Jurnal Siber Multi Disiplin (JSMD)
E-ISSN: 2987-0380
P-ISSN: 2987-0402
+62 822 1012 3600 https://research.e-siber.org siberpublisher.info@gmail.com
DOI: https://doi.org/10.38035/jsmd.v4i2
https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/

Simulasi Investasi IPP PLTS 10 MWp Di Kabupaten Sambas Provinsi Kalimantan Barat

Muhammad Aditya Riani[1].
[1]Institut Teknologi PLN, Jakarta, Indonesia, m_aditya2310054@itpln.ac.id

Corresponding Author: m_aditya2310054@itpln.ac.id[1]

Abstract: *The study aims to analyze the technical feasibility, financial feasibility, and analyze the energy efficiency and sustainability of the IPP PLTS 10 MWp investment project in Sambas Regency, West Kalimantan. The approach used involves the availability of solar irradiation as a reference for technical feasibility, the time value of money approach as a reference for financial feasibility with the NPV, IRR, MIRR, PBP, Discounted PBP, BCR/PI methods applied to two scenarios, namely, the company capital funding scenario (100% equity) and the loan scenario (70% loan: 30% equity), as well as the EROI and NEA approaches in the analysis of energy efficiency and sustainability. The results of the study indicate that the project is technically feasible with a GHI of 1684.2 kWh/m2/year, which produces a specific PV production of 1337.8 kWh/kWp/year with a PR of 79% in accordance with the provisions of IEC 61724. In the financial feasibility analysis, the loan scenario shows a better return on investment ratio with a Project NPV of 1,431,115,665, Project IRR of 10.24%, Project MIRR of 10.05%, Project PBP of 7 Years, Discounted PBP of 23 Years, and a Project BCR/PI value of 1.01. The project efficiency and sustainability analysis produces an EROI of 9.50 and an NEA of 1,220,398,551.71 MJ, which represents the achievement of efficiency and sustainability in the project.*

Keywords: *IPP PLTS, Technical Feasibility, Financial Feasibility, Energy Efficiency And Sustainability.*

Abstrak: Penelitian bertujuan untuk menganalisis kelayakan teknis, kelayakan finansial, efisiensi, dan sustainability energi pada proyek investasi IPP PLTS 10 MWp di Kabupaten Sambas, Kalimantan Barat. Pendekatan yang digunakan melibatkan ketersediaan irradiasi matahari sebagai acuan kelayakan teknis, pendekatan time value of money sebagai acuan kelayakan finansial dengan metode NPV, IRR, MIRR, PBP, Discounted PBP, BCR/PI yang diterapkan pada dua skenario yakni, skenario pendanaan capital perusahaan (100% equity) dan skenario loan (70% loan : 30% equity), serta pendekatan EROI dan NEA dalam analisis efisiensi dan sustainability energi. Hasil penelitian menunjukkan proyek layak secara teknis dengan GHI 1684,2 kWh/m²/tahun yang menghasilkan specific production PV 1337,8 kWh/kWp/tahun dengan PR 79% sesuai dengan ketentuan IEC 61724. Pada analisis kelayakan finansial, didapatkan skenario loan menunjukkan rasio pengembalian investasi yang lebih baik dengan NPV Proyek 1.431.115.665, IRR Proyek 10,24%, MIRR Proyek 10,05%, PBP Proyek 7 tahun, Discounted PBP 23 tahun, dan nilai BCR/PI Proyek 1,01. Analisis efisiensi dan

sustainability proyek menghasilkan EROI 9.50 dan NEA 1,220,398,551.71 MJ yang merepresentasikan tercapainya efisiensi dan sustainability pada proyek.

Kata Kunci: IPP PLTS, Kelayakan Teknis, Kelayakan Finansial, Efisiensi dan Sustainability Energi.

PENDAHULUAN

Indonesia telah berkomitmen untuk mengatasi perubahan iklim global ke target 1,5°C yang juga menjadi komitmen seluruh dunia dengan cara melakukan transisi ke energi ramah lingkungan (IPCC, 2022). Partisipasi Indonesia melalui dukungan dengan mengeluarkan kebijakan agar di dalam negeri bisa terlaksana bauran energi terbarukan 23% pada tahun 2025 (Maulidia et al., 2019). Dalam kondisi eksisting, Indonesia telah berpartisipasi sebesar 14,4% energi terbarukan dari total pasokan energi di Indonesia (International Renewable Energy Agency, 2022). Besarnya penggunaan energi fosil disebabkan oleh tingginya tingkat ketergantungan pada bahan bakar fosil (Raza et al., 2023). Indonesia juga berkomitmen untuk pengurangan emisi sebesar 29% pada tahun 2030 yang setara dengan 834.000.000 tCO2e tanpa syarat dan 41% bersyarat, yakni dengan bantuan luar negeri (ENDC Pemerintah Republik Indonesia, 2022).

Dalam pelaksanaan transisi energi di Indonesia, terdapat berbagai macam pilihan energi terbarukan, salah satunya adalah energi surya yang merupakan salah satu solusi untuk mengurangi penggunaan energi fosil untuk memproduksi listrik yang berkelanjutan (Phani Kumar et al., 2024). Panel surya dapat digunakan untuk mencukupi kebutuhan energi listrik di berbagai level kebutuhan mulai dari kapasitas kecil hingga besar (Mulyani et al., 2024). Energi surya hadir sebagai salah satu sumber daya yang paling efisien dan kompetitif di sektor renewable energy (Jain et al., 2020). RUEN menyatakan bahwa energi surya di Indonesia memiliki potensi 207.898 MW dengan intensitas rata-rata 4,8 kWh/m2/hari (Peraturan Presiden RI, 2017). Walaupun sumber energi surya tergolong energi intermiten (Samsurizal et al., 2021), Indonesia tetap memasukkan energi surya salah satunya dari beberapa sumber energi, dengan target penyediaan dari 2021 hingga 2030 sebesar 4.680 MW (Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2021).

Provinsi Kalimantan Barat di Indonesia merupakan salah satu daerah yang masih memiliki potensi besar dalam pemanfaatan lahan untuk pengembangan PLTS, yakni sebesar 93% dari luas lahan 49.859 km² dapat digunakan untuk memproduksi energi tahunan dengan estimasi lebih tinggi dari 180 GWh/km² (Sunarso et al., 2020). Penerapan energi terbarukan saat ini telah didukung data yang cukup akurat untuk memberikan informasi rinci terkait iradiasi matahari dengan dibangunnya jaringan database pemetaan potensi sumber daya energi baru dan terbarukan di seluruh negara (Moharram et al., 2022). Berdasarkan RUEN, kapasitas pengembangan PLTS di Kalimantan Barat diproyeksikan sebesar 366,4 MW dari keseluruhan suplai energi sebesar 1.081 GW di wilayah Kalimantan pada tahun 2025 (Peraturan Presiden RI, 2017). Menurut Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia (2021), di Kalimantan Barat saat ini diimpor listrik 230 MW dari Sarawak dengan pembagian operasi 100 MW saat beban dasar dan tambahan 130 MW saat beban puncak yang disalurkan melalui sistem Interkoneksi 150 kV Khatulistiwa. Selain itu, adanya peluang untuk melakukan investasi dengan adanya kuota pengembangan IPP PLTS sebesar 80 MW untuk mencapai target RUEN dan memenuhi kuota RUPTL (Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2021).

Nilai iradiasi matahari di Kalimantan Barat yakni sebesar 1337,8 kWh/kWp dengan DNI 987,6 kWh/m2 diikuti dengan temperatur udara 22,9°C yang didapatkan dari situs solarglobalatlas.com. Dengan bergantungnya output energi listrik yang dihasilkan PLTS dari tingkat iradiasi, maka diperlukan nilai GHI jangka panjang untuk memastikan keandalan sistem

PLTS (Ouchani et al., 2021). Dipilih sistem PLTS Ground Mounted pada penelitian yang merupakan sistem PLTS paling murah dari segi biaya dengan potensi energi yang dihasilkan dapat mencapai 10 kali lebih besar dari energi yang dihasilkan PLTB (Peña Sánchez et al., 2021). Adanya ketersediaan lahan peneliti sebesar 30 Hektar menjadi kekuatan dari dilakukannya investasi pembangkit dengan rencana lokasi pada Desa Buduk Sempadang, Kabupaten Sambas, Provinsi Kalimantan Barat yang dapat membantu mengatasi tantangan legalitas lahan dan mobilitas komponen sistem PLTS (Ünsal et al., 2024). Selanjutnya, perlu diteliti kelayakan lokasi rencana proyek untuk menghasilkan produksi energi listrik yang tinggi dengan ketepatan pemilihan lokasi (Katongole et al., 2024), dan kelayakan finansial proyek dengan pendekatan NPV, IRR, MIRR, PBP, DPP, BCR/PI (Đukan et al., 2024).

Menurut (Langer et al., 2023), dalam penelitiannya mengenai potensi investasi PV yang bankable di Kalimantan Barat dapat dicapai dengan feed in tariff lebih tinggi dari 11,5 cents USD (2021)/kWh dengan LCOE 9,4-11,4 cents USD(2021)/kWh akan menghasilkan nilai IRR 9,5-14,2%, NPV 0-330 cents USD(2021)/kWp dengan potensi lahan tersedia di Kalimantan Barat mencapai 12,5%. Berdasarkan penelitian (Sunarso et al., 2020), terkait penilaian kelayakan teknis dan ekonomi PLTS di Kalimantan Barat mendapatkan biaya pembangkitan 0,05 USD/kWh. Sehingga dari penelitian yang telah dilakukan sebelumnya secara garis besar belum memperhatikan kebijakan tarif terbaru yang dikeluarkan dalam Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 dan belum mempertimbangkan aspek efisiensi energi dan sustainability. Pendekatan EROI & NEA dapat digunakan dalam mempertimbangkan efisiensi energi dan sustainability dimana nilai EROI akan berbeda tergantung jenis sistem PV yang digunakan dengan variasi nilai EROI 8,7 hingga 34,2 (Bhandari et al., 2015).

Dengan pertimbangan tersebut, penulis akan melakukan penelitian Simulasi Investasi IPP PLTS 10 MWp di Kabupaten Sambas, Provinsi Kalimantan Barat sebagai bentuk dukungan terhadap transisi energi di Indonesia dengan rencana mengembangkan PLTS 10 MWp di lokasi lahan yang sudah tersedia untuk berkontribusi mencapai Net Zero Emission di tahun 2060 (International Energy Agency, 2022). Penelitian penulis juga dapat berkontribusi dalam program astacita dibidang swasembada energi yang sejalan dengan kepemimpinan Presiden Republik Indonesia ke-8 (Subianto Djojohadikusumo & Rakabuming Raka, 2023).

METODE

Penelitian yang dilakukan dengan pendekatan berbasis simulasi untuk mengevaluasi kelayakan teknis, finansial, efisiensi, dan sustainability pada proyek investasi PLTS 10 MWp di Kabupaten Sambas, Kalimantan Barat. Penelitian disusun menjadi empat fase utama: pengumpulan data, analisis teknis, analisis finansial, analisis efisiensi dan sustainability. Dalam analisis finansial dibagi menjadi dua skenario, yakni skenario dengan pendanaan loan (equity perusahaan 30% dan loan 70%), dan kedua dengan pendanaan capital perusahaan 100%.

Pengumpulan Data

Lokasi PLTS 10 MWp direncanakan berada di:

- Luas Lahan : 30 Hektar
- Lahan Digunakan : 11 Hektar
- Desa : Buduk Sempadang
- Kecamatan : Selakau Timur
- Kabupaten : Sambas
- Provinsi : Kalimantan Barat
- Titik Koordinat : 01.050869°, 109.148733°



Sumber: Google Earth, Pengolahan data

Gambar 1. Peta pemanfaatan lahan terhadap luasan lahan total

Berdasarkan data sekunder iradiasi matahari yang digunakan, dan didapatkan melalui http://solarglobalatlas.com, nilai *Global Horizontal Irradiation* (GHI) 1684,2 kWh/m2/tahun. Dengan mempertimbangkan *performance ratio* (PR) dari sistem PLTS sebesar 79% menghasilkan *specific production* 1337,8 kWh/kWp/tahun dan sudah memenuhi kriteria standar IEC 61724 (IEC, 2021). Digunakan nilai GHI karena sangat cocok terhadap jenis sistem PLTS yang akan dibangun yakni PLTS *fixed tilt* dan sudah mempertimbangkan nilai *Diffuse Horizontal Irradiance* (DNI).

Tabel 1. Informasi Teknis IPP PLTS

Item	Nominal	Satuan
Global Horizontal Irradiation	1684.2	kWh/m2/tahun
Specific Production	1337.8	kWh/kWp/tahun
Performance Ratio (PR)	79	%
PV Size	550	Wp
PV Capacity	10,000	kWp
Number of PV	18,182	Unit
Capacity Factor	15%	
PV Yearly Degradation	0.040%	/tahun
PV Project Duration	30	Tahun
Electricity Generated 10 MW – year 1	13,378,000	kWh/tahun

Item	Nominal	Satuan
Total Electricity Generated 10 MW	378,908,331	kWh/30 tahun

Sumber: www.solarglobalatlas.com

Tabel 2. Ringkasan biaya IPP PLTS

Item	Nominal	Satuan
Kurs 1 USD Rate in Rupiah	16,000	Rupiah
Capex	727	USD/kWp
	11,636,160	Rp/kWp
Opex	12.71	USD/kWp/tahun
	203,360	Rupiah/kWp/tahun
Asuransi	0.1%	/tahun
Tingkat Inflasi	5.47%	/tahun
Suku Bunga	10.00%	/tahun
Pajak	11.00%	/tahun
Harga Jual Listrik ke PLN (tahun ke-1 s.d ke-10)	9.086	Cents USD/kWh
	1,453.76	Rupiah/kWh
Harga Jual Listrik ke PLN (tahun ke-11 s.d ke-30)	4.96	Cents USD/kWh
	793.60	Rupiah/kWh

Sumber: www.bi.go.id, (Pemerintah Republik Indonesia, 2022)

Analisis kelayakan finansial sistem IPP PLTS 10 MWp

Analisis finansial merupakan studi yang dilakukan untuk mengevaluasi suatu proyek maupun investasi dan memperkirakan modal yang dibutuhkan dalam pendanaannya. Dalam menentukan investasi yang sebaiknya dilakukan perusahaan, diperlukan membuat *capital budgeting* untuk meninjau kelayakan suatu proyek atau investasi.

Capital budgeting

Dalam melakukan kajian kelayakan finansial, pertama-tama perlunya untuk menghitung *capital expenditure* (*capex*) yang dibutuhkan untuk pengadaan sistem pembangkit yang dibutuhkan. Menurut (Ryna Kalungan et al., 2017) *capex* merupakan pengeluaran uang yang dilakukan secara berkala untuk kepentingan belanja saat awal investasi dilakukan yakni pada tahun ke-0. Apabila pada investasi tersebut memiliki nilai sisa, hal ini dapat menjadi *cash-in* pada tahun terakhir masa proyek *(salvage value)*.

Selanjutnya, *Operational expenditure* (*opex*) merupakan biaya yang dikeluarkan perusahaan untuk keperluan menjalankan operasional yang berulang di tiap periodenya dan memiliki manfaat lebih dari satu tahun atau sepanjang masa proyek atau bisnis yang dijalankan. Ada dua kategori biaya, yakni *fixed cost* yang terdiri dari biaya sewa lahan, penggantian mesin & peralatan, bunga, pajak, asuransi, depresiasi dan *variable cost* yang terdiri dari biaya bahan bakar, gaji karyawan produksi, biaya pemeliharaan dan perbaikan (Gatti, 2024).

Discounted cash flow (DCF)

Discount rate menjadi penting karena dapat membantu dalam mengambil keputusan investasi dan membantu untuk membandingkan berbagai alternatif investasi atau berbagai alternatif *financing*. Adapun sebagai acuan dalam perhitungan *discount rate* dapat digunakan nilai suku bunga (*interest*), nilai WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), nilai inflasi, MARR (*Minimum Acceptable Rate of Return*). Adapun perbedaan yang mendasar antara *discount rate* maupun *dicount factor* yakni pengkalian dan pembagian dimana pada *discount rate* nilai arus kas akan dibagi dengan *discount rate* $(1+Discount\ Rate)^{n/-n}$, sedangkan pada *discount factor* nilai arus kas akan dikali dengan *discount factor.*

$$DF = \frac{1}{(1+Discount\ Rate)^n} \quad (1)$$

dengan:

DF = *Discount Factor*
N = Nilai Tahun ke-
Discount Rate = Tingkat bunga/diskonto (*Interest*, WACC, MARR, nilai inflasi)

Menurut (Titman et al., 2020), *Net Present Value (NPV)* merupakan salah satu metode untuk dilakukan pendekatan penilaian kelayakan investasi yang diartikan sebagai selisih antara *cash out* dan *cash in* dari akumulasi *cash flow* periode tertentu suatu proyek yang telah di diskontokan *(present value)* pada masa ini dari nilai masa yang akan datang dengan menggunakan nilai *discount rate* dari *cost of capital*. Dengan didapatnya nilai NPV maka dapat merepresentasikan nilai tambah atau keuntungan yang dihasilkan dari investasi pada saat ini. Adapun kriteria untuk melihat kelayakan investasi dari metode NPV:

- NPV > 0 : proyek dapat dilanjutkan (layak)
- NPV < 0 : proyek tidak dapat dilanjutkan (tidak layak)
- NPV = 0 : proyek tidak untung & tidak rugi

$$NPV = \text{Cash Flow Year 0} + \frac{Cash\ Flow\ Year\ 1}{(1+Discount\ Rate)^1} + \cdots + \frac{Cash\ Flow\ Year\ n}{(1+Discount\ Rate)^n} \quad (2)$$

dengan:

NPV = *Net Present Value*
Cash Flow Year 0 = Arus Kas Tahun ke-0
Cash Flow Year 1 = Arus Kas Tahun ke-1
Cash Flow Year n = Arus Kas Tahun ke-n (selanjutnya)
Discount Rate = *Discount Rate*

Internal Rate of Return (IRR) menjadi salah satu metode penilaian kelayakan investasi. IRR yang merupakan indikator dari efisiensi suatu proyek atau investasi, dapat dilakukan penilaian dengan kriteria sebagai berikut, jika nilai IRR yang dihasilkan suatu proyek atau investasi lebih besar dari suku bunga bank, reksadana, sukuk, obligasi, maka proyek tersebut dapat dilanjutkan atau dalam artian dari proyek atau investasi tersebut besar pengembalian yang didapat lebih besar dari investasi di deposito, obligasi, reksadana maupun sukuk (Titman et al., 2020).

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{Cash\ Flow\ Year\ t}{(1+IRR)^t} \quad (3)$$

dengan:

CF Year t = Arus kas periode t
t = Periode waktu (tahun atau bulan)
n = Total periode proyek
IRR = *Internal Rate of Return*

MIRR menjadi pendekatan evaluasi kelayakan proyek yang lebih akurat dalam menentukan tingkat profit yang nyata dan sering digunakan sebagai pelengkap dari metode

IRR sehingga dapat menghasilkan analisis yang lebih menyeluruh dengan acuan penilaian kriteria yang sama dengan metode IRR (Titman et al., 2020).

$$MIRR = \sqrt[n]{\frac{FV\ positif}{PV\ negatif}} - 1 \quad (4)$$

dengan:

MIRR	= *Modified Internal Rate of Return*
FV Positif	= Nilai jumlah akhir pemasukan proyek dari *inflows*
PV Negatif	= *Present Value* dari *outflows*
n	= Jumlah periode investasi

Payback Period atau periode pengembalian merupakan jumlah tahun yang dibutuhkan untuk mengembalikan kas awal *capex* yang telah digunakan pada saat awal melakukan investasi. Selain itu, dengan *payback period* juga dapat diukur seberapa cepat proyek mengembalikan *capex* (Titman et al., 2020). *Discounted Payback Period* (DPP) merupakan salah satu metode analisis seperti PBP, akan tetapi nilai *cash flow* yang dianalisis sudah mempertimbangkan *time value of money* sehingga dapat merepresentasikan gambaran yang lebih realistis tingkat pengembalian investasi pada proyek.

$$PBP = \frac{\text{capex}}{\text{EBITDA}} \quad (5)$$

dengan:

Capex	= *Capital expenditure (Rp)*
EBITDA	= *Earning before interest tax depreciation amortization*

Benefit Cost Rasio (BCR) juga menjadi salah satu metode penilaian kelayakan investasi, metode BCR dapat dilakukan pengambilan keputusan dengan kriteria, jika nilai B/C ≥ 1 maka proyek layak dijalankan, jika tidak memenuhi kriteria tersebut maka proyek tidak layak untuk dijalankan (Mishra & Soota, 2005).

$$BCR = \frac{\text{NTM}}{\text{NTB}} \quad (6)$$

dengan:

NTM	= Nilai Tahunan Manfaat
NTB	= Nilai Tahunan Biaya
O&M	= Biaya Tahunan Operasional dan *Maintenance*
CR	= Pemulihan Biaya Modal

LCC, LGC, LCOE

Life Cycle Cost (LCC) atau *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA) dapat membantu untuk membandingkan biaya antara suatu sistem dengan sistem yang lainnya (Wessels & Sillivant, 2015).

$$LCC = Capex + \sum_{t=1}^{n} \frac{Opex\ t}{(1+r)^t} \quad (7)$$

dengan:

LCC	= *Life cycle cost*
Capex	= *Capital expenditure (Rp)*
$Opex_t$	= *Operating expenditure* tahun ke-t (Rp)
n	= umur proyek
t	= tahun tertentu dalam masa proyek
r	= *Discount Rate* (%)

Life Generation Cost (LGC) digunakan untuk menghitung biaya produksi energi dan dibandingkan dengan sistem pembangkit lainnya dan mencakup beberapa item biaya yang diperhitungkan, seperti *capex*, *opex,* dan energi listrik yang dihasilkan dari sistem pembangkit

tersebut, tetapi didalam perhitungannya, LGC belum mempertimbangkan *time value of money (El-Shimy, 2012)*.

$$LGC = \frac{lifetime\ costs\ \ (Rp)}{lifetime\ energy\ output\ (kWh)} \quad (8)$$

dengan:

LGC = *Life Generation Cost* (Rp/kWh)
Lifetime cost = *Capex* + *Opex* (Rp)
Lifetime energy output = electricity *generation* (kWh)

Levelized Cost of Electricity (LCOE) dihitung dengan memperhitungkan semua biaya yang sudah memperhitungkan *time value of money* seperti biaya *capex*, biaya *opex*, *fuel cost* (jika ada) dibagi dengan total energi listrik yang dihasilkan selama masa operasi yang sudah didiskontokan (El-Shimy, 2012).

$$LCOE = \frac{discounted\ lifetime\ costs\ \ (Rp)}{discounted\ lifetime\ energy\ output\ (kWh)} \quad (9)$$

dengan:

LCOE = *Levelized Cost of Electricity* (Rp/kWh)
Discounted lifetime cost = *Discounted Capex* + *Opex* (Rp)
Discounted lifetime energy output = *Discounted electricity generation* (kWh)

Analisis kelayakan efisiensi energi dan *sustainability* sistem IPP PLTS 10 MWp

EROI & NEA

Mengukur banyaknya energi yang didapat dari sumber energi yang dibandingkan terhadap energi yang diinvestasikan sumber energi tersebut merupakan pengertian dari *Energy Return on Investment* (EROI) (Murphy et al., 2022). Menurut (A. Prieto & A.S. Hall, 2017) EROI banyak digunakan dalam mengevaluasi efisiensi sumber energi baik energi terbarukan maupun energi fosil.

$$EROI = \frac{Total\ energi\ yang\ dihasilkan}{Energi\ yang\ diinvestasikan\ untuk\ menghasilkan\ energi\ tersebut} \quad (10)$$

Menurut (Leccisi et al., 2016), *Net Energy Analysis* (NEA) mengukur banyaknya energi bersih yang dihasilkan dari suatu proyek energi, dimana merupakan selisih antara energi yang dihasilkan dengan energi yang diinvestasikan

$$NEA = energi\ yang\ dihasilkan - energi\ yang\ diinvestasikan \quad (11)$$

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis finansial sistem IPP PLTS 10 MWp

Capital budgeting

Biaya *capex* yang diestimasikan terdiri dari pematangan lahan, studi, sistem PLTS On Grid Ground Mounted, dan dana tak terduga. Berdasarkan (INDODEPP, 2024), diambil asumsi biaya investasi sistem PLTS 670 USD/kWp. Biaya pematangan lahan didapatkan berdasarkan hasil wawancara dengan kontraktor sipil sekaligus developer properti residensial di Kalimantan Barat dengan biaya 49,000 Rupiah/m2 yang terdiri dari *land clearing, cut and fill*, dan pemadatan lahan. Biaya studi diasumsikan mencakup studi topografi, studi *soil test*, studi interkoneksi, studi kelayakan finansial, studi amdal, UKL-UPL & RPKH, dan studi DED.

Tabel 3. Biaya capex IPP PLTS

Item	Kuantiti	Harga Total (Rp)
Pematangan Lahan	120,000 m2	5,880,000,000
Studi	Ls	1,000,000,000

Sistem PLTS On Grid	10,000 kWp	107,200,000,000
Contingency	Ls	2,281,600,000
Total		116,361,600,000

Sumber: Hasil analisis

Item biaya *opex* terdapat *variable cost* yang terdiri dari biaya operasional dan pemeliharaan sistem PLTS dan *fixed cost* yang terdiri dari biaya *overhead* (gaji karyawan dan operasional kantor). Adapun gaji karyawan yang diasumsikan mengacu kepada Upah Minimum Kabupaten (UMK) Sambas tahun 2024 yakni sebesar Rp. 2,792,599.31 (Keputusan Gubernur Kalbar, 2022).

Tabel 4. Biaya opex IPP PLTS

Item	Kuantiti	Harga Total (Rp)
Variable Cost	Ls	0
Fixed Cost	Ls	1,723,585,659
Total (Rp)		1,723,585,659

Sumber: Hasil analisis

Fasilitas Pinjaman

Fasilitas pinjaman digunakan pada skenario pendanaan *loan* (*equity* perusahaan 30% & *loan* 70%). Acuan suku bunga yang digunakan mengacu kepada laporan yang didapatkan dari situs www.bi.go.id dengan nilai suku bunga 8,21-9,29% di tahun 2024, sehingga pada penelitian diambil asumsi 10%/tahun. Besar pinjaman yang diperlukan 70% dari biaya *capex* senilai Rp. 81,453,120,000.00.

Tabel 5. Fasilitas pinjaman

n	Sisa Hutang Pokok (Rp)	Angsuran (Rp)	Bunga (Rp)	Hutang Pokok (Rp)	Hutang Pokok Awal (Rp)
0	-	-	-	-	81,453,120,000
1	81,453,120,000	15,267,900,057	8,145,312,000	7,122,588,057	74,330,531,943
2	74,330,531,943	15,267,900,057	7,433,053,194	7,834,846,862	66,495,685,081
3	66,495,685,081	15,267,900,057	6,649,568,508	8,618,331,549	57,877,353,532
4	57,877,353,532	15,267,900,057	5,787,735,353	9,480,164,704	48,397,188,828
5	48,397,188,828	15,267,900,057	4,839,718,883	10,428,181,174	37,969,007,654
6	37,969,007,654	15,267,900,057	3,796,900,765	11,470,999,291	26,498,008,363
7	26,498,008,363	15,267,900,057	2,649,800,836	12,618,099,220	13,879,909,143
8	13,879,909,143	15,267,900,057	1,387,990,914	13,879,909,143	0
Total (Rp)		122,143,200,454	40,690,080,454	81,453,120,000	0

Sumber: Hasil analisis

Skenario Pendanaan Capital Perusahaan

Digunakan *Profit and Loss* (PNL) atau dikenal sebagai laporan laba rugi untuk menganalisis kinerja keuangan proyek dari sisi *revenue*, *cost*, dan *profit* yang dapat memberikan gambaran secara spesifik item-item yang terdapat didalam *cost*, dan item-item didalam *revenue*. Selain itu pada PNL juga memasukkan item *depreciation*, *interest*, serta *tax*.

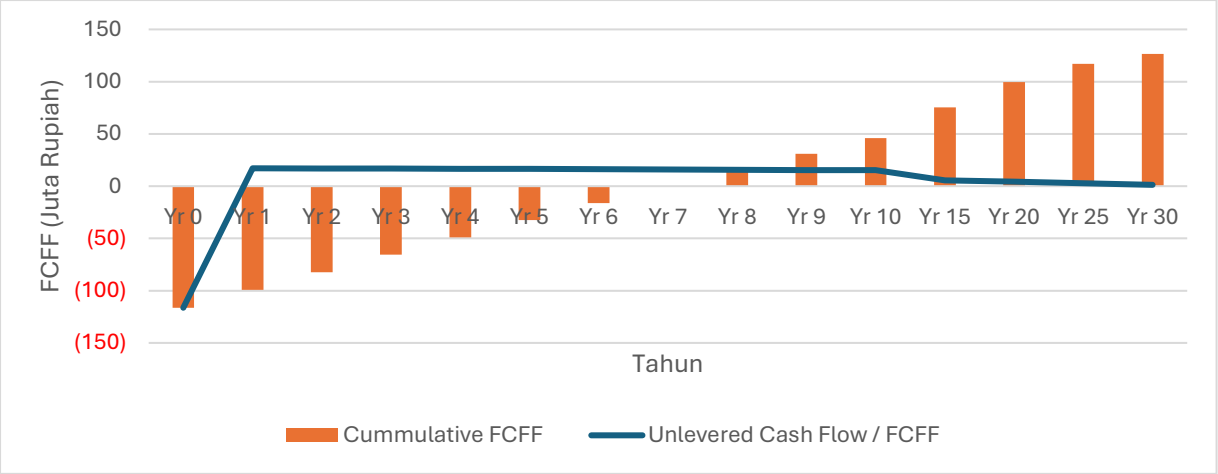
Biaya *opex* yang diterapkan sudah mempertimbangkan tingkat inflasi 5,47%/tahun dan *revenue* sudah mempertimbangkan degradasi PV 0,4%/tahun. Dengan pertimbangan tersebut dihasilkan *profit* (EAT = *earning after tax*) bernilai positif bahkan setelah dikurangi depresiasi dan pajak, dengan demikian menunjukkan performa finansial yang stabil dan menguntungkan sepanjang masa proyek yakni selama 30 tahun.

Tabel 6. PNL (rupiah) – skenario capital perusahaan

n	Revenue	Opex	EBITDA	Depresiasi	Bunga	Pajak	EAT	PV EAT
0	-	-	-116,362	-	-	-	-	-
1	19,448	2,034	17,415	11,636	-	-318	5,461	4,964
2	19,371	2,125	17,246	11,636	-	-309	5,301	4,381
3	19,293	2,221	17,072	11,636	-	-299	5,137	3,859
4	19,216	2,323	16,893	11,636	-	-289	4,968	3,393
5	19,139	2,430	16,709	11,636	-	-279	4,794	2,977
6	19,063	2,543	16,519	11,636	-	-269	4,615	2,605
7	18,986	2,662	16,324	11,636	-	-258	4,430	2,273
8	18,910	2,788	16,122	11,636	-	-493	3,993	1,863
9	18,835	2,921	15,914	11,636	-	-471	3,807	1,615
10	18,759	3,061	15,699	11,636	-	-447	3,616	1,394
11	10,200	3,208	6,991	-	-	-769	6,222	2,181
12	10,159	3,364	6,795	-	-	-747	6,048	1,927
13	10,118	3,528	6,590	-	-	-725	5,865	1,699
14	10,078	3,701	6,377	-	-	-701	5,675	1,494
15	10,037	3,884	6,154	-	-	-677	5,477	1,311
16	9,997	4,076	5,921	-	-	-651	5,270	1,147
17	9,957	4,279	5,678	-	-	-625	5,054	1,000
18	9,917	4,493	5,424	-	-	-597	4,828	868
19	9,878	4,719	5,159	-	-	-567	4,591	751
20	9,838	4,957	4,881	-	-	-537	4,344	646
21	9,799	5,209	4,590	-	-	-505	4,085	552
22	9,760	5,474	4,286	-	-	-471	3,815	469
23	9,721	5,753	3,967	-	-	-436	3,531	394
24	9,682	6,048	3,634	-	-	-400	3,234	328
25	9,643	6,359	3,284	-	-	-361	2,923	270
26	9,605	6,687	2,918	-	-	-321	2,597	218
27	9,566	7,033	2,533	-	-	-279	2,255	172
28	9,528	7,398	2,130	-	-	-234	1,896	131
29	9,490	7,782	1,707	-	-	-188	1,520	96
30	9,452	8,188	1,264	-	-	-139	1,125	64

Sumber: Hasil analisis

Catatan: Semua nilai disajikan dalam satuan juta rupiah ($\times 10^6$ Rupiah)



Sumber: Hasil analisis

Gambar 2. Cumulative FCFF vs unlevered FCFF – skenario capital perusahaan

Gambar 2 menunjukkan perbandingan antara *unlevered* FCFF (arus kas bebas tanpa leverage) dan *cumulative* FCFF (arus kas mempertimbangkan leverage) selama periode proyek 30 tahun. Pada awal proyek (tahun ke-0 hingga ke-6) *cumulative* FCFF berada pada level negatif yang mencerminkan investasi awal dan pengeluaran operasional yang belum menghasilkan arus kas bersih yang positif setelah dikurangi biaya *capex*. Namun, mulai tahun ke-7 *cumulative* FCFF mulai stabil mendekati nol, yang menunjukkan kemampuan pengembalian modal dan pada tahun ke 8 sudah tumbuh positif dan menjadi titik *payback period* sebelum didiskontokan. Analisis ini menunjukkan bahwa meskipun proyek memerlukan waktu untuk mencapai titik pengembalian biaya *capex* atau titik impas pada grafik, tetapi dalam jangka panjang proyek memiliki potensi menghasilkan keuntungan yang signifikan dan menjadikannya investasi yang layak secara finansial.

Selanjutnya, analisis kelayakan dilakukan dengan persamaan 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 untuk meninjau kelayakan investasi pada proyek IPP PLTS 10 MWp dengan skenario 100% pendanaan dari *capital* perusahaan. Berdasarkan analisis yang dilakukan dengan pendekatan *time value of money* didapatkan nilai NPV, IRR, MIRR, dan BCR/PI memenuhi kriteria sehingga dengan energi listrik yang dihasilkan 1337.8 kWh/kWp/tahun dengan tarif jual beli listrik ke PLN 9.086 cents USD/kWh memenuhi kelayakan secara finansial.

Tabel 7. Analisis kelayakan finansial – skenario capital perusahaan

Item Analisis Kelayakan	Nominal
IRR Proyek	10.03%
MIRR Proyek	10.01%
NPV	162,795,387
PBP	8 Tahun
Discounted PBP	28 Tahun
BCR/PI	1.00

Sumber: Hasil analisis

Skenario Pendanaan Loan

Pada skenario pendanaan *loan* dengan komposisi 70% *loan* : 30% *equity*, dari analisis yang telah dilakukan, didapatkan nilai *profit* (EAT) mengalami negatif atau minus dari tahun

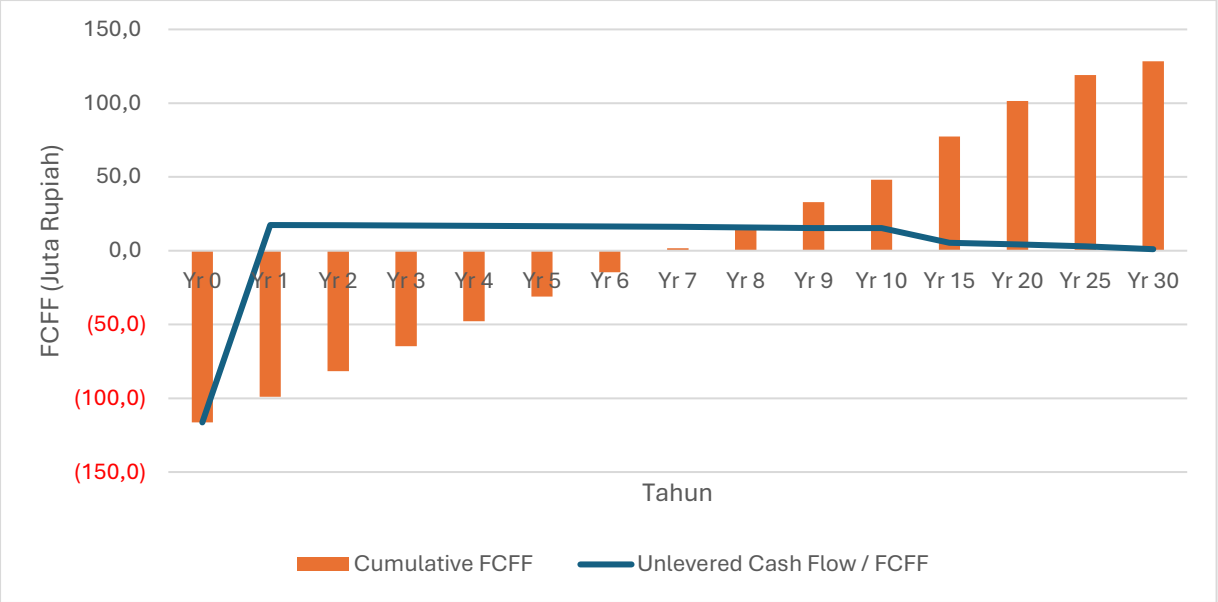
ke-1 hingga tahun ke-4. Walaupun nilai EAT minus, tetapi pada pelaksanaannya tetap bisa membayar bunga dan hutang pokok, karena pada *cash flow* nilai EAT akan dijumlahkan kembali dengan depresiasi. Dengan demikian, akibat akumulasi EAT terhadap depresiasi menunjukkan bahwa keuangan menunjukkan kinerja yang positif dimana dapat memenuhi beban biaya seluruhnya selama usia proyek.

Tabel 8. PNL (Rupiah) – skenario loan

n	Revenue	Opex	EBITDA	Depresiasi	Bunga	Pajak	EAT	PV EAT
-	-	-	-116,362	-	-	-	-	-
1	19,448	2,034	17,415	11,636	-8,145	0	-2,367	-2,152
2	19,371	2,125	17,246	11,636	-7,433	0	-1,824	-1,507
3	19,293	2,221	17,072	11,636	-6,650	0	-1,214	-912
4	19,216	2,323	16,893	11,636	-5,788	0	-531	-363
5	19,139	2,430	16,709	11,636	-4,840	-13	220	137
6	19,063	2,543	16,519	11,636	-3,797	-60	1,026	579
7	18,986	2,662	16,324	11,636	-2,650	-112	1,926	988
8	18,910	2,788	16,122	11,636	-1,388	-341	2,757	1,286
9	18,835	2,921	15,914	11,636	-	-471	3,807	1,615
10	18,759	3,061	15,699	11,636	-	-447	3,616	1,394
11	10,200	3,208	6,991	-	-	-769	6,222	2,181
12	10,159	3,364	6,795	-	-	-747	6,048	1,927
13	10,118	3,528	6,590	-	-	-725	5,865	1,699
14	10,078	3,701	6,377	-	-	-701	5,675	1,494
15	10,037	3,884	6,154	-	-	-677	5,477	1,311
16	9,997	4,076	5,921	-	-	-651	5,270	1,147
17	9,957	4,279	5,678	-	-	-625	5,054	1,000
18	9,917	4,493	5,424	-	-	-597	4,828	868
19	9,878	4,719	5,159	-	-	-567	4,591	751
20	9,838	4,957	4,881	-	-	-537	4,344	646
21	9,799	5,209	4,590	-	-	-505	4,085	552
22	9,760	5,474	4,286	-	-	-471	3,815	469
23	9,721	5,753	3,967	-	-	-436	3,531	394
24	9,682	6,048	3,634	-	-	-400	3,234	328
25	9,643	6,359	3,284	-	-	-361	2,923	270
26	9,605	6,687	2,918	-	-	-321	2,597	218
27	9,566	7,033	2,533	-	-	-279	2,255	172
28	9,528	7,398	2,130	-	-	-234	1,896	131
29	9,490	7,782	1,707	-	-	-188	1,520	96
30	9,452	8,188	1,264	-	-	-139	1,125	64

Sumber: Hasil analisis

Catatan: Semua nilai disajikan dalam satuan juta rupiah ($\times 10^6$ Rupiah)



Sumber: Hasil analisis

Gambar 3. Cumulative FCFF vs unlevered FCFF – skenario loan

Gambar 3 merepresentasikan perbandingan antara *unlevered* FCFF (arus kas bebas tanpa leverage) dan *cumulative* FCFF (arus kas mempertimbangkan leverage) selama periode proyek 30 tahun dengan skenario *loan*. Pada awal proyek (tahun ke-0 hingga ke-6) nilai *cumulative* FCFF berada pada level negatif yang mencerminkan *capex*, *opex* dan belum menghasilkan arus kas bersih yang positif setelah dikurangi biaya *capex*. Namun, mulai tahun ke-7 *cumulative* FCFF mulai menunjukkan nilai yang postif dan menjadi titik *payback period* sebelum didiskontokan. Analisis ini menunjukkan bahwa meskipun proyek memerlukan waktu untuk mencapai titik pengembalian modal, tetapi dalam jangka panjang proyek memiliki kemampuan untuk menghasilkan *profit* yang signifikan dan merepresentasikan investasi yang layak secara finansial.

Selanjutnya, dilakukan analisis kelayakan finansial dengan persamaan 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 untuk meninjau kelayakan investasi pada proyek IPP PLTS 10 MWp dengan skenario *loan*. Berdasarkan analisis yang telah dilakukan menggunakan pendekatan *time value of money* didapatkan nilai NPV, IRR, MIRR, dan BCR/PI memenuhi kriteria kelayakan. Pendekatan *time value of money* yang dilakukan terbagi menjadi 2 yakni proyek (*unlevered*) dan *equity* (levered).

Tabel 9. Analisis kelayakan – skenario *loan* (proyek)

Item Analisis Kelayakan	Nominal
IRR Proyek	10.24%
MIRR Proyek	10.05%
NPV	1,431,115,665
PBP	7 Tahun
Discounted PBP	23 Tahun
BCR/PI	1.01

Sumber: Hasil analisis

Tabel 10. Analisis kelayakan – skenario *loan* (equity)

Item Analisis Kelayakan	Nominal
IRR Equity	15.97%
MIRR Equity	11.74%
NPV	19,090,424,896
PBP	7 Tahun
Discounted PBP	10 Tahun
BCR/PI	1.55

Sumber: Hasil analisis

Berdasarkan analisis kelayakan pada skenario *loan*, nilai IRR dan MIRR Proyek melebihi acuan suku bunga 10% dan mendapatkan NPV positif sebesar 1,431,115,665 yang menunjukkan adanya pertambahan nilai dari proyek tersebut. Perbedaan antara analisis kelayakan proyek dan *equity* yakni, pada analisis kelayakan *equity* dianalisis tingkat pengembalian *equity* perusahaan dimana nilai IRR dan MIRR *equity* lebih besar dari nilai suku bunga 10% yang berarti kemampuan proyek untuk mengembalikan *equity* perusahaan dengan lama waktu pengembalian 7 tahun sebelum didiskontokan, dan 10 tahun setelah nilai didiskontokan serta penambahan nilai positif NPV sebesar 19,090,424,896.

Berdasarkan hasil penelitian kelayakan dengan dua skenario (*capital* perusahaan dan *capital*) pada proyek IPP PLTS 10 MWp di Kabupaten Sambas, dapat dianalisis bahwasanya skenario *loan* menunjukkan nilai IRR, MIRR, NPV, PBP, *Discounted* PBP, dan BCR/PI yang lebih baik dibandingkan skenario pendanaan 100% dari *capital* perusahaan. Dengan demikian untuk pertimbangan dalam melakukan investasi dapat digunakan skenario *loan*, karena memiliki tingkat pengembalian investasi yang lebih baik dibanding skenario *capital* perusahaan.

LCC, LGC, dan LCOE

Persamaan 7, 8, dan 9 digunakan untuk mengkalkulasi nilai LCC, LGC, dan LCOE. LCC merepresentasikan biaya suatu sistem pembangkit selama 30 tahun umur pembangkit. LGC merepresentasikan biaya produksi energi Rupiah/kWh yang belum didiskontokan, dan LCOE merepresentasikan biaya produksi energi Rupiah/kWh yang telah didiskontokan.

Tabel 11. LCC, LGC, dan LCOE IPP PLTS

Item	Nominal
LCC	Rp. 146,215,523,759.-
LGC	Rp. 653.-/kWh
LCOE	Rp. 1,198.-/kWh

Sumber: Hasil analisis

Berdasarkan analisis total biaya keseluruhan proyek selama 30 tahun Rp. 146,215,523,759,-. Biaya produksi sistem pembangkit didapatkan Rp.653,-/kWh sebelum didiskontokan sehingga dilanjutkan analisis LCOE untuk memperhitungkan aspek diskonto tersebut. Nilai LCOE juga digunakan untuk dibandingkan dengan tarif harga jual listrik Rp.1,453.56/kWh, sehingga jika nilai LCOE yang didapatkan melebihi tarif harga jual listrik,

maka proyek dapat dianalisis tidak mendapatkan keuntungan. Dari nilai yang dihasilkan nilai LCOE didapatkan Rp.1,198.-/kWh yakni lebih rendah dari pada tarif harga jual listrik, dengan demikian ada selisih atau margin keuntungan yang didapat pihak perusahaan IPP dari jual beli listrik tersebut.

Aspek Efisiensi Dan *Sustainability* Energi Sistem IPP PLTS 10 MWp

EROI

Tabel 12. Laporan Laba Rugi (Rupiah)

Item	Nominal
1 BOE	6117.86 MJ
Intensitas Energi Primer 2022	0.00098191653 MJ/Rp
LCC	143,571,439.72 MJ
1 kWh	3.6 MJ
Electricity Generated 30 tahun	1,364,069,991.47 MJ

Sumber: Hasil Analisis

Berdasarkan data sekunder digunakan persamaan 9 dan 10 untuk menganalisis nilai EROI dan NEA.

$$EROI = \frac{1{,}364{,}069{,}991.47\ MJ}{143{,}571{,}439.72\ MJ} = 9.50$$

Dari hasil perhitungan EROI diatas, dapat dianalisis bahwasanya setiap 1 unit energi yang digunakan menghasilkan 9.50 unit energi, angka ini menunjukkan bahwasanya proyek ini tergolong layak dari segi efisiensi dan *sustainability* energi karena menghasilkan energi yang lebih besar dari energi yang diinvestasikan pada suatu siklus tertentu (A. Prieto & A.S. Hall, 2017).

Nilai EROI yang didapat juga menunjukkan bahwasanya proyek yang akan dijalankan dapat memberikan kontribusi energi bersih yang signifikan dalam memenuhi kebutuhan energi di masa depan (Murphy et al., 2022). Hal ini dapat mendorong transisi energi energi menuju sumber energi terbarukan dimana efisiensi dan *sustainability* energi menjadi faktor penentu keberhasilan transisi energi.

$$NEA = 1{,}364{,}069{,}991.47\ MJ - 143{,}571{,}439.72\ MJ = 1{,}220{,}498{,}551.75\ MJ$$

Nilai NEA yang didapatkan menunjukkan bahwa energi bersih yang tersedia (1,364,069,991.47 MJ) didapatkan setelah dikurangi seluruh energi yang telah diinvestasikan untuk siklus proyek termasuk produksi, distribusi, dan pemeliharaan proyek (143,571,439.72 MJ). Nilai NEA menunjukkan bahwa proyek tersebut dapat memberikan kontribusi energi bersih yang signifikan sebesar 1,220,498,551.75 MJ, dengan demikian energi bersih ini tidak hanya memenuhi standar efisiensi tetapi juga menjadi solusi *sustainability* energi.

Nilai NEA yang dihasilkan juga merepresentasikan proyek tersebut tidak hanya mengimbangi jumlah energi yang diinvestasikan, tetapi memberikan surplus energi, hal ini

dapat mendukung transisi energi bersih. Surplus energi tersebut dapat digunakan sebagai *credit carbon* sebagai *additional revenue* perusahaan.

KESIMPULAN

Desain pembangkit dengan sistem ground mount diterapkan pada proyek IPP PLTS dengan potensi energi listrik yang dihasilkan 1337,8 kWh/kWp/tahun dengan nilai GHI 1684 kWh/m2/tahun memiliki nilai PR 79% yang sudah memenuhi standar IEC 61724 sehingga memenuhi aspek kelayakan teknis IPP PLTS 10 MWp di Kabupaten Sambas, Provinsi Kalimantan Barat.

Analisis kelayakan finansial diterapkan pada dua skenario yakni skenario pendanaan capital perusahaan (100% equity) dan skenario pendanaan loan (70% loan : 30% equity). Berdasarkan hasil analisis, skenario pendanaan capital perusahaan mendapatkan IRR Proyek 10.03%, MIRR Proyek 10.01%, NPV Proyek 162,795,387, PBP Proyek 8 tahun, Discounted PBP 28 tahun, BCR/PI Proyek 1.00. Sedangkan hasil analisis dengan skenario pendanaan loan mendapatkan IRR Proyek 10.24%, MIRR Proyek 10.05%, NPV Proyek 1,431,115,665, PBP Proyek 7 Tahun, Discounted PBP 23 Tahun, dan BCR/PI Proyek 1.01. Dengan demikian, kedua skenario memenuhi aspek kelayakan finansial melalui metode time value of money, tetapi dari kedua skenario tersebut, skenario pendanaan loan lebih memiliki tingkat kelayakan yang baik dibanding skenario pendanaan capital perusahaan, sehingga dapat dipilih skenario pendanaan loan untuk implementasi proyek IPP PLTS 10 MWp di Kabupaten Sambas, Provinsi Kalimantan Barat.

Nilai EROI dan NEA digunakan sebagai parameter efisiensi dan sustainability energi pada proyek IPP PLTS, dimana didapatkan nilai EROI 9.50 yang dapat diartikan setiap 1 unit energi yang digunakan menghasilkan 9.50 unit energi bersih, dan nilai NEA 1,220,498,551.75 MJ merupakan kontribusi energi bersih yang dihasilkan selama usia proyek, dengan demikian proyek IPP PLTS 10 MWp di Kabupaten Sambas, Provinsi Kalimantan Barat memenuhi aspek efisiensi dan sustainability energi.

REFERENSI

A. Prieto, P., & A.S. Hall, C. (2017). *Spain's Photovoltaic Revolution: The Energy Return on Investment*. Springer New York Heidelberg Dordrecht London. http://www.springer.com/series/8874

Bhandari, K. P., Collier, J. M., Ellingson, R. J., & Apul, D. S. (2015). Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 47, pp. 133–141). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057

Đukan, M., Gut, D., Gumber, A., & Steffen, B. (2024). Harnessing solar power in the Alps: A study on the financial viability of mountain PV systems. *Applied Energy*, *375*. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124019

El-Shimy, M. (2012). *Analysis of Levelized Cost of Energy (LCOE) and Grid Parity for Utility-Scale Photovoltaic Generation Systems*.

ENDC Pemerintah Republik Indonesia. (2022). *Enhanced National Determined Contribution Republic of Indonesia*.

Gatti, Stefano. (2024). *Project finance in theory and practice : designing, structuring, and financing private and public projects*. Academic Press is an imprint of Elsevier.

IEC. (2021). *INTERNATIONAL STANDARD NORME INTERNATIONALE Photovoltaic system performance-Part 1: Monitoring Performances des systèmes photovoltaïques-Partie 1: Surveillance*. www.iec.ch

INDODEPP. (2024). *Technology Data for the Indonesian Power Sector*.

International Energy Agency. (2022). *An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Indonesia*. www.iea.org/t&c/

International Renewable Energy Agency, T. (2022). *Indonesia Energy Transition Outlook About IRENA*. www.irena.org

IPCC. (2022). Global Warming of 1.5°C. In *Global Warming of 1.5°C*. Cambridge University Press. https://doi.org/10.1017/9781009157940

Jain, A., Das, P., Yamujala, S., Bhakar, R., & Mathur, J. (2020). Resource potential and variability assessment of solar and wind energy in India. *Energy*, *211*. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118993

Katongole, D. N., Nyeinga, K., Okello, D., Mukiibi, D., Mubiru, J., & Kisira, Y. (2024). Empowering the solar energy landscape: The techno-economic analysis of grid-connected PV power plants in Uganda. *Energy for Sustainable Development*, *82*. https://doi.org/10.1016/j.esd.2024.101544

Keputusan Gubernur Kalbar. (2022). *Kep Gub Kalbar - UMK Sambas No 1389-NAKERTRAN-2022*.

Langer, J., Kwee, Z., Zhou, Y., Isabella, O., Ashqar, Z., Quist, J., Praktiknjo, A., & Blok, K. (2023). Geospatial analysis of Indonesia's bankable utility-scale solar PV potential using elements of project finance. *Energy*, *283*. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128555

Leccisi, E., Raugei, M., & Fthenakis, V. (2016). The energy and environmental performance of ground-mounted photovoltaic systems - A timely update. *Energies*, *9*(8). https://doi.org/10.3390/en9080622

Maulidia, M., Dargusch, P., Ashworth, P., & Ardiansyah, F. (2019). Rethinking renewable energy targets and electricity sector reform in Indonesia: A private sector perspective. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 101, pp. 231–247). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.005

Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. (2021). *Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia*.

Mishra, R. C., & Soota, T. (2005). *Modern Project Management*. NewAgeInternationalPublishers.

Moharram, N. A., Tarek, A., Gaber, M., & Bayoumi, S. (2022). Brief review on Egypt's renewable energy current status and future vision. *Energy Reports*, *8*, 165–172. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.06.103

Mulyani, Y. P., Saifurrahman, A., Arini, H. M., Rizqiawan, A., Hartono, B., Utomo, D. S., Spanellis, A., Beltran, M., Banjar Nahor, K. M., Paramita, D., & Harefa, W. D. (2024). Analyzing public discourse on photovoltaic (PV) adoption in Indonesia: A topic-based sentiment analysis of news articles and social media. *Journal of Cleaner Production*, *434*. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.140233

Murphy, D. J., Raugei, M., Carbajales-Dale, M., & Estrada, B. R. (2022). Energy Return on Investment of Major Energy Carriers: Review and Harmonization. In *Sustainability (Switzerland)* (Vol. 14, Issue 12). MDPI. https://doi.org/10.3390/su14127098

Ouchani, F. zahra, Jbaihi, O., Alami Merrouni, A., Maaroufi, M., & Ghennioui, A. (2021). Yield analysis and economic assessment for GIS-mapping of large scale solar PV potential and integration in Morocco. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, *47*. https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101540

Pemerintah Republik Indonesia. (2022). *Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Listrik*.

Peña Sánchez, E. U., Ryberg, S. D., Heinrichs, H. U., Stolten, D., & Robinius, M. (2021). The potential of variable renewable energy sources in mexico: A temporally evaluated and geospatially constrained techno-economical assessment. *Energies*, *14*(18). https://doi.org/10.3390/en14185779

Peraturan Presiden RI. (2017). *Peraturan Presiden Nomor 22 Tahun 2017 Tentang Rencana Umum Energi Nasional*.

Phani Kumar, K. K., Atchuta, S. R., Shiva Prasad, M., Barshilia, H. C., & Sakthivel, S. (2024). Review on selective absorber coatings: A catalyst for enhanced solar energy conversion efficiency. In *Solar Energy Materials and Solar Cells* (Vol. 277). Elsevier B.V. https://doi.org/10.1016/j.solmat.2024.113080

Raza, M. A., Yousif, M., Hassan, M., Numan, M., & Abbas Kazmi, S. A. (2023). Site suitability for solar and wind energy in developing countries using combination of GIS-AHP; a case study of Pakistan. *Renewable Energy*, *206*, 180–191. https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.02.010

Ryna Kalungan, T., Ilat, V., Gamaliel, H., Akuntansi, J., Ekonomi dan Bisnis, F., Sam Ratulangi, U., & Kampus Bahu, J. (2017). PERLAKUAN AKUNTANSI CAPITAL EXPENDITURE DAN REVENUE EXPENDITURE PADA PT. PUTRA KARANGETANG. In *Jurnal Riset Akuntansi Going Concern* (Vol. 12, Issue 2).

Samsurizal, Kartika Tresya Mauriraya, Miftahul Fikri, Nurmiati Pasra, & Christiono. (2021). *Buku PLTS*. InstitutTeknologiPLN.

Subianto Djojohadikusumo, P., & Rakabuming Raka, G. (2023). *PRABOWOGIBRAN_VISI_MISI*.

Sunarso, A., Ibrahim-Bathis, K., Murti, S. A., Budiarto, I., & Ruiz, H. S. (2020). GIS-Based Assessment of the Technical and Economic Feasibility of Utility-Scale Solar PV Plants: Case Study in West Kalimantan Province. *Sustainability*, *12*(15), 6283. https://doi.org/10.3390/su12156283

Titman, S., Keown, A. J., & Martin, J. D. (2020). *Financial Management: Principles and Applications* (13th ed.). Pearson. www.myfinancelab.com

Ünsal, Ö., Demir, G., Karakuş, C. B., & Pamučar, D. (2024). Application of Z-number based fuzzy MCDM in solar power plant location selection problem in Spatial planning. *Energy Reports*, *12*, 4034–4054. https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2024.09.055

Wessels, W. R., & Sillivant, D. S. (2015). *Affordable Reliability Engineering Life-Cycle Cost Analysis for Sustainability and Logistical Support*.