

SKENARIO ROADMAP IMPLEMENTASI PENGEMBANGAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) UNTUK MENDUKUNG TARGET ENERGI TERBARUKAN PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

Roadmap Implementation Scenarios for Solar Photovoltaic (PV) Power Plant Development in Support of the Renewable Energy Targets of East Nusa Tenggara Province

**Candra Arie Nugrahanto¹, Pipit Puspitasari², Rizqi Renafasih Alinra³, Wahyu
Hanaldi⁴**

^{1,2,3,4}**Akademi Komunitas Olat Maras**

Email: candra.arie.nugrahanto@gmail.com

Abstract

East Nusa Tenggara Province has substantial solar energy potential, with an average annual solar irradiance of approximately 413 W/m² and 8 Peak Sun Hours (PSH) per day (NASA). This study proposes a comprehensive master plan for Solar Power Plant (SPP) development aligned with Indonesia's National Energy Policy (KEN), National Energy General Plan (RUEN), and PLN's Electricity Supply Business Plan (RUPTL). The methodology includes solar resource assessment, electricity demand analysis, technical evaluation of photovoltaic systems, techno-economic analysis, and the development of an implementation roadmap through 2048. The results indicate that phased SPP deployment effectively balances capital investment (CAPEX) and long-term revenue generation. Although the initial stage requires significant investment, increasing renewable electricity production during operation enhances project profitability and supports positive cash flow over its lifetime. The proposed master plan demonstrates favorable technical and economic feasibility while contributing to energy security, greenhouse gas emission reduction, and the transformation of East Nusa Tenggara into a strategic renewable energy hub in Eastern Indonesia.

Keywords: Solar Energy, Solar Power Plant, East Nusa Tenggara, Renewable Energy.

Abstrak

Provinsi Nusa Tenggara Timur memiliki potensi energi surya yang sangat besar dengan rata-rata intensitas radiasi sekitar 413 W/m² dan durasi Peak Sun Hours (PSH) sekitar 8 jam per hari (NASA). Penelitian ini bertujuan menyusun master plan pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) yang terstruktur, layak secara teknis dan ekonomis, serta selaras dengan Kebijakan Energi Nasional (KEN), Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), dan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PLN. Metode penelitian meliputi analisis potensi energi surya, proyeksi kebutuhan energi, kajian teknis sistem PLTS, analisis kelayakan ekonomi, serta penyusunan roadmap implementasi hingga tahun 2048. Hasil penelitian menunjukkan bahwa pengembangan PLTS secara bertahap mampu menyeimbangkan kebutuhan investasi awal (CAPEX) dengan peningkatan pendapatan selama masa operasi. Master plan yang diusulkan memiliki prospek finansial yang baik, mendukung terciptanya arus kas positif, meningkatkan ketahanan energi daerah, mengurangi emisi gas rumah kaca, serta

mempercepat transformasi Nusa Tenggara Timur sebagai pusat energi hijau di Indonesia Timur.

Kata Kunci: Energi Surya, PLTS, Nusa Tenggara Timur, Energi Terbarukan

PENDAHULUAN

Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) merupakan salah satu wilayah di Indonesia yang memiliki potensi energi surya sangat besar karena berada pada kawasan tropis dengan intensitas radiasi matahari yang tinggi dan durasi penyinaran yang panjang sepanjang tahun. Karakteristik iklim kering yang menyerupai wilayah subtropis, didukung oleh curah hujan yang relatif rendah dan jumlah hari cerah yang tinggi, menjadikan NTT sebagai wilayah yang sangat prospektif untuk pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) (Ritung et al. 2015). Kondisi tersebut memungkinkan sistem fotovoltaik menghasilkan energi listrik secara optimal sehingga berpotensi menjadi salah satu solusi dalam meningkatkan pemanfaatan energi baru terbarukan (EBT) di Indonesia (Hikmat et al, 2022).

Selain didukung oleh kondisi iklim, karakteristik geografis NTT juga memberikan peluang yang besar bagi pengembangan PLTS. Provinsi ini memiliki luas lahan kering sekitar 33.375,22 km² atau 73,5% dari total luas daratan, dengan sebagian besar berada pada dataran rendah yang menerima penyinaran matahari secara optimal. Di sisi lain, wilayah Nusa Tenggara memiliki topografi yang beragam, mulai dari dataran hingga berbukit dan bergunung. Meskipun kondisi tersebut memerlukan kajian teknis dalam penentuan lokasi pembangunan, ketersediaan lahan terbuka dan kawasan nonproduktif masih memberikan peluang yang luas untuk pengembangan PLTS skala utilitas maupun sistem pembangkit terdistribusi. Dengan mempertimbangkan aspek tata ruang, kemiringan lahan, aksesibilitas, dan jaringan transmisi, pengembangan PLTS di NTT dinilai memiliki prospek yang sangat baik.

Meskipun memiliki potensi sumber daya surya yang besar, pemanfaatan energi surya di Provinsi NTT masih relatif rendah. Hingga saat ini kapasitas energi baru terbarukan yang telah dimanfaatkan baru mencapai sekitar 35,67 MW atau sekitar 0,15% dari total potensi yang tersedia. Sebaliknya, sistem ketenagalistrikan daerah masih didominasi oleh pembangkit berbasis energi fosil, di mana sekitar 90% pasokan listrik berasal dari pembangkit konvensional dan sekitar 43,9% dari total kapasitas pembangkit sebesar 534,40 MW masih menggunakan pembangkit listrik tenaga diesel. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa potensi energi surya belum dimanfaatkan secara optimal untuk mendukung ketahanan energi dan pengurangan emisi karbon.

Pengembangan PLTS di NTT sejalan dengan kebijakan transisi energi nasional melalui Kebijakan Energi Nasional (KEN), Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), serta target pencapaian Net Zero Emission (NZE) pada tahun 2060. Pemerintah Indonesia menargetkan bauran energi baru terbarukan sebesar 23% pada tahun 2025 dan meningkat menjadi 31% pada tahun 2050. Di tingkat daerah, Pemerintah Provinsi NTT juga terus mendorong penyusunan Rencana Umum Energi Daerah (RUED) sebagai pedoman pengembangan energi berkelanjutan untuk meningkatkan ketahanan energi, mendorong pertumbuhan ekonomi, dan meningkatkan kesejahteraan masyarakat.

Berdasarkan kondisi tersebut, diperlukan kajian yang mampu mengidentifikasi potensi teknis energi surya, memperkirakan kapasitas PLTS yang layak dikembangkan, menghitung kebutuhan investasi beserta infrastruktur pendukung, serta menyusun roadmap implementasi jangka panjang yang sesuai dengan karakteristik wilayah NTT. Penelitian ini bertujuan menghasilkan master plan pengembangan PLTS yang terstruktur dan implementatif sehingga dapat menjadi dasar pengambilan keputusan bagi pemerintah, investor, dan pemangku kepentingan dalam mempercepat pengembangan energi surya serta mendukung pencapaian target bauran energi terbarukan di Provinsi Nusa Tenggara Timur.

METODE

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif deskriptif dengan metode studi kasus yang berfokus pada pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) di Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT). Wilayah penelitian mencakup seluruh kabupaten di Provinsi NTT yang memiliki potensi pengembangan energi surya, meliputi klaster Timor, Flores, Sumba, dan Kepulauan. Penelitian dilaksanakan pada periode Januari hingga Juli 2026 dengan memanfaatkan data klimatologi, penggunaan lahan, sistem kelistrikan, serta dokumen perencanaan energi nasional dan daerah.

Data yang digunakan merupakan data sekunder yang diperoleh dari berbagai sumber resmi, antara lain NASA POWER untuk data radiasi matahari dan Peak Sun Hours (PSH), Badan Pusat Statistik (BPS), Badan Pertanahan Nasional (BPN), Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM), PT PLN (Persero), serta berbagai literatur ilmiah, termasuk Kebijakan Energi Nasional (KEN), Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL), dan publikasi dari International Energy Agency (IEA) serta International Renewable Energy Agency (IRENA). Data tersebut digunakan untuk memperoleh informasi mengenai potensi sumber daya surya, kondisi penggunaan lahan, kebutuhan energi listrik, serta parameter teknis dan ekonomi yang diperlukan dalam pengembangan PLTS.

Prosedur penelitian diawali dengan studi literatur untuk mengidentifikasi kebijakan, regulasi, dan parameter teknis yang berkaitan dengan pengembangan PLTS. Selanjutnya dilakukan pengumpulan dan validasi data radiasi matahari, penggunaan lahan, serta sistem kelistrikan di Provinsi Nusa Tenggara Timur. Tahap berikutnya adalah analisis potensi energi surya menggunakan parameter Average Sunlight, Global Horizontal Irradiance (GHI), Peak Sun Hours (PSH), dan sudut zenit untuk mengetahui karakteristik sumber daya surya. Berdasarkan hasil analisis tersebut dilakukan identifikasi lahan potensial dan estimasi kapasitas PLTS yang dapat dikembangkan dengan mempertimbangkan aspek teknis, tata ruang, aksesibilitas, serta kesiapan infrastruktur jaringan listrik.

Tahap selanjutnya adalah analisis kelayakan investasi melalui penyusunan skenario pengembangan PLTS menggunakan parameter Capital Expenditure (CAPEX), Operational Expenditure (OPEX), produksi energi, pendapatan, arus kas proyek, serta umur ekonomis pembangkit. Analisis dilakukan dengan menyusun tiga skenario investasi, yaitu optimistis, moderat, dan konservatif, sehingga diperoleh

gambaran kelayakan finansial proyek pada berbagai kondisi pengembangan. Hasil analisis tersebut kemudian digunakan sebagai dasar dalam penyusunan roadmap implementasi pengembangan PLTS secara bertahap hingga tahun 2048.

Analisis data dilakukan secara deskriptif kuantitatif dengan mengolah seluruh data menggunakan pendekatan statistik, analisis teknis, dan analisis ekonomi. Data radiasi matahari dianalisis untuk menentukan potensi produksi energi listrik, sedangkan data penggunaan lahan digunakan untuk mengestimasi kapasitas PLTS yang dapat dikembangkan. Selanjutnya dilakukan analisis investasi untuk menghitung kebutuhan biaya pembangunan, biaya operasi, pendapatan, dan arus kas proyek. Seluruh hasil analisis kemudian diintegrasikan dalam penyusunan roadmap implementasi yang mempertimbangkan potensi energi surya, kebutuhan energi, kesiapan infrastruktur, dan strategi investasi guna mendukung pencapaian target bauran energi terbarukan di Provinsi Nusa Tenggara Timur.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Potensi Energi Surya Provinsi Nusa Tenggara Timur

Data klimatologi radiasi matahari mencakup parameter intensitas cahaya matahari harian rata-rata (Avg Sunlight dalam satuan W/m^2), nilai minimum dan maksimum bulanan, serta rata-rata sudut zenit (Avg Zenith). Secara keseluruhan, terdapat pola fluktuasi musiman yang teratur sepanjang tahun akibat gerak semu tahunan matahari dan dinamika atmosfer.

Tabel 1 Avg Sunlight dan Avg Zenith Provinsi NTT Tahun 2025

Bulan	Hari	Avg Sunlight (W/m^2)	Min Sunlight	Max Sunlight	Avg Zenith
2025-01	31	453,79	451,99	455,11	0,77
2025-02	28	453,04	448,72	455,11	0,78
2025-03	31	436,75	422,32	448,20	0,78
2025-04	30	402,98	384,21	421,16	0,74
2025-05	31	365,83	351,50	382,92	0,70
2025-06	30	345,35	343,34	350,80	0,67
2025-07	31	353,37	344,60	365,85	0,68
2025-08	31	384,37	366,90	402,50	0,73
2025-09	30	419,54	403,70	433,51	0,77
2025-10	31	443,04	434,30	449,02	0,78
2025-11	30	450,54	449,23	450,93	0,77
2025-12	31	450,97	450,68	451,85	0,76
Average		413,30	404,29	422,25	0,74

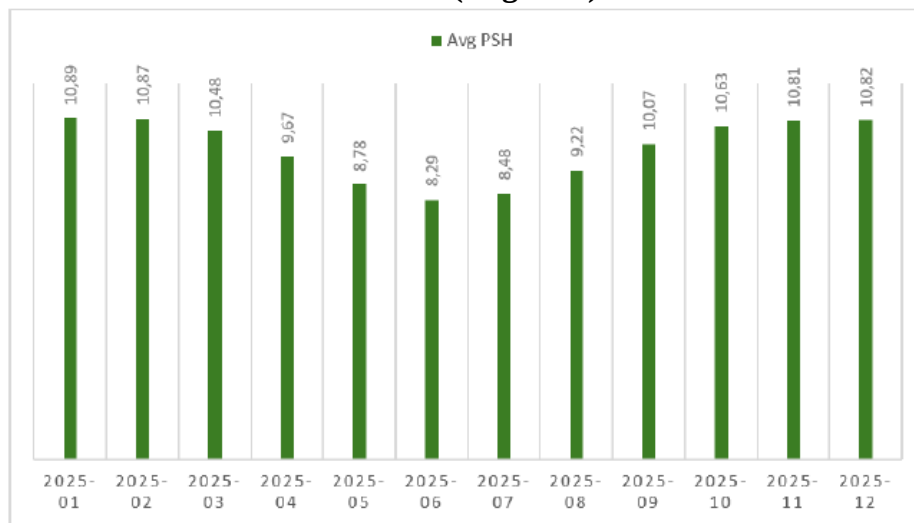
Berdasarkan tabel 1, fluktuasi nilai Avg Sunlight, intensitas radiasi tertinggi tercatat pada awal tahun (Januari sebesar $453,79 W/m^2$) dan akhir tahun (November–Desember berkisar antara $450,54 W/m^2$). Sebaliknya, penurunan intensitas secara bertahap terjadi mulai bulan Maret hingga mencapai titik terendahnya pada bulan Juni dengan nilai $345,35 W/m^2$, sebelum akhirnya meningkat konsisten hingga akhir tahun. Dalam siklus tersebut, secara data dapat menghasilkan nilai rata-rata tahunan sebesar $413,30 W/m^2$.

Korelasi Ilmiah dengan Sudut Zenit (Zenith Angle)

Secara fisis, pola fluktuasi intensitas radiasi berkorelasi linear dengan kolom Avg Zenith. Nilai indeks zenit berada pada angka terendah di bulan Juni (0,67) dan mencapai puncaknya pada bulan Februari, Maret, dan Oktober (0,78). Dalam hukum radiasi matahari:

1. Nilai Zenit Rendah (Juni): Menunjukkan sudut datang sinar matahari yang lebih miring atau menjauhi garis tegak lurus (titik zenit). Dampak hal tersebut, energi matahari harus melewati lapisan atmosfer yang lebih tebal dan tersebar ke area permukaan yang lebih luas, sehingga menurunkan fluks energi dalam meter persegi (W/m^2).
2. Nilai Zenit Tinggi (Januari & Desember): Menandakan posisi matahari berada lebih tegak lurus dengan permukaan pengamatan. Hal ini meminimalkan pelemahan radiasi oleh atmosfer dan memusatkan energi pada area yang lebih sempit, sehingga menghasilkan nilai Sunlight yang maksimal.

Gambar 1 Grafik Peak Sun Hours (Avg PSH) Provinsi NTT Tahun 2025



Dalam gambar 1 menyajikan data rata-rata Peak Sun Hours (Avg PSH) bulanan sepanjang tahun 2025. Dalam pemodelan energi surya, PSH merupakan parameter krusial yang merepresentasikan jumlah jam per hari di mana intensitas radiasi matahari mencapai nilai standar 1.000 W/m^2 . Secara fisis, grafik ini menunjukkan pola distribusi energi surya tahunan yang berfluktuasi dengan pola berbentuk kurva cekung (U-shaped curve), yang sangat berkaitan erat dengan data intensitas radiasi matahari sebelumnya.

Analisis Fluktuasi Nilai PSH

Berdasarkan visualisasi data, durasi PSH tertinggi terkonsentrasi pada awal dan akhir tahun 2025. Nilai tertinggi dicapai pada bulan Januari dengan 10,89 jam, selanjutnya bulan Februari 10,87 jam dan Desember 10,82 jam. Memasuki bulan Maret, nilai PSH mengalami penurunan linier yang signifikan hingga mencapai titik terendah pada bulan Juni sebesar 8,29 jam. Setelah melewati bulan Juni, tren berbalik arah di mana nilai PSH mengalami pemulihan bertahap secara konsisten setiap bulannya

hingga kembali ke angka 10,82 jam di bulan Desember.

Secara ilmiah, variasi nilai PSH ini berbanding lurus dengan parameter Avg Sunlight (W/m^2) dan sudut zenit yang telah dibahas sebelumnya. Fenomena ini dapat dijelaskan melalui mekanisme perpindahan energi atmosfer:

1. Periode Puncak (Januari, Februari, Desember): Tingginya nilai PSH (mendekati 11 jam) dipicu oleh posisi matahari yang berada pada sudut datang optimal (nilai indeks zenit tinggi). Ketika matahari berada dekat dengan posisi tegak lurus terhadap permukaan bumi, ketebalan atmosfer efektif yang harus ditembus oleh foton matahari berada pada tingkat minimum. Hal ini meminimalkan efek hamburan (scattering) dan penyerapan (absorption) oleh partikel gas maupun uap air di atmosfer, sehingga akumulasi energi harian yang mencapai standar 1.000 W/m^2 dapat berlangsung lebih lama.
2. Periode Minimum (Mei, Juni, Juli): Penurunan PSH hingga menyentuh angka 8,29 jam pada bulan Juni berkorelasi langsung dengan penurunan Avg Sunlight ke titik terendahnya ($345,35 \text{ W/m}^2$). Rendahnya sudut zenit pada periode ini menyebabkan lintasan sinar matahari menembus atmosfer menjadi lebih panjang, memicu pelemahan energi (attenuation) yang lebih besar, sehingga durasi efektif permukaan bumi menerima fluks radiasi intensitas tinggi menjadi jauh lebih pendek.

Implikasi Teknis untuk Sistem Fotovoltaik (PV)

Dari perspektif rekayasa energi terbarukan, data PSH ini memberikan gambaran langsung mengenai potensi output daya dari sistem pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) di wilayah tersebut untuk tahun 2025. Meskipun terjadi penurunan di pertengahan tahun, wilayah ini mempertahankan potensi PSH harian yang sangat tinggi sepanjang tahun (berada di atas 8 jam/hari). Karakteristik ini mengindikasikan ketersediaan sumber daya energi surya yang melimpah dan stabil, yang sangat ideal untuk perancangan kapasitas sistem penyimpanan energi (battery) serta penentuan dimensi array panel surya guna menjamin kontinuitas suplai daya tahunan.

Kapasitas PLTS Yang Dapat Dikembangkan

Potensi pengembangan PLTS di Provinsi Nusa Tenggara Timur ditentukan berdasarkan luas penggunaan lahan yang secara teknis, lingkungan, dan tata ruang memungkinkan untuk dimanfaatkan sebagai lokasi pembangunan pembangkit. Tidak seluruh jenis penggunaan lahan dapat dikembangkan menjadi PLTS karena harus mempertimbangkan aspek konservasi, kawasan lindung, permukiman, badan air, serta lahan produktif pertanian.

Tabel 2 Penggunaan Lahan di Provinsi NTT

No	Penggunaan Lahan	NTT (km ²)
1	Hutan	8.320,35
2	Industri	3,78
3	Kebun	5.559,48
4	Padang rumput	23.549,47
5	Perairan Darat	103,71
6	Perkebunan	-
7	Permukiman	418,44
8	Persawahan	1.555,17
9	Pertambangan	-
10	Pertanian Lahan Kering Semusim	5.013,35
11	Sungai/Danau/Situ	151,65
12	Tanah Terbuka	1.774,66
13	Belum dikategorikan	2,33
Jumlah		46.452,39

Keterangan : Sumber data (BPN 2020)

Berdasarkan Tabel 2. setiap kategori penggunaan lahan dievaluasi untuk menentukan tingkat kesesuaiannya terhadap pembangunan PLTS. Lahan seperti semak belukar, tanah terbuka, padang rumput, lahan tidak produktif, dan kawasan bekas tambang umumnya memiliki tingkat kesesuaian yang tinggi, sedangkan kawasan hutan lindung, taman nasional, sawah produktif, dan kawasan permukiman tidak direkomendasikan. Berdasarkan asumsi tersebut, estimasi kapasitas PLTS kemudian dapat dihitung menggunakan asumsi kebutuhan lahan sebagai berikut:

1 MWp PLTS memerlukan lahan sekitar ±1,2 hektare atau setara dengan ±70 MWp/km²

Nilai tersebut merupakan nilai konservatif yang umum digunakan. Dengan demikian, kapasitas PLTS teoritis dapat dihitung menggunakan persamaan:

$$\text{Kapasitas PLTS (MWp)} = \text{Luas Lahan Potensial (km}^2\text{)} \times 70 \text{ MWp/km}^2$$

Secara kapasitas teknis, lahan tersebut hanya dapat direalisasikan kisaran 10–30% dari potensi teoritis, dengan mempertimbangkan faktor pembatas kemiringan lahan, aksesibilitas, jaringan transmisi, kepemilikan lahan, tata ruang, kawasan konservasi, dan aspek sosial.

Berdasarkan data NASA, Provinsi Nusa Tenggara Timur yang memiliki Global Horizontal Irradiance (GHI) sekitar ± 413 W/m² pada tahun 2025 (NASA), lahan yang memenuhi kriteria tersebut memiliki prospek yang sangat baik untuk dikembangkan sebagai PLTS skala utilitas maupun PLTS terapung dan PLTS tersebar. Pemanfaatan lahan potensial ini diharapkan dapat mendukung pencapaian target bauran energi nasional, meningkatkan rasio elektrifikasi, serta memperkuat ketahanan energi di wilayah kepulauan.

Kebutuhan Investasi

Investasi pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) di Provinsi Nusa Tenggara Timur dilakukan berdasarkan potensi sumber daya surya pada setiap kabupaten yang dikelompokkan ke dalam empat klaster, yaitu Timor, Flores, Sumba, dan Kepulauan. Penentuan prioritas investasi mempertimbangkan tiga parameter utama, yaitu luas wilayah yang tersedia, Average Sunlight (W/m^2) sebagai indikator intensitas radiasi matahari, serta Total Daily Average Sunlight yang menunjukkan potensi produksi energi harian.

Semakin tinggi nilai intensitas radiasi matahari dan semakin luas lahan yang layak dikembangkan, maka semakin besar peluang investasi yang dapat direalisasikan karena menghasilkan faktor kapasitas (capacity factor) yang lebih tinggi, biaya produksi listrik (Levelized Cost of Energy/LCOE) yang lebih rendah, serta tingkat pengembalian investasi (Internal Rate of Return/IRR) yang lebih menarik.

Sebagai acuan dalam penyusunan master plan, kebutuhan investasi dapat menggunakan asumsi biaya pembangunan PLTS utilitas sebagai berikut:

Tabel 3 Asumsi Investasi

Parameter	Nilai Aktif	Unit	Catatan
Project Capacity	100	MWp	Scenario 100 MWp;
Average Radiation	413	W/m^2	Moderate = 413 W/m^2 (NASA)
Reference Radiation	413	W/m^2	Reference for proportional energy adjustment.
Base Specific Yield	2000	MWh/MWp-year	2,000 interpreted per MWp-year.
CAPEX	\$1.000.000	USD/MWp	Moderate = USD 1,000,000/MWp.
Kurs Dollar Rate	18.500	IDR/USD	Moderate = Rp18,500/USD.
Available Land	4645	km^2	Estimate Land Area Available.
Land Use Intensity	2	ha/MWp	Screening-level land density.
Project Life	20	years	Operating life.
Construction Start	01-Jan-2027	date	Starting date.
Construction Duration	18	months	18 months.
Module Degradation	0,5%	%/year	Moderate = 0.5%/year.
Plant Availability	98,0%	%	Net energy adjustment.
PPA Tariff	\$0,0750	USD/kWh	Estimate PPA.
PPA Escalation	1,5%	%/year	Annual nominal escalation.
OPEX	1,5%	% of initial CAPEX/year	Year-1 operating cost.
OPEX Escalation	3,0%	%/year	Nominal escalation.
WACC	11,0%	%	Discount rate for project NPV.
Debt Share	70,0%	% of CAPEX	Construction funding share.
Debt Interest Rate	9,5%	%/year	Nominal rate.
Debt Tenor	12	years	Equal-principal amortization.
Income Tax Rate	22,0%	%	Illustrative corporate tax.
Depreciation Period	20	years	Straight-line depreciation.
Minimum DSCR Covenant	1,20x	x	Dashboard reference threshold.

Tabel 4 Skenario Capex

Komponen	% CAPEX	CAPEX (USD)	CAPEX (IDR)	USD/MWp
PV Modules	35,0%	\$35.000.000	647.500.000.000	\$350.000
Inverters	8,0%	\$8.000.000	148.000.000.000	\$80.000
DC/AC Balance of System	15,0%	\$15.000.000	277.500.000.000	\$150.000
Civil & Site Preparation	10,0%	\$10.000.000	185.000.000.000	\$100.000
Grid Interconnection	12,0%	\$12.000.000	222.000.000.000	\$120.000
Engineering & EPC Management	8,0%	\$8.000.000	148.000.000.000	\$80.000
Development & Permits	4,0%	\$4.000.000	74.000.000.000	\$40.000
Contingency	8,0%	\$8.000.000	148.000.000.000	\$80.000
Total CAPEX	100,0%	\$100.000.000	1.850.000.000.000	\$1.000.000

Tabel 5 Skenario Opex 20 Tahun

Komponen	Year1	Year2	Year3	Year4	Year5	Year6	Year7	Year8	Year9	Year10
O&M Service	11.100.000.000	11.433.000.000	11.775.990.000	12.129.269.700	12.493.147.791	12.867.942.225	13.253.980.491	13.651.599.906	14.061.147.903	14.482.982.341
Land / Security / Community	4.162.500.000	4.287.375.000	4.415.996.250	4.548.476.138	4.684.930.422	4.825.478.334	4.970.242.684	5.119.349.965	5.272.930.464	5.431.118.378
Insurance	2.775.000.000	2.858.250.000	2.943.997.500	3.032.317.425	3.123.286.948	3.216.985.556	3.313.495.123	3.412.899.977	3.515.286.976	3.620.745.585
Spare Parts	2.775.000.000	2.858.250.000	2.943.997.500	3.032.317.425	3.123.286.948	3.216.985.556	3.313.495.123	3.412.899.977	3.515.286.976	3.620.745.585
Grid & Administration	1.387.500.000	1.429.125.000	1.471.998.750	1.516.158.713	1.561.643.474	1.608.492.778	1.656.747.561	1.706.449.988	1.757.643.488	1.810.372.793
Asset Management	2.775.000.000	2.858.250.000	2.943.997.500	3.032.317.425	3.123.286.948	3.216.985.556	3.313.495.123	3.412.899.977	3.515.286.976	3.620.745.585
Other Operating Costs	2.775.000.000	2.858.250.000	2.943.997.500	3.032.317.425	3.123.286.948	3.216.985.556	3.313.495.123	3.412.899.977	3.515.286.976	3.620.745.585
Total OPEX	27.750.000.000	28.582.500.000	29.439.975.000	30.323.174.250	31.232.869.478	32.169.855.562	33.134.951.229	34.128.999.766	35.152.869.759	36.207.455.851
Komponen	Year11	Year12	Year13	Year14	Year15	Year16	Year17	Year18	Year19	Year20
O&M Service	14.917.471.811	15.364.995.965	15.825.945.844	16.300.724.219	16.789.745.946	17.293.438.324	17.812.241.474	18.346.608.718	18.897.006.980	19.463.917.189
Land / Security / Community	5.594.051.929	5.761.873.487	5.934.729.691	6.112.771.582	6.296.154.730	6.485.039.372	6.679.590.553	6.879.978.269	7.086.377.617	7.298.968.946
Insurance	3.729.367.953	3.841.248.991	3.956.486.461	4.075.181.055	4.197.436.486	4.323.359.581	4.453.060.368	4.586.652.180	4.724.251.745	4.865.979.297
Spare Parts	3.729.367.953	3.841.248.991	3.956.486.461	4.075.181.055	4.197.436.486	4.323.359.581	4.453.060.368	4.586.652.180	4.724.251.745	4.865.979.297
Grid & Administration	1.864.683.976	1.920.624.496	1.978.243.230	2.037.590.527	2.098.718.243	2.161.679.791	2.226.530.184	2.293.326.090	2.362.125.872	2.432.989.649
Asset Management	3.729.367.953	3.841.248.991	3.956.486.461	4.075.181.055	4.197.436.486	4.323.359.581	4.453.060.368	4.586.652.180	4.724.251.745	4.865.979.297
Other Operating Costs	3.729.367.953	3.841.248.991	3.956.486.461	4.075.181.055	4.197.436.486	4.323.359.581	4.453.060.368	4.586.652.180	4.724.251.745	4.865.979.297
Total OPEX	37.293.679.527	38.412.489.913	39.564.864.610	40.751.810.548	41.974.364.865	43.233.595.811	44.530.603.685	45.866.521.796	47.242.517.449	48.659.792.973

Tabel 6 Skenario Investasi

Parameter	Optimistis	Moderat	Konservatif
Project Capacity	100	100	100
Average Radiation	435	413	390
Reference Radiation	413	413	413
Base Specific Yield	2000	2000	2000
CAPEX	\$900.000	\$1.000.000	\$1.100.000
FX Rate	17.000	18.500	20.000
Available Land	4645	4645	4645
Land Use Intensity	1,8	2	2,2
Project Life	20	20	20
Construction Start	01-Jan-2027	01-Jan-2027	01-Jan-2027
Construction Duration	18	18	18
Module Degradation	0,4%	0,5%	0,7%
Plant Availability	99,0%	98,0%	97,0%
PPA Tariff	\$0,0850	\$0,0750	\$0,0650
PPA Escalation	2,0%	1,5%	1,0%
OPEX	1,2%	1,5%	1,8%
OPEX Escalation	2,5%	3,0%	4,0%
WACC	9,0%	11,0%	13,0%
Debt Share	75,0%	70,0%	65,0%
Debt Interest Rate	8,0%	9,5%	11,0%
Debt Tenor	14	12	10
Income Tax Rate	22,0%	22,0%	22,0%
Depreciation Period	20	20	20
Minimum DSCR Covenant	1,20x	1,20x	1,20x

Tabel 7 Estimasi Revenue

Periode	Phase	CAPEX (IDR)	Gross Energy (MWp)	Net Energy (MWp)	Revenue (IDR)	OPEX (IDR)	EBITDA (IDR)	Depreciation (IDR)	EBIT (IDR)	Project Tax (IDR)	Project CF (IDR)
31-Dec-27	Constr. Y1	1.443.000.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.443.000.000.000)
30-Jun-28	Constr. Y2	407.000.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	(407.000.000.000)
30-Jun-29	Ops Year1	-	200.000,0	196.000,0	271.950.000.000	27.750.000.000	244.200.000.000	92.500.000.000	151.700.000.000	33.374.000.000	210.826.000.000
30-Jun-30	Ops Year2	-	199.000,0	195.020,0	274.649.103.750	28.582.500.000	246.066.603.750	92.500.000.000	153.566.603.750	33.784.652.825	212.281.950.925
30-Jun-31	Ops Year3	-	198.005,0	194.044,9	277.374.996.105	29.439.975.000	247.935.021.105	92.500.000.000	155.435.021.105	34.195.704.643	213.739.316.462
30-Jun-32	Ops Year4	-	197.015,0	193.074,7	280.127.942.941	30.323.174.250	249.804.768.691	92.500.000.000	157.304.768.691	34.607.049.112	215.197.719.579
30-Jun-33	Ops Year5	-	196.029,9	192.109,3	282.908.212.775	31.232.869.478	251.675.343.297	92.500.000.000	159.175.343.297	35.018.575.525	216.656.767.772
30-Jun-34	Ops Year6	-	195.049,8	191.148,8	285.716.076.787	32.169.855.562	253.546.221.225	92.500.000.000	161.046.221.225	35.430.168.669	218.116.052.555
30-Jun-35	Ops Year7	-	194.074,5	190.193,0	288.551.808.849	33.134.951.229	255.416.857.620	92.500.000.000	162.916.857.620	35.841.708.676	219.575.148.944
30-Jun-36	Ops Year8	-	193.104,1	189.242,0	291.415.685.551	34.128.999.766	257.286.685.786	92.500.000.000	164.786.685.786	36.253.070.873	221.033.614.913
30-Jun-37	Ops Year9	-	192.138,6	188.295,8	294.307.986.231	35.152.869.759	259.155.116.472	92.500.000.000	166.655.116.472	36.664.125.624	222.490.990.848
30-Jun-38	Ops Year10	-	191.177,9	187.354,4	297.228.992.994	36.207.455.851	261.021.537.143	92.500.000.000	168.521.537.143	37.074.738.171	223.946.798.971
30-Jun-39	Ops Year11	-	190.222,0	186.417,6	300.178.990.749	37.293.679.527	262.885.311.223	92.500.000.000	170.385.311.223	37.484.768.469	225.400.542.754
30-Jun-40	Ops Year12	-	189.270,9	185.485,5	303.158.267.233	38.412.489.913	264.745.777.320	92.500.000.000	172.245.777.320	37.894.071.010	226.851.706.310
30-Jun-41	Ops Year13	-	188.324,6	184.558,1	306.167.113.035	39.564.864.610	266.602.248.425	92.500.000.000	174.102.248.425	38.302.494.653	228.299.753.771
30-Jun-42	Ops Year14	-	187.382,9	183.635,3	309.205.821.632	40.751.810.548	268.454.011.083	92.500.000.000	175.954.011.083	38.709.882.438	229.744.128.645
30-Jun-43	Ops Year15	-	186.446,0	182.717,1	312.274.689.411	41.974.364.865	270.300.324.547	92.500.000.000	177.800.324.547	39.116.071.400	231.184.253.146
30-Jun-44	Ops Year16	-	185.513,8	181.803,5	315.374.015.704	43.233.595.811	272.140.419.893	92.500.000.000	179.640.419.893	39.520.892.376	232.619.527.517
30-Jun-45	Ops Year17	-	184.586,2	180.894,5	318.504.102.810	44.530.603.685	273.973.499.125	92.500.000.000	181.473.499.125	39.924.169.807	234.049.329.317
30-Jun-46	Ops Year18	-	183.663,3	179.990,0	321.665.256.030	45.866.521.796	275.798.734.235	92.500.000.000	183.298.734.235	40.325.721.532	235.473.012.703
30-Jun-47	Ops Year19	-	182.745,0	179.090,1	324.857.783.696	47.242.517.449	277.615.266.247	92.500.000.000	185.115.266.247	40.725.358.574	236.889.907.672
30-Jun-48	Ops Year20	-	181.831,3	178.194,6	328.081.997.199	48.659.792.973	279.422.204.226	92.500.000.000	186.922.204.226	41.122.884.930	238.299.319.297

Skema Investasi yang Direkomendasikan

Untuk mempercepat realisasi pengembangan PLTS di Provinsi Nusa Tenggara Timur, berikut beberapa skenario pembiayaan yang dapat diterapkan:

- Independent Power Producer (IPP) melalui Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik dengan PLN.
- Kerjasama Pemerintah dan Badan Usaha (KPBU) untuk proyek strategis dengan dukungan pemerintah.
- Investasi swasta langsung (Direct Investment) pada kawasan industri, pariwisata, dan kawasan ekonomi khusus.
- Pendanaan hijau (Green Financing) melalui green bonds, green sukuk, blended finance, dan pinjaman dari lembaga keuangan internasional.
- Pendanaan berbasis karbon (Carbon Finance) melalui perdagangan karbon atau kredit karbon untuk meningkatkan kelayakan proyek.

Skenario Roadmap Implementasi Yang Dapat Diterapkan Jangka Panjang

Roadmap pengembangan PLTS di Provinsi Nusa Tenggara Timur disusun berdasarkan pendekatan bertahap (phased development) dengan mempertimbangkan potensi radiasi matahari, luas wilayah yang tersedia, kebutuhan energi, kesiapan jaringan listrik, serta proyeksi pertumbuhan permintaan listrik di masing-masing klaster pulau. Parameter Average Sunlight (W/m^2) dan Total Daily Average Sunlight digunakan sebagai indikator utama dalam menentukan tingkat produktivitas energi surya, sedangkan luas wilayah menjadi dasar dalam menghitung kapasitas pembangkit yang dapat dikembangkan.

Tabel 8 Roadmap implemenasi PLTS di Provinsi NTT

Klaster	Kabupaten	Luas Wilayah	Average Sunlight (W/m^2)	Total Daily Average Sunlight
Timor	Kab. Kupang	5.434,76	407,38 W/m^2	136.472,90 W/m^2
	Kab. Timor Tengah Selatan	3.947,00	407,86 W/m^2	136.633,80 W/m^2
	Kab. Timor Tengah Utara	2.669,70	408,50 W/m^2	136.849,15 W/m^2
Flores	Kab. Manggarai Barat	2.397,03	409,91 W/m^2	137.318,89 W/m^2
	Kab. Ende	2.046,50	409,41 W/m^2	137.151,47 W/m^2
	Kab. Sikka	1.731,90	409,73 W/m^2	137.259,81 W/m^2
Sumba	Kab. Sumba Timur	7.000,50	408,18 W/m^2	136.740,65 W/m^2
	Kab. Sumba Barat	2.183,18	408,19 W/m^2	136.742,70 W/m^2
Kepulauan	Kab. Alor	2.864,60	410,30 W/m^2	137.451,02 W/m^2
	Kab. Lembata	1.266,00	410,07 W/m^2	137.373,33 W/m^2
	Kab. Rote Ndao	1.280,00	406,44 W/m^2	136.155,73 W/m^2
	Kab. Sabu Raijua	460,54	406,84 W/m^2	136.290,60 W/m^2

Tahap I (2026–2031): Pengembangan Prioritas Tinggi

Tahap pertama difokuskan pada kabupaten yang memiliki nilai Average Sunlight dan Total Daily Average Sunlight tertinggi serta telah terhubung dengan sistem kelistrikan utama PLN. Pada tahap ini pembangunan diarahkan pada:

- PLTS Ground Mounted skala utilitas (10–100 MWp)
- PLTS atap pada fasilitas pemerintah, industri, dan kawasan komersial
- Hybrid PLTS–Diesel untuk wilayah dengan konsumsi BBM tinggi

- Penguatan jaringan transmisi dan gardu induk

Target utama tahap ini adalah meningkatkan bauran energi terbarukan sekaligus mengurangi penggunaan pembangkit diesel.

Tahap II (2032–2037): Ekspansi Regional

Tahap kedua mencakup perluasan pembangunan menuju kabupaten dengan potensi radiasi tinggi namun memerlukan penguatan infrastruktur transmisi. Fokus pengembangan meliputi:

- PLTS skala besar (>100 MWp)
- Battery Energy Storage System (BESS)
- Smart Grid
- Interkoneksi antarwilayah
- Kawasan industri hijau berbasis energi surya

Pada tahap ini diharapkan sistem kelistrikan mulai mampu mengakomodasi penetrasi energi surya dalam porsi yang lebih besar.

Tahap III (2038–2048): Integrasi Sistem Energi Hijau

Tahap akhir merupakan optimalisasi seluruh potensi energi surya di Provinsi Nusa Tenggara Timur melalui pembangunan sistem kelistrikan yang terintegrasi. Program utama meliputi:

- Utility Scale Solar Farm
- Floating Solar PV
- Green Hydrogen
- Produksi amonia hijau
- Pusat ekspor energi hijau
- Smart Energy Management System berbasis Artificial Intelligence (AI)

Tahap ini diarahkan untuk menjadikan Provinsi Nusa Tenggara Timur sebagai salah satu pusat energi terbarukan nasional.

Prioritas Pengembangan Berdasarkan Klaster**Tabel 9 Prioritas Pengembangan Berdasarkan Klaster**

Klaster	Strategi Pengembangan
Timor	Klaster Timor merupakan prioritas pertama karena memiliki pusat beban terbesar (Kupang), infrastruktur jaringan relatif lengkap, serta potensi pengembangan PLTS skala utilitas dan kawasan industri.
Flores	Difokuskan pada sistem interkoneksi Flores serta pengembangan PLTS hybrid untuk mendukung sektor pariwisata, pertanian, dan industri lokal.

Sumba	Melanjutkan konsep <i>Pulau Ikonis Energi Terbarukan</i> melalui peningkatan kapasitas PLTS yang dipadukan dengan BESS sehingga mampu meningkatkan porsi energi terbarukan secara signifikan.
Kepulauan	Difokuskan pada PLTS hybrid dengan penyimpanan energi untuk menggantikan PLTD pada pulau-pulau kecil sehingga tercipta sistem kelistrikan yang mandiri dan andal.

KESIMPULAN

Berdasarkan simulasi investasi, pengembangan PLTS di Provinsi Nusa Tenggara Timur memiliki potensi ekonomi yang sangat menjanjikan. Tingginya intensitas radiasi matahari mendukung peningkatan produksi energi tahunan sehingga mampu menghasilkan pendapatan yang sebanding dengan investasi yang dikeluarkan. Implementasi secara bertahap memungkinkan kebutuhan investasi dapat didistribusikan sesuai fase pembangunan, sementara peningkatan Gross Energy dan Net Energy pada setiap periode menjadi dasar pertumbuhan revenue yang berkelanjutan. Dengan demikian, pengembangan PLTS di Provinsi Nusa Tenggara Timur layak menjadi salah satu prioritas investasi energi baru terbarukan untuk mendukung ketahanan energi daerah, pengurangan emisi karbon, dan pertumbuhan ekonomi jangka panjang

DAFTAR PUSTAKA

- Badan Pusat Statistik. (2025). *Provinsi Nusa Tenggara Timur dalam angka 2025*. Badan Pusat Statistik.
- Boyle, G. (2019). *Renewable energy: Power for a sustainable future (5th ed.)*. Oxford University Press.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes (4th ed.)*. John Wiley & Sons.
- Green, M. A. (2022). *Solar cells: Operating principles, technology, and system applications*. UNSW Press.
- Hikmat, M., Hati, D. P., Pratamaningsih, M. M., & Sukarman. (2022). *Kajian lahan kering berproduktivitas tinggi di Nusa Tenggara untuk pengembangan pertanian*. *Jurnal Sumberdaya Lahan*, 16(2), 119–133.
- International Electrotechnical Commission. (2021). IEC 61724-1: *Photovoltaic system performance monitoring*. IEC.
- International Energy Agency. (2024). *World energy outlook 2024*. IEA.
- International Finance Corporation. (2019). *Utility-scale solar photovoltaic power plants: A project developer's guide*. World Bank Group.
- International Renewable Energy Agency. (2023). *Renewable energy statistics 2023*. IRENA.
- International Renewable Energy Agency. (2024). *Renewable power generation costs in 2023*. IRENA.
- Kalogirou, S. A. (2020). *Solar energy engineering: Processes and systems (3rd ed.)*. Academic Press.

- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2024). *Handbook of energy and economic statistics of Indonesia 2024*. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2024). *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2 Tahun 2024 tentang Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap yang Terhubung pada Jaringan Tenaga Listrik Pemegang IUPTLU untuk Kepentingan Umum*. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2025). *Rencana usaha penyediaan tenaga listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) Tahun 2025–2034*. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Masters, G. M. (2013). *Renewable and efficient electric power systems (2nd ed.)*. John Wiley & Sons.
- National Renewable Energy Laboratory. (2023). *Best practices in photovoltaic system design and operation*. NREL.
- Nelson, J. (2003). *The physics of solar cells*. Imperial College Press.
- NASA POWER Project. (2026). *Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER) Data Access Viewer*. <https://power.larc.nasa.gov/>
- PT PLN (Persero). (2025). *Rencana usaha penyediaan tenaga listrik (RUPTL) 2025–2034*. PT PLN (Persero).
- Republik Indonesia. (2007). *Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi*. Pemerintah Republik Indonesia.
- Republik Indonesia. (2014). *Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional*. Pemerintah Republik Indonesia.
- Republik Indonesia. (2017).