

## **Analisa Keekonomian Program Reduksi Gas Suar dalam Usaha Dekarbonisasi pada PSC PT ABC**

**Fauzi Danendra\*, Muhammad Nauval Rizki, Riko Meidiya Putra**

Universitas Trisakti, Indonesia

Email: [fdanendra@gmail.com](mailto:fdanendra@gmail.com)\*, [Mk.m.rizky@pertamina.com](mailto:Mk.m.rizky@pertamina.com), [riko.putra@pertamina.com](mailto:riko.putra@pertamina.com)

### **Abstrak :**

Penelitian ini menganalisis kelayakan teknis dan keekonomian sistem flare gas recovery berbasis gas ejector unit, dibandingkan dengan mini-FLNG dan fuel gas turbine system (GTG), dalam konteks Gross Split PSC. Studi kasus dilakukan di platform RSTU milik PSC PT ABC, menunjukkan gas ejector menyerap rata-rata 0.0135 MMSCFD flare gas, meskipun di bawah kapasitas desain. Data ini digunakan untuk simulasi keekonomian pada platform KLMN dan WXYZ, dengan desain mini-FLNG dan GTG. Evaluasi keekonomian menggunakan NPV, IRR, dan Payback Period (PP) selama 10 tahun, menunjukkan sistem gas ejector paling ekonomis untuk skala kecil, dengan NPV Rp1.6 miliar, IRR 24.32%, dan PP 3.7 tahun (skenario konservatif, harga gas USD 7/MMBTU, volume serapan 0.0135 MMSCFD). Sistem mini-FLNG memiliki NPV tertinggi Rp142.57 miliar, IRR 35.73%, dan PP 2.7 tahun, meskipun memerlukan investasi awal tinggi (Rp112 miliar) dan cocok untuk volume flare besar. Sementara itu, sistem GTG menunjukkan NPV Rp28.51 miliar, IRR 25.49%, dan PP 3.6 tahun, ideal untuk fasilitas dengan kebutuhan energi tinggi. Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa kelayakan ekonomi sistem gas ejector sangat dipengaruhi oleh fluktuasi harga gas, volume serapan, serta CAPEX dan OPEX. Skenario pesimis (harga gas USD 6/MMBTU, serapan 0.010 MMSCFD) menghasilkan NPV negatif dan IRR rendah, menandakan ketidaklayakan. Pemilihan teknologi flare gas recovery harus mempertimbangkan efisiensi teknis, modularitas, dan ketahanan ekonomi terhadap dinamika pasar.

**Kata Kunci:** Dekarbonisasi; Kelayakan ekonomi; Pemulihan gas flare; Sistem ejector gas; Analisis sensitivitas.

### **Abstract:**

*This study analyzes the technical feasibility and economic viability of a flare gas recovery system based on a gas ejector unit, compared to mini-FLNG and fuel gas turbine system (GTG) alternatives, within the Gross Split PSC framework. A case study was conducted on the RSTU platform owned by PSC PT ABC, showing that the gas ejector absorbed an average of 0.0135 MMSCFD of flare gas, though below the design capacity. This data was used for economic simulation on the KLMN and WXYZ platforms, with mini-FLNG and GTG conceptual designs also simulated. Economic evaluation using NPV, IRR, and Payback Period (PP) over 10 years showed that the gas ejector system was the most economical for small-scale applications, with an NPV of IDR 1.6 billion, IRR of 24.32%, and PP of 3.7 years (conservative scenario, gas price USD 7/MMBTU, absorption volume 0.0135 MMSCFD). The mini-FLNG system had the highest NPV of IDR 142.57 billion, IRR of 35.73%, and PP of 2.7 years, but required a high initial investment (IDR 112 billion) and was suitable for large flare volumes. Meanwhile, the GTG system showed an NPV of IDR 28.51 billion, IRR of 25.49%, and PP of 3.6 years, ideal for facilities with high internal energy demands. Sensitivity analysis highlighted that the economic feasibility of the gas ejector system was highly affected by gas price fluctuations, absorption volume, as well as CAPEX and OPEX. A pessimistic scenario (gas price USD 6/MMBTU, absorption 0.010 MMSCFD) resulted in negative NPV and low IRR, indicating unfeasibility. The selection of flare gas recovery technology should consider technical efficiency, modularity, and economic resilience to market dynamics.*

**Keywords:** *Decarbonization; Economic feasibility; Flare gas recovery; Gas ejector system; Sensitivity analysis.*

## PENDAHULUAN

Praktik pembakaran gas suar (flare gas) masih menjadi isu substantial dalam industri hulu minyak dan gas bumi, terutama di fasilitas offshore yang memiliki keterbatasan infrastruktur penyaluran gas (de Andrade Cruz et al., 2022; Wibawa et al., 2025; World Bank, 2022). Flare gas merupakan produk sampingan bertekanan rendah yang dibuang ke atmosfer untuk alasan keselamatan atau kendala teknis, namun justru menyumbang emisi gas rumah kaca (GRK) dalam jumlah besar, khususnya karbon dioksida (CO<sub>2</sub>) dan metana (CH<sub>4</sub>) (Khalili-Garakani et al., 2022; Khoshkar Vandani et al., 2024). Global Gas Flaring Tracker Report yang diterbitkan oleh World Bank (2022) mencatat bahwa volume pembakaran gas flaring global mencapai 139 miliar meter kubik pada tahun 2022, menyumbang lebih dari 350 juta ton CO<sub>2</sub> ekuivalen ke atmosfer. Selain menciptakan eksternalitas lingkungan yang serius, praktik ini juga merepresentasikan hilangnya potensi ekonomi dari sumber daya hidrokarbon yang tidak dimanfaatkan, dengan nilai ekonomi yang hilang diperkirakan mencapai miliaran dolar per tahun (Barati & Pirozfar, 2019).

Dalam konteks regulasi nasional dan global, pengurangan emisi GRK telah menjadi komitmen strategis. Indonesia, melalui Nationally Determined Contribution (NDC), menargetkan penurunan emisi sebesar 31.89% secara mandiri dan hingga 43.2% dengan bantuan internasional pada tahun 2030. Di sisi lain, skema kontrak bagi hasil berbasis Gross Split, yang tidak memberikan pengembalian biaya investasi langsung kepada kontraktor (KKKS), menuntut adanya inovasi teknologi yang efisien dan berbiaya rendah. Dengan kondisi tersebut, pemanfaatan flare gas perlu dievaluasi tidak hanya dari sisi teknis, tetapi juga dari kelayakan keekonomian dalam struktur investasi yang sepenuhnya ditanggung kontraktor.

Selain kompleksitas teknis dan keekonomian sistem reduksi gas suar, permasalahan esensial yang mendasari urgensi penelitian ini adalah volume gas suar yang sangat besar dan terus terbuang tanpa pemanfaatan di Indonesia (Nejadfard & Khalili-Garakani, 2020; Tahmasebi & Taghvaie, 2024; Naseri et al., 2025). Data menunjukkan bahwa Indonesia termasuk dalam 10 negara penghasil gas flare terbesar di dunia, dengan volume mencapai 4.3 miliar meter kubik pada tahun 2022, dimana sekitar 5-7 MMSCFD gas secara rutin dibakar di beberapa fasilitas offshore setiap harinya. Angka ini tidak hanya merepresentasikan kerugian ekonomis yang substansial dari energi yang tidak termanfaatkan, tetapi juga setara dengan emisi sekitar 400,000ton CO<sub>2</sub> per tahun, memperparah kontribusi terhadap efek rumah kaca dan perubahan iklim. Oleh karena itu, tantangan mendesak adalah bagaimana mengkonversi limbah gas ini menjadi aset berharga melalui solusi yang berkelanjutan dan secara keekonomian layak dalam konteks operasional migas di Indonesia (Moosazadeh et al., 2025; Saputra et al., 2019).

Penelitian ini secara sistematis menganalisis efektivitas teknis dan kelayakan keekonomian program reduksi gas suar, dengan studi kasus aktual penerapan sistem gas ejector pada platform RSTU milik PSC PT ABC yang memanfaatkan prinsip Venturi untuk merecovery gas bertekanan rendah secara pasif. Melengkapi validasi teknologi yang sudah berjalan, studi ini juga mengkaji secara komparatif dua opsi strategis lainnya, yaitu mini-FLNG untuk

monetisasi gas menjadi LNG dan fuel gas turbine untuk pemanfaatan energi internal di fasilitas lepas pantai (Hamza et al., 2021; Imo & Onyekonwu, 2024).

Evaluasi finansial proyek didasarkan pada indikator Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), dan Payback Period (PP), diperkuat dengan analisis sensitivitas terhadap harga gas, volume gas terserap, serta biaya CAPEX-OPEX untuk mengukur robustnes proyek. Integrasi analisis teknis dan keekonomian ini bertujuan untuk memberikan wawasan strategis replikasi ke platform lain dengan kondisi berbeda, sekaligus berkontribusi pada strategi dekarbonisasi sektor migas nasional, menawarkan justifikasi teknis dan finansial bagi kontraktor di bawah skema Gross Split dalam transisi energi menuju keberlanjutan.

Kebaruan (novelty) penelitian ini terletak pada beberapa aspek. Pertama, penelitian ini secara sistematis mengintegrasikan analisis teknis implementasi aktual sistem gas ejector di platform RSTU dengan simulasi teknis dua teknologi alternatif (mini-FLNG dan GTG) di platform berbeda (KLMN dan WXYZ), memberikan perbandingan komprehensif antar teknologi dalam konteks operasional nyata. Kedua, penelitian ini melakukan evaluasi keekonomian mendalam menggunakan indikator NPV, IRR, dan Payback Period dengan proyeksi 10 tahun, yang diperkuat dengan analisis sensitivitas one-way dan scenario analysis terhadap lima variabel kunci: harga gas, volume serapan, CAPEX, OPEX, dan tingkat diskonto. Ketiga, penelitian ini secara spesifik mengkaji kelayakan teknologi dalam kerangka skema kontrak Gross Split, suatu aspek yang belum banyak dibahas dalam literatur sebelumnya. Keempat, penelitian ini mengintegrasikan analisis dampak lingkungan (reduksi emisi CO<sub>2</sub>) dengan analisis keekonomian, memberikan perspektif holistik yang sejalan dengan kerangka ESG (Environmental, Social, and Governance) yang semakin penting dalam industri migas global. Kelima, penelitian ini menghasilkan matriks rekomendasi untuk replikasi teknologi berdasarkan karakteristik volume gas, tekanan fluida, dan tujuan pemanfaatan, yang dapat menjadi panduan praktis bagi kontraktor migas di Indonesia.

Penelitian ini bertujuan untuk: (1) menganalisis efektivitas teknis implementasi sistem gas ejector di platform RSTU milik PSC PT ABC; (2) mensimulasikan kelayakan teknis sistem mini-FLNG di platform KLMN dan sistem GTG di platform WXYZ; (3) mengevaluasi kelayakan keekonomian ketiga teknologi menggunakan indikator NPV, IRR, dan Payback Period; (4) melakukan analisis sensitivitas terhadap parameter-parameter kunci yang mempengaruhi kelayakan ekonomi; (5) membandingkan profil keekonomian antar teknologi; dan (6) merumuskan rekomendasi strategis untuk pemilihan dan replikasi teknologi berdasarkan karakteristik lapangan.

## METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif evaluatif yang bertujuan untuk menilai kelayakan teknis dan keekonomian dari penerapan sistem *gas ejector* dan *gas compressor unit* sebagai solusi pemanfaatan gas suar pada *platform* produksi migas. Pendekatan kuantitatif dipilih karena sesuai untuk mengukur besaran dampak secara objektif dan terukur melalui data numerik seperti volume gas yang *direct recovery*, biaya investasi, dan hasil perhitungan ekonomi seperti *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), serta *Payback Period* (Creswell & Creswell, 2018; Sugiyono, 2019). Evaluasi dilakukan berdasarkan data sekunder operasional dari lapangan XYZ milik PSC PT ABC yang menggunakan skema *Gross Split*.

Paradigma penelitian yang digunakan adalah positivistik, yang berangkat dari asumsi bahwa realitas dapat diukur secara empiris dan objektif. Paradigma ini menekankan pada penggunaan metode ilmiah untuk menjelaskan hubungan antara variabel input (seperti biaya investasi, efisiensi sistem) dan output (pengurangan *gas flare* dan nilai keekonomian proyek). Dengan demikian, penelitian ini menempatkan peneliti sebagai pihak yang netral, yang berusaha menemukan kebenaran berbasis data dan teori yang dapat diverifikasi (Neuman, 2021). Dalam paradigma ini, hipotesis yang dirumuskan sebelumnya akan diuji melalui pengolahan dan analisis data yang terstruktur.

Jenis penelitian ini tergolong deskriptif kuantitatif evaluatif, karena bertujuan mendeskripsikan dan menilai tingkat efektivitas serta efisiensi dari penerapan teknologi *Flare gas recovery system* (FGRS) secara sistematis. Penelitian ini mengkaji tidak hanya kinerja teknis, tetapi juga aspek keekonomian dan sensitivitas terhadap perubahan parameter utama. Jenis penelitian evaluatif ini sangat relevan untuk digunakan dalam konteks pengambilan keputusan strategis pada proyek-proyek energi yang memerlukan justifikasi investasi berbasis data (Patton, 2022; Kuang et al, 2023). Dengan demikian, hasil penelitian ini diharapkan dapat digunakan sebagai dasar bagi PSC lainnya untuk mereplikasi atau mengembangkan teknologi serupa dalam upaya dekarbonisasi dan efisiensi energi di sektor migas.

### **Teknik Pengumpulan Data**

Teknik pengumpulan data dalam penelitian ini disesuaikan dengan pendekatan studi kasus kuantitatif evaluatif, di mana data yang digunakan bersifat sekunder dan diperoleh dari sumber internal perusahaan PT ABC. Tujuan dari pengumpulan data ini adalah untuk mendapatkan informasi yang relevan dan valid dalam rangka mengevaluasi implementasi sistem *gas ejector* dan *gas compressor unit* yang telah diterapkan pada *platform* RSTU, serta mensimulasikan pemanfaatan gas suar melalui opsi teknologi *Floating LNG plant* dan *fuel gas turbin generator* pada *platform* KLMN dan WXYZ. Adapun teknik pengumpulan data yang digunakan di antaranya ialah studi dokumentasi. Peneliti melakukan penelusuran dan pengumpulan dokumen resmi dari PT ABC yang terkait dengan kegiatan produksi dan pengelolaan gas suar. Dokumen yang dikaji mencakup:

- a. Laporan harian produksi gas dan volume *gas flare*,
- b. Laporan commissioning dan operasional sistem *ejector* dan *compressor*,
- c. Rencana kerja dan anggaran biaya (RKAB),
- d. Laporan engineering dan feasibility study proyek,
- e. Dokumen evaluasi kinerja fasilitas produksi.

Teknik ini memungkinkan peneliti memperoleh data kuantitatif seperti volume gas sebelum dan sesudah instalasi, kapasitas peralatan, serta data biaya investasi dan operasional.

### **Teknik Analisis Data**

Teknik analisis data dalam penelitian ini dirancang untuk mengevaluasi efektivitas sistem pemanfaatan gas suar dari dua aspek utama, yaitu aspek teknis dan aspek keekonomian, sesuai dengan pendekatan evaluatif yang digunakan dalam studi kasus ini (Giranza & Bergmann, 2018). Data yang dianalisis merupakan data sekunder yang diperoleh dari laporan operasional PT ABC serta hasil simulasi teknis menggunakan perangkat lunak pemodelan. Analisis dilakukan dalam dua tahap utama: analisis keekonomian, dan analisis sensitivitas.

#### **1. Analisis Keekonomian**

Analisis ini digunakan untuk menilai kelayakan finansial dari investasi pada sistem FGRS yang telah diterapkan. Tiga indikator utama yang digunakan adalah:

a. *Net Present Value* (NPV)

NPV digunakan untuk menghitung nilai bersih investasi dengan mempertimbangkan nilai waktu dari uang. Jika  $NPV > 0$ , maka proyek dinilai menguntungkan.

b. *Internal Rate of Return* (IRR)

IRR adalah tingkat diskonto yang menjadikan NPV sama dengan nol. Proyek dianggap layak jika IRR lebih tinggi dari cost of capital atau hurdle rate.

c. *Payback Period* (PP)

PP digunakan untuk mengukur waktu yang dibutuhkan agar investasi. Semakin pendek *Payback Period*, semakin rendah risiko finansial yang ditanggung investor. Perhitungan NPV, IRR, dan *Payback Period* dilakukan menggunakan data aktual proyek serta skenario proyeksi pendapatan dari pemanfaatan gas suar sebagai bahan bakar atau produk yang bernilai ekonomi (misalnya gas pemanas atau gas jual ke sistem).

## 2. Analisis Sensitivitas

Analisis ini digunakan untuk mengukur seberapa besar pengaruh perubahan variabel-variabel utama terhadap hasil perhitungan NPV, IRR, dan *Payback Period*. Variabel kunci yang dianalisis sensitivitasnya meliputi:

a. Harga gas/jual per MMBtu

b. Volume *flare gas* yang dapat *direct recovery*

c. Biaya investasi awal (CAPEX)

d. Biaya operasional tahunan (OPEX)

e. Tingkat diskonto ( $r$ )

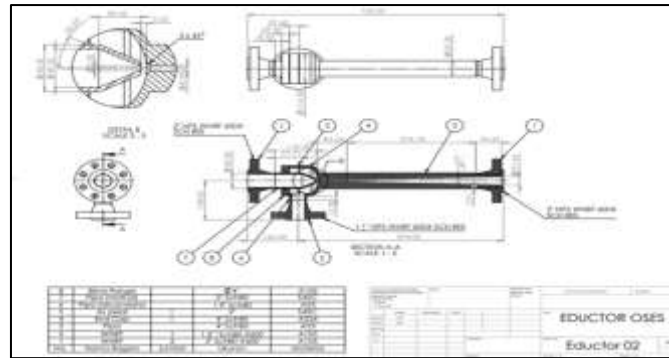
Pendekatan yang digunakan adalah *one-way Sensitivity Analysis*, yaitu mengubah satu variabel pada satu waktu (*ceteris paribus*), serta *scenario analysis* untuk menguji kombinasi beberapa variabel sekaligus dalam tiga skenario, yaitu pesimis, moderat, dan optimis. Tujuan dari analisis sensitivitas ini adalah untuk menilai daya tahan proyek terhadap fluktuasi eksternal, terutama dalam konteks skema *Gross Split*, di mana seluruh risiko investasi berada di pihak kontraktor.

Dengan pendekatan analisis yang sistematis dan kuantitatif ini, penelitian ini diharapkan dapat memberikan gambaran yang komprehensif mengenai kinerja teknis dan kelayakan investasi dari program pemanfaatan gas suar di PT ABC, serta memberikan basis rasional dalam pengambilan keputusan strategis proyek dekarbonisasi di sektor hulu migas.

## HASIL DAN PEMBAHASAN

### Implementasi Sistem Gas Ejector pada Platform RSTU

Instalasi ini berfungsi sebagai proyek inisiasi untuk mengevaluasi kelayakan teknis dan keekonomian penerapan teknologi ejector dalam lingkungan operasi offshore yang memiliki keterbatasan ruang, tekanan rendah, serta dinamika aliran fluida yang kompleks. Sistem mulai beroperasi pada 6 Januari 2025, dengan fase awal berupa periode komisioning dan pengamatan intensif selama 72 jam.



**Gambar 1.** Skema Sistem Gas Ejector

Sistem gas ejector yang digunakan di platform RSTU bekerja dengan prinsip venturi, memanfaatkan aliran gas tekanan tinggi dari sumur RSTU#11 untuk menarik gas buang bertekanan rendah dari scrubber. Gas-gas ini kemudian bercampur dan dialirkan kembali ke jalur produksi. Dengan desain sederhana tanpa komponen bergerak atau kebutuhan listrik tambahan, sistem ini menjadi solusi praktis dan efisien untuk memanfaatkan gas flare di lingkungan offshore yang menantang.

Hasil monitoring operasional sistem selama periode commissioning ialah sebagai berikut:

**Tabel 2. Ringkasan Hasil Commissioning dan Monitoring Operasi**

Tanggal	Gas Ejector (MCF/h)	Total Gas Ejector (MCFD)
6-Jan-25	0.401	9.624
7-Jan-25	0.421	10.104
8-Jan-25	0.562	13.506
9-Jan-25	0.58	13.92

Hasil monitoring menunjukkan tren peningkatan bertahap dalam volume gas yang dihisap oleh sistem ejector selama tiga hari pertama operasi. Peningkatan ini mencerminkan kemampuan sistem untuk beradaptasi secara alami terhadap kondisi lapangan, termasuk variasi tekanan dan debit dari fluida primer (sumur RSTU#11) maupun sekunder (gas vent dari scrubber). Sistem menunjukkan karakteristik self-stabilizing yang penting dalam operasi offshore.

Sepanjang periode pemantauan, tidak terdeteksi anomali signifikan seperti fluktuasi tekanan mendadak, kebocoran, atau gangguan aliran. Hal ini mengindikasikan bahwa konfigurasi ejector berfungsi sesuai dengan spesifikasi desain. Kinerja stabil ini menjadi dasar kuat untuk melanjutkan ke tahap optimasi, khususnya untuk meningkatkan volume serapan gas dan menyempurnakan efisiensi desain. Keberhasilan awal ini menunjukkan bahwa sistem memiliki potensi besar untuk direplikasi di fasilitas lain, sekaligus dikembangkan lebih lanjut guna mendekati target serapan sebesar 0.3 MMSCFD.

### Dampak terhadap Volume Gas Flare dan Emisi GRK

Salah satu tujuan utama implementasi sistem gas ejector di Platform RSTU adalah mengurangi volume gas yang dibuang ke atmosfer melalui venting dan flare, sekaligus menurunkan emisi Gas Rumah Kaca (GRK), terutama karbon dioksida (CO<sub>2</sub>).

#### 1. Penurunan Volume Gas Terventing

Sebelum instalasi ejector, volume gas venting di Platform RSTU berkisar antara 0.015-0.020 MMSCFD, berdasarkan observasi dan pengukuran lapangan. Setelah sistem

diaktifkan, terjadi penurunan signifikan hingga lebih dari 70% dalam volume gas yang terventing, dengan serapan ejector rata-rata mencapai 0.0135 MMSCFD.

**Tabel 3. Ringkasan Total Gas Terventing – Sebelum dan Sesudah Ejector**

Parameter	Sebelum Ejector	Setelah Ejector
Estimasi Gas Terventing (MMSCFD)	0.018	0.005
Penurunan Harian (MMSCFD)	-	0.013
Persentase Reduksi	-	~72%

Secara teknis, penurunan ini menunjukkan efektivitas venturi ejector dalam menciptakan tekanan hisap yang cukup untuk menarik gas buang bertekanan rendah dan mengarahkannya kembali ke jalur produksi. Efisiensi ini dicapai tanpa komponen bergerak dan tanpa konsumsi energi eksternal, menjadikannya solusi pasif yang andal di lingkungan offshore. Stabilitas performa selama periode awal juga memperkuat validitas sistem sebagai metode pemulihan gas flare berskala kecil.

2. Estimasi Reduksi Emisi CO<sub>2</sub> Ekuivalen

Pengalihan gas flare ke dalam sistem produksi tidak hanya berdampak pada efisiensi energi, tetapi juga menghasilkan pengurangan emisi GRK secara terukur. Berdasarkan faktor emisi standar, setiap 1 MMSCF gas alam yang dibakar menghasilkan ±53.06 ton CO<sub>2</sub> ekuivalen. Maka, dengan asumsi serapan harian ejector sebesar 0.0135 MMSCFD, estimasi reduksi emisi adalah:

Reduksi harian:

$$0.0135 \times 53.06 \approx 0,716 \text{ ton CO}_2 \text{ eq/hari}$$

Reduksi tahunan (350 hari operasi/tahun):

$$0.716 \times 350 \approx 250.6 \text{ ton CO}_2 \text{ eq/tahun}$$

Perhitungan ini mengacu pada proyeksi 350 hari operasi aktif dalam satu tahun, memperhitungkan potensi shutdown atau downtime rutin.

**Tabel 4. Estimasi Emisi GRK Terhindarkan dari Gas yang Terserap**

Parameter	Nilai
Rata-rata Gas Terserap (MMSCFD)	0.0135
Faktor Emisi (ton/MMSCF)	53.06
Emisi Harian yang Terhindar	~ 0.716 ton CO <sub>2</sub>
Emisi Tahunan yang Terhindar	~ 250.6 ton CO <sub>2</sub>

Nilai ini merepresentasikan kontribusi nyata terhadap target dekarbonisasi operasional perusahaan, sekaligus menegaskan bahwa teknologi ejector dapat berperan dalam penurunan emisi. Jika sistem ini direplikasi di platform lain dengan volume flare lebih tinggi, potensi reduksi emisi akan meningkat secara eksponensial. Dengan demikian, sistem ejector bukan hanya solusi teknis, tetapi juga bagian dari roadmap transisi energi bersih di sektor hulu migas.

**Evaluasi Keekonomian Sistem Gas Ejector**

1. Perhitungan Net Present Value (NPV)

Analisis keekonomian sistem gas ejector di Platform RSTU dilakukan untuk mengevaluasi kelayakan investasi jangka panjang dari sisi finansial. Metode utama yang digunakan adalah Net Present Value (NPV) dari pendapatan hasil gas yang direcover.

Evaluasi ini untuk menilai apakah sistem yang secara teknis telah berhasil, juga layak dari segi ekonomi dalam mendukung efisiensi energi dan reduksi emisi di fasilitas offshore.

Dalam studi ini, perhitungan NPV didasarkan pada data operasional awal, dengan asumsi harga jual gas sebesar USD 7 per MMBTU dan konversi energi 1 MMSCF setara dengan 1,170 MMBTU. Dengan rata-rata volume serapan sebesar 0.0135 MMSCFD, maka pendapatan kotor tahunan mencapai Rp645,699,680, yang digunakan sebagai arus kas masuk tahunan (cash inflow) tanpa memperhitungkan OPEX.

Total investasi awal (CAPEX) sistem gas ejector diperkirakan berkisar antara USD 115,000 hingga USD 190,000, yang mencakup pengadaan teknologi, rekayasa desain, instalasi, hingga kontinjensi. Dengan asumsi umur proyek selama 10 tahun dan tingkat diskonto sebesar 10%, analisis menunjukkan bahwa proyek menghasilkan NPV positif pada seluruh rentang CAPEX.

Hasil perhitungan menunjukkan bahwa implementasi sistem gas ejector di Platform RSTU menghasilkan Net Present Value (NPV) positif sebesar Rp1,567,544,522, yang mengindikasikan bahwa proyek ini secara finansial layak dan menguntungkan. Meskipun volume gas yang direcover tergolong kecil, sistem ini terbukti mampu mengonversi energi terbuang menjadi nilai ekonomi yang terukur. Hal ini mencerminkan efisiensi dasar dari teknologi ejector yang diterapkan, bahkan dalam skala produksi yang terbatas.

Namun demikian, keberlanjutan nilai keekonomian ini sangat sensitif terhadap fluktuasi harga gas dan stabilitas volume serapan. Perubahan pada salah satu parameter utama tersebut berpotensi memengaruhi kelayakan proyek secara signifikan. Oleh karena itu, untuk memperoleh pemahaman yang lebih menyeluruh terhadap ketahanan proyek terhadap variabel eksternal.

## 2. Perhitungan Internal Rate of Return (IRR)

Dalam perhitungan Internal Rate of Return (IRR) untuk proyek sistem gas ejector ini, digunakan parameter yang sama dengan perhitungan NPV, yakni periode proyek selama 10 tahun, dengan nilai investasi awal sebesar Rp2,400,000,000. Arus kas masuk tahunan berasal dari pendapatan bersih atas gas yang berhasil direcover, berdasarkan volume serapan rata-rata sebesar 0.0135 MMSCFD, harga gas sebesar USD 7 per MMBTU, konversi 1 MMSCF = 1,170 MMBTU, dan asumsi kurs Rp16,000/USD.

IRR dihitung melalui proses iteratif terhadap fungsi NPV, yaitu dengan mencari tingkat diskonto di mana NPV bernilai nol. Dalam praktiknya, dilakukan beberapa kali simulasi (trial and error) dengan variasi tingkat diskonto untuk melihat bagaimana perubahan rate memengaruhi nilai NPV. Ketika ditemukan dua nilai diskonto yang menghasilkan NPV positif dan negatif secara berurutan, maka IRR dapat dihitung secara lebih presisi menggunakan metode numerik.

Hasil perhitungan Net Present Value (NPV) pada berbagai tingkat diskonto menunjukkan bahwa proyek sistem gas ejector di Platform RSTU masih tergolong layak secara ekonomi hingga tingkat diskonto 20%. Namun, ketika diskonto dinaikkan menjadi 30%, NPV berubah menjadi negatif, yang menunjukkan bahwa proyek mulai kehilangan nilai ekonominya pada tingkat biaya modal yang lebih tinggi. Pola penurunan ini mengindikasikan sensitivitas yang cukup tinggi terhadap variabel diskonto, yang dalam konteks finansial merefleksikan risiko terhadap fluktuasi biaya modal dan ketidakpastian ekonomi jangka panjang.

Perhitungan Internal Rate of Return (IRR) untuk proyek sistem gas ejector di platform RSTU memberikan hasil sebesar 24.32%, yang menunjukkan bahwa proyek ini mampu menghasilkan tingkat pengembalian investasi tahunan sebesar 24.32%. Nilai ini diperoleh melalui pendekatan iteratif berbasis hasil perhitungan Net Present Value (NPV) pada beberapa tingkat diskonto, yaitu 10%, 20%, dan 30%. NPV menunjukkan nilai positif sebesar Rp1,567,544,522 pada diskonto 10% dan masih positif sebesar Rp307,077,549 pada diskonto 20%, tetapi menjadi negatif Rp403,794,182 pada diskonto 30%. Berdasarkan titik-titik ini, IRR dihitung sehingga diperoleh nilai diskonto di mana NPV = 0, yakni pada 24.32%.

Nilai IRR ini jauh melampaui ambang batas diskonto dasar 10% yang umum digunakan sebagai representasi cost of capital, sehingga mengindikasikan bahwa proyek ini secara finansial sangat layak. Dengan IRR di atas 20%, proyek memiliki fleksibilitas dan ketahanan finansial yang kuat terhadap perubahan variabel-variabel eksternal, sekaligus memperkuat keyakinan terhadap keputusan investasi yang telah diambil.

### 3. Perhitungan Payback Period (PP)

Perhitungan Payback Period (PP) dilakukan untuk mengukur durasi waktu yang dibutuhkan agar total arus kas masuk dari proyek dapat menutup investasi awal sebesar Rp2,400,000.000. Berdasarkan estimasi pendapatan kotor tahunan dari hasil pemanfaatan gas yang berhasil diserap sebesar Rp645,699,680, maka akumulasi arus kas menunjukkan bahwa titik impas belum tercapai pada akhir tahun ketiga (total kumulatif sekitar Rp1.936 miliar), namun telah terlampaui pada tahun keempat (mencapai sekitar Rp2.582 miliar). Dengan demikian, PP proyek ini diperkirakan sebesar 3.72 tahun, atau sekitar 3 tahun dan 9 bulan.

Periode pengembalian di bawah lima tahun ini dapat dikategorikan cepat dan efisien untuk proyek berskala kecil hingga menengah di sektor hulu migas, khususnya untuk sistem pasif seperti gas ejector yang tidak memerlukan komponen bergerak maupun sumber daya energi tambahan. Hal ini menunjukkan bahwa proyek memiliki profil risiko pembiayaan yang rendah dan likuiditas jangka pendek yang baik, terutama jika diasumsikan tidak ada gangguan operasional atau penurunan signifikan dalam volume serapan gas dan harga jual gas.



**Gambar 2.** Visualisasi Kumulatif Pendapatan Tahunan Vs Investasi Awal

Namun demikian, PP memiliki keterbatasan sebagai indikator keekonomian, karena tidak memperhitungkan nilai waktu uang (time value of money) dan tidak menangkap nilai strategis jangka panjang seperti kontribusi terhadap target pengurangan emisi karbon, kepatuhan terhadap regulasi lingkungan, atau dekarbonisasi sistem operasi. Oleh karena itu, hasil PP harus dibaca bersamaan dengan indikator lain seperti NPV dan IRR, yang telah menunjukkan nilai keekonomian yang solid dan pengembalian investasi yang kompetitif.

Evaluasi keekonomian terhadap implementasi sistem gas ejector di platform RSTU menunjukkan hasil yang kuat dari sisi finansial dan keberlanjutan operasional. Seluruh indikator tersebut mengindikasikan kelayakan ekonomi yang solid, bahkan dalam kondisi

konservatif dengan volume serapan gas hanya 0.0135 MMSCFD, jauh di bawah target desain awal sebesar 0.3 MMSCFD.

**Tabel 7. Ringkasan Indikator Ekonomi Proyek Gas Ejector**

<b>Indikator Ekonomi</b>	<b>Nilai</b>	<b>Keterangan</b>
Net Present Value (NPV)	Rp1.57 miliar	Positif, menandakan proyek menghasilkan nilai tambah atas investasi
Internal Rate of Return (IRR)	24.32%	Lebih tinggi dari tingkat diskonto (10%), proyek layak secara finansial
Payback Period (PP)	±3.7 tahun	Investasi kembali dalam waktu singkat, menunjukkan arus kas yang cepat pulih
Investasi Awal	Rp2.4 miliar	Total CAPEX mencakup material, tenaga kerja, peralatan, dan konsumabel
Pendapatan Tahunan (Estimasi)	Rp645.7 juta	Dihitung dari penjualan gas 0.0135 MMSCFD dengan asumsi USD 7/MMBTU

Dari sisi teknis, performa sistem gas ejector dinilai masih suboptimal, dengan efisiensi hisap yang sangat dipengaruhi oleh selisih tekanan antara fluida primer dan sekunder, serta geometri internal ejector seperti nozzle, throat, dan diffuser. Oleh karena itu, optimalisasi teknis menjadi aspek penting yang dapat meningkatkan efisiensi sistem dan berdampak langsung pada peningkatan cash flow tahunan, perpendekan PP, dan kenaikan nilai NPV maupun IRR.

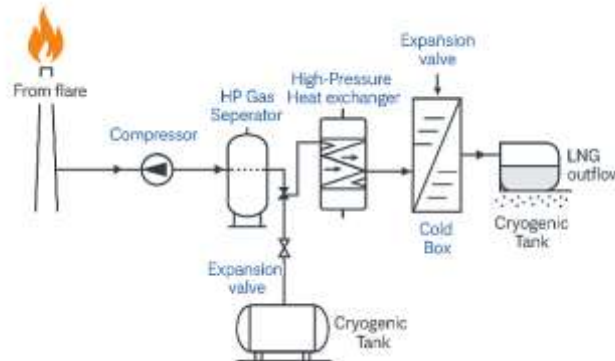
Selain manfaat ekonomis, proyek ini juga memberikan kontribusi terhadap pengurangan emisi karbon yang signifikan, diperkirakan mencapai sekitar 2,650 ton CO<sub>2</sub> ekuivalen per tahun. Hal ini mendukung target “Zero Routine Flaring by 2030” dan membuka peluang monetisasi tambahan melalui mekanisme carbon credit. Integrasi nilai keekonomian dan nilai keberlanjutan inilah yang menjadi kekuatan utama dari proyek ini.

Dengan mempertimbangkan keseluruhan hasil evaluasi, proyek sistem gas ejector layak untuk diimplementasikan lebih lanjut, serta direplikasi pada lokasi lain yang memiliki karakteristik tekanan dan flare gas serupa. Namun, replikasi tersebut harus disertai dengan sistem monitoring dan evaluasi performa yang ketat, serta studi keekonomian berbasis kondisi teknis lokal agar tetap relevan dan efisien. Proyek ini membuktikan bahwa teknologi sederhana seperti gas ejector dapat menjadi solusi strategis dalam transisi menuju operasi migas yang efisien, rendah emisi, dan berkelanjutan.

### **Simulasi Mini LNG Plant pada Platform KLMN**

Proses konversi flare gas menjadi LNG dalam sistem Mini LNG modular melibatkan beberapa tahapan utama, yang disusun untuk mengoptimalkan efisiensi energi dan

mempertahankan kestabilan operasional dalam lingkungan offshore yang terbatas. Dimulai dari penangkapan gas buang bertekanan rendah, sistem ini mengompresi gas, memurnikannya melalui pemisahan fasa, menurunkan suhunya secara bertahap melalui heat exchanger dan katup ekspansi, hingga mencapai tahap kondensasi di cold box. LNG yang dihasilkan kemudian disimpan dalam tangki kriogenik dan didistribusikan sesuai kebutuhan.



**Gambar 3.** Diagram Skematik Mini LNG System

Simulasi teknis pemanfaatan gas buang di platform KLMN dilakukan berdasarkan data rata-rata flare gas sebesar 0.15–0.20 MMSCFD. Dengan menggunakan basis desain Mini LNG modular berkapasitas  $\pm 1.0$  MMSCFD, hanya sekitar 20% kapasitas unit yang dapat dioptimalkan, sehingga utilisasi unit berada pada tingkat yang rendah. Dengan rasio konversi gas ke LNG sebesar 600 liter/MMSCF, potensi output dari 0.2 MMSCFD setara dengan  $\pm 120$  liter LNG per hari. Sistem menunjukkan efisiensi energi sekitar 85%, sementara kebutuhan daya tambahan untuk sistem pendingin kriogenik dan kontrol diperkirakan sebesar  $\pm 200$  kW.

Hasil simulasi menunjukkan bahwa sistem Mini LNG memiliki kelayakan teknis dan potensi untuk memberikan nilai tambah melalui pemanfaatan gas buang, khususnya di lingkungan offshore. Namun, efektivitas implementasinya dibatasi oleh beberapa tantangan mendasar. Volume gas buang yang relatif kecil pada platform KLMN menyebabkan rendahnya tingkat utilisasi terhadap kapasitas desain sistem, yang berdampak langsung pada efisiensi operasional dan peningkatan biaya per satuan LNG yang dihasilkan.

**Tabel 8. Ringkasan Hasil Simulasi Mini LNG di Platform KLMN**

Parameter	Nilai	Keterangan
Kapasitas Rancang Mini LNG	$\pm 1.0$ MMSCFD	Desain modular, kapasitas penuh unit
Potensi Gas Tersedia (KLMN)	0.15–0.20 MMSCFD	Data rata-rata flare gas harian
Tingkat Pemanfaatan Unit	$\pm 20\%$	Berdasarkan input aktual vs kapasitas desain
Rasio Konversi Gas ke LNG	600 liter/MMSCF	Standar konversi teknis LNG

Volume Output LNG	±120 liter/hari	Output aktual dari 0.2 MMSCF input gas
Efisiensi Energi Sistem	±85%	Kompresi dan pendinginan kriogenik
Konsumsi Daya Tambahan	±200 kW	Untuk cold box, kontrol, dan pompa kriogenik
Potensi Pemanfaatan Gas Buang	±0.2 MMSCFD	Volume flare gas yang dapat dikonversi menjadi LNG

Dari sisi finansial, dilakukan simulasi keekonomian berbasis kapasitas penuh unit (1 MMSCFD) sebagai studi kelayakan awal. Dengan estimasi investasi awal sebesar Rp112 miliar dan biaya operasi tahunan Rp6.4 miliar, proyek Mini FLNG menunjukkan kelayakan finansial yang sangat kuat. Hasil perhitungan menunjukkan Net Present Value (NPV) sebesar Rp142.57 miliar, mengindikasikan bahwa proyek ini menghasilkan nilai tambah bersih yang signifikan setelah mempertimbangkan diskonto sebesar 10% selama umur proyek 10 tahun.

Internal Rate of Return (IRR) mencapai 35.73%, jauh melampaui tingkat diskonto yang diasumsikan. Sementara itu, Payback Period (PP) selama 2.70 tahun menunjukkan waktu pengembalian modal yang relatif singkat dan memberikan ruang lebih dari 7 tahun masa operasi untuk menghasilkan keuntungan bersih.

Secara keseluruhan, studi kasus di platform KLMN menunjukkan bahwa konsep Mini LNG memiliki potensi sebagai solusi teknologi untuk monetisasi flare gas dalam lingkungan terbatas. Namun, keberhasilannya sangat bergantung pada pemilihan lokasi dengan volume gas yang mencukupi, optimisasi desain modular, serta integrasi pemanfaatan LNG secara lokal untuk menghindari biaya logistik tambahan. Oleh karena itu, pendekatan ini lebih sesuai untuk aplikasi yang memiliki potensi gas buang sedang hingga tinggi, atau sebagai bagian dari strategi pengelolaan gas terintegrasi pada cluster fasilitas produksi lepas pantai.

### Simulasi Fuel Gas Turbin Generator di Platform WXYZ

Pemanfaatan flare gas sebagai bahan bakar untuk pembangkitan listrik internal melalui sistem fuel gas turbine generator (GTG) disimulasikan pada platform WXYZ sebagai solusi efisiensi energi dan reduksi emisi. Teknologi ini memungkinkan konversi langsung gas buang menjadi energi listrik, sekaligus menggantikan konsumsi bahan bakar fosil seperti High Speed Diesel (HSD) dalam operasional platform.

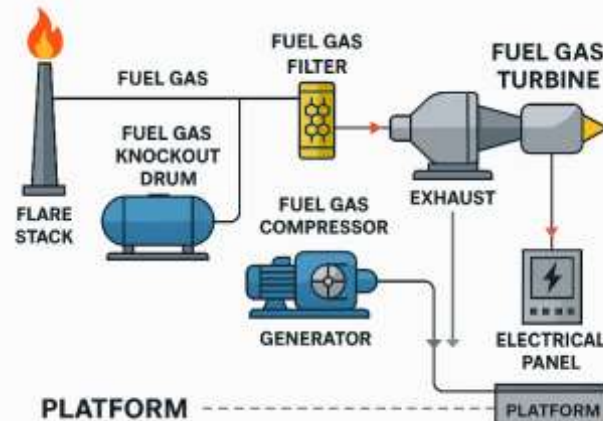
Berdasarkan data rata-rata flare gas sebesar ±0.25 MMSCFD, dan nilai kalor gas sebesar ±1,170 MMBTU/MMSCF, potensi energi total mencapai sekitar 292.5 MMBTU per hari. Dengan efisiensi termal turbin gas sebesar ±30%, energi listrik yang dapat dihasilkan diperkirakan mencapai ±88 MMBTU/hari atau sekitar 25,800 kWh per bulan.

Jika dikonversikan ke dalam konsumsi solar setara, energi ini setara dengan penggantian ±8.000 liter HSD per bulan (dengan konversi 1 liter HSD ≈ 3.2 kWh). Ini menunjukkan potensi penghematan bahan bakar fosil yang signifikan, serta kontribusi terhadap pengurangan beban logistik pengangkutan BBM ke offshore.

Sistem fuel gas turbine generator pada fasilitas offshore dirancang untuk mengonversi flare gas menjadi energi listrik secara langsung dan efisien. Gas buang yang sebelumnya dilepaskan ke atmosfer ditangkap dari flare stack dan dialirkan ke dalam sistem pembangkitan. Sebelum mencapai turbin, gas melewati knockout drum untuk memisahkan kondensat cair seperti air atau hidrokarbon berat yang dapat merusak komponen internal. Selanjutnya, fuel gas

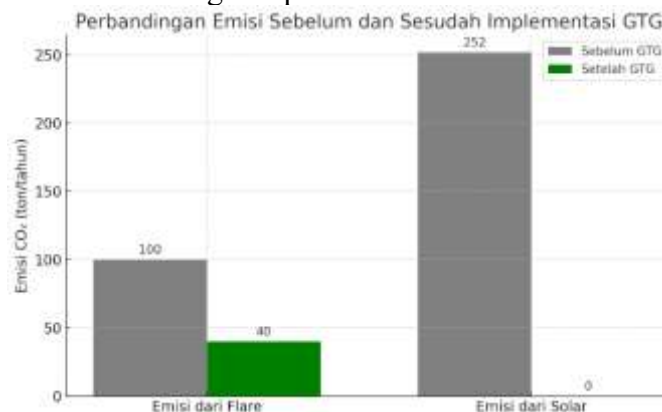
filter menyaring partikel halus dan kontaminan, memastikan kebersihan bahan bakar yang masuk. Umumnya fuel gas compressor digunakan untuk meningkatkan tekanan hingga mencapai level operasional turbin.

Gas bertekanan kemudian diarahkan ke turbin gas, di mana energi termal dari gas dikonversi menjadi energi mekanik melalui proses ekspansi dan pembakaran. Energi mekanik ini selanjutnya dikonversi menjadi energi listrik oleh generator yang terhubung langsung dengan turbin. Listrik yang dihasilkan disalurkan melalui panel distribusi untuk memenuhi kebutuhan operasional platform, menggantikan pasokan listrik dari genset berbahan bakar solar.



**Gambar 4.** Skema Sistem Fuel Gas Turbine di Platform WXYZ

Sistem ini tidak hanya menurunkan konsumsi HSD dan mengurangi biaya logistik bahan bakar, tetapi juga meningkatkan efisiensi energi secara keseluruhan. Pembuangan gas hasil pembakaran dilakukan melalui saluran exhaust dengan emisi yang relatif rendah. Integrasi komponen seperti knockout drum, filter, dan kompresor menjadi krusial dalam menjaga keandalan sistem, terutama saat menghadapi fluktuasi tekanan dan kualitas flare gas.



**Gambar 5.** Perbandingan Emisi Sebelum dan Sesudah Implementasi GTG

Implementasi sistem Fuel Gas Turbine Generator (GTG) di platform WXYZ tidak hanya meningkatkan efisiensi energi, tetapi juga memberikan dampak langsung terhadap pengurangan emisi karbon. Sebelum sistem ini beroperasi, kebutuhan listrik dipenuhi melalui genset berbahan bakar solar (HSD) dengan konsumsi sekitar 8,000 liter per bulan, menghasilkan emisi CO<sub>2</sub> sebesar ±252 ton per tahun berdasarkan faktor emisi 2.63 kg CO<sub>2</sub>/liter. Di sisi lain, pembakaran flare gas secara langsung ke atmosfer menyumbang tambahan emisi sekitar ±100 ton CO<sub>2</sub> per tahun. Setelah GTG dioperasikan dan seluruh kebutuhan listrik dipenuhi dari pembakaran flare gas, emisi dari solar berhasil dieliminasi sepenuhnya, sementara emisi dari

flare gas menurun sekitar 60% karena sebagian besar gas dimanfaatkan sebagai bahan bakar, menghasilkan sisa emisi sekitar  $\pm 40$  ton CO<sub>2</sub> per tahun.

Dengan demikian, pemanfaatan flare gas sebagai sumber energi melalui sistem GTG menciptakan efek dekarbonisasi ganda, yaitu penghapusan emisi dari konsumsi bahan bakar fosil, dan pengurangan signifikan emisi dari flare itu sendiri. Namun, untuk menjaga keberlanjutan dampak positif ini, penting untuk memastikan kestabilan suplai flare gas dan keandalan sistem turbin terhadap fluktuasi tekanan dan kualitas gas. Secara keseluruhan, hasil simulasi menegaskan bahwa sistem GTG merupakan solusi terintegrasi yang efektif dalam mendukung efisiensi operasional sekaligus pengurangan emisi di lingkungan produksi migas lepas pantai.

Analisis keekonomian implementasi sistem Fuel Gas Turbine Generator (GTG) di platform WXYZ menunjukkan kelayakan finansial yang solid meskipun berada dalam skala kecil. Dengan investasi awal sebesar Rp40 miliar dan biaya operasional tahunan Rp3.2 miliar, proyek ini menghasilkan Net Present Value (NPV) sebesar Rp28.5 miliar dalam periode operasi 10 tahun. Nilai NPV yang positif mengindikasikan bahwa arus kas masuk bersih dari substitusi bahan bakar solar dengan gas flare mampu memberikan surplus signifikan terhadap investasi awal, bahkan dengan kapasitas pemanfaatan gas hanya sebesar 0.3 MMSCFD.

Tingkat pengembalian internal (IRR) tercatat sebesar 25.49%, lebih dari dua kali lipat asumsi tingkat diskonto 10%, yang mencerminkan efisiensi tinggi dan ketahanan terhadap fluktuasi biaya energi maupun ketidakpastian pasar. Sementara itu, Payback Period sebesar 3.59 tahun menunjukkan waktu pengembalian modal yang relatif singkat, setara dengan kurang dari separuh umur proyek. Hasil ini memperkuat sistem GTG sebagai solusi ekonomis dan strategis untuk optimalisasi pemanfaatan gas flare, peningkatan efisiensi energi internal, serta pengurangan biaya bahan bakar fosil dalam jangka panjang di lingkungan operasi offshore.

### **Perbandingan Teknologi dan Efektivitas Reduksi Sistem Gas Ejector vs FLNG vs Turbin Gas**

Perbedaan utama antara sistem gas ejector, Mini FLNG, dan Fuel Gas Turbine Generator (GTG) terletak pada tujuan akhir pemanfaatan gas, kompleksitas sistem, serta skala investasi dan output energi. Gas ejector berfungsi sebagai sistem pemanfaatan ulang (recycling) gas buang bertekanan rendah dengan prinsip jet pump untuk dialirkan kembali ke jaringan produksi, tanpa menghasilkan energi langsung namun efektif untuk peningkatan efisiensi produksi dan pengurangan flare secara sederhana dan ekonomis. Sementara itu, Mini FLNG merupakan solusi berskala besar dan kompleks yang mengonversi gas menjadi LNG melalui proses kriogenik di unit terapung, ideal untuk monetisasi gas marjinal namun memerlukan CAPEX dan OPEX tinggi serta infrastruktur pendukung. Di sisi lain, GTG memanfaatkan gas flare sebagai bahan bakar turbin untuk menghasilkan listrik secara langsung di fasilitas offshore, cocok untuk penggantian diesel generator, dengan investasi menengah, sistem modular, dan dampak langsung terhadap efisiensi energi serta pengurangan emisi. Ketiganya dapat saling melengkapi tergantung pada strategi operasi, volume gas, dan tujuan akhir (utilisasi internal vs komersialisasi).

**Tabel 9. Perbandingan Kualitatif Teknologi: Ejector vs FLNG vs GTG**

## Analisa Keekonomian Program Reduksi Gas Suar dalam Usaha Dekarbonisasi pada PSC PT ABC

Kriteria	Gas Ejector	Mini FLNG Plant	Fuel Gas Turbin Generator (GTG)
<b>Biaya Awal (CAPEX)</b>	Rendah	Sangat Tinggi	Menengah
<b>OPEX</b>	Sangat Rendah (nyaris nol)	Tinggi (maintenance, cryogenic ops)	Menengah
<b>Kebutuhan Infrastruktur</b>	Minimal (inline, pasif)	Kompleks (barge, plant, docking)	Perlu ruang & utilitas pendukung
<b>Efektivitas Serapan Gas</b>	Rendah ( $\pm 0.0135$ MMSCFD)	Tinggi (hingga $\pm 0.2$ MMSCFD)	Tinggi (0.1–0.2 MMSCFD, tergantung kapasitas)
<b>Reduksi Emisi CO<sub>2</sub></b>	Terbatas ( $\pm 2.650$ ton CO <sub>2</sub> /tahun)	Signifikan ( $> 5.000$ ton CO <sub>2</sub> /tahun)	Signifikan ( $\sim 4.000$ ton CO <sub>2</sub> /tahun)
<b>Kapasitas Penyerapan Gas</b>	$\pm 0.01$ – $0.05$ MMSCFD	Hingga $\pm 1.0$ MMSCFD	$\pm 0.2$ – $0.3$ MMSCFD
<b>Efisiensi Sistem</b>	Rendah–Sedang (pasif, tergantung tekanan motive)	Tinggi (hingga 90% konversi gas ke LNG)	Sedang (efisiensi termal $\pm 25$ – $35\%$ )
<b>Scalability / Fleksibilitas</b>	Rendah (tergantung motive fluid)	Tinggi (dapat dipindah, ekspansi modular)	Sedang (skalabilitas sesuai kebutuhan beban)
<b>Waktu Implementasi</b>	Singkat ( $\pm 2$ bulan)	Lama ( $> 6$ bulan hingga 1 tahun)	Menengah ( $\pm 3$ – $4$ bulan)

Dari perspektif keekonomian, analisis komparatif terhadap teknologi pemanfaatan gas flare, Gas Ejector, Mini FLNG Plant, dan Fuel Gas Turbine Generator (GTG), mengungkapkan perbedaan mendasar dalam profil investasi, biaya operasional, dan indikator kinerja finansial seperti NPV, IRR, serta payback period. Pemahaman terhadap parameter-parameter ini sangat krusial untuk memilih teknologi yang tidak hanya sesuai dengan karakteristik volume dan kualitas gas flare, tetapi juga mampu memberikan efisiensi biaya dan pengembalian investasi optimal dalam konteks operasional hulu migas yang dinamis dan menuntut keberlanjutan ekonomi jangka panjang.



**Gambar 6.** Perbandingan NPV dan IRR Antarteknologi

Gas Ejector merupakan opsi paling ekonomis dengan investasi dan biaya operasi rendah serta payback period yang kompetitif, cocok untuk pemanfaatan flare gas skala kecil dan inisiatif pengurangan flare. Mini FLNG menawarkan potensi keuntungan finansial terbesar

## Analisa Keekonomian Program Reduksi Gas Suar dalam Usaha Dekarbonisasi pada PSC PT ABC

dengan NPV dan IRR tertinggi, namun membutuhkan investasi awal signifikan dan cocok untuk lapangan dengan volume gas besar serta akses ekspor. Fuel Gas Turbine Generator berada di tengah dari segi biaya dan return, memberikan efisiensi energi dan pengurangan emisi dengan investasi menengah, ideal untuk platform yang masih bergantung pada bahan bakar fosil untuk pembangkitan listrik. Pemilihan teknologi harus mempertimbangkan skala gas, tujuan pemanfaatan, dan kesiapan infrastruktur.

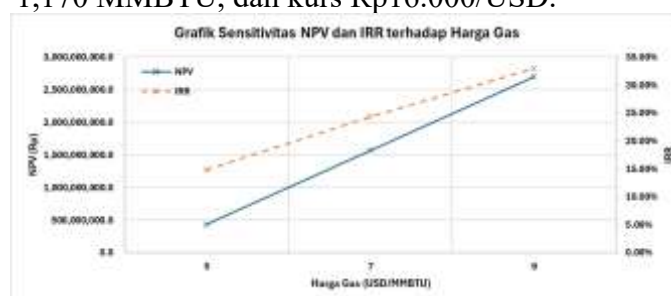
Dengan mempertimbangkan tujuan jangka pendek (pengurangan emisi, efisiensi energi) dan jangka panjang (monetisasi gas), pemilihan teknologi harus mempertimbangkan trade-off antara efektivitas ekonomi, skala lapangan, serta kesiapan infrastruktur dan SDM. Kombinasi strategi (misalnya, ejector di lapangan kecil dan FLNG di lapangan besar) dapat menjadi pendekatan paling optimal dalam skenario nasional dekarbonisasi dan efisiensi gas hulu migas.

### Analisis Sensitivitas Keekonomian

Analisis sensitivitas keekonomian merupakan tahapan mengevaluasi proyek pemanfaatan gas suar, mengingat adanya volatilitas pada parameter-parameter yang tidak dapat sepenuhnya dikendalikan. Bagian ini akan membahas bagaimana fluktuasi pada harga gas, biaya investasi (CAPEX), biaya operasional (OPEX), dan volume gas suar yang direcovery memengaruhi indikator keekonomian utama seperti Net Present Value (NPV) dan Internal Rate of Return (IRR), serta memberikan gambaran risiko finansial yang melekat pada proyek.

### Dampak Fluktuasi Harga Gas terhadap NPV dan IRR

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengevaluasi pengaruh fluktuasi harga jual gas terhadap kelayakan finansial proyek pemanfaatan gas buang menggunakan sistem gas ejector. Karena sumber pendapatan utama berasal dari monetisasi gas yang direcovery, harga gas menjadi parameter kunci yang memengaruhi indikator keekonomian. Simulasi dilakukan pada tiga skenario harga gas yang umum dalam kontrak penjualan LNG, yaitu USD 5/MMBTU (pesimis), USD 7/MMBTU (moderat/baseline), dan USD 9/MMBTU (optimis). Asumsi lainnya tetap konstan, termasuk volume penyerapan gas 0.0135 MMSCFD, konversi energi sebesar 1 MMSCF = 1,170 MMBTU, dan kurs Rp16.000/USD.



**Gambar 7.** Grafik Sensitivitas NPV dan IRR terhadap Harga Gas

Hasil perhitungan menunjukkan bahwa pada harga gas USD 7/MMBTU, proyek menghasilkan pendapatan tahunan sebesar Rp645.7 juta, NPV sebesar Rp1.57 miliar, dan IRR 24.32%, yang mencerminkan kelayakan investasi. Pada skenario pesimis dengan harga USD 5/MMBTU, pendapatan tahunan menurun menjadi Rp461.2 juta, NPV turun drastis menjadi Rp433.96 juta, dan IRR turun ke 14.82%, mendekati batas ambang kelayakan finansial. Sebaliknya, pada skenario optimis dengan harga USD 9/MMBTU, pendapatan tahunan meningkat menjadi Rp830.2 juta, dengan NPV Rp2.70 miliar dan IRR mencapai 32.96%.

Hasil ini menunjukkan bahwa proyek gas ejector sangat sensitif terhadap fluktuasi harga gas. Meskipun tetap layak dalam kisaran harga USD 5–9/MMBTU, margin keuntungan pada skenario pesimis menjadi sangat terbatas, meningkatkan risiko terhadap variabel biaya dan

operasional. Oleh karena itu, keberlanjutan proyek sangat bergantung pada skema harga jual gas yang kompetitif dan stabil, serta efisiensi dalam implementasi dan pengoperasian sistem.

### **Implikasi Strategis Gas Flare Reduction terhadap Transisi Energi dan ESG**

Implementasi sistem gas ejector di platform RSTU memberikan kontribusi nyata terhadap agenda strategis perusahaan dalam mendukung transisi energi dan penguatan nilai ESG (Environmental, Social, and Governance). Dari sisi Environmental, sistem ini terbukti mampu mengurangi emisi gas rumah kaca secara langsung, dengan estimasi reduksi sebesar  $\pm 2,650$  ton CO<sub>2</sub> ekuivalen per tahun. Hal ini relevan dengan meningkatnya tekanan global terhadap sektor migas untuk menurunkan intensitas karbon operasional. Sementara itu, dari sisi Social, proyek ini membuka ruang bagi pemberdayaan tenaga kerja lokal serta adopsi teknologi pemanfaatan gas buang skala kecil, yang sebelumnya belum banyak diterapkan di lapangan offshore konvensional. Dalam aspek Governance, keselarasan proyek dengan kebijakan nasional seperti Zero Routine Flaring 2030 dan regulasi Kementerian ESDM memperkuat posisi perusahaan dalam audit keberlanjutan, serta dapat meningkatkan rating ESG yang berimplikasi terhadap akses pendanaan ramah lingkungan dan investasi jangka panjang.

Secara teknis, sistem gas ejector menunjukkan karakteristik yang sangat cocok untuk diaplikasikan di platform offshore dengan infrastruktur terbatas. Teknologi ini tidak membutuhkan sumber listrik eksternal, tidak bergantung pada sistem kompresi berdaya tinggi, dan mampu beroperasi dalam lingkungan dengan keterbatasan ruang dan personel. Keunggulan ini menjadi pembeda dibandingkan sistem lain seperti kompresor listrik atau mini LNG yang memerlukan fasilitas pendukung tambahan. Di RSTU, meskipun belum mencapai target desain penuh, performa ejector menunjukkan kestabilan dengan volume penyerapan gas rata-rata  $\pm 0.0135$  MMSCFD. Stabilitas ini menandakan adanya operational reliability yang penting untuk offshore platform, terutama mengingat karakteristik produksi gas yang fluktuatif dan keterbatasan pemeliharaan.

Berdasarkan evaluasi teknis dan hasil pemodelan keekonomian, peluang replikasi sistem gas ejector di platform offshore lainnya sangat terbuka, khususnya di lokasi dengan volume gas buang antara 10–50 MCFD. Matriks evaluasi menunjukkan bahwa platform seperti KLMN dan WXYZ memiliki karakteristik tekanan fluida dan potensi gas yang memungkinkan untuk implementasi ejector, atau bahkan kombinasi dengan teknologi lain seperti fuel gas generator. Platform dengan tekanan sumur di atas 1,000 psig, volume flare gas stabil, dan tidak memiliki sistem pemanfaatan gas yang memadai merupakan kandidat utama untuk replikasi. Selain itu, kelayakan finansial tetap terjaga apabila volume gas minimal 10–15 MCFD, karena di bawah batas ini risiko keekonomian meningkat akibat nilai recovery gas yang terlalu kecil dibanding beban CAPEX dan OPEX tetap.

Untuk mengatasi keterbatasan masing-masing teknologi, pendekatan kombinitif dapat diterapkan. Sistem ejector bisa difungsikan sebagai pre-conditioning unit untuk gas bertekanan rendah sebelum dimasukkan ke dalam unit mini-LNG atau fuel gas generator. Kombinasi ini tidak hanya meningkatkan efisiensi pemanfaatan gas buang, tetapi juga memperluas cakupan tekanan operasi dan variasi volume yang dapat diolah. Pendekatan modular memungkinkan fabrikasi sistem di workshop onshore dengan standar kontrol kualitas tinggi dan waktu pemasangan yang lebih cepat. Ini penting mengingat waktu henti (downtime) di platform offshore sangat mahal dan berdampak langsung pada produksi. Selain itu, integrasi sistem monitoring dan kontrol sederhana dapat menjaga kestabilan operasi ejector dengan intervensi minimal dari operator lapangan.

### **KESIMPULAN**

Penerapan sistem gas ejector di platform RSTU terbukti efektif secara teknis dalam menyerap gas venting dengan operasi yang stabil selama periode uji coba, menunjukkan kinerja pasif yang andal tanpa memerlukan energi eksternal. Meskipun volume serapan aktual belum mencapai target desain maksimum, sistem ini membuktikan kapabilitasnya dalam lingkungan operasional yang menantang. Potensi replikasi ke platform lain seperti KLMN dan WXYZ sangat tergantung pada kondisi lapangan spesifik, termasuk tekanan fluida motive yang memadai, volume flare gas yang stabil, serta geometri sistem perpipaan yang sesuai. Dari perspektif keekonomian, replikasi ke lapangan dengan karakteristik volume gas menengah dan infrastruktur minimal (seperti RSTU) tergolong feasible, dengan estimasi payback period sekitar 3.7 tahun dan Internal Rate of Return (IRR) yang kompetitif, menunjukkan potensi pengembalian investasi yang menarik.

Dalam perbandingan skenario pemanfaatan gas suar lainnya dalam kerangka kontrak Gross Split, Mini-FLNG menunjukkan keunggulan keekonomian yang signifikan dibandingkan dengan Fuel Gas Turbine (GTG), terutama dari sisi potensi pendapatan jangka panjang. Meskipun Mini-FLNG memerlukan investasi awal yang jauh lebih besar, analisis menunjukkan bahwa ia menghasilkan Net Present Value (NPV) yang jauh lebih tinggi, mencapai Rp142.57 miliar dibandingkan Rp28.51 miliar untuk GTG, serta IRR yang lebih kompetitif yaitu 35.73% berbanding 25.49%. Selain itu, Mini-FLNG memiliki payback period yang lebih singkat. Hal ini menjadikan Mini-FLNG opsi yang lebih menguntungkan untuk monetisasi gas dalam volume besar dari lapangan marginal atau gas terasosiasi yang sebelumnya tidak dimanfaatkan, sementara GTG lebih cocok untuk efisiensi energi internal fasilitas produksi yang memiliki kebutuhan listrik signifikan.

## REFERENSI

- Aldas, K., Şen, F., & Ozkul, I. (2020). The investigation of gas ejector performance using CFD modelling. *TEM Journal*, 2(2), 123–130.
- Barati, A., & Pirozfar, V. (2019). Flare gas review in oil and gas industry. *Journal of Biochemical Technology*, 10(2, Special Issue), 71–89. <https://jbiochemtech.com/article/flare-gas-review-in-oil-and-gas-industry>
- Bloch, H. P., & Noack, P. W. (2016). Recent experience with large liquid injected rotary screw process gas compressors. In *Turbomachinery Symposium Proceedings*. Texas A&M University. <https://oaktrust.library.tamu.edu/bitstream/handle/1969.1/163541/T2043-56.pdf>
- Branco, D. A. C., Szklo, A. S., & Schaeffer, R. (2010). CO<sub>2</sub>e emissions abatement costs of reducing natural gas flaring in Brazil by investing in offshore GTL plants producing premium diesel. *Energy*, 35(1), 158–167. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.08.029>
- de Andrade Cruz, M. A., Ribeiro, G. T., Szklo, A., & Merschmann, P. R. C. (2022). Decarbonization of energy supply to offshore oil & gas production with post-combustion capture: A simulation-based techno-economic analysis. *Energy*, 253, 124139. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124139>
- Giranza, M. J., & Bergmann, A. (2018). Indonesia's new gross split PSC: Is it more superior than standard PSC? *Journal of Economics, Business and Management*, 6(2), 78–83. <https://doi.org/10.18178/joebm.2018.6.2.549>
- Hamza, A., Olusegun, A., & Nwosu, C. (2021). Offshore LNG and gas monetization. *OnePetro OTC Conference Proceedings*. <https://doi.org/10.4043/30944-MS>

- Imo, A. S., & Onyekonwu, M. (2024). Economic viability of small-scale LNG solutions. *International Journal of Economics, Commerce and Management*, 12(2), 1–18. <https://ijecm.co.uk/wp-content/uploads/2024/02/1228.pdf>
- Khalili-Garakani, A., Nezhadfar, M., Ivakpour, J., & Kasiri, N. (2022). Enviro-economic investigation of various flare gas recovery and utilization technologies in upstream and downstream of oil and gas industries. *Journal of Cleaner Production*, 340, 130705. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.130705>
- Khoshkar Vandani, A. M., Sabzehmeidani, M. M., Babaie, A., & Ghozatloo, A. (2024). Reliable sustainable management strategies for flare gas recovery: Technical, environmental, modeling, and economic assessment: A comprehensive review. *Environmental Science and Pollution Research*, 31, 26471–26503. <https://doi.org/10.1007/s11356-024-32864-3>
- Moosazadeh, M., Chitsaz, A., & Mehregan, M. (2025). A novel flare gas recycling system for distributed energy, renewable fuel, and purified water production: Multi-objective 4E analysis and optimization. *Energy*, 324, 135780. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.135780>
- Naseri, A., Fattahi, M., & Amidpour, M. (2025). Strategies for reducing gas flaring in refineries: Cost-effective solutions for pollution mitigation. *Process Safety and Environmental Protection*, 198, 107124. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2025.107124>
- Nejadfar, M., & Khalili-Garakani, A. (2020). Power generation as a useful option for flare gas recovery: Enviro-economic evaluation of different scenarios. *Energy*, 205, 117970. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117970>
- Saputra, R., Sumarsono, D., & Hasan, A. (2019). *Economic feasibility study of several utilization alternatives for a stranded offshore gas reservoir* (Master's thesis). University of Oklahoma. <https://shareok.org/handle/11244/322862>
- Sugiarto, H., Christwardana, M., & Widayat, W. (2024). Energy and financial analysis of dual fuel gas turbine generator system. *International Research Journal of Innovations in Engineering and Technology*, 8(2), 1–10. <https://doi.org/10.47001/IRJIET/2024.811012>
- Tahmasebi, A., & Taghvaie, N. (2024). Optimized flare gas recovery technology with consideration of life cycle assessment, reliability analyses, and uncertainty of parameters. *Process Safety and Environmental Protection*, 186, 978–994. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2024.002684>
- Wibawa, T., Kurnia, A., & Pratama, B. (2025). Moving towards a net-zero emissions economy in Indonesia. *Science of the Total Environment*, 978, 179123. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2025.179123>
- World Bank. (2022). *Global gas flaring tracker report 2022*. <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>