-Grid 1 MWp Menggunakan PVsyst di Surabaya. *Jurnal Energi dan Listrik*, 8(2), 113–120.
- Fadillah, M. N., et al. (2020). Analisis Perbandingan Output PVsyst dengan Produksi Nyata PLTS di Medan. *Jurnal Rekayasa Energi*, 6(1), 45–52.
- Wulandari, S., & Nasution, R. (2020). *Perancangan PLTS untuk Desa Terpencil Berbasis Simulasi PVsyst*. *Jurnal Teknik Elektro*, 9(2), 77–85.
- Ardiansyah, D. & Pramudyo, B. (2019). *Kajian Potensi Pemanfaatan Lahan Pemerintah untuk PLTS Skala Menengah*. Prosiding Seminar Nasional Energi Terbarukan, UGM.
- Putri, N. R., Santoso, D., & Wahyudi, E. (2021). *Optimalisasi Lahan Kampus untuk PLTS Berbasis GIS dan PVsyst*. *Jurnal Energi Terbarukan*, 3(1), 35–42.
- Maharani, A. N., Yuliana, D., & Supriadi, H. (2022). *Analisis Pemilihan Inverter Terhadap*

- Performa Sistem PLTS On-Grid*. Jurnal Teknik Elektro dan Energi, 11(1), 88–96.
- Haryanto, B. & Lestari, R. (2022). *Perbandingan Kinerja Modul Surya Monokristalin, Polikristalin, dan Thin Film di Iklim Tropis*. Jurnal Teknologi Energi, 5(2), 90–98.
- Hidayat, M., Santosa, H., & Wulandari, N. (2020). Kajian pemanfaatan lahan pasif untuk pembangunan PLTS di area properti milik PLN. Jurnal Energi Terbarukan Indonesia, 5(2), 45–53.
- Komaridah, R., & Wahyudi, S. (2023). Kajian teknis pembangunan PLTS 2 MWp di Sumatera Selatan. Jurnal Teknik Elektro dan Energi, 12(1), 35–42.
- Nurfadillah, S., & Siregar, R. (2021). Desain sistem PLTS on-grid skala industri: Studi kasus kawasan industri Medan. Jurnal Rekayasa Energi, 9(3), 66–73.
- Prasetyo, D., Wahyuningsih, R., & Hadi, F. (2021). Perencanaan teknis pembangunan PLTS on-grid di Kabupaten Banyuwangi. Jurnal Teknologi Energi, 7(1), 12–20.
- Suhendra, D., & Rahmat, A. (2020). Kajian teknis pemasangan PLTS pada atap gedung kampus dengan pendekatan orientasi panel. Jurnal Energi dan Kelistrikan, 8(2), 34–41.
- Wicaksono, A., Fadhillah, M., & Kurniawan, A. (2019). Perbandingan sistem PLTS off-grid dan on-grid untuk kawasan rural. Jurnal Teknik Energi Listrik, 11(2), 22–28.
- Zhao, X., Liu, Y., & Wang, J. (2019). GIS-based multi-criteria decision analysis for solar farm location in China. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 109, 198–214. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.020>
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM). (2020). Rencana Umum Energi Nasional (RUEN). Jakarta: Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi.
- Liu, X., Zhang, Q., & Wang, R. Z. (2018). Review of configurations for hybrid photovoltaic-thermal solar technology. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82, 486–496.
- International Energy Agency (IEA). (2021). Renewables 2021: Analysis and forecast to 2026. Paris: IEA.
- Mondal, M. A. H., & Denich, M. (2010). Assessment of renewable energy resources potential for electricity generation in Bangladesh. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14(8), 2401–2413.
- Abduh, S. (2020). High-voltage engineering development for renewable energy system. Jurnal Energi & Ketenagalistrikan ITPLN, 9(2), 101–107.
- Diantari, R. A. (2023). Analysis inverter of PLTS on-grid. Repository Institut Teknologi PLN. Retrieved from <https://repository.itpln.ac.id>
- Garniwa, I. (2018). Renewable energy integration in Indonesian grid: Challenges and opportunities. In Proceedings of the International Conference on Power Engineering (pp. 55–60). IEEE.
- Pradana, A. E. (2022). Analysis of work system and maintenance of solar power plant with a capacity of 10.8 kWp in Graha YPK PLN. Repository Institut Teknologi PLN. Retrieved from <https://repository.itpln.ac.id>
- Suyanto, H. (2019). Kajian potensi energi surya di Provinsi Nusa Tenggara Barat (NTB). Energi & Ketenagalistrikan, 8(2), 114–118.
- SMA Solar Technology AG. (2023). Sunny Central 2200 Datasheet. Niestetal, Germany.
- SMA Solar Technology AG. (2023a). Sunny Highpower PEAK3 SHP 150–172 Datasheet. Niestetal, Germany.
- SMA Solar Technology AG. (2023b). Sunny Highpower PEAK3 SHP 100 Datasheet. Niestetal, Germany.
- IEA-PVPS. (2021). Trends in Photovoltaic Applications. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme.
- SPLN D5.004-1:2018. Standar PLN – Persyaratan Interkoneksi Sistem PLTS dengan Jaringan Tegangan Menengah dan Tinggi.