

Kelayakan Finansial PLTP Atadei Berbasis Risiko Investasi

Eri Prabowo¹, Trassanda Scudetto Widestomo Putra², Maria Anjelina Peni³

Program Studi Kewirausahaan, Fakultas Teknologi dan Bisnis Energi, Institut Teknologi PLN, Jakarta, Indonesia

Fakultas Teknologi dan Bisnis Energi, Institut Teknologi PLN, Jakarta, Indonesia

Email: : eriprabowo@itpln.ac.id, Trassanda2410505@ITPLN.AC.ID, Maria2241014@itpln.ac.id

Abstract

This study evaluates the financial feasibility and risk profile of the planned Atadei Geothermal Power Plant in Lembata, East Nusa Tenggara, with an installed capacity of 2 x 5 MW. The analysis applies a quantitative pre-feasibility approach using Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Payback Period (PBP), Benefit Cost Ratio (BCR), and Profitability Index (PI). Two operating assumptions are compared: a constant case with a 90% capacity factor and constant OPEX, and a realistic case with capacity factor declining from 90% to 75% and OPEX escalating by 2.3% per year. The constant assumption shows that the project is feasible in the moderate scenario with NPV of USD 1,942,068 and in the optimistic scenario with NPV of USD 11,369,779, while the pessimistic scenario remains infeasible. Under realistic assumptions, feasibility decreases sharply; only the optimistic scenario remains marginally feasible with NPV of USD 81,098, BCR of 1.00, PI of 1.00, and a payback period of 30.45 years. These findings indicate that discount rate, OPEX escalation, and reservoir-related production decline are the dominant risks. The project can support regional energy security, but it requires low-cost financing, stable reservoir performance, and strict operational cost control.

Keywords: geothermal power plant; financial feasibility; NPV; IRR; payback period; risk

Abstrak

Penelitian ini mengevaluasi kelayakan finansial dan profil risiko rencana pembangunan PLTP Atadei di Lembata, Nusa Tenggara Timur, dengan kapasitas terpasang 2 x 5 MW. Analisis dilakukan sebagai studi kelayakan awal menggunakan indikator Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Payback Period (PBP), Benefit Cost Ratio (BCR), dan Profitability Index (PI). Dua asumsi operasi dibandingkan, yaitu asumsi konstan dengan capacity factor 90% dan OPEX tetap, serta asumsi realistis dengan penurunan capacity factor dari 90% menjadi 75% dan eskalasi OPEX 2,3% per tahun. Pada asumsi konstan, proyek layak pada skenario moderat dengan NPV USD 1.942.068 dan skenario optimis dengan NPV USD 11.369.779, sedangkan skenario pesimis tidak layak. Pada asumsi realistis, kelayakan menurun tajam; hanya skenario optimis yang masih sangat tipis layak dengan NPV USD 81.098, BCR 1,00, PI 1,00, dan payback period 30,45 tahun. Hasil ini menunjukkan bahwa discount rate, eskalasi OPEX, dan penurunan produksi akibat risiko reservoir merupakan faktor dominan. Proyek berpotensi mendukung ketahanan energi daerah, tetapi membutuhkan pembiayaan berbiaya rendah, stabilitas reservoir, dan pengendalian biaya operasi yang ketat.

Kata kunci: PLTP; kelayakan finansial; NPV; IRR; payback period; Risiko

1. Pendahuluan

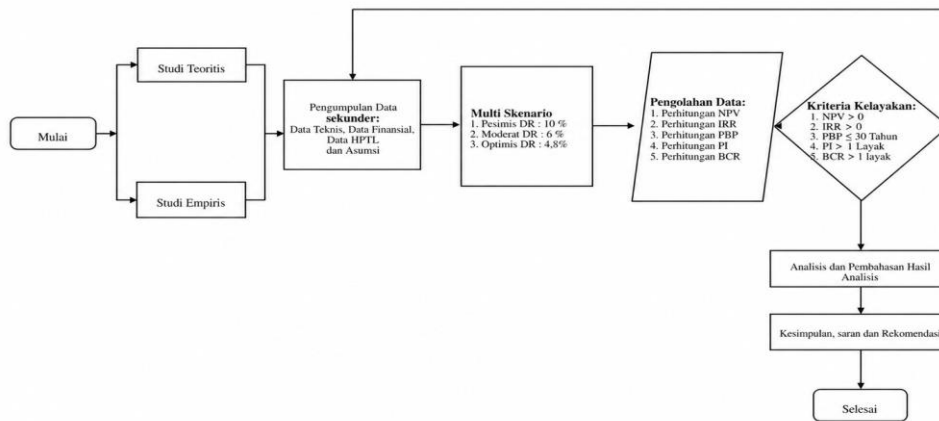
Transisi energi menuntut peningkatan porsi energi baru terbarukan dalam sistem ketenagalistrikan nasional. Panas bumi menjadi salah satu sumber energi baseload yang strategis karena mampu beroperasi stabil dan tidak bergantung pada cuaca. Indonesia memiliki potensi panas bumi besar, tetapi tingkat pemanfaatannya masih terbatas sehingga diperlukan pengembangan proyek yang secara teknis, finansial, dan sosial layak untuk direalisasikan [1,2]. Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) menghadapi tantangan penyediaan listrik berupa karakteristik kepulauan, ketergantungan pada pembangkit diesel, biaya operasi tinggi, serta keterbatasan keandalan pasokan di daerah terpencil. PLTP Atadei di Kabupaten Lembata direncanakan sebagai pembangkit panas bumi 2 x 5 MW yang dapat memperkuat pasokan listrik daerah sekaligus mendukung pengurangan emisi sektor energi [2,3].

Kelayakan proyek PLTP tidak hanya dipengaruhi oleh potensi panas bumi, tetapi juga oleh struktur biaya investasi, biaya operasi, tarif jual listrik, biaya modal, dan risiko penurunan kinerja reservoir. Proyek panas bumi memiliki karakter padat modal dengan masa pengembangan panjang, sehingga

kesalahan asumsi pada capacity factor, OPEX, atau discount rate dapat mengubah keputusan investasi dari layak menjadi tidak layak [4-6]. Penelitian ini merangkum tugas akhir mengenai kelayakan finansial PLTP Atadei dengan fokus pada indikator NPV, IRR, payback period, BCR, dan PI. Kebaruan artikel terletak pada perbandingan asumsi konstan dan asumsi realistis sehingga hasil tidak hanya menunjukkan kelayakan pada kondisi ideal, tetapi juga ketahanan proyek terhadap eskalasi biaya dan degradasi produksi jangka panjang.

2. Metode Penelitian

Penelitian menggunakan pendekatan kuantitatif-deskriptif berbasis studi kelayakan awal. Data yang digunakan merupakan data sekunder dari dokumen perencanaan, regulasi harga pembelian tenaga listrik, dan studi PLTP terdahulu. Analisis dilakukan dengan membangun model arus kas proyek selama 30 tahun, kemudian menguji kelayakan pada skenario pesimis, moderat, dan optimis.



Gambar 1. Alur analisis kelayakan finansial PLTP Atadei

2.1. Data dan Asumsi Dasar

Parameter utama yang digunakan dalam model diringkas pada Tabel 1. Kapasitas PLTP ditetapkan 10 MW, sedangkan CAPEX menggunakan pendekatan benchmark proyek PLTP 10 MW di Indonesia Timur. OPEX tahunan awal diasumsikan sebesar 2% dari CAPEX. Pada asumsi realistis, OPEX meningkat mengikuti inflasi 2,3% per tahun dan capacity factor menurun bertahap dari 90% menjadi 75%.

Tabel 1. Asumsi Teknis dan Finansial PLTP Atadei

Parameter	Nilai	Keterangan
Kapasitas terpasang	10 MW	2 x 5 MW
CAPEX	USD 76.043.000	Benchmark PLTP 10 MW
OPEX awal	USD 1.520.860/tahun	2% dari CAPEX
Capacity factor konstan	90%	Asumsi ideal
Capacity factor realistis	90%-75%	Menurun bertahap 30 tahun
Inflasi OPEX	2,3%/tahun	Eskalasi biaya operasi
Produksi konstan	78.840 MWh/tahun	10 MW x 8.760 jam x 90%
Umur proyek	30 tahun	Umur ekonomis PLTP
Teknologi	Flash steam	Suhu reservoir sekitar 235°C
Fluida reservoir	pH 4,6-4,79	Risiko korosi dan scaling

2.2. Parameter dan Persamaan Kelayakan

Produksi energi tahunan, NPV, IRR, payback period, profitability index, benefit cost ratio, dan eskalasi OPEX dihitung menggunakan Persamaan (1) sampai Persamaan (7). Seluruh nilai finansial menggunakan USD agar konsisten dengan struktur biaya dan tarif listrik panas bumi.

$$E = P \times CF \times t \quad (1)$$

Dengan E adalah produksi listrik tahunan, P adalah kapasitas terpasang, CF adalah capacity factor, dan t adalah jumlah jam operasi tahunan.

$$NPV = \sum [CF_t / (1 + r)^t] - I_0 \quad (2)$$

$$0 = \sum [CF_t / (1 + IRR)^t] - I_0 \quad (3)$$

$$PBP = I_0 / CF_t \quad (4)$$

$$PI = \sum PV \text{ Kas Bersih} / \sum PV \text{ Investasi} \quad (5)$$

$$BCR = PV \text{ Benefit} / PV \text{ Cost} \quad (6)$$

$$OPEX_t = OPEX_0 (1 + i)^t \quad (7)$$

Kriteria kelayakan ditetapkan sebagai NPV > 0, IRR sama atau lebih besar dari tingkat diskonto, PBP tidak melebihi umur proyek, PI > 1, dan BCR > 1. Analisis sensitivitas dilakukan untuk menilai pengaruh discount rate, eskalasi OPEX, dan penurunan capacity factor terhadap perubahan status kelayakan.

3. Hasil dan Pembahasan

3.1. Struktur Biaya dan Pendapatan

Total investasi awal PLTP Atadei diperkirakan sebesar USD 76.043.000. Komponen ini mencakup survei 3G, infrastruktur awal, perizinan, pemboran eksplorasi, pemboran produksi dan injeksi, well testing, steam gathering system, power generation facilities, serta infrastruktur penunjang. OPEX awal sebesar USD 1.520.860 per tahun terdiri atas O&M steam field, O&M power generation, gaji dan tunjangan, administrasi, asuransi, dan kontinjensi.

Tabel 2. Ringkasan Struktur CAPEX dan OPEX PLTP Atadei

Komponen	Nilai (USD)	Catatan
Survey 3G dan perizinan	3.010.000	Pra-konstruksi dan administrasi
Pemboran eksplorasi	5.090.000	2 sumur eksplorasi
Pemboran produksi dan injeksi	20.360.000	4 sumur produksi dan 4 sumur injeksi
Steam gathering system	10.000.000	Pipa uap dan fasilitas lapangan
Power generation facilities	30.000.000	Turbin, generator, cooling tower
Infrastruktur penunjang	6.083.000	Akses, base camp, transmisi
Total CAPEX	76.043.000	Investasi awal
OPEX awal tahunan	1.520.860	2% dari CAPEX

Pendapatan proyek dihitung dari produksi listrik dan tarif HPTL berdasarkan regulasi energi terbarukan. Pada 10 tahun pertama, tarif untuk kapasitas sampai dengan 10 MW menggunakan 9,76 sen USD/kWh dikalikan faktor lokasi NTT 1,20 sehingga menjadi 11,712 sen USD/kWh. Pada tahun ke-11 sampai ke-30, tarif yang digunakan sebesar 8,30 sen USD/kWh. Dengan produksi konstan 78.840 MWh/tahun, revenue mencapai USD 9.233.741/tahun pada tahun 1-10 dan USD 6.543.720/tahun pada tahun 11-30 [3].

Tabel 3. Proyeksi Revenue Berdasarkan Tarif HPTL

Periode	Produksi	Tarif HPTL	Revenue
Tahun 1-10	78.840 MWh/tahun	USD 0,11712/kWh	USD 9.233.741/tahun
Tahun 11-30	78.840 MWh/tahun	USD 0,083/kWh	USD 6.543.720/tahun
Tahun 26-30 realistis	65.700 MWh/tahun	USD 0,083/kWh	USD 5.453.100/tahun

3.2. Hasil Kelayakan Finansial

Hasil perhitungan kelayakan pada Tabel 2 memperlihatkan perbedaan tajam antara asumsi konstan dan asumsi realistis. Pada asumsi konstan, proyek tampak layak pada skenario moderat dan optimis.

Namun setelah penurunan capacity factor dan eskalasi OPEX dimasukkan, hanya skenario optimis yang masih berada tepat di ambang kelayakan.

Tabel 4. Hasil Analisis Kelayakan Finansial PLTP Atadei

Asumsi	Skenario	NPV (USD)	IRR	PBP (tahun)	BCR	PI	Status
Konstan	Pesimis	(19.571.889)	6%	>30	0,80	0,74	Tidak layak
Konstan	Moderat	1.942.068	6%	28,08	1,02	1,03	Layak tipis
Konstan	Optimis	11.369.779	6%	21,30	1,10	1,15	Layak
Realistis	Pesimis	(24.332.954)	5%	>30	0,75	0,68	Tidak layak
Realistis	Moderat	(7.165.053)	5%	>30	0,93	0,91	Tidak layak
Realistis	Optimis	81.098	5%	30,45	1,00	1,00	Ambang layak

Pada skenario pesimis, proyek tidak layak pada kedua asumsi karena NPV negatif dan BCR serta PI berada di bawah satu. Kondisi ini menunjukkan bahwa pembiayaan komersial dengan discount rate tinggi tidak sesuai untuk proyek PLTP Atadei. Nilai NPV semakin negatif pada asumsi realistis karena arus kas ditekan oleh penurunan produksi dan kenaikan biaya operasi. Pada skenario moderat, asumsi konstan menghasilkan NPV positif USD 1.942.068, BCR 1,02, dan PI 1,03. Akan tetapi, payback period 28,08 tahun sudah mendekati umur proyek. Ketika asumsi realistis diterapkan, NPV berubah menjadi negatif USD 7.165.053 dan pengembalian investasi tidak tercapai, sehingga status kelayakan berubah dari layak tipis menjadi tidak layak.

Pada skenario optimis, asumsi konstan memberikan NPV USD 11.369.779 dan payback period 21,30 tahun. Namun pada asumsi realistis, NPV menyusut menjadi hanya USD 81.098 dengan payback period 30,45 tahun. Hal ini menunjukkan bahwa proyek masih dapat memenuhi indikator minimum, tetapi margin investasinya hampir habis sehingga sangat rentan terhadap deviasi kecil pada CAPEX, OPEX, tarif, atau produksi.

3.3. Sensitivitas Discount Rate, OPEX, dan Capacity Factor

Discount rate menjadi variabel paling menentukan karena mengubah nilai sekarang dari seluruh arus kas masa depan. Pada asumsi konstan, penurunan discount rate dari 10% ke 6% mampu mengubah NPV dari negatif menjadi positif. Pada tingkat 4,8%, proyek menjadi jauh lebih menarik. Akan tetapi, ketika asumsi realistis diterapkan, efek positif discount rate rendah hampir terserap oleh penurunan revenue dan eskalasi biaya operasi. Eskalasi OPEX menimbulkan tekanan arus kas yang kumulatif. OPEX awal USD 1.520.860 meningkat secara majemuk mengikuti inflasi 2,3% per tahun. Pada tahun ke-25 OPEX naik menjadi sekitar USD 2.624.850, kemudian bertambah tajam pada tahun ke-26 sampai ke-30 karena tambahan biaya pemeliharaan mayor USD 250.000 per tahun. Pada tahun ke-30, OPEX mencapai USD 3.258.557 atau sekitar 114% lebih tinggi dari tahun pertama.

Penurunan capacity factor dari 90% menjadi 75% juga berdampak langsung pada revenue. Pada lima tahun pertama produksi realistis sama dengan produksi konstan, tetapi mulai tahun ke-6 produksi turun. Pada periode akhir, produksi menurun menjadi 65.700 MWh/tahun. Kehilangan produksi kumulatif dibanding kondisi konstan mencapai sekitar 183.960 MWh selama umur proyek, sehingga total pendapatan realistis lebih rendah sekitar USD 15,57 juta.

Tabel 5. Ringkasan Dampak Sensitivitas Utama

Parameter	Perubahan	Dampak terhadap proyek
Discount rate	10%; 6%; 4,8%	Menentukan kelayakan NPV; proyek memerlukan biaya modal rendah
OPEX	USD 1,52 juta menjadi USD 3,26 juta	Menekan arus kas bersih dan menurunkan IRR
Capacity factor	90% menjadi 75%	Mengurangi produksi dan revenue jangka panjang
Tarif HPTL	11,712 sen ke 8,30 sen USD/kWh	Pendapatan turun setelah tahun ke-10
Risiko reservoir	Korosi, scaling, deliverability turun	Meningkatkan kebutuhan pemeliharaan dan menurunkan output

3.4. Analisis Risiko dan Implikasi Operasional

Risiko proyek PLTP Atadei tidak hanya bersumber dari aspek finansial, tetapi juga dari karakteristik panas bumi dan kondisi sosial wilayah pengembangan. Fluida reservoir dengan pH 4,6-4,79 menunjukkan potensi korosi dan scaling, sehingga strategi material, kimia operasi, dan pemeliharaan menjadi penting. Dari sisi sosial, status tanah ulayat dan penerimaan masyarakat dapat memengaruhi durasi proyek serta biaya tidak langsung.

Tabel 6. Risiko Utama dan Mitigasi PLTP Atadei

Risiko	Tingkat	Mitigasi utama
Ketidakpastian reservoir	Tinggi	Survei 3G, pengeboran bertahap, well testing, dan asumsi konservatif
Korosi dan scaling	Tinggi	Pemilihan material tahan korosi, monitoring kimia fluida, dan maintenance preventif
Pembiayaan mahal	Tinggi	Blended finance, pinjaman konsesi, dan penjaminan proyek
Tarif listrik rendah	Sedang-tinggi	PPA jangka panjang, eskalasi tarif, dan insentif wilayah terpencil
Penolakan masyarakat adat	Tinggi	FPIC, dialog adat, mediasi multipihak, dan program manfaat lokal
Keterlambatan proyek	Tinggi	Cadangan waktu, koordinasi perizinan, dan penguatan manajemen proyek

Implikasi utama dari hasil ini adalah bahwa PLTP Atadei lebih tepat diposisikan sebagai proyek strategis daerah yang membutuhkan dukungan kebijakan, bukan semata proyek komersial biasa. Tanpa discount rate rendah, pengendalian OPEX, dan pengelolaan reservoir yang mampu mempertahankan capacity factor tinggi pada 10-15 tahun pertama, kelayakan finansial sulit dipertahankan.

3.5. Pembahasan Kritis terhadap Asumsi Proyek

Perbandingan asumsi konstan dan realistis memperlihatkan pentingnya disiplin asumsi dalam studi kelayakan PLTP. Model konstan bermanfaat sebagai baseline karena menyederhanakan kondisi operasi dan menghasilkan gambaran awal tentang potensi keekonomian proyek. Namun, pendekatan tersebut cenderung mengabaikan karakter alamiah reservoir panas bumi yang mengalami perubahan tekanan, temperatur, dan deliverability selama masa operasi. Pada proyek berskala kecil seperti Atadei, perubahan kecil pada output tahunan dapat menghasilkan perbedaan besar pada NPV karena revenue tahun ke-11 sampai ke-30 sudah lebih rendah mengikuti skema tarif.

Asumsi realistis menjadi lebih konservatif karena memasukkan dua tekanan utama pada arus kas, yaitu penurunan produksi dan peningkatan biaya operasi. Kombinasi keduanya bekerja secara simultan: pendapatan menurun karena energi yang dijual lebih sedikit, sedangkan biaya meningkat karena inflasi dan kebutuhan pemeliharaan. Kondisi ini menjelaskan mengapa skenario moderat yang tampak layak pada model konstan berubah menjadi tidak layak setelah dinamika operasi dimasukkan ke dalam model.

Tabel 7. Implikasi Manajerial terhadap Kelayakan Proyek

Aspek	Masalah utama	Implikasi manajerial
Pembiayaan	Discount rate tinggi menurunkan NPV	Mengutamakan pendanaan konsesi, green financing, dan penjaminan pemerintah
Reservoir	Capacity factor turun bertahap	Melakukan monitoring sumur, reinjeksi disiplin, dan perencanaan make-up well
Operasi	OPEX meningkat akibat inflasi dan maintenance	Menerapkan kontrak O&M efisien dan pengendalian biaya berbasis kinerja
Tarif	Revenue turun setelah tahun ke-10	Memperkuat PPA jangka panjang dan opsi eskalasi tarif
Sosial	Risiko lahan dan penerimaan masyarakat	Menerapkan FPIC, komunikasi publik, dan program manfaat lokal

Dari perspektif pengambilan keputusan, proyek dapat dipertimbangkan jika diperlakukan sebagai bagian dari strategi ketahanan energi dan dekarbonisasi wilayah. Dengan demikian, indikator kelayakan finansial perlu dibaca bersama manfaat nonfinansial seperti pengurangan konsumsi BBM, penurunan

emisi, peningkatan keandalan sistem kelistrikan pulau, dan terbukanya aktivitas ekonomi lokal. Walaupun manfaat tersebut tidak seluruhnya dimonetisasi dalam model, keberadaannya memperkuat alasan kebijakan untuk menyediakan dukungan finansial dan fiskal.

3.6. Strategi Penguatan Kelayakan

Strategi pertama adalah menurunkan biaya modal melalui skema pembiayaan campuran. Hasil analisis menunjukkan bahwa proyek tidak kuat pada discount rate tinggi, tetapi membaik pada skenario optimis. Oleh karena itu, pinjaman konsesi dari lembaga multilateral, green bond, fasilitas transisi energi, atau *blended finance* dapat menjadi instrumen penting untuk mengurangi *weighted average cost of capital*. Strategi kedua adalah menjaga performa reservoir. Kegiatan eksplorasi dan pengembangan perlu menggunakan data geosains yang lebih rinci sebelum keputusan investasi akhir. Monitoring tekanan reservoir, strategi reinjeksi, pemilihan material yang sesuai dengan fluida asam, serta pengendalian scaling dan korosi akan menentukan apakah capacity factor dapat dipertahankan mendekati 90% dalam periode awal operasi.

Strategi ketiga adalah mengendalikan biaya operasi. Karena OPEX mengalami kenaikan majemuk, efisiensi operasi tidak hanya berdampak pada biaya tahunan, tetapi juga pada seluruh nilai kini proyek. Kontrak operasi berbasis kinerja, perencanaan major maintenance, optimasi ketersediaan suku cadang, dan pelatihan tenaga kerja lokal dapat menekan kenaikan biaya serta mengurangi ketergantungan pada dukungan teknis luar daerah. Strategi keempat adalah memperkuat aspek sosial dan perizinan. Pada proyek di wilayah terpencil, keterlambatan yang bersumber dari konflik lahan atau rendahnya penerimaan masyarakat dapat berdampak langsung pada CAPEX dan jadwal operasi komersial. Pelibatan masyarakat sejak awal, penyediaan informasi teknis yang mudah dipahami, serta pembagian manfaat lokal menjadi syarat penting agar proyek dapat diterima dan berjalan sesuai jadwal.

3.7. Keterbatasan Analisis

Analisis ini berada pada tahap pre-feasibility sehingga belum menggantikan studi kelayakan rinci. Beberapa input utama, seperti biaya pemboran aktual, kapasitas sumur, profil tekanan reservoir, dan biaya mitigasi korosi, masih bersumber dari benchmark atau studi terdahulu. Karena itu, hasil kelayakan sebaiknya dipahami sebagai indikasi awal untuk membantu penyaringan keputusan investasi, bukan sebagai dasar final investment decision.

Model finansial juga belum mengkuantifikasi seluruh eksternalitas positif proyek, seperti nilai pengurangan emisi, peningkatan keandalan sistem, pengurangan biaya logistik BBM, serta dampak ekonomi lokal. Jika manfaat tersebut dimonetisasi, nilai sosial-ekonomi proyek dapat lebih tinggi dibanding hasil finansial murni. Sebaliknya, biaya sosial dan lingkungan yang belum dimasukkan secara rinci dapat menekan kelayakan apabila proses akuisisi lahan dan penerimaan masyarakat tidak dikelola dengan baik. Keterbatasan berikutnya adalah belum digunakannya simulasi probabilistik seperti Monte Carlo. Analisis sensitivitas yang digunakan masih bersifat deterministik, sehingga belum menghasilkan distribusi probabilitas NPV atau IRR. Penelitian lanjutan dapat mengembangkan model probabilistik dengan variabel acak berupa CAPEX, OPEX, capacity factor, drilling success ratio, dan tarif listrik.

4. Kesimpulan

Rencana PLTP Atadei 2 x 5 MW membutuhkan CAPEX sekitar USD 76.043.000 dan OPEX awal USD 1.520.860 per tahun. Struktur biaya terbesar berada pada power generation facilities, steam gathering system, serta pemboran sumur produksi dan injeksi. Revenue sangat bergantung pada tarif HPTL, faktor lokasi NTT, dan kemampuan pembangkit mempertahankan produksi tahunan.

Pada asumsi konstan, proyek layak pada skenario moderat dan optimis, dengan NPV masing-masing USD 1.942.068 dan USD 11.369.779. Namun skenario pesimis tidak layak. Pada asumsi realistis, kelayakan menurun signifikan; hanya skenario optimis yang masih berada di ambang kelayakan dengan NPV USD 81.098, BCR 1,00, PI 1,00, dan payback period 30,45 tahun. Faktor risiko paling dominan adalah discount rate, eskalasi OPEX, dan penurunan capacity factor. Proyek membutuhkan pembiayaan berbiaya rendah, kontrak tarif yang stabil, pengelolaan reservoir yang konservatif, dan strategi pemeliharaan yang ketat agar kelayakan finansial dapat dipertahankan. Secara strategis, PLTP Atadei

tetap penting untuk ketahanan energi NTT, tetapi realisasinya perlu didukung skema insentif dan mitigasi risiko yang kuat.

Implikasi dan Saran

Pengembangan PLTP Atadei sebaiknya tidak diputuskan hanya berdasarkan skenario tunggal. Pemerintah daerah, PLN, dan calon investor perlu menggunakan model sensitivitas sebagai instrumen negosiasi pendanaan dan tarif, terutama untuk menentukan batas maksimum discount rate, batas minimum capacity factor, dan toleransi kenaikan OPEX yang masih dapat diterima. Sebelum tahap investasi final, perlu dilakukan studi geosains dan pemboran konfirmasi yang lebih rinci agar asumsi produksi tidak terlalu bergantung pada data pembeding. Data primer reservoir akan memperbaiki estimasi jumlah sumur, kebutuhan reinjeksi, risiko fluida asam, dan strategi pemeliharaan selama umur proyek.

Skema pembiayaan konsesi dan blended finance menjadi prioritas karena hasil analisis menunjukkan bahwa proyek sangat sensitif terhadap biaya modal. Dukungan berupa jaminan pemerintah, subsidi bunga, atau mekanisme de-risking eksplorasi dapat memperbaiki kelayakan sekaligus menurunkan beban tarif listrik. Penelitian lanjutan disarankan memasukkan simulasi probabilistik, valuasi pengurangan emisi, serta biaya sosial dan lingkungan agar keputusan proyek tidak hanya merepresentasikan keuntungan finansial investor, tetapi juga manfaat ekonomi regional dan kontribusi transisi energi.

Rekomendasi Implementasi Bertahap

Implementasi PLTP Atadei perlu dilakukan secara bertahap agar risiko eksplorasi dan risiko finansial tidak langsung terkonsentrasi pada satu keputusan investasi. Tahap awal sebaiknya diprioritaskan pada pemutakhiran data geologi, geokimia, dan geofisika, dilanjutkan dengan pengeboran konfirmasi untuk mengurangi ketidakpastian kapasitas sumur dan karakter fluida reservoir. Hasil tahap ini menjadi dasar untuk memperbarui CAPEX, kebutuhan sumur produksi, sumur injeksi, serta strategi pengendalian korosi dan scaling. Pada tahap pra-konstruksi, model finansial perlu diperbarui menggunakan data primer agar skenario optimis, moderat, dan pesimis tidak hanya bergantung pada data pembeding. Perubahan kecil pada produktivitas sumur atau biaya pengeboran dapat menggeser NPV secara signifikan, terutama karena proyek berada pada margin kelayakan yang tipis. Oleh sebab itu, keputusan investasi sebaiknya menggunakan batas minimum capacity factor dan batas maksimum OPEX sebagai parameter kontrol.

Pada tahap operasi, pengelola perlu menetapkan indikator kinerja utama yang berhubungan langsung dengan kelayakan finansial, seperti availability factor, steam deliverability, biaya operasi per kWh, dan frekuensi gangguan akibat korosi atau scaling. Pemantauan indikator tersebut akan membantu operator mengambil tindakan korektif sebelum penurunan performa berdampak besar pada pendapatan tahunan.

Implikasi Kebijakan dan Pengembangan Daerah

Hasil studi menunjukkan bahwa PLTP Atadei tidak dapat diperlakukan semata-mata sebagai proyek komersial dengan biaya modal tinggi. Karena manfaatnya berkaitan dengan ketahanan energi daerah, pengurangan ketergantungan terhadap PLTD, dan dukungan transisi energi, proyek ini memerlukan dukungan kebijakan berupa pembiayaan konsesi, mekanisme de-risking eksplorasi, serta kepastian tarif jangka panjang.

Bagi pemerintah daerah, proyek ini dapat menjadi pengungkit pembangunan ekonomi lokal apabila sejak awal disertai program keterlibatan masyarakat, penguatan tenaga kerja lokal, dan komunikasi risiko yang transparan. Isu tanah ulayat dan penerimaan sosial perlu diposisikan sebagai bagian dari strategi kelayakan proyek, bukan sebagai aspek tambahan setelah keputusan teknis selesai dibuat. Bagi PLN dan calon investor, prioritas utama adalah memastikan keseimbangan antara risiko reservoir, struktur pendanaan, dan skema tarif. Apabila proyek memperoleh discount rate rendah dan kinerja reservoir dapat dipertahankan mendekati skenario konstan pada 10 sampai 15 tahun pertama, maka

peluang kelayakan meningkat. Sebaliknya, apabila OPEX meningkat tanpa diimbangi stabilitas produksi, maka proyek akan cepat bergeser ke kondisi tidak layak.

Arah Penelitian Lanjutan

Penelitian lanjutan disarankan menggunakan data primer hasil pengeboran eksplorasi, data kimia fluida, dan profil tekanan reservoir untuk memperbaiki estimasi produksi jangka panjang. Model finansial juga perlu dilengkapi simulasi probabilistik sehingga risiko CAPEX, keberhasilan sumur, OPEX, dan tarif listrik dapat dibaca sebagai distribusi peluang, bukan hanya sebagai skenario deterministik. Selain itu, analisis berikutnya dapat memasukkan nilai ekonomi pengurangan emisi, substitusi bahan bakar diesel, dan manfaat peningkatan keandalan sistem kelistrikan Lembata. Monetisasi manfaat tersebut akan memberikan gambaran lebih utuh mengenai nilai sosial-ekonomi proyek, khususnya apabila PLTP Atadei diposisikan sebagai infrastruktur strategis untuk transisi energi di wilayah kepulauan.

Catatan Validasi Data

Validasi data menjadi langkah penting sebelum dokumen ini digunakan sebagai dasar keputusan investasi. Nilai CAPEX, OPEX, dan revenue pada artikel ini bersifat indikatif karena masih mengandalkan pendekatan benchmark. Oleh karena itu, setiap perubahan data primer dari hasil pengeboran, pengujian sumur, dan negosiasi tarif harus langsung diperbarui pada model arus kas agar indikator NPV, IRR, BCR, dan PI tetap merepresentasikan kondisi proyek yang aktual.

Dokumen ini dapat digunakan sebagai naskah akademik awal untuk menyusun argumentasi kelayakan dan risiko. Namun untuk tahap komersial, diperlukan verifikasi terhadap jadwal konstruksi, kebutuhan sumur make-up, biaya logistik pulau, serta struktur pendanaan. Kombinasi data teknis dan data finansial yang tervalidasi akan meningkatkan kualitas keputusan dan mengurangi risiko bias optimisme pada tahap pra-investasi.

Ucapan Terima Kasih

Penulis menyampaikan terima kasih kepada Institut Teknologi PLN dan pihak pembimbing yang telah memberikan arahan dalam penyusunan penelitian ini.

Daftar Rujukan

- 1) IRENA. Renewable Energy Statistics 2022. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency; 2022.
- 2) PLN. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2021-2030. Jakarta: PT PLN (Persero); 2021.
- 3) Presiden Republik Indonesia. Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Jakarta; 2022.
- 4) Amalia I, Suryantini S. Study of reservoir characteristics: pH, dissolved and precipitate minerals in Atadei geothermal field, Lembata. 2023:1-15.
- 5) Ayu S, Hendrasto F, Benyamin, Hariyadi N. Analisis kelayakan proyek PLTP berdasarkan potensi dan perhitungan keekonomian lapangan AC. Petro J Ilm Tek Perminyakan. 2022;11(2):105-117.
- 6) Timpal GBJ, et al. Analisis kelayakan keekonomian PLTP kapasitas 2x20 MW. Petro J Ilm Tek Perminyakan. 2024.
- 7) Sugiyono A. Keekonomian pengembangan PLTP skala kecil. Jakarta: BPPT; 2012.
- 8) Dipayana GF, Ramadhan RA. Geothermal energy in Indonesia. 2022:159-180.
- 9) Bank Indonesia. Data inflasi Indonesia. Jakarta: Bank Indonesia; 2025.
- 10) Kasmir, Jakfar. Studi Kelayakan Bisnis. Jakarta: Kencana; 2013.
- 11) Wardiningsih SS. Analisis risiko dalam keputusan investasi. 2012.
- 12) Laia K. Warga Atakore Lembata tolak proyek geotermal di tanah ulayat. Betahita. 2025.
- 13) Saptadji NM. Teknik panas bumi. Bandung: Institut Teknologi Bandung; 2009.

- 14) Hardianto F, Sidqi A. Analisis kelayakan proyek pembangunan PLTM Walesi Cascade. 2026;14(1):44-50.
- 15) Afril Z, Batih H, Carlo MM. Analisis risiko finansial dalam proyek photovoltaic rooftop segmen industri di Jawa Timur. 2024;8(10):2914-2932.
- 16) Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2019-2038. Jakarta: KESDM; 2025.
- 17) Kuswardono PT. Transisi energi berkelanjutan di Nusa Tenggara. Jakarta: Institute for Essential Services Reform; 2023.
- 18) Geothermal Modeling Team. Indonesia power sector scenarios to 2060: modeling geothermal, solar, and wind expansion under energy transition policies. 2025:1-8.
- 19) Luigi C, Hyginus V, Eze U, Eze EC, Alaneme GU, Bubu PE. Recent progress and emerging technologies in geothermal energy utilization for sustainable building heating and cooling. Front Built Environ. 2025:1-22.
- 20) Obradovic D, Ali MB. The issue of estimating the maintenance and operation costs of buildings: a case study of a school. 2024:1209-1231.
- 21) Laporan Penyelidikan. Analisis bisnis dan kebijakan untuk mendorong investasi pembangkit listrik tenaga panas bumi di Indonesia. 2023.
- 22) Hidayah N. Benefit Cost Ratio. Jakarta: Mekari; 2025.
- 23) Danish Energy Agency. Prefeasibility studies of renewable projects in Riau. Copenhagen: Danish Energy Agency; 2021.
- 24) Abelson P, Dalton T. Declining discount rates in cost benefit analysis. 2023.
- 25) Anwar A, et al. Financial feasibility of Aren sugar agroindustry. 2025.
- 26) United States Department of Energy. GETEM geothermal electricity technology evaluation model. Washington, DC: DOE Geothermal Technologies Office.
- 27) Gurturk M. Performance evaluation of geothermal power plants under long-term operation. Energy Convers Manag. 2025
- 28) Wahdianto, Wardana. Identifikasi dan evaluasi risiko pada proyek energi terbarukan. 2025.
- 29) Putra TS, Prabowo E, Ramadani F. Pengaruh Overhaul Terhadap Kinerja High Pressure Heater Unit 3 PLTU Banten Lontar. JTM: JURNAL TEKNIK MESIN. 2026 Feb 1;2(1):10-5.