

Analisis Biaya *Incremental* Gasifikasi Pembangkit *Isolated* dari BBM ke LNG dengan Pendekatan *Equivalent Annual Cost* dan Simulasi Monte Carlo

Ady Rogo Priyono¹, Mar'atus Sholihah²

^{1,2}Departemen Teknik Sistem dan Industri, Fakultas Teknologi Industri dan Rekayasa Sistem, Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Jl. Raya ITS, Keputih, Sukolilo, Surabaya, Jawa Timur 60111

Email: ady.rogo.plnnp@gmail.com, sholihah@ie.its.ac.id

ABSTRAK

Konversi pembangkit listrik berbahan bakar minyak menjadi gas atau *Liquefied Natural Gas* (LNG) merupakan strategi pengurangan biaya pokok produksi listrik pada rencana transisi energi nasional. Pada sistem *isolated* yang membutuhkan energi rendah, memiliki tantangan biaya *midstream* yang tinggi dan keterbatasan alokasi volume Harga Gas Bumi Tertentu (HGBT). Studi ini meneliti biaya dampak konversi energi primer ini pada PLTMG XYZ. Biaya tersebut dipengaruhi oleh harga gas, biaya *midstream*, porsi volume HGBT, dan harga gas non-HGBT dengan basis *Indonesian Crude Price* (ICP). Dampaknya, keekonomian program ini mengalami ketidakpastian. Metode yang digunakan pada penelitian ini analisis biaya *incremental* dengan *Equivalent Annual Cost* (EAC) dan *Incremental Net Present Value*. Skenario porsi volume HGBT dan ketidakpastian ICP digunakan untuk menguji sensitivitas. Kesimpulannya, semua skenario deterministik menghasilkan *Incremental NPV* positif. Pada skenario 100% volume harga gas non-HGBT menghasilkan nilai Rp84,07 miliar, dan skenario 100% volume HGBT menghasilkan Rp783,56 miliar. Pada setiap penambahan 25% porsi volume HGBT, menurunkan biaya rata-rata Rp29,98 miliar per tahun. Dengan simulasi Monte Carlo skenario 100% harga gas non-HGBT menghasilkan risiko biaya tinggi, dengan rata-rata nilai *Incremental NPV* negatif Rp308,95 miliar. Sehingga keekonomian konversi bahan bakar pada pembangkit *isolated* dipengaruhi oleh harga gas *plant gate*, porsi alokasi HGBT, dan mitigasi risiko harga ICP.

Kata kunci: biaya *incremental*, *Equivalent Annual Cost*, gasifikasi, Monte Carlo, pembangkit *isolated*.

ABSTRACT

The conversion of oil-fueled power plants to gas or Liquefied Natural Gas (LNG)-based operations is a strategy to reduce electricity costs and support the national energy transition. However, in isolated power systems, its economic feasibility is constrained by relatively small energy demand, high midstream costs, and limited allocation of regulated gas prices under the HGBT scheme. This study examines the cost structure of fuel switching from oil fuel to LNG at PLTMG XYZ by considering the gas plant gate price, midstream costs, HGBT share, ICP-based non-HGBT share, and ICP-related uncertainty. The research applies incremental cost analysis, with Equivalent Annual Cost (EAC) as the primary metric and Incremental Net Present Value as a supplementary metric. Sensitivity analysis and Monte Carlo simulation are used to evaluate the effects of HGBT allocation and ICP volatility. The results show that all deterministic scenarios generate positive Incremental NPV, increasing from IDR 84.07 billion in the 100% ICP-based commercial gas price scenario to IDR 783.56 billion in the 100% HGBT scenario. Each 25% increase in HGBT share reduces the average cost by IDR 29.98 billion per year. However, the Monte Carlo simulation indicates that the 100% ICP-based commercial gas price scenario has the highest risk, with an average negative Incremental NPV of IDR 308.95 billion. Therefore, the economic feasibility of gasification in isolated power plants is determined by gas plant gate price control, adequate HGBT allocation, and ICP price risk mitigation.

Keywords: incremental cost, EAC, gasification, Monte Carlo, isolated power plant.

Pendahuluan

Penggunaan BBM di sektor kelistrikan saat ini sangat penting untuk pembangkit skala kecil dan *isolated* karena fleksibilitas operasinya. Namun, pembangkit berbasis minyak tersebut memiliki biaya pembangkitan yang tinggi, sehingga konversi ke gas atau *Liquefied Natural Gas* (LNG) menjadi salah satu alternatif untuk mengurangi biaya energi primer [1]. Pada sistem *isolated*, keputusan penyediaan energi primer tidak hanya ditentukan oleh aspek teknis bahan bakar, tetapi juga oleh biaya logistik, keandalan pasokan, keterbatasan infrastruktur, dan kondisi geografis setempat [2]. Sehingga, konversi dari pembangkit berbahan bakar minyak menjadi gas atau LNG harus dinilai bukan hanya dari sudut pandang teknis, tetapi juga merupakan keputusan sistem yang melibatkan harga energi primer, rantai pasok, infrastruktur, dan risiko kebijakan dari perubahan jenis bahan bakar tersebut.

LNG menjadi alternatif penting karena dapat memasok wilayah yang tidak terhubung dengan jaringan gas pipa. Namun, keekonomian LNG tidak hanya ditentukan oleh harga molekul gas, melainkan oleh harga gas pada tingkat *plant gate* yang mencakup biaya hulu, pengiriman, penyimpanan, regasifikasi, *handling*, dan margin distribusi [3]. Sejumlah penelitian menunjukkan bahwa biaya LNG untuk pembangkit di wilayah kepulauan dipengaruhi oleh desain rantai pasok, rute distribusi, kapasitas kapal, pola layanan, terminal penerima, dan volume permintaan [4], [5], [6], [7], [8]. Dari sisi infrastruktur penerimaan, kapasitas penyimpanan, kebutuhan regasifikasi, dan ketidakpastian permintaan juga memengaruhi kelayakan pasokan LNG [9], [10]. Dengan demikian, struktur biaya *midstream* menjadi komponen penting dalam pembentukan harga gas *plant gate* pada pembangkit *isolated*.

Beberapa studi menunjukkan bahwa SSLNG dapat layak secara teknis dan ekonomi pada konfigurasi tertentu. Studi di Nusa Tenggara dan Nias menunjukkan bahwa substitusi diesel dengan LNG dapat menghasilkan kelayakan finansial positif, tetapi tetap sensitif terhadap harga energi, volume gas, biaya infrastruktur, dan struktur biaya distribusi [11], [12]. Studi lainnya menunjukkan penggunaan LNG tidak selalu lebih murah dibandingkan dengan gas pipa dari sumber lokal. Budiana dan Dalimi menemukan bahwa pembangkit berbahan bakar LNG di Aceh memiliki biaya produksi lebih tinggi dibandingkan dengan pembangkit berbahan bakar *wellhead* gas karena adanya komponen pengiriman dan regasifikasi [13]. Selain itu, biaya bahan bakar merupakan komponen dominan dalam biaya pembangkitan LNG, sehingga sensitivitas harga gas menjadi penting dalam evaluasi keekonomian [14]. Di Indonesia, harga gas dipengaruhi oleh peran pemerintah, keekonomian hulu, tarif infrastruktur, pengelolaan jaringan gas, serta mekanisme indeksasi terhadap *Indonesian Crude Price (ICP)* [15]. Perkembangan harga LNG juga dipengaruhi oleh faktor pasar seperti harga minyak mentah, harga gas internasional, produksi, penjualan, serta dinamika permintaan dan penawaran [16]. Oleh karena itu, pada penelitian ini porsi *non-regulated/non-HGBT* (Harga Gas Bumi Tertentu) menjadi subjek penelitian dengan posisi sebagai harga gas komersial berbasis ICP. Hal ini berfungsi untuk merepresentasikan eksposur harga pada volume gas di luar alokasi harga gas teregulasi/HGBT.

Dari sisi metodologi, beberapa studi terdahulu telah mengevaluasi proyek LNG dan infrastruktur gas menggunakan indikator kelayakan finansial seperti *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, *payback period*, dan *Levelized Cost of Electricity (LCOE)*. Pendekatan ini relevan untuk proyek investasi baru, namun kurang tepat untuk keputusan konversi pembangkit eksisting. Hal ini disebabkan karena tidak seluruh komponen biaya berubah akibat keputusan penggunaan LNG. Studi evaluasi jaringan gas di Indonesia menunjukkan bahwa skenario harga dan sensitivitas variabel ekonomi dapat secara signifikan memengaruhi kelayakan proyek [17]. Selain itu, literatur yang berkaitan dengan LCOE terbaru menekankan bahwa model biaya pembangkitan perlu memperhitungkan variasi lokasi, transportasi, kebijakan, dan dinamika ekonomi agar tidak menghasilkan kesimpulan yang terlalu agregatif [18]. Ketidakpastian komponen pembentuk biaya juga perlu dianalisis secara probabilistik. Dengan menggunakan simulasi Monte Carlo, variasi hasil akibat perubahan parameter biaya seperti harga bahan baku, biaya modal, dan variabel pasar lainnya, dapat ditangkap untuk menunjukkan kemungkinan resikonya [19].

Berdasarkan kajian literatur tersebut, penelitian sebelumnya mengenai SSLNG di wilayah kepulauan umumnya berfokus pada optimasi jaringan distribusi, pemilihan rute, kapasitas kapal, desain fasilitas penerimaan, kelayakan infrastruktur, serta ketahanan rantai pasok [20], [21], [22], [23]. Studi-studi tersebut penting untuk memahami pembentukan biaya pasokan LNG, tetapi belum secara spesifik menempatkan gasifikasi sebagai keputusan konversi bahan bakar pada pembangkit eksisting. Pada pembangkit yang sudah beroperasi, keputusan konversi tidak perlu mengevaluasi seluruh biaya sebagai proyek baru, melainkan perlu memisahkan biaya yang benar-benar berubah akibat keputusan penggunaan LNG. Oleh karena itu, masih terdapat celah penelitian dalam evaluasi keekonomian gasifikasi pembangkit *isolated* berbasis biaya *incremental*, terutama ketika harga gas *plant gate* dipengaruhi oleh kombinasi porsi HGBT, harga gas komersial berbasis ICP, dan biaya *midstream*.

Penelitian ini mengisi celah tersebut dengan mengintegrasikan analisis biaya *incremental*, *Equivalent Annual Cost (EAC)* sebagai indikator utama, *Incremental Net Present Value* sebagai indikator pendukung, serta simulasi Monte Carlo untuk mengevaluasi risiko harga ICP. Integrasi ini membedakan penelitian ini dari studi sebelumnya yang lebih banyak menitikberatkan pada optimasi rantai pasok LNG atau kelayakan infrastruktur. Secara akademik, penelitian ini memberikan kerangka evaluasi biaya *incremental* untuk keputusan konversi bahan bakar pada pembangkit *isolated* eksisting. Secara praktis, hasil penelitian dapat digunakan sebagai dasar pengambilan keputusan manajerial terkait kecukupan alokasi HGBT, pengendalian harga gas *plant gate*, biaya *midstream*, dan mitigasi risiko biaya operasional akibat volatilitas ICP. Kontribusi akademik penelitian ini adalah integrasi EAC *incremental*, *Incremental NPV*, dan simulasi Monte Carlo ICP dalam kerangka evaluasi biaya *incremental* untuk keputusan konversi bahan bakar pada pembangkit *isolated* eksisting. Pendekatan EAC digunakan untuk membandingkan biaya tahunan ekuivalen [24], sedangkan simulasi Monte Carlo digunakan untuk menangkap ketidakpastian hasil akibat variasi harga energi [19]. Secara praktis, kerangka ini dapat digunakan untuk mendukung keputusan manajerial terkait kecukupan alokasi HGBT, pengendalian harga gas *plant gate*, biaya *midstream*, serta mitigasi risiko biaya operasional akibat volatilitas ICP [15].

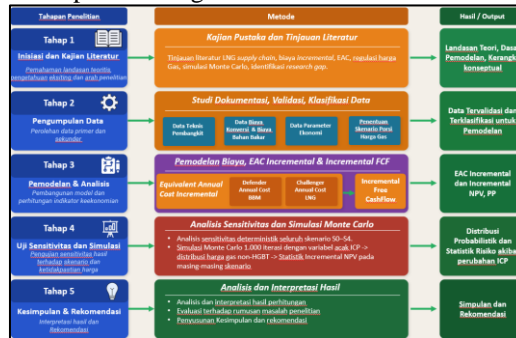
Metode Penelitian

Rancangan Penelitian

Penelitian ini dilakukan melalui pendekatan kuantitatif berbasis studi kasus. Pendekatan ini dimaksudkan untuk mengevaluasi keekonomian dari perubahan penggunaan bahan bakar dari BBM ke LNG pada PLTMG XYZ

sebagai pembangkit *isolated*. Objek penelitian merupakan pembangkit eksisting yang akan melakukan pengambilan keputusan konversi teknologi bahan bakar yang menimbulkan perubahan struktur biaya. Sehingga evaluasinya tidak dilakukan sebagai proyek pembangunan pembangkit baru. Oleh karenanya biaya historis yang merupakan komponen yang tidak berubah akibat keputusan konversi, diperlakukan sebagai *sunk cost*. Kemudian biaya yang dianalisis adalah komponen biaya yang mengalami perubahan, yaitu biaya bahan bakar, incremental CAPEX untuk teknologi perubahan bahan bakar, *incremental* OPEX, biaya *midstream* LNG, serta risiko perubahan harga bahan bakar.

Analisis dilakukan dengan membandingkan dua kondisi utama, yaitu kondisi operasi eksisting berbasis BBM sebagai *baseline* dan skenario operasi berbasis LNG sebagai alternatif. Pada skenario LNG, harga bahan bakar dihitung berdasarkan seluruh biaya gas *plant gate* yang dibentuk oleh biaya molekul LNG dan biaya *midstream*. Pendekatan ini sesuai dengan karakteristik model bisnis pasokan LNG yang memiliki rantai pasok terintegrasi dari sisi *upstream*, *liquefaction*, *shipping*, *regasification*, hingga *consumption* [3]. Pada objek penelitian ini yaitu pembangkit *isolated*, pemodelan biaya *plant gate* menjadi penting karena biaya transportasi, penyimpanan, regasifikasi, serta margin distribusi dapat memengaruhi keekonomian akhir skenario LNG.



Gambar 1. Diagram alir metodologi penelitian

Gambar 1 menunjukkan alur perhitungan penelitian, mulai dari pengumpulan data teknis, biaya, dan parameter ekonomi, penyusunan skenario harga gas, perhitungan harga gas *plant gate*, perhitungan *annual cost* BBM dan LNG, hingga perhitungan EAC *incremental*, *Incremental NPV*, dan simulasi Monte Carlo. Alur ini menegaskan bahwa EAC *incremental* digunakan untuk membaca dampak biaya tahunan, sedangkan *Incremental NPV* digunakan untuk mengevaluasi kemampuan penghematan kas dalam menutup *incremental CAPEX* selama horizon analisis.

Data, Variabel, dan Batasan Analisis

Data yang digunakan terdiri atas data teknis pembangkit, data biaya bahan bakar, data biaya gasifikasi, data harga gas, dan data parameter ekonomi. Data teknis mencakup kapasitas pembangkit, produksi energi, jam operasi, *specific fuel consumption* BBM, *specific fuel consumption* gas, serta parameter *losses* yang memengaruhi kebutuhan energi primer. Data biaya mencakup harga BBM, harga gas teregulasi/HGBT, harga gas komersial berbasis ICP, biaya *midstream* LNG, *incremental CAPEX*, *incremental OPEX*, biaya pemeliharaan, margin, dan komponen biaya relevan lain yang membentuk biaya tahunan skenario LNG. Data parameter ekonomi mencakup horizon analisis, tingkat diskonto, nilai tukar, dan data historis ICP.

Variabel dependen utama adalah EAC *incremental*, yaitu selisih biaya tahunan ekuivalen antara skenario LNG dan *baseline* BBM. Variabel pendukung adalah *Incremental Net Present Value*, yang digunakan untuk mengevaluasi kelayakan arus kas *incremental* selama horizon analisis. Variabel independen terdiri atas variabel teknis, variabel biaya, variabel kebijakan, dan variabel ekonomi. Porsi HGBT diperlakukan sebagai variabel kebijakan, sedangkan ICP diperlakukan sebagai variabel stokastik karena menjadi dasar pembentukan harga gas komersial berbasis ICP. Penetapan ICP sebagai variabel risiko didasarkan pada karakter harga gas di Indonesia yang dipengaruhi oleh regulasi, keekonomian hulu, tarif infrastruktur, pengelolaan jaringan gas, indeksasi ICP, dan eskalasi harga [15].

Skenario Harga Gas dan Harga Gas Plant gate

Skenario harga gas disusun berdasarkan kombinasi porsi HGBT dan porsi non-HGBT berbasis ICP. Porsi HGBT merupakan porsi volume gas yang memperoleh harga gas sesuai regulasi pemerintah, sedangkan porsi non-HGBT berbasis ICP merepresentasikan volume gas di luar HGBT atau skema *business to business* (B2B) yang dimodelkan menggunakan harga gas komersial pasar berbasis ICP. Dalam penelitian ini, harga gas komersial berbasis ICP digunakan sebagai asumsi skenario untuk merepresentasikan dampak harga pasar pada volume gas di luar HGBT, bukan sebagai asumsi bahwa formula ICP-based berlaku pada seluruh transaksi gas pada sistem ketenagalistrikan.

Tabel 1. Skenario proporsi harga gas yang digunakan dalam penelitian

Skenario	Porsi HGBT	Porsi non-HGBT berbasis ICP
S0	0%	100%
S1	25%	75%
S2	50%	50%
S3	75%	25%
S4	100%	0%

Harga gas komersial berbasis ICP dihitung sebagai berikut:

$$HargaGas_{komersial,t} = \beta \times ICP_t$$

dengan $HargaGas_{komersial,t}$ adalah harga gas komersial berbasis ICP pada periode ke- t , ICP_t adalah harga ICP pada periode ke- t , dan β adalah koefisien harga gas berbasis ICP yang digunakan dalam model.

Harga molekul gas tertimbang pada setiap skenario dihitung dengan persamaan:

$$Harga_{molekulgas,t}^s = \alpha_s \times HargaGas_{HGBT} + (1 - \alpha_s) \times HargaGas_{komersial,t}$$

dengan $Harga_{molekulgas,t}^s$ adalah harga molekul gas tertimbang pada periode ke- t dan skenario ke- s , α_s adalah porsi HGBT pada skenario ke- s , $HargaGas_{HGBT}$ adalah harga gas teregulasi/HGBT, dan $HargaGas_{komersial,t}$ adalah harga gas komersial berbasis ICP.

Harga gas *plant gate* dihitung dengan menambahkan biaya *midstream* LNG per satuan energi terhadap harga molekul gas tertimbang:

$$Harga_{gasplantgate,t}^s = Harga_{molekulgas,t}^s + Harga_{midstream,t}$$

dengan $Harga_{gasplantgate,t}^s$ adalah harga gas *plant gate* pada periode ke- t dan skenario ke- s , sedangkan $Harga_{midstream,t}$ adalah biaya *midstream* LNG per satuan energi yang mencakup biaya transportasi, *handling*, penyimpanan, regasifikasi, serta margin distribusi yang relevan. Pemisahan harga molekul dan biaya *midstream* diperlukan karena keekonomian LNG sangat dipengaruhi oleh struktur harga gas dan komponen rantai pasoknya [3], [15].

Model Biaya Incremental

Biaya bahan bakar pada kondisi *baseline* BBM dihitung berdasarkan produksi energi, *specific fuel consumption* (SFC) BBM, dan harga BBM:

$$Biaya_{bahanbakarBBM,t} = Harga_{BBMplantgate,t} \times E_{Listrik,t} \times SFC_{BBM}$$

Biaya bahan bakar pada skenario LNG dihitung berdasarkan produksi energi, SFC gas, dan harga gas *plant gate*:

$$Biaya_{bahanbakargas,t}^s = Harga_{gasplantgate,t}^s \times E_{Listrik,t} \times SFC_{GAS}$$

dengan $E_{Listrik,t}$ adalah produksi energi listrik pada periode ke- t , SFC_{BBM} adalah konsumsi spesifik BBM, SFC_{GAS} adalah konsumsi spesifik gas, $Harga_{BBMplantgate,t}$ adalah harga BBM, dan $Harga_{gasplantgate,t}^s$ adalah harga gas *plant gate* pada periode ke- t dan skenario ke- s .

Biaya tahunan *baseline* BBM dirumuskan sebagai berikut:

$$AnnualCost_{BBM,t} = Biaya_{bahanbakarBBM,t} + MaintenanceCost_{BBM,t}$$

Biaya tahunan skenario LNG dirumuskan sebagai berikut:

$$AnnualCost_{LNG,t}^s = Biaya_{bahanbakargas,t}^s + EAC_{CAPEX} + MaintenanceCost_{GAS,t} + OtherExtraCost_{GAS,t}$$

Dalam model ini, biaya *midstream* tidak dihitung kembali sebagai biaya tambahan apabila sudah termasuk dalam harga gas *plant gate*. Prinsip ini digunakan untuk menghindari double counting antara komponen harga gas *plant gate* dan biaya tambahan operasi gas.

Perhitungan EAC Incremental dan Incremental NPV

Incremental CAPEX dikonversi menjadi biaya tahunan ekuivalen menggunakan capital recovery factor (CRF). Pendekatan ini merupakan metode standar dalam ekonomi teknik untuk mengubah investasi awal menjadi biaya tahunan ekuivalen selama umur analisis [24]. Persamaan CRF adalah:

$$CRF_{Capexincremental} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

EAC atas incremental CAPEX dihitung sebagai berikut:

$$EAC_{CAPEX} = CAPEX_{Incremental} \times CRF_{Capexincremental}$$

dengan i adalah tingkat diskonto, n adalah horizon analisis, dan $CAPEX_{Incremental}$ adalah incremental CAPEX.

EAC incremental dihitung sebagai selisih antara biaya tahunan skenario LNG dan biaya tahunan *baseline* BBM:

$$EAC_{Incremental,t}^S = AnnualCost_{LNG,t}^S - AnnualCost_{BBM,t}$$

Nilai $EAC_{Incremental,t}^S$ digunakan sebagai indikator utama penelitian. Konvensi tanda dalam penelitian ini adalah sebagai berikut: nilai EAC *incremental* negatif menunjukkan bahwa skenario LNG menghasilkan penghematan biaya tahunan dibandingkan *baseline* BBM, sedangkan nilai EAC *incremental* positif menunjukkan adanya tambahan biaya tahunan. Dengan demikian, semakin kecil atau semakin negatif nilai EAC *incremental*, semakin besar penghematan tahunan yang dihasilkan oleh skenario LNG.

Sebagai indikator pendukung, *Incremental Net Present Value* dihitung menggunakan arus kas *incremental* selama horizon analisis. Berbeda dari perhitungan EAC *incremental*, *incremental free cash flow* untuk *Incremental NPV* tidak menggunakan EAC_{CAPEX} , karena $CAPEX_{Incremental}$ sudah diperhitungkan sebagai arus kas keluar pada awal periode. Oleh karena itu, *incremental free cash flow* dirumuskan sebagai berikut:

$$IncrementalFCF_t^S = AnnualCost_{BBM,t} - OPEX_{GAS,t}^S$$

$$OPEX_{GAS,t}^S = (Biaya_{bahanbakargas,t}^S + MaintenanceCost_{GAS,t} + OtherExtraCost_{GAS,t})$$

Incremental NPV kemudian dihitung sebagai berikut:

$$IncrementalNPV_s = FCF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{IncrementalFCF_t^S}{(1+r)^t}$$

$$FCF_0 = -CAPEX_{Incremental}$$

dengan $IncrementalFCF_t^S$ adalah *free cash flow incremental* pada periode ke- t dan skenario ke- s , sedangkan r adalah tingkat diskonto. Jika nilai $IncrementalFCF_t^S$ positif, maka skenario LNG menghasilkan penghematan kas operasional dibandingkan *baseline* BBM. Jika nilainya negatif, maka skenario LNG menimbulkan tambahan biaya kas operasional. Dalam perhitungan *Incremental NPV*, FCF_0 diperlakukan sebagai *free cash flow* pada awal periode dan tidak diannualisasi kembali. Dalam kerangka perhitungan ini, $AnnualCost_{LNG,t}^S$ digunakan untuk perhitungan EAC *incremental* karena sudah memasukkan EAC_{CAPEX} , sedangkan $OPEX_{GAS,t}^S$ digunakan untuk perhitungan *Incremental NPV* karena $CAPEX_{Incremental}$ dihitung secara terpisah sebagai arus kas keluar awal. Pemisahan ini diperlukan agar *incremental CAPEX* tidak dihitung ganda dalam evaluasi keekonomian.

Dengan demikian, EAC *incremental* dan *Incremental NPV* digunakan sebagai dua indikator yang saling melengkapi, bukan dijumlahkan secara bersamaan. Pendekatan *scenario-based feasibility* dan analisis sensitivitas umum digunakan dalam evaluasi infrastruktur gas karena perubahan harga dan konsumsi dapat mengubah kelayakan proyek secara signifikan [17].

Analisis Sensitivitas dan Simulasi Monte Carlo

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengevaluasi pengaruh perubahan porsi HGBT terhadap hasil model. Analisis dilakukan secara deterministik dengan membandingkan EAC *incremental* dan *Incremental NPV* pada skenario S0 sampai S4. Tujuan analisis ini adalah mengidentifikasi seberapa besar perubahan porsi HGBT memengaruhi harga gas *plant gate*, biaya bahan bakar LNG, biaya tahunan skenario LNG, dan kelayakan finansial *incremental*.

Simulasi Monte Carlo digunakan untuk mengevaluasi risiko ketidakpastian harga gas komersial berbasis ICP. Pendekatan probabilistik diperlukan karena evaluasi berbasis satu nilai deterministik tidak cukup untuk menggambarkan risiko harga energi. Literatur biaya pembangkitan menunjukkan bahwa model biaya yang terlalu agregatif memiliki keterbatasan dalam menangkap variasi lokasi, waktu, biaya, dan kebijakan [18]. Selain itu, Monte Carlo dapat digunakan untuk mengevaluasi ketidakpastian biaya pembangkitan akibat perubahan parameter seperti biaya modal, biaya bahan baku, harga karbon, dan variabel pasar lainnya [19].

Dalam penelitian ini, ICP digunakan sebagai variabel acak utama karena harga gas komersial berbasis ICP berubah mengikuti pergerakan ICP. Data historis ICP digunakan sebagai dasar pembentukan distribusi probabilitas atau parameter statistik yang mewakili karakteristik pergerakan harga minyak mentah Indonesia. Pada analisis deterministik, setiap skenario dihitung menggunakan satu nilai ICP *base case*. Sementara itu, pada simulasi Monte Carlo, nilai ICP dibangkitkan secara acak pada setiap iterasi berdasarkan karakter historis data tersebut.

Prosedur simulasi dilakukan melalui tahapan berikut. Pertama, data historis ICP ditetapkan sebagai dasar pembentukan parameter simulasi. Kedua, nilai ICP simulatif dibangkitkan pada setiap iterasi. Ketiga, nilai ICP hasil simulasi dikonversi menjadi harga gas komersial berbasis ICP menggunakan persamaan harga gas komersial. Keempat, harga molekul gas tertimbang dihitung berdasarkan porsi HGBT dan porsi non-HGBT berbasis ICP pada setiap skenario. Kelima, harga gas *plant gate*, biaya bahan bakar LNG, EAC *incremental*, dan *Incremental NPV* dihitung untuk setiap iterasi. Proses tersebut diulang sebanyak 1.000 iterasi untuk setiap skenario porsi HGBT.

Validasi model dilakukan melalui pemeriksaan konsistensi perhitungan antarvariabel dan logika arus biaya incremental. Pemeriksaan dilakukan dengan memastikan bahwa biaya midstream yang sudah masuk dalam harga gas plant gate tidak dihitung kembali sebagai biaya tambahan, EAC incremental dihitung sebagai selisih annual cost LNG dan annual cost BBM, serta incremental CAPEX hanya diperhitungkan sebagai arus kas keluar awal dalam Incremental NPV. Konsistensi hasil juga diuji melalui arah perubahan skenario, yaitu peningkatan porsi HGBT seharusnya menurunkan harga gas tertimbang, biaya tahunan LNG, dan volatilitas Incremental NPV. Dalam simulasi Monte Carlo, ICP diasumsikan mengikuti distribusi normal berdasarkan rata-rata dan standar deviasi data historis ICP. Asumsi ini digunakan untuk merepresentasikan fluktuasi ICP di sekitar nilai rata-ratanya, kemudian dikonversi ke harga gas komersial, harga gas plant gate, EAC incremental, dan Incremental NPV untuk menilai ketahanan keekonomian terhadap ketidakpastian harga ICP [15], [19].

Hasil simulasi disajikan dalam bentuk statistik deskriptif, meliputi nilai minimum, maksimum, rata-rata, median, standar deviasi, dan persentil risiko. Skenario dengan porsi non-HGBT berbasis ICP yang lebih tinggi memiliki eksposur risiko yang lebih besar karena biaya bahan bakarnya lebih banyak mengikuti volatilitas ICP. Sebaliknya, skenario dengan porsi HGBT lebih tinggi memiliki distribusi hasil yang lebih stabil karena sebagian besar harga molekul gas tidak mengikuti perubahan ICP. Dengan demikian, simulasi Monte Carlo digunakan untuk menilai ketahanan hasil analisis incremental terhadap ketidakpastian harga gas komersial berbasis ICP, serta mendukung evaluasi kecukupan porsi HGBT dalam menurunkan risiko finansial gasifikasi pembangkit *isolated*.

Hasil dan Pembahasan

Struktur Biaya Tahunan Baseline BBM dan Skenario LNG

Hasil perhitungan menunjukkan bahwa perubahan penggunaan bahan bakar dari BBM ke LNG menghasilkan penurunan biaya tahunan pada seluruh skenario. Rata-rata biaya tahunan *baseline* BBM selama horizon analisis adalah sebesar Rp859,22 miliar per tahun. Pada skenario LNG, rata-rata biaya tahunan berada pada rentang Rp828,07 miliar per tahun pada S0 hingga Rp708,17 miliar per tahun pada S4. Penurunan biaya tahunan ini menunjukkan bahwa LNG berpotensi menghasilkan penghematan dibandingkan *baseline* BBM, tetapi besarnya penghematan sangat dipengaruhi oleh komposisi porsi HGBT dan porsi harga gas komersial berbasis ICP.

Tabel 2. Rata-rata annual cost dan EAC incremental

Skenario	Annual cost LNG (Rp miliar/tahun)	Annual Cost BBM (Rp miliar/tahun)	EAC Incremental (Rp miliar/tahun)
S0	828,07	859,22	-31,15
S1	798,09	859,22	-61,13
S2	768,12	859,22	-91,10
S3	738,14	859,22	-121,08
S4	708,17	859,22	-151,05

Nilai EAC incremental dihitung sebagai selisih antara annual cost LNG dan annual cost BBM. Dengan konvensi ini, nilai negatif menunjukkan penghematan biaya tahunan. Seluruh skenario LNG menghasilkan EAC incremental negatif, mulai dari -Rp31,15 miliar per tahun pada S0 hingga -Rp151,05 miliar per tahun pada S4. Artinya, semakin besar porsi HGBT, semakin besar penghematan tahunan yang dihasilkan. Pola ini sejalan dengan literatur yang menempatkan harga bahan bakar dan harga gas *plant gate* sebagai penggerak utama keekonomian pembangkit LNG [14], [15].

Temuan tersebut juga menunjukkan bahwa keekonomian gasifikasi tidak dapat hanya dijelaskan oleh selisih harga BBM dan LNG secara umum. Pada pembangkit *isolated*, harga gas *plant gate* dibentuk oleh harga molekul gas dan biaya *midstream*, sehingga komponen transportasi, penyimpanan, regasifikasi, handling, dan margin distribusi menjadi bagian penting dalam total biaya LNG. Hal ini sejalan dengan kajian rantai nilai LNG yang menekankan bahwa keekonomian LNG harus dilihat secara terintegrasi dari pasokan, pengangkutan, regasifikasi, hingga konsumsi akhir [3]. Dalam konteks *small-scale* LNG Indonesia, struktur biaya tersebut juga dipengaruhi oleh kapasitas kapal, konfigurasi rute, fasilitas penerimaan, serta volume permintaan yang dilayani [1], [5], [8].

Pengaruh Porsi HGBT terhadap EAC Incremental

Perubahan porsi HGBT memberikan pengaruh langsung terhadap biaya tahunan skenario LNG. Dari S0 ke S4, rata-rata annual cost LNG turun sebesar Rp119,90 miliar per tahun. Secara bertahap, setiap kenaikan 25% porsi HGBT menurunkan biaya rata-rata sekitar Rp29,98 miliar per tahun. Pola ini menunjukkan bahwa harga molekul gas merupakan komponen sensitif dalam pembentukan biaya tahunan LNG.

Porsi HGBT dalam model ini berperan sebagai variabel pengendali biaya yang memengaruhi keekonomian skenario LNG. Pada S0, seluruh kebutuhan gas menggunakan harga komersial berbasis ICP, sehingga penghematan yang dihasilkan menjadi paling kecil. Sebaliknya, pada S4, seluruh kebutuhan gas memperoleh HGBT, sehingga biaya tahunan LNG berada pada tingkat paling rendah. Dengan demikian, HGBT tidak hanya

berfungsi sebagai instrumen penurunan harga, tetapi juga sebagai mekanisme untuk menurunkan eksposur biaya operasi terhadap volatilitas harga gas komersial pada pembangkit *isolated*.

Namun, hasil rata-rata selama horizon analisis perlu dibaca bersama dengan profil tahun awal operasi. Pada tahun awal, skenario dengan porsi HGBT rendah masih dapat menghadapi tekanan biaya karena penghematan bahan bakar belum sepenuhnya mengimbangi biaya tambahan akibat incremental CAPEX, incremental OPEX, dan biaya *midstream*. Hasil analisis tahunan menunjukkan bahwa meskipun seluruh skenario menghasilkan EAC incremental negatif secara rata-rata horizon, pada tahun awal hanya S4 yang langsung menghasilkan penghematan, sedangkan S0 sampai S3 masih menimbulkan tambahan biaya. Oleh karena itu, evaluasi gasifikasi pada pembangkit eksisting perlu menggunakan pendekatan biaya incremental agar hanya biaya yang berubah akibat keputusan konversi yang diperhitungkan.

Kelayakan Arus Kas Incremental

Selain EAC incremental, penelitian ini menggunakan Incremental NPV sebagai indikator pendukung untuk mengevaluasi kemampuan arus kas incremental dalam menutup incremental CAPEX selama horizon analisis. Hasil deterministik menunjukkan bahwa seluruh skenario menghasilkan Incremental NPV positif. Nilai Incremental NPV meningkat dari Rp84,07 miliar pada S0 menjadi Rp783,56 miliar pada S4.

Tabel 3. Incremental NPV dan *discounted payback period*

Skenario	Incremental NPV (Rp miliar)	Discounted Payback Period
S0	84,07	2035
S1	259,20	2030
S2	434,32	2028
S3	609,44	2027
S4	783,56	2027

Peningkatan Incremental NPV dari S0 ke S4 mencapai Rp699,49 miliar. Secara rata-rata, setiap kenaikan 25% porsi HGBT meningkatkan Incremental NPV sekitar Rp174,87 miliar. Selain itu, peningkatan porsi HGBT mempercepat *discounted payback period*. Pada S0, investasi tambahan baru pulih pada tahun 2035. Pada S1, periode pemulihan maju menjadi tahun 2030. Pada S2, *payback* terjadi pada tahun 2028, sedangkan pada S3 dan S4 *payback* terjadi pada tahun 2027.

Hasil ini menunjukkan bahwa skenario LNG layak secara deterministik, tetapi tingkat kelayakannya sangat bergantung pada struktur harga gas. Dengan kata lain, gasifikasi pembangkit *isolated* tetap dapat menghasilkan nilai tambah finansial, tetapi keberhasilannya tidak hanya ditentukan oleh teknologi konversi, melainkan juga oleh kebijakan harga gas dan kemampuan mengendalikan harga gas *plant gate*. Temuan ini sejalan dengan studi pembangkit LNG yang menunjukkan bahwa harga bahan bakar merupakan salah satu komponen dominan dalam biaya pembangkitan [14], serta studi infrastruktur gas yang menunjukkan bahwa perubahan harga gas dan konsumsi dapat mengubah hasil kelayakan proyek secara signifikan [17].

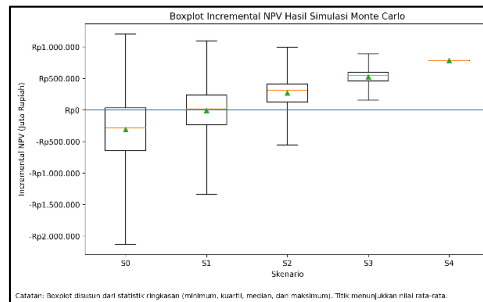
Risiko Harga ICP Berdasarkan Simulasi Monte Carlo

Analisis deterministik memberikan gambaran kelayakan berdasarkan nilai asumsi tertentu. Namun, karena porsi non-HGBT berbasis ICP dipengaruhi oleh volatilitas ICP, evaluasi probabilistik diperlukan untuk melihat ketahanan hasil terhadap ketidakpastian harga. Simulasi Monte Carlo dilakukan dengan membangkitkan 1.000 nilai ICP, kemudian mengonversinya menjadi harga gas komersial berbasis ICP. Nilai ICP hasil simulasi berada pada rentang USD34,53/bbl sampai USD125,61/bbl, dengan rata-rata USD80,26/bbl. Rentang tersebut menghasilkan harga gas komersial berbasis ICP sebesar USD5,01/MMBTU sampai USD18,21/MMBTU.

Tabel 4. Statistik incremental NPV berdasarkan hasil simulasi Monte Carlo ICP

Statistik	S0	S1	S2	S3	S4
Minimum (Rp miliar)	-2.127,73	-1.342,35	-556,97	158,01	783,56
Maksimum (Rp miliar)	1.202,10	1.097,46	992,83	888,19	783,56
Rata-rata (Rp miliar)	-308,95	-8,69	267,74	526,72	783,56
Median (Rp miliar)	-286,20	11,30	308,81	546,19	783,56
Standar Deviasi (Rp miliar)	491,13	346,76	214,74	106,03	0
P90 (Rp miliar)	309,79	428,48	547,18	665,87	783,56
P95 (Rp miliar)	471,01	549,40	627,79	706,18	783,56

Hasil Monte Carlo menunjukkan bahwa S0 memiliki risiko finansial tertinggi. Pada skenario ini, rata-rata Incremental NPV bernilai negatif sebesar -Rp308,95 miliar, median -Rp286,20 miliar, dan standar deviasi Rp491,13 miliar. Kondisi ini terjadi karena seluruh kebutuhan gas pada S0 mengikuti harga komersial berbasis ICP, sehingga seluruh variasi ICP langsung memengaruhi harga gas *plant gate* dan arus kas incremental.



Gambar 3. Boxplot *Incremental NPV* hasil simulasi Monte Carlo pada skenario S0–S4

Gambar 3 memperlihatkan perbedaan sebaran *Incremental NPV* pada setiap skenario porsi HGBT dan non-HGBT berbasis ICP. Skenario S0 memiliki rentang sebaran paling lebar dan kecenderungan hasil negatif karena seluruh kebutuhan gas mengikuti harga komersial berbasis ICP. Sebaliknya, peningkatan porsi HGBT pada S1 sampai S3 mempersempit sebaran risiko dan meningkatkan posisi median *Incremental NPV*. Pada S4, nilai *Incremental NPV* tidak mengalami variasi karena seluruh kebutuhan gas menggunakan harga HGBT sehingga tidak terekspos terhadap volatilitas ICP. Pola ini menunjukkan bahwa porsi HGBT tidak hanya menurunkan biaya rata-rata, tetapi juga mengurangi volatilitas hasil keekonomian akibat perubahan ICP.

Pada S1, rata-rata *Incremental NPV* masih negatif sebesar -Rp8,69 miliar, tetapi median sudah positif sebesar Rp11,30 miliar. Hal ini menunjukkan bahwa porsi HGBT sebesar 25% mulai mengurangi eksposur terhadap volatilitas ICP, meskipun risiko downside masih cukup besar. Pada S2, rata-rata *Incremental NPV* meningkat menjadi Rp267,74 miliar, tetapi nilai minimum masih negatif sebesar -Rp556,97 miliar. Sementara itu, S3 menunjukkan hasil yang lebih stabil karena nilai minimum sudah positif sebesar Rp158,01 miliar dan standar deviasi turun menjadi Rp106,03 miliar. Pada S4, hasil *Incremental NPV* konstan karena seluruh kebutuhan gas memperoleh HGBT sehingga tidak terekspos harga komersial berbasis ICP.

Temuan ini menunjukkan bahwa peningkatan porsi HGBT tidak hanya meningkatkan nilai rata-rata *Incremental NPV*, tetapi juga menurunkan sebaran risiko hasil finansial. Dengan demikian, HGBT berperan ganda: menurunkan biaya rata-rata dan mengurangi volatilitas keekonomian akibat perubahan ICP. Hasil ini konsisten dengan penggunaan Monte Carlo dalam analisis biaya energi, di mana pendekatan probabilistik digunakan untuk menangkap pengaruh distribusi variabel input terhadap variasi hasil akhir [19].

Implikasi terhadap Keekonomian Gasifikasi Pembangkit Isolated

Hasil penelitian menunjukkan bahwa gasifikasi PLTMG XYZ memiliki potensi penghematan dibandingkan *baseline* BBM, tetapi keekonomiannya sangat bergantung pada pengendalian harga gas *plant gate*. Pada sistem *isolated*, pembangkit tidak selalu memperoleh manfaat skala ekonomi seperti pada sistem kluster. Biaya *midstream* menjadi penting karena distribusi LNG harus menanggung biaya transportasi, penyimpanan, regasifikasi, dan margin distribusi pada volume yang relatif kecil. Kondisi ini sejalan dengan penelitian *small-scale* LNG yang menekankan bahwa rute, kapasitas kapal, terminal penerima, dan konfigurasi distribusi menentukan biaya LNG di sisi pembangkit [5], [7], [8], [9], [12]. Studi pada Nusa Tenggara juga menunjukkan bahwa substitusi diesel dengan SSLNG dapat layak pada skenario tertentu, tetapi tetap sensitif terhadap struktur biaya distribusi dan risiko proyek [11].

Dari sisi kebijakan, hasil penelitian menegaskan bahwa keterbatasan porsi HGBT dapat menggeser skenario LNG dari layak secara deterministik menjadi berisiko secara probabilistik. Skenario S0 masih menghasilkan *Incremental NPV* positif pada base case, tetapi menjadi negatif secara rata-rata ketika ICP disimulasikan. Sebaliknya, skenario dengan porsi HGBT tinggi menunjukkan hasil yang lebih stabil. Oleh karena itu, keberhasilan gasifikasi pembangkit *isolated* memerlukan kombinasi tiga pengendalian utama: pengendalian biaya *midstream*, kecukupan alokasi HGBT, dan mitigasi risiko harga ICP.

Secara metodologis, penggunaan EAC incremental memberikan sudut pandang yang lebih tepat untuk pembangkit eksisting karena fokus pada biaya yang berubah akibat keputusan konversi. *Incremental NPV* kemudian melengkapi analisis dengan melihat kemampuan penghematan kas operasional dalam menutup *incremental CAPEX* sepanjang horizon analisis. Kombinasi kedua indikator tersebut memperlihatkan bahwa keputusan gasifikasi pembangkit *isolated* tidak cukup dinilai dari kelayakan investasi proyek LNG secara umum, tetapi perlu ditempatkan sebagai keputusan biaya relevan pada aset pembangkit yang sudah beroperasi.

Simpulan

Penelitian ini menunjukkan bahwa perubahan penggunaan bahan bakar dari BBM ke LNG pada PLTMG XYZ sebagai pembangkit *isolated* berpotensi menghasilkan penghematan biaya tahunan dibandingkan kondisi *baseline* berbasis BBM. Seluruh skenario deterministik menghasilkan EAC incremental negatif, yang menunjukkan adanya penghematan biaya tahunan, dengan nilai penghematan meningkat dari Rp31,15 miliar per tahun pada skenario 0% HGBT menjadi Rp151,05 miliar per tahun pada skenario 100% HGBT. Hasil ini menegaskan bahwa keekonomian gasifikasi tidak hanya ditentukan oleh perubahan jenis bahan bakar, tetapi juga oleh struktur harga gas *plant gate* yang terbentuk dari harga molekul gas dan biaya *midstream*.

Dari sisi kelayakan finansial, seluruh skenario deterministik menghasilkan Incremental NPV positif. Nilai Incremental NPV meningkat dari Rp84,07 miliar pada skenario 100% harga gas komersial berbasis ICP menjadi Rp783,56 miliar pada skenario 100% HGBT. Setiap kenaikan 25% porsi HGBT menurunkan biaya rata-rata sekitar Rp29,98 miliar per tahun dan memperbaiki kelayakan arus kas incremental. Dengan demikian, porsi HGBT berperan sebagai variabel kebijakan yang tidak hanya menurunkan biaya, tetapi juga memperkuat daya saing skenario LNG terhadap operasi berbasis BBM.

Namun, hasil simulasi Monte Carlo menunjukkan bahwa keekonomian gasifikasi masih sensitif terhadap ketidakpastian ICP, terutama pada skenario dengan porsi harga gas komersial berbasis ICP yang tinggi. Skenario 100% harga gas komersial berbasis ICP menghasilkan rata-rata Incremental NPV negatif sebesar Rp308,95 miliar, sehingga layak secara deterministik tetapi berisiko secara probabilistik. Sebaliknya, skenario dengan porsi HGBT yang lebih tinggi menunjukkan hasil yang lebih stabil dan risiko finansial yang lebih rendah. Oleh karena itu, keberhasilan gasifikasi pembangkit *isolated* memerlukan pengendalian harga gas *plant gate*, kecukupan alokasi HGBT, pengendalian biaya *midstream*, serta mitigasi risiko harga ICP.

Secara metodologis, penelitian ini menempatkan gasifikasi sebagai keputusan konversi pada pembangkit eksisting, sehingga analisis difokuskan pada biaya yang benar-benar berubah akibat keputusan penggunaan LNG. Penggunaan EAC incremental sebagai indikator utama dan Incremental NPV sebagai indikator pendukung memberikan kerangka evaluasi yang lebih sesuai untuk menilai keputusan konversi bahan bakar dibandingkan hanya menggunakan pendekatan kelayakan investasi konvensional. Keterbatasan penelitian ini terletak pada penggunaan satu studi kasus pembangkit *isolated*, yaitu PLTMG XYZ, dengan lima skenario porsi HGBT dan non-HGBT berbasis ICP. Selain itu, simulasi Monte Carlo difokuskan pada ketidakpastian ICP sebagai variabel stokastik utama, sedangkan parameter teknis operasi, variasi volume LNG, risiko logistik, keterlambatan infrastruktur, ketidakpastian biaya *midstream*, dampak kurs, dan tingkat diskonto belum dimodelkan secara probabilistik. Oleh karena itu, penelitian lanjutan dapat memperluas objek pada beberapa pembangkit *isolated*, menguji variasi volume LNG dan konfigurasi rantai pasok, serta mengintegrasikan risiko teknis logistik dan parameter ekonomi agar evaluasi keekonomian gasifikasi menjadi lebih komprehensif.

Daftar Pustaka

- [1] M. A. Rahmanta *et al.*, "Insights into Small-Scale LNG Supply Chains for Cost-Efficient Power Generation in Indonesia," *Energies (Basel)*, vol. 18, no. 8, Apr. 2025, doi: 10.3390/en18082079.
- [2] Tumiran, L. M. Putranto, Sarjiya, F. D. Wijaya, A. Priyanto, and I. Savitri, "Generation Expansion Planning Based on Local Renewable Energy Resources: A Case Study of the Isolated Ambon-Seram Power System," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 14, no. 5, Mar. 2022, doi: 10.3390/su14053032.
- [3] J. Zhang, X. Yin, Z. Lei, J. Wang, Z. Fan, and S. Liu, "Economic Feasibility of LNG Business: An Integrated Model and Case Study Analysis," *Energies*, vol. 17, no. 13, Jul. 2024, doi: 10.3390/en17133351.
- [4] R. A. Machfudiyanto *et al.*, "Optimization of the risk-based small-scale LNG supply chain in the Indonesian archipelago," *Heliyon*, vol. 9, no. 8, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.heliyon.2023.e19047.
- [5] M. A. Budiyo and A. M. Febri, "LNG Transportation for Gas Power Plants with Small LNG Ships," in *E3S Web of Conferences*, EDP Sciences, Aug. 2024. doi: 10.1051/e3sconf/202455903007.
- [6] D. A. F. Muzhoffar, M. A. Budiyo, A. Riadi, and A. N. Altaf, "Small-scale LNG Carriers Revolutionize Power Plant Supply in Eastern Indonesia," *Transactions on Maritime Science*, vol. 14, no. 1, Apr. 2025, doi: 10.7225/toms.v14.n01.008.
- [7] D. A. F. Muzhoffar, A. S. Auzani, A. N. Altaf, A. R. P. Putra, and C. B. J. Wahyono, "Comparative Analysis of Liquefied Natural Gas (LNG) Distribution Scheme using Milk-Run and Hub-Spoke Methods on Small-Scale LNG Carrier in Eastern Indonesia," *Jurnal Sains Teknologi Transportasi Maritim*, vol. 6, no. 1, pp. 36–44, May 2024, doi: 10.51578/j.sitektransmar.v6i1.85.
- [8] M. A. Budiyo, G. R. Novrian, A. Riadi, G. L. Putra, Gunawan, and G. Theotokatos, "Shipping cost feasibility of LNG distribution with multiple island gas power plant destinations," *Front. Energy Res.*, vol. 13, 2025, doi: 10.3389/fenrg.2025.1502518.

- [9] L. Khoiriyah, K. B. Artana, and A. A. B. Dinariyana, "Conceptual design of floating storage and regasification unit (FSRU) for Eastern Part Indonesia," in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Institute of Physics, 2023. doi: 10.1088/1755-1315/1239/1/012015.
- [10] O. Turbaningsih, W. N. H. Nisa, A. Mustakim, I. H. Nur, and P. Wuryaningrum, "The Study of Adaptive Planning Application for LNG Regasification Terminal Infrastructure in Indonesia," in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, IOP Publishing Ltd, Feb. 2022. doi: 10.1088/1755-1315/972/1/012075.
- [11] A. N. Sommeng, Usman, and J. Kurnianto, "Techno-Economic and Risk Assessment of Small-Scale LNG Distribution for Replacing Diesel Fuel in Nusa Tenggara Region," *International Journal of Energy Economics and Policy*, vol. 13, no. 4, pp. 356–364, Jul. 2023, doi: 10.32479/ijeep.14446.
- [12] E. Satria, B. Koesuma, W. Andtania, and S. Utami, "Investment Analysis in Natural Gas Infrastructure Development for Nias Gas Engine Power Plant," *IOSR Journal of Mechanical and Civil Engineering (IOSR-JMCE) e-ISSN*, vol. 19, no. 6, pp. 38–46, doi: 10.9790/1684-1906033846.
- [13] D. Budiana and R. Dalimi, "The economics comparison of power plants fuelled by wellhead gas and liquefied natural gas in Aceh Province," *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 1041, no. 1, p. 012019, Jan. 2021, doi: 10.1088/1757-899x/1041/1/012019.
- [14] J. Li and L. Zhao, "Technical and Economic Evaluation and Development Policy Suggestions of LNG Power Plants: Evaluation and Development Policy," *International Journal of Information System Modeling and Design*, vol. 13, no. 9, 2022, doi: 10.4018/IJISMD.303130.
- [15] E. Iswandi, I. Supriyadi, and S. Thamrin, "Understanding gas prices: An overview of regulations and components affecting the Indonesian natural gas prices," in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, IOP Publishing Ltd, Jun. 2021. doi: 10.1088/1755-1315/753/1/012026.
- [16] K. Pan, X. Xie, T. Zhang, R. Sun, H. Li, and Z. An, "Forecasting the LNG Manufacturing Price Index from a Supply and Demand Perspective: The Case of Peoples Republic of China," *International Journal of Energy Economics and Policy*, vol. 15, no. 4, pp. 537–544, Jun. 2025, doi: 10.32479/ijeep.19611.
- [17] D. T. Utomo and C. Dianita, "Scenario-Based Evaluation of Economic Feasibility and Risk in City Gas Networks: A Case Study From East Java, Indonesia," *Scientific Contributions Oil and Gas*, vol. 48, no. 2, pp. 139–147, May 2025, doi: 10.29017/scog.v48i2.1766.
- [18] Z. Wang, Y. Huang, K. Zhou, Y. Zeng, X. Tang, and B. Bai, "Techno-economic assessment of wind and solar energy: Upgrading the LCOE model and enhancing geographical granularity," Mar. 01, 2025, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.esr.2025.101686.
- [19] J. Xi, B. Zhang, and Y. Yang, "Calculation and Monte Carlo uncertainty analysis of the levelized cost of electricity for different energy power generation in the smart grid under time scales," *Energy Strategy Reviews*, vol. 58, Mar. 2025, doi: 10.1016/j.esr.2025.101666.
- [20] R. A. Machfudiyanto, W. P. Humang, I. Kamil, Y. Latief, N. Wahjuningsih, and Y. Y. Adi Putra, "Enhancing Small-Scale LNG supply Chains: Risk mitigation strategies and frameworks for archipelagic distribution," *Cleaner Logistics and Supply Chain*, vol. 16, Sep. 2025, doi: 10.1016/j.clscn.2025.100249.
- [21] A. C. P. T. Nugroho *et al.*, "Mission Analysis of Small-Scale LNG Carrier as Feeder for East Indonesia: Ambon City as the Hub Terminal," *Evergreen*, vol. 10, no. 3, pp. 1938–1950, Sep. 2023, doi: 10.5109/7151748.
- [22] I. G. A. Banyupramesta and N. I. Arvitrida, "Distribution Route Optimization using Fleet Size and Mix Vehicle Routing Problem: A Case Study at Bali-Nusa Tenggara LNG Distribution," in *Proceedings of the 3rd South American International Industrial Engineering and Operations Management Conference*, Asuncion, Paraguay: IEOM Society International, Jul. 2022, pp. 1681–1690.
- [23] M. A. Budiyanto, I. K. Singgih, A. Riadi, and G. L. Putra, "Study on the LNG distribution to Mobile Power Plants using a Small-Scale LNG Carrier for the case of the Sulawesi region of Indonesia," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 374–380, Apr. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2021.11.211.
- [24] L. T. . Blank and A. J. . Tarquin, *Basics of engineering economy*. McGraw-Hill Higher-Education, 2008.