

Analisa Kinerja Termodinamika dan Emisi Gas Turbine pada PLTGU Keramasan Dengan Co-Firing Amonia dan Gas Alam

Prana Jaya*, Wawan Aries Widodo

Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Indonesia

Email: yayapj35@gmail.com*, wawanaries@its.ac.id

Keywords:

ammonia co-firing; keramasan combined cycle power plant; hitachi h-25; co₂ emissions; no_x emissions.

Abstract

The application of low-carbon fuels in power plants is an important strategy in supporting Indonesia's Net Zero Emission (NZE) target in 2060. Ammonia (NH₃) has the potential as a transition fuel because it does not contain carbon, but its use in gas turbines can affect thermodynamic performance and increase nitrogen oxide (NO_x) emissions. This study aims to analyze the effect of co-firing ammonia and natural gas on thermodynamic performance and exhaust emissions in the Hitachi H-25 Gas Turbine at the Keramasan Combined Cycle Power Plant (PLTGU). The study was conducted using a numerical simulation approach based on the actual operating conditions of the plant. The thermodynamic model was developed using Cycle-Tempo v5.1, CO₂ emission analysis using LEAP, and NO_x formation analysis using Cantera. Simulations were conducted at co-firing variations of 0%, 5%, 10%, 15%, and 20% NH₃ based on Lower Heating Value (LHV). The validation results show that the model has an error of 0.24% in electrical power, 3.54% in thermal efficiency, 3.41% in fuel flow rate, and 2.07% in exhaust gas flow rate. In the 20% NH₃ scenario, electrical power increases by 1.45%, but fuel consumption increases by 11.97%, primary energy demand increases by 7.29%, thermal efficiency decreases from 33.59% to 31.31%, and NPHR increases by 7.32%. Specific CO₂ emissions decrease from 643.8 to 586.8 kg/MWh (8.9%), while the annual CO₂ emission reduction reaches 21.79%. NO_x emissions increase from 25 ppm to 57.5 ppm and NH₃ slip reaches 247 ppm in the 20% NH₃ scenario. The application of SCR and ASC can reduce NO_x and NH₃ slip by approximately 96.8% and 95%, respectively. Based on the analysis, co-firing 10–15% NH₃ is the optimum operating condition because it provides the best balance between carbon emission reduction and plant performance.

Kata Kunci:

co-firing amonia; pltgu keramasan; hitachi h-25; emisi co₂; emisi no.

Abstrak

Penerapan bahan bakar rendah karbon pada pembangkit listrik menjadi salah satu strategi penting dalam mendukung target Net Zero Emission (NZE) Indonesia tahun 2060. Amonia (NH₃) memiliki potensi sebagai bahan bakar transisi karena tidak mengandung karbon, namun penggunaannya pada turbin gas dapat memengaruhi kinerja termodinamika dan meningkatkan emisi nitrogen oksida (NO_x). Penelitian ini bertujuan menganalisis pengaruh co-firing amonia dan gas alam terhadap kinerja termodinamika serta emisi gas buang pada Gas Turbine Hitachi H-25 di PLTGU Keramasan. Penelitian dilakukan menggunakan pendekatan simulasi numerik berbasis kondisi operasi aktual pembangkit. Model termodinamika dikembangkan menggunakan Cycle-Tempo v5.1, analisis emisi CO₂ menggunakan LEAP, dan analisis pembentukan NO_x menggunakan

Cantera. Simulasi dilakukan pada variasi co-firing 0%, 5%, 10%, 15%, dan 20% NH₃ berbasis Lower Heating Value (LHV). Hasil validasi menunjukkan model memiliki error daya listrik 0,24%, efisiensi termal 3,54%, laju aliran bahan bakar 3,41%, dan laju aliran gas buang 2,07%. Pada skenario 20% NH₃, daya listrik meningkat sebesar 1,45%, namun konsumsi bahan bakar meningkat 11,97%, kebutuhan energi primer meningkat 7,29%, efisiensi termal menurun dari 33,59% menjadi 31,31%, dan NPHR meningkat 7,32%. Emisi CO₂ spesifik menurun dari 643,8 menjadi 586,8 kg/MWh (8,9%), sedangkan reduksi emisi CO₂ tahunan mencapai 21,79%. Emisi NO_x meningkat dari 25 ppm menjadi 57,5 ppm dan NH₃ slip mencapai 247 ppm pada skenario 20% NH₃. Penerapan SCR dan ASC mampu menurunkan NO_x dan NH₃ slip masing-masing sekitar 96,8% dan 95%. Berdasarkan hasil analisis, co-firing 10–15% NH₃ merupakan kondisi operasi optimum karena memberikan keseimbangan terbaik antara penurunan emisi karbon dan kinerja pembangkit.

PENDAHULUAN

Transformasi energi Indonesia sedang memasuki fase kritis, ditandai dengan meningkatnya tekanan global untuk menurunkan emisi karbon dari sektor ketenagalistrikan. Hampir 40% emisi karbon dunia berasal dari pembangkit listrik berbahan bakar fosil, sehingga pemanfaatan hidrogen dan amonia sebagai energi bersih menjadi pilar utama dalam roadmap Indonesia menuju Net Zero Emission (NZE) 2060 (Indah, 2025). Amonia menonjol karena dapat berfungsi baik sebagai bahan bakar bebas karbon maupun sebagai hydrogen carrier, menjadikannya kandidat strategis dalam transisi energi nasional yang sedang berlangsung (Syehnul, 2025).

Pada level teknologi pembangkit, amonia semakin banyak dikaji sebagai bahan bakar turbin gas untuk mengurangi emisi CO₂ dari pembangkit berbasis gas alam. Studi tentang performa co-firing amonia–gas alam menunjukkan bahwa pencampuran amonia dengan gas alam dapat menurunkan emisi karbon secara signifikan tanpa menghilangkan potensi peningkatan efisiensi sistem, meskipun dibutuhkan laju aliran bahan bakar lebih besar akibat rendahnya nilai kalor amonia (Ito et al., 2018; Oh et al., 2025; Pashchenko, 2024; Yazdani et al., 2024). Riset numerik pada sistem micro gas turbine juga menegaskan bahwa perubahan rasio NH₃ dan CH₄ sangat memengaruhi karakteristik nyala, temperatur, dan pola emisi gas buang, termasuk NO_x dan ammonia slip (Bastani et al., 2023).

Dari sisi nasional, PLN dan Indonesia Power telah berhasil melakukan uji co-firing ammonia pada PLTU Labuan serta uji co-firing hidrogen pada PLTDG Pesanggaran, menegaskan kesiapan teknologi dan relevansi energi bebas karbon untuk pembangkit skala besar dan menengah di Indonesia (Indah, 2025). Keberhasilan ini menjadi landasan kuat bagi proyek percontohan ammonia co-firing lainnya, termasuk PLTGU Keramasan.

Namun, penggunaan amonia sebagai bahan bakar turbin gas menghadapi tantangan teknis yang signifikan. Karakteristik pembakarannya yang memiliki low flame speed, high ignition temperature, dan kinetika reaksi lambat memerlukan modifikasi combustor serta peningkatan rasio kompresi atau preheating untuk memastikan stabilitas nyala dan proses pembakaran yang efisien (Alikulov et al., 2024). Selain itu, campuran amonia–hidrogen dapat meningkatkan reaktivitas sistem namun tetap memerlukan kendali ketat untuk mencegah lonjakan NO_x.

Isu NO_x merupakan perhatian utama dalam penerapan co-firing amonia. Pembakaran amonia dapat menghasilkan NO , NO_2 , dan N_2O melalui mekanisme fuel- NO_x yang kompleks, terutama melalui jalur radikal NH_2 yang menjadi prekursor utama pembentukan NO_x (Mashruk et al., 2024). Mekanisme ini diperjelas dalam studi Du et al. (2024), yang mengidentifikasi empat jalur utama pembentukan NO dari radikal NH_2 dalam proses pembakaran amonia-blended natural gas.

Dari sudut pandang termodinamika, co-firing amonia memberikan respons unik terhadap efisiensi siklus. Peningkatan rasio amonia sebesar 50% dapat menurunkan efisiensi termal sekitar 1,29% namun secara bersamaan menurunkan total emisi polutan hingga lebih dari 24% di bawah kondisi fuel input yang sama (Du et al., 2024). Studi lain pada sistem multi-fuel seperti NGCC 100 MW menunjukkan bahwa peningkatan amonia menurunkan temperatur nyala dan emisi thermal- NO_x namun tetap membutuhkan sistem penanganan fuel- NO_x seperti SNCR agar emisi berada dalam batas regulasi (Oh et al., 2025). Pada studi boiler skala besar, co-firing hingga 35% amonia tetap mampu mempertahankan stabilitas nyala dan karakteristik emisi yang dapat dikendalikan melalui modifikasi desain nozzle dan pemanfaatan staged-combustion (Deng et al., 2024).

Indonesia, melalui kolaborasi METI–ESDM–MHI, telah menetapkan PLTGU Keramasan sebagai pilot project co-firing amonia pada pembangkit berbasis turbin gas. Feasibility study menunjukkan bahwa integrasi amonia dengan sistem existing PLTGU memiliki potensi besar dalam menekan emisi karbon, dengan dukungan kesiapan infrastruktur logistik amonia dari Pusri Palembang yang berlokasi dekat dengan pembangkit tersebut (Energy Transition and Project Headquarters, 2023).

Walaupun banyak riset global dilakukan, belum ada kajian spesifik yang mengkaji kinerja termodinamika dan emisi PLTGU Keramasan secara komprehensif dalam konteks co-firing amonia. Mengingat setiap PLTGU memiliki karakteristik konfigurasi turbin, tekanan operasi, sistem heat recovery, serta batasan operasi yang berbeda, analisis berbasis kondisi operasional nyata sangat diperlukan. Dengan urgensi transisi energi nasional dan kebutuhan untuk memvalidasi kesiapan teknologi co-firing amonia pada pembangkit gas, penelitian ini berupaya untuk menganalisis pengaruh co-firing amonia dan gas alam terhadap kinerja termodinamika dan emisi gas buang pada gas turbine di PLTGU Keramasan, sehingga dapat mendukung langkah Indonesia menuju pembangkit rendah karbon yang berkelanjutan.

Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) merupakan sistem pembangkit siklus gabungan (Combined Cycle Power Plant) yang memanfaatkan dua proses konversi energi termodinamika secara berurutan. Tahap pertama menggunakan siklus Brayton (turbin gas) untuk menghasilkan energi mekanik dari pembakaran bahan bakar, sementara tahap kedua memanfaatkan siklus Rankine (turbin uap) dengan memanfaatkan panas buang dari gas turbin melalui Heat Recovery Steam Generator (HRSG). Efisiensi termal PLTGU dapat mencapai 50–60%, lebih besar dibandingkan pembangkit konvensional berbasis turbin gas tunggal yang hanya sekitar 30–35% (Ito et al., 2018). Efisiensi ini dicapai karena energi panas sisa pada gas buang turbin gas dengan temperatur 500–600°C masih dimanfaatkan untuk menghasilkan uap penggerak turbin uap.

PLTGU Keramasan merupakan salah satu pembangkit listrik milik PLN IP UBP Keramasan, dengan kapasitas 80 MW (2×40 MW per blok) dan konfigurasi 1-1-1 combined cycle. Berdasarkan dokumen desain operasi (M. Corporation et al., 2012; Matsushita &

Togashi, 2013), sistem terdiri atas: Gas Turbine H-25 (Hitachi) berkapasitas 27,44 MW, HRSG dua tekanan (Daekyung, Korea), Steam Turbine kondensasi non-reheat berkapasitas 13,89 MW, dan kondensor berpendingin air. PLTGU Keramasan menggunakan gas alam (CH_4) sebagai bahan bakar utama dengan efisiensi termal desain 52,1% dan laju alir udara 270 ton/jam. Sistem pendinginan menggunakan air dari Sungai Keramasan (M. Corporation et al., 2012; Matsushita & Togashi, 2013).

Amonia (NH_3) merupakan senyawa kimia yang terdiri dari satu atom nitrogen dan tiga atom hidrogen. Amonia memiliki nilai kalor bawah (LHV) sebesar 18,6 MJ/kg dan massa molekul 17,03 kg/kmol (Ditaranto et al., 2023; F. E. Development, 2022). Nilai kalor ini lebih rendah dibandingkan gas alam (50 MJ/kg), namun keunggulannya terletak pada tidak adanya kandungan karbon, sehingga pembakarannya tidak menghasilkan emisi CO_2 . Reaksi pembakaran amonia dalam udara: $4\text{NH}_3 + 3\text{O}_2 \rightarrow 2\text{N}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$. Dari reaksi tersebut terlihat bahwa produk utama pembakaran amonia hanya berupa nitrogen dan uap air, tanpa karbon dioksida, menjadikan amonia salah satu kandidat bahan bakar karbon netral untuk sistem energi masa depan (Alikulov et al., 2024).

Tantangan utama penggunaan amonia meliputi: kecepatan nyala api (flame speed) rendah sekitar 7 cm/s dibandingkan CH_4 (38 cm/s), suhu nyala adiabatik lebih rendah ($\sim 1800^\circ\text{C}$ dibandingkan $\sim 1950^\circ\text{C}$ untuk CH_4), dan potensi pembentukan emisi NO_x tinggi akibat reaksi oksidasi nitrogen dari bahan bakar (fuel- NO) (Matsumoto et al., 2022). Untuk mengatasi hal tersebut, strategi co-firing amonia dengan gas alam atau hidrogen digunakan untuk meningkatkan stabilitas api dan menurunkan emisi (Ditaranto et al., 2021; Luo et al., 2024; Mashruk et al., 2024).

Co-firing adalah proses pembakaran dua jenis bahan bakar dalam satu sistem, di mana amonia dicampurkan dengan gas alam pada rasio energi tertentu (basis LHV). Tujuannya adalah untuk mengurangi emisi karbon tanpa mengubah signifikan konfigurasi sistem turbin gas eksisting (Yazdani et al., 2024). Penelitian eksperimental oleh IHI (2018) menunjukkan bahwa turbin gas tipe H-25 dapat dioperasikan dengan campuran hingga 20% amonia (basis energi) tanpa modifikasi besar pada sistem pembakaran. Pada rasio yang lebih tinggi (40–50%), dibutuhkan modifikasi nozzle burner dan penyesuaian rasio udara–bahan bakar untuk menjaga kestabilan pembakaran (Ditaranto et al., 2023). Beberapa keuntungan co-firing amonia antara lain: penurunan emisi CO_2 hingga 40–50% sebanding dengan fraksi energi amonia, dapat diimplementasikan secara bertahap (incremental blending) di pembangkit eksisting, serta potensi integrasi dengan produksi amonia biru (blue ammonia) dari gas alam dengan carbon capture.

Kinerja termodinamika PLTGU secara umum diukur berdasarkan efisiensi termal siklus gabungan (η_{th}) yang dinyatakan sebagai $\eta_{\text{th}} = P_{\text{net}} / (\dot{m}_f \times \text{LHV})$, di mana P_{net} adalah jumlah daya turbin gas dan turbin uap, $\dot{m}_f$ adalah laju alir bahan bakar, dan LHV adalah nilai kalor bahan bakar campuran. Selain efisiensi, indikator lain yang digunakan meliputi konsumsi bahan bakar spesifik ($\text{SFC} = \dot{m}_f / P_{\text{net}}$), rasio pemanfaatan energi limbah (Heat Recovery Efficiency) pada HRSG, output netto sistem (MW), dan rasio emisi (g/kWh). Co-firing amonia menyebabkan penurunan kecil pada efisiensi termal (1–3%) akibat penurunan suhu nyala dan nilai kalor bahan bakar, tetapi dapat menurunkan emisi karbon secara signifikan (Ditaranto et al., 2023).

Gas alam menghasilkan emisi CO₂ sebesar 266,9 hingga 586,2 kg CO₂ per 1 MWh (Kazulis et al., 2018). Karena amonia tidak mengandung karbon, penerapan co-firing dapat menurunkan emisi CO₂ secara proporsional terhadap fraksi energi amonia. Sebagai contoh, campuran 20% NH₃ menghasilkan reduksi CO₂ sekitar 20%. Pembakaran amonia menghasilkan NO_x melalui dua mekanisme utama: fuel-NO dari oksidasi nitrogen dalam molekul NH₃, dan thermal-NO akibat suhu pembakaran tinggi (>1800°C). Emisi NO_x dari amonia murni bisa mencapai 500–1000 ppm tanpa sistem kontrol (Ditaranto et al., 2021; Luo et al., 2024; Mashruk et al., 2024). Namun, dengan penggunaan SCR (Selective Catalytic Reduction), efisiensi pengendalian dapat mencapai 90–95%, menurunkan NO_x menjadi <10 ppm.

Cycle-Tempo adalah perangkat lunak analisis siklus energi yang dikembangkan oleh TU Delft, Belanda, untuk simulasi termodinamika sistem pembangkit berbasis gas, uap, atau kombinasi keduanya. Program ini menggunakan pendekatan steady-state thermodynamic balance pada setiap komponen sistem seperti kompresor, ruang bakar, turbin, HRSG, dan kondensor. Beberapa studi membuktikan bahwa hasil simulasi Cycle-Tempo memiliki deviasi kurang dari 2% dibanding data eksperimen turbin gas industri (Alikulov et al., 2024; Yazdani et al., 2024).

Kebaruan (novelty) penelitian ini terletak pada beberapa aspek. Pertama, penggunaan tiga perangkat lunak simulasi (Cycle-Tempo untuk termodinamika siklus, Cantera untuk kinetika pembakaran dan emisi NO_x, serta LEAP untuk analisis emisi jangka panjang) yang terintegrasi untuk menganalisis PLTGU Keramasan. Kedua, validasi model terhadap data desain aktual PLTGU Keramasan sehingga hasil simulasi memiliki akurasi tinggi. Ketiga, identifikasi trade-off antara penurunan emisi CO₂ dan peningkatan emisi NO_x pada berbagai skenario co-firing amonia. Keempat, penentuan rentang co-firing optimum (10-15% NH₃) yang memberikan keseimbangan terbaik antara dekarbonisasi dan kinerja pembangkit. Kelima, analisis efektivitas sistem SCR dan ASC dalam mengendalikan emisi NO_x dan NH₃ slip pada berbagai skenario co-firing.

Cantera adalah perangkat lunak open-source yang digunakan untuk simulasi termodinamika, kinetika kimia, transport massa, dan proses pembakaran. Cantera memungkinkan pengguna menghitung sifat termodinamika campuran gas, laju reaksi kimia, kesetimbangan kimia, kecepatan pembakaran (flame speed), pembentukan polutan, serta evolusi spesies kimia selama proses reaksi berlangsung. Perangkat lunak ini mendukung beberapa bahasa pemrograman yaitu Python, MATLAB, C++, dan Fortran.

Low Emissions Analysis Platform (LEAP) merupakan perangkat lunak pemodelan sistem energi dan lingkungan yang dikembangkan oleh Stockholm Environment Institute (SEI). LEAP dirancang untuk membantu perencanaan energi, analisis kebijakan, proyeksi kebutuhan energi, serta estimasi emisi gas rumah kaca (GRK) dan polutan udara. Pendekatan yang digunakan bersifat skenario (scenario-based analysis), sehingga pengguna dapat membandingkan kondisi dasar (baseline) dengan berbagai alternatif kebijakan atau teknologi.

Tujuan penelitian ini adalah menganalisis pengaruh co-firing amonia dan gas alam terhadap kinerja termodinamika serta emisi gas buang pada Gas Turbine Hitachi H-25 di PLTGU Keramasan. Secara spesifik, penelitian ini bertujuan untuk: (1) mengembangkan dan memvalidasi model termodinamika gas turbine PLTGU Keramasan menggunakan Cycle-Tempo; (2) menganalisis pengaruh variasi rasio co-firing amonia (0%, 5%, 10%, 15%, 20%)

terhadap daya, efisiensi termal, konsumsi bahan bakar, dan NPHR; (3) menganalisis emisi CO₂ menggunakan Cycle-Tempo dan LEAP; (4) menganalisis emisi NO_x dan NH₃ slip menggunakan Cantera; (5) mengevaluasi efektivitas sistem SCR dan ASC dalam pengendalian emisi; dan (6) menentukan rasio co-firing optimum berdasarkan keseimbangan antara penurunan emisi karbon dan kinerja pembangkit.

METODE PENELITIAN

Desain Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif berbasis simulasi termodinamika, dengan tujuan untuk menganalisis kinerja energi dan emisi pada gas turbine di PLTGU Keramasan ketika dilakukan co-firing amonia dan gas alam. Metode simulasi dipilih karena PLTGU Keramasan merupakan fasilitas eksisting yang beroperasi dalam sistem interkoneksi, sehingga percobaan langsung (eksperimen pembakaran) tidak dimungkinkan. Simulasi dilakukan menggunakan perangkat lunak Cycle-Tempo versi 5.1, yang dikembangkan oleh Technische Universiteit Delft (TU Delft), Belanda. Pendekatan ini memungkinkan pengkajian perilaku sistem secara steady-state, meliputi keseimbangan massa, energi, dan eksergi untuk berbagai rasio campuran bahan bakar.

Tahapan penelitian secara umum terdiri dari studi literatur, pengumpulan data teknis PLTGU Keramasan, pemodelan sistem gas turbine di Cycle-Tempo, penentuan parameter operasi dan properti termodinamika bahan bakar, simulasi lima skenario co-firing (0%, 5%, 10%, 15%, 20% NH₃), analisis hasil simulasi untuk menentukan efisiensi termal, daya, dan emisi, validasi model terhadap data desain PLTGU Keramasan, serta penyusunan laporan.

Data dan Sumber Data

Data utama yang digunakan dalam simulasi diperoleh dari: dokumen teknis PLTGU Keramasan (M. Corporation et al., 2012; Matsushita & Togashi, 2013) yang mencakup konfigurasi sistem, tekanan, suhu, dan daya nominal; spesifikasi Turbin Gas Hitachi H-25 (Ito et al., 2018) yang meliputi rasio tekanan, efisiensi isentropik, dan kondisi gas buang; serta literatur ilmiah pembakaran amonia dan co-firing (Alnajideen et al., 2024; Yazdani et al., 2024).

Skenario Simulasi Co-Firing

Simulasi dilakukan pada lima skenario campuran bahan bakar berdasarkan basis nilai kalor (LHV) sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Skenario Co-Firing Amonia

Skenario	Komposisi (CH ₄ : NH ₃)	Tujuan
S1	100% : 0%	Baseline (gas alam murni)
S2	95% : 5%	Awal co-firing amonia 5%
S3	90% : 10%	Co-firing amonia 10%
S4	85% : 15%	Co-firing amonia 15%
S5	80% : 20%	Evaluasi batas atas amonia 20%

Metode Analisis Kinerja dan Emisi

Efisiensi termal dihitung menggunakan rumus $\eta = P_{\text{out}} / (\dot{m} \times \text{LHV})$. Sebagai contoh perhitungan pada kondisi 100% gas alam dengan daya listrik output $P_{\text{out}} = 27.440 \text{ kW}$ dan $\text{LHV} = 43.190 \text{ kJ/kg}$ serta $\dot{m}_{\text{NG}} = 7.050,2 \text{ kg/h}$, diperoleh energi bahan bakar per jam = $304.498.138 \text{ kJ/h}$, $P_{\text{fuel}} = 84.582,82 \text{ kW}$, dan efisiensi termal $\eta = 27.440 / 84.582,82 = 0,3244$ atau 32,44%.

LHV campuran dihitung menggunakan: $\text{LHV}_{\text{mix}} = x_{\text{NH}_3} \times \text{LHV}_{\text{NH}_3} + x_{\text{fuel}} \times \text{LHV}_{\text{fuel}}$, dengan syarat $x_{\text{NH}_3} + x_{\text{fuel}} = 1$. Dengan LHV gas alam 43.190 kJ/kg dan LHV amonia 18.600 kJ/kg , hasil perhitungan LHV campuran ditunjukkan pada Tabel 4.

Tabel 2. LHV Co-Firing Amonia–Gas Alam

Persentase Campuran	LHV Total NG+NH ₃ (kJ/kg)
95% NG + 5% NH ₃	42.891
90% NG + 10% NH ₃	42.591
85% NG + 15% NH ₃	42.292
80% NG + 20% NH ₃	41.992

Perhitungan laju aliran massa ($\dot{m}$) bahan bakar untuk setiap skenario dilakukan berdasarkan keseimbangan energi. Total energi input dihitung sebagai $Q_{\text{fuel}} = P_{\text{out}} / \eta$, kemudian dibagi menjadi kontribusi NH₃ dan gas alam sesuai fraksi co-firing masing-masing. Hasil perhitungan lengkap ditunjukkan pada Tabel 5.

Tabel 3. Hasil Perhitungan Laju Aliran Massa Co-Firing Amonia

Cofiring NH ₃	Q_NH ₃ (kW)	Q_NG (kW)	$\dot{m}_{\text{NH}_3}$ (kg/s)	$\dot{m}_{\text{NH}_3}$ (kg/h)	$\dot{m}_{\text{NG}}$ (kg/s)	$\dot{m}_{\text{NG}}$ (kg/h)	Total $\dot{m}$ (kg/h)
0%	0	84.582,8	0	0	1,95	7.050,2	7.050,2
5%	4.229,14	80.353,66	0,2279	820,4	1,86	6.697,69	7.518,09
10%	8.458,28	76.124,52	0,4558	1.640,8	1,76	6.345,18	7.985,98
15%	12.687,42	71.895,38	0,6837	2.461,2	1,66	5.992,67	8.453,87
20%	16.916,56	67.666,24	0,9116	3.281,6	1,56	5.640,16	8.921,76

Analisis emisi CO₂ dilakukan menggunakan Cycle-Tempo berdasarkan neraca massa karbon dari komposisi bahan bakar, sedangkan emisi NO_x dianalisis menggunakan Cantera dengan pendekatan detailed chemical kinetics. Analisis jangka panjang emisi dan kebutuhan energi primer dilakukan menggunakan perangkat lunak LEAP untuk periode proyeksi 2026–2050.

AFR stoikiometri untuk gas alam (dianggap = CH₄) adalah 17,16 kg udara/kg bahan bakar, sedangkan untuk amonia (NH₃) adalah 6,06 kg udara/kg bahan bakar. AFR campuran dihitung secara proporsional sesuai fraksi massa masing-masing komponen bahan bakar pada setiap skenario co-firing.

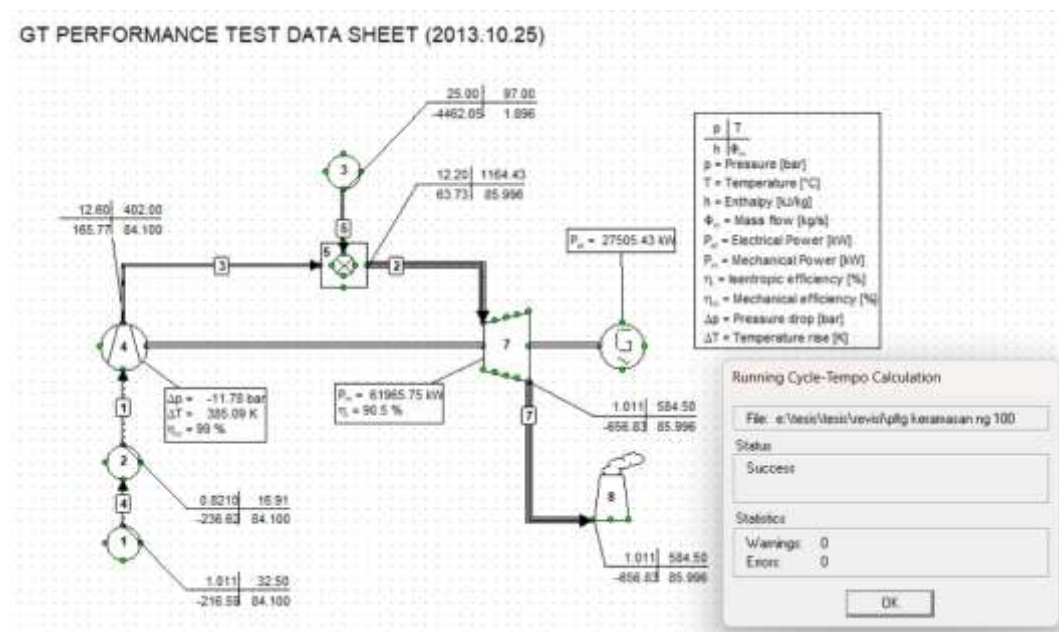
HASIL DAN PEMBAHASAN

Validasi Model

Sebelum digunakan untuk simulasi skenario co-firing, model termodinamika yang dibangun di Cycle-Tempo divalidasi terhadap data commissioning dan heat balance eksisting PLTGU Keramasan. Hasil validasi menunjukkan tingkat kesalahan yang relatif kecil pada seluruh parameter yang dievaluasi, sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 6. Nilai error daya listrik sebesar 0,24%, efisiensi termal 3,54%, laju aliran bahan bakar 3,41%, dan laju aliran gas buang 2,07% semuanya berada di bawah ambang batas 5%, sehingga model dinilai cukup representatif dan layak digunakan untuk analisis selanjutnya.

Tabel 4. Hasil Validasi Model Cycle-Tempo terhadap Data Desain PLTGU Keramasan

Parameter	Nilai Desain	Hasil Simulasi	Error (%)	Keterangan
Daya Listrik	27.440 kW	27.505 kW	0,24%	Memenuhi batas <5%
Efisiensi Termal	~33,0%	33,59%	3,54%	Memenuhi batas <5%
Laju Aliran Bahan Bakar	7.050 kg/h	6.827 kg/h	3,41%	Memenuhi batas <5%
Laju Aliran Gas Buang	—	—	2,07%	Memenuhi batas <5%



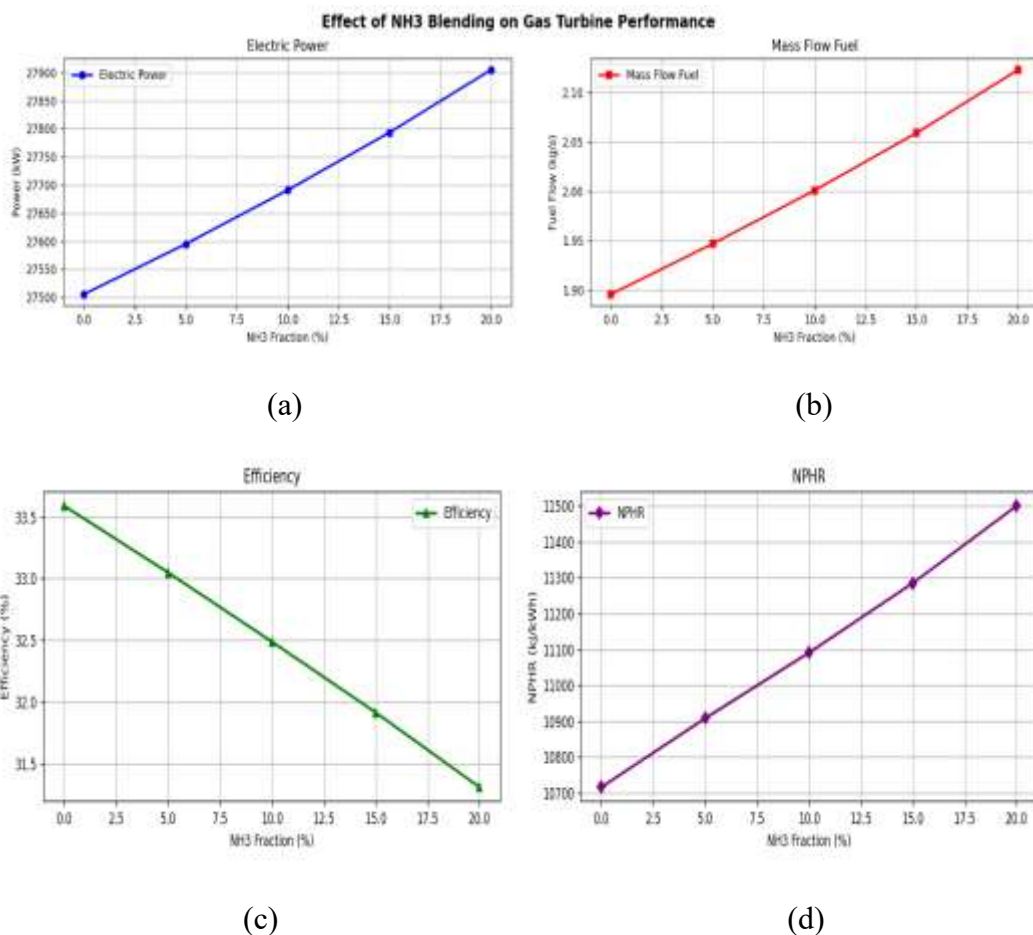
Gambar 1. Pemodelan *Gas Turbine* 1.1 Pada Software Cycle-Tempo

Pengaruh Co-Firing terhadap Performa Turbin Gas

Hasil simulasi Cycle-Tempo pada berbagai skenario co-firing amonia menunjukkan pengaruh yang signifikan terhadap parameter performa turbin gas. Ringkasan hasil simulasi ditunjukkan pada Tabel 7, sedangkan visualisasi tren perubahan parameter performa disajikan pada Gambar 1.

Tabel 5. Hasil Simulasi Performa Turbin Gas pada Berbagai Skenario Co-Firing NH₃

Parameter	0% NH ₃	5% NH ₃	10% NH ₃	15% NH ₃	20% NH ₃
Daya Listrik (kW)	27.505	27.604	27.703	27.804	27.905
Efisiensi Termal (%)	33,59	33,09	32,58	31,93	31,31
Konsumsi Bahan Bakar (kg/s)	1,896	1,955	2,014	2,068	2,123
LHV Campuran (kJ/kg)	43.190,61	42.891	42.591	42.292	38.899,92
NPHR (kJ/kWh)	10.716	10.872	11.038	11.270	11.500
Emisi CO ₂ (kg/MWh)	643,8	631,1	616,4	601,3	586,8
Emisi NO _x (kg/MWh)	0,447	0,570	0,695	0,845	1,018

**Gambar 2. Effect of NH₃ Fraction on Electric Power Output, Fuel Consumption, Thermal Efficiency, and Net Plant Heat Rate**

Berdasarkan Tabel 7, peningkatan fraksi amonia memberikan pengaruh yang berbeda terhadap masing-masing parameter performa turbin gas. Daya listrik generator mengalami peningkatan dari 27.505,43 kW pada kondisi baseline menjadi 27.905,12 kW pada skenario co-firing 20% amonia, atau meningkat sekitar 1,45%. Di sisi lain, efisiensi termal menunjukkan kecenderungan menurun dari 33,59% menjadi 31,31%, atau turun sekitar 6,79%. Penurunan efisiensi ini menunjukkan bahwa meskipun daya listrik dapat dipertahankan bahkan sedikit meningkat, kebutuhan energi primer menjadi lebih besar akibat rendahnya nilai kalor amonia dibandingkan gas alam.

Laju aliran bahan bakar meningkat secara bertahap dari 1,896 kg/s menjadi 2,123 kg/s, atau meningkat sekitar 11,97%. Kondisi ini terjadi karena nilai LHV campuran bahan bakar terus menurun dari 43.190,61 kJ/kg pada kondisi 100% gas alam menjadi 38.899,92 kJ/kg pada skenario 20% amonia. Nilai NPHR meningkat dari 10.716 kJ/kWh menjadi sekitar 11.500 kJ/kWh pada skenario 20% amonia, atau meningkat sekitar 7,32%. Peningkatan NPHR ini konsisten dengan penurunan efisiensi termal yang terjadi. Secara keseluruhan, peningkatan fraksi NH_3 menghasilkan daya listrik yang sedikit lebih tinggi, namun dengan konsumsi bahan bakar yang lebih besar dan efisiensi termal yang lebih rendah, sehingga terjadi trade-off antara dekarbonisasi dan performa energi turbin gas.

Analisis Emisi CO_2 dari Simulasi Cycle-Tempo

Berdasarkan hasil simulasi Cycle-Tempo, peningkatan persentase co-firing amonia menyebabkan penurunan emisi CO_2 secara bertahap. Pada kondisi 100% gas alam, emisi spesifik CO_2 sebesar 643,8 kg/MWh. Nilai tersebut menurun menjadi 631,1 kg/MWh pada skenario 5% NH_3 , kemudian menjadi 616,4 kg/MWh pada 10% NH_3 , 601,3 kg/MWh pada 15% NH_3 , dan mencapai 586,8 kg/MWh pada 20% NH_3 . Penurunan ini terjadi karena amonia tidak mengandung unsur karbon sehingga sebagian energi yang sebelumnya berasal dari pembakaran gas alam digantikan oleh amonia, yang secara langsung mengurangi pembentukan karbon dioksida selama proses pembakaran. Secara keseluruhan, penerapan co-firing amonia hingga 20% mampu menurunkan emisi spesifik CO_2 sekitar 8,9% dibandingkan operasi 100% gas alam.

Gambar 2 menunjukkan hubungan trade-off antara emisi CO_2 dan NO_x seiring meningkatnya rasio co-firing amonia. Kurva emisi CO_2 menunjukkan tren menurun secara konsisten, sementara emisi NO_x menunjukkan tren meningkat seiring bertambahnya persentase amonia dalam bahan bakar.

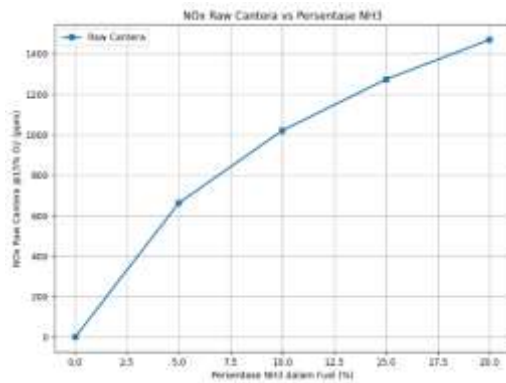
Dari hasil simulasi, skenario co-firing 10–15% NH_3 dapat dianggap sebagai rentang operasi yang relatif seimbang karena mampu memberikan penurunan emisi CO_2 yang cukup signifikan sekitar 4–7%, dengan peningkatan emisi NO_x yang masih dapat dikendalikan melalui penerapan teknologi SCR.

Analisis Emisi NO_x dari Cantera

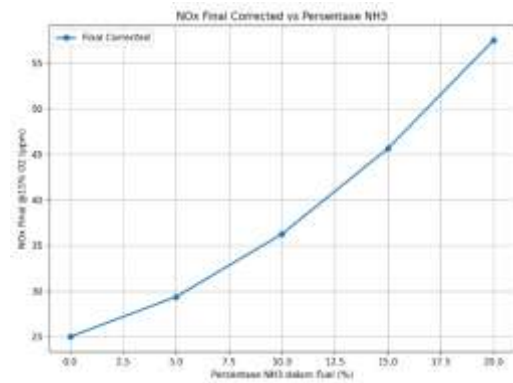
Untuk memperoleh karakteristik emisi NO_x yang tidak dapat dihitung oleh Cycle-Tempo, dilakukan simulasi menggunakan perangkat lunak Cantera dengan pendekatan detailed chemical kinetics. Hasil simulasi Cantera pada berbagai variasi co-firing amonia ditunjukkan pada Tabel 8. Selain itu, koreksi konsentrasi NO_x terhadap kondisi referensi 15% O_2 sesuai standar pelaporan emisi turbin gas telah dilakukan, kemudian dikalibrasi terhadap data operasi aktual PLTGU Keramasan yang menunjukkan emisi baseline sebesar 25 ppm pada kondisi 100% gas alam.

Tabel 6. Hasil Simulasi Emisi NO_x Cantera pada Kondisi Referensi 15% O₂

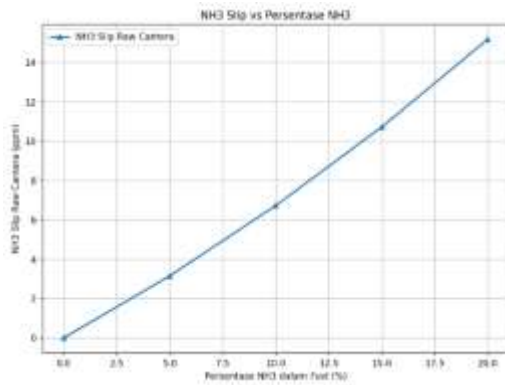
Skenario	Raw NO _x (ppm)	NO _x @ 15% O ₂ (ppm)	NH ₃ Slip (ppm)	NO _x Setelah SCR (ppm)
0% NH ₃	—	25,00	—	2,50
5% NH ₃	~663	29,375	53,62	6,50
10% NH ₃	~877	36,250	101,60	9,96
15% NH ₃	~1.150	45,625	171,05	12,40
20% NH ₃	~1.470	57,500	246,99	14,28



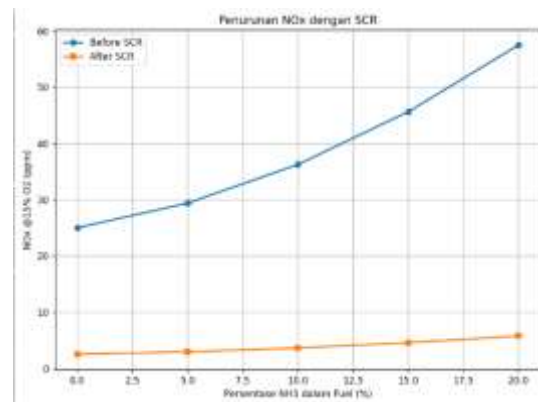
(a)



(b)

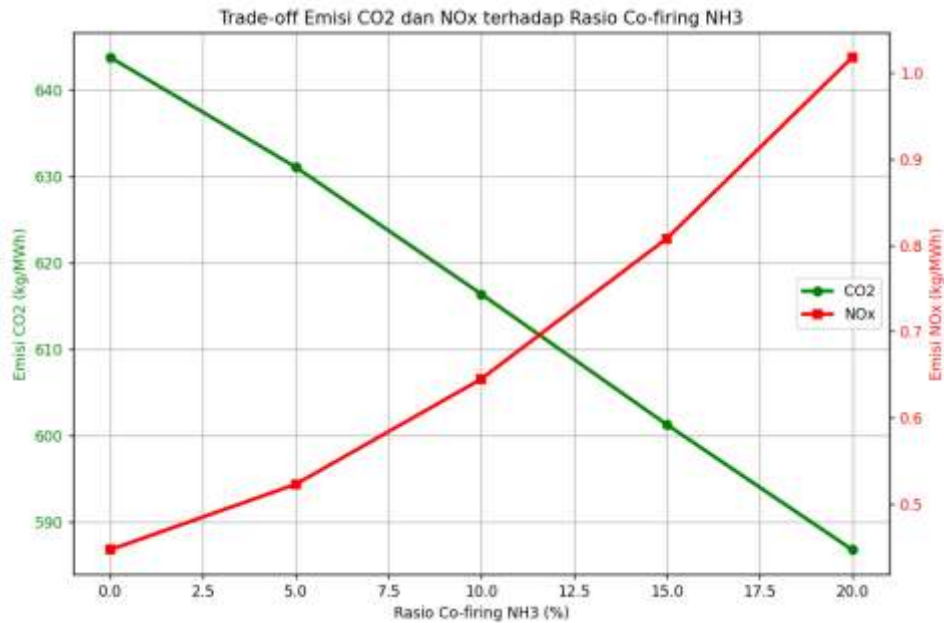


(c)



(d)

Gambar 3. pengaruh Persentase NH₃ terhadap NO_x dan NH₃ slip



Gambar 4. Trade-off Emisi CO₂ dan NO_x terhadap Rasio Co-Firing NH₃.

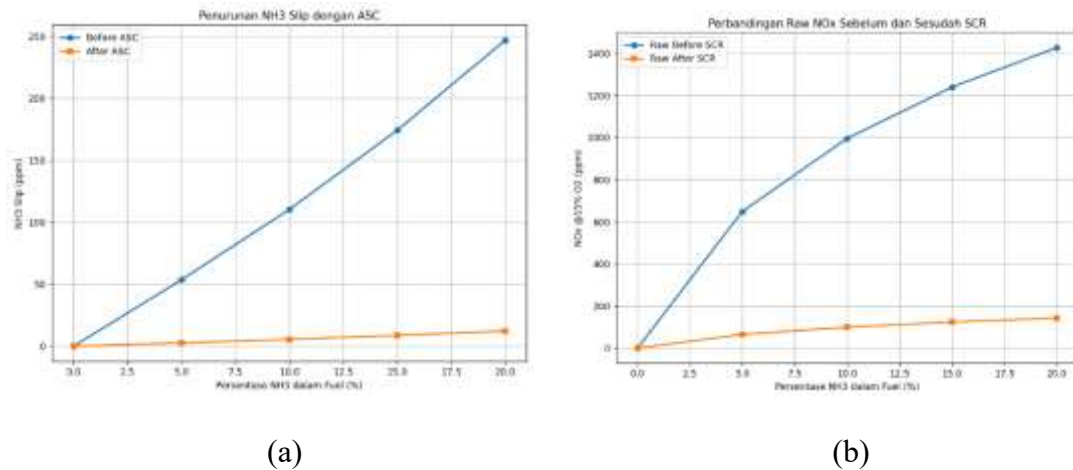
Berdasarkan Tabel 8, terlihat bahwa peningkatan persentase co-firing amonia menyebabkan kenaikan emisi NO_x secara signifikan. Pada kondisi baseline 100% gas alam, nilai NO_x terkoreksi sebesar 25 ppm. Ketika amonia mulai dicampurkan sebesar 5%, emisi NO_x meningkat menjadi 29,375 ppm. Selanjutnya, pada variasi 10%, 15%, dan 20% NH₃, emisi NO_x meningkat masing-masing menjadi 36,250 ppm, 45,625 ppm, dan 57,500 ppm. Peningkatan tersebut disebabkan oleh kandungan nitrogen yang terdapat dalam molekul amonia. Selama proses pembakaran, nitrogen pada bahan bakar mengalami oksidasi dan menghasilkan fuel-NO_x, yang menjadi mekanisme dominan pembentukan NO_x pada pembakaran amonia.

Pengaruh Pemasangan SCR dan ASC

Untuk mengatasi peningkatan emisi NO_x dan NH₃ slip akibat co-firing amonia, dilakukan simulasi penerapan sistem pengendalian emisi berupa Selective Catalytic Reduction (SCR) dan Ammonia Slip Catalyst (ASC). SCR diasumsikan memiliki efisiensi reduksi NO_x sebesar 90%, sedangkan ASC memiliki efisiensi pengurangan NH₃ slip sebesar 95%. Hasil perbandingan sebelum dan sesudah penerapan SCR dan ASC ditunjukkan pada Tabel 9.

Tabel 7. Perbandingan NO_x dan NH₃ Slip Sebelum dan Sesudah Sistem Pengendalian Emisi (SCR dan ASC)

Skenario	NO _x Sebelum SCR (ppm)	NO _x Sesudah SCR (ppm)	NH ₃ Slip Sebelum ASC (ppm)	NH ₃ Slip Sesudah ASC (ppm)
5% NH ₃	64,98	6,50	53,62	2,68
10% NH ₃	99,62	9,96	101,60	5,08
15% NH ₃	123,99	12,40	171,05	8,55
20% NH ₃	142,79	14,28	246,99	12,35



Gambar 3. perbandingan NH₃ slip dan Raw NO_x sebelum dan sesudah melewati unit ASC dan SCR.

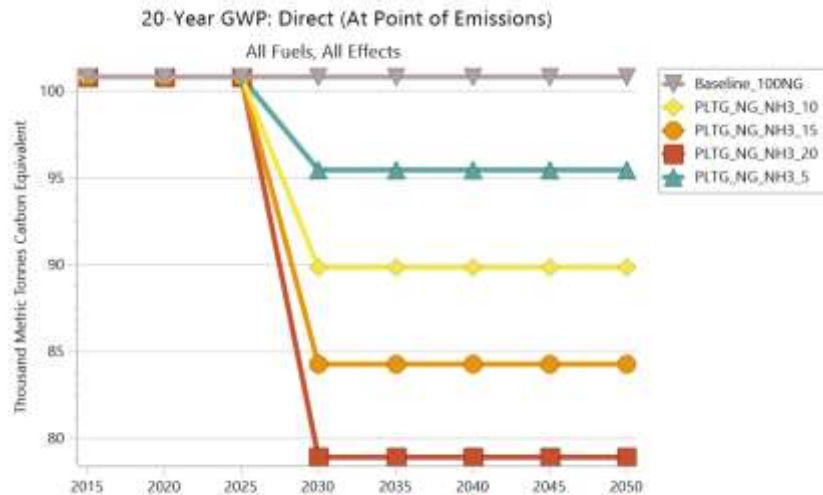
Berdasarkan Tabel 9, pemasangan SCR terbukti mampu menurunkan emisi NO_x secara signifikan pada seluruh variasi co-firing amonia. Pada skenario 5% NH₃, konsentrasi NO_x menurun dari 64,98 ppm menjadi 6,50 ppm. Penurunan serupa juga terjadi pada skenario 10%, 15%, dan 20% NH₃, yaitu masing-masing dari 99,62 ppm menjadi 9,96 ppm, dari 123,99 ppm menjadi 12,40 ppm, serta dari 142,79 ppm menjadi 14,28 ppm. SCR mampu mempertahankan tingkat reduksi NO_x sekitar 90% meskipun persentase amonia dalam bahan bakar meningkat. Sementara itu, ASC berhasil menekan NH₃ slip hingga sekitar 95% dari nilai awal. Gambar 4 menunjukkan perbandingan emisi NO_x dan NH₃ slip sebelum dan sesudah melewati unit SCR dan ASC.

Analisis Data LEAP – Global Warming Potential (GWP) 20-Year

Evaluasi dampak emisi karbon pada tingkat sistem dilakukan menggunakan perangkat lunak LEAP untuk periode proyeksi 2026–2050. Hasil simulasi emisi karbon ekuivalen berdasarkan 20-Year GWP untuk masing-masing skenario co-firing ditampilkan pada Tabel 10.

Tabel 8. 20-Year GWP: Direct (At Point of Emissions) All Fuels, All Effects

Skenario	Emisi Tahunan Setelah 2030 (ribu ton CO ₂ -eq/tahun)	Total Akumulasi (ribu ton CO ₂ -eq)	Reduksi vs Baseline (%)
100% NG (Baseline)	100,8	806,6	—
5% NH ₃	95,4	779,7	3,3%
10% NH ₃	89,8	751,6	6,8%
15% NH ₃	84,2	723,7	10,3%
20% NH ₃	78,9	696,9	13,6%



Gambar 6. 20-Year GWP: Direct (At Point of Emissions) All Fuels, All Effects.

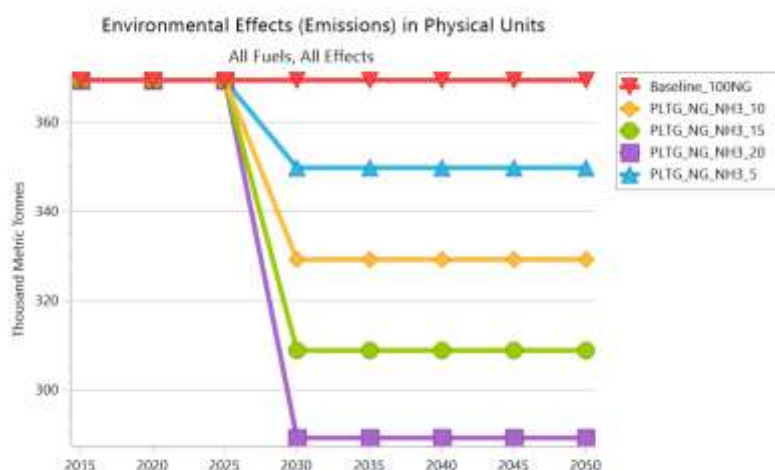
Berdasarkan Tabel 8, terlihat bahwa peningkatan persentase amonia dalam campuran bahan bakar memberikan dampak positif terhadap penurunan emisi karbon ekuivalen. Pada kondisi baseline 100% gas alam, total akumulasi emisi sebesar 806,6 ribu ton karbon ekuivalen selama periode simulasi. Penerapan co-firing amonia sebesar 20% mampu mengurangi total emisi karbon ekuivalen sebesar sekitar 109,7 ribu ton atau sekitar 13,6% selama periode simulasi. Implementasi co-firing amonia diasumsikan mulai diterapkan setelah tahun 2025, sehingga sebelum periode tersebut seluruh skenario masih menggunakan bahan bakar 100% gas alam.

Analisis Data LEAP – Emisi CO₂ dalam Satuan Fisik

Analisis emisi CO₂ juga dilakukan menggunakan satuan fisik (physical units) untuk menunjukkan besarnya emisi karbon dioksida yang dihasilkan secara langsung dari proses pembakaran. Hasil simulasi menggunakan perangkat lunak LEAP ditampilkan pada Tabel 11.

Tabel 9. Environmental Effects (Emissions) in Physical Units All Fuels, All Effects

Skenario	Emisi CO ₂ Tahunan (ribu ton/tahun)	Total Kumulatif (ribu ton)	Reduksi vs Baseline (%)
100% NG (Baseline)	369,5	2.955,7	—
5% NH ₃	349,7	2.856,8	3,3%
10% NH ₃	329,2	2.754,1	6,8%
15% NH ₃	308,7	2.651,9	10,3%
20% NH ₃	289,0	2.553,5	13,6%



Gambar 4. Environmental Effects (Emissions) in Physical Units All Fuels, All Effects

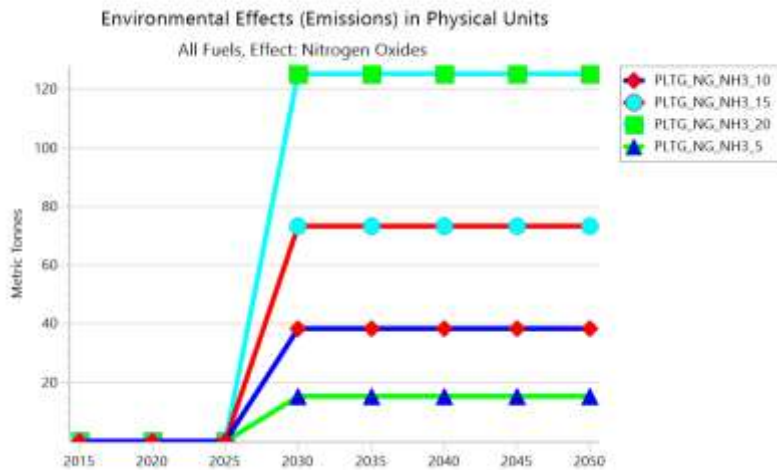
Berdasarkan Tabel 9, penerapan co-firing amonia sebesar 20% mampu menurunkan total emisi CO₂ sebesar sekitar 402,2 ribu ton atau sekitar 13,6% dibandingkan baseline selama periode proyeksi. Semakin besar proporsi amonia yang digunakan sebagai bahan bakar pendamping, semakin rendah emisi karbon yang dihasilkan. Konsistensi antara hasil Cycle-Tempo dan LEAP menunjukkan bahwa penerapan co-firing amonia tidak hanya efektif dalam menurunkan emisi CO₂ pada tingkat operasi turbin gas, tetapi juga memberikan dampak positif terhadap pengurangan emisi karbon ekuivalen dalam jangka panjang.

Analisis Data LEAP – Emisi NO_x dalam Satuan Fisik

Evaluasi dampak penggunaan amonia terhadap emisi NO_x pada tingkat sistem pembangkit dilakukan dengan mengkonversikan hasil simulasi Cantera ke dalam model LEAP. Hasil simulasi ditampilkan pada Tabel 10.

Tabel 10. Environmental Effects (Emissions) in Physical Units All Fuels, Effect: Nitrogen Oxides

Skenario	Emisi NO _x Tahunan (ton/tahun)	Total Kumulatif 2026–2050 (ton)	Keterangan
5% NH ₃	15,3	76,3	Paling rendah
10% NH ₃	38,3	191,3	Meningkat signifikan
15% NH ₃	73,2	366,0	Perlu SCR wajib
20% NH ₃	125,4	626,8	Tertinggi



Gambar 5. Environmental Effects (Emissions) in Physical Units All Fuels, Effect: Nitrogen Oxides

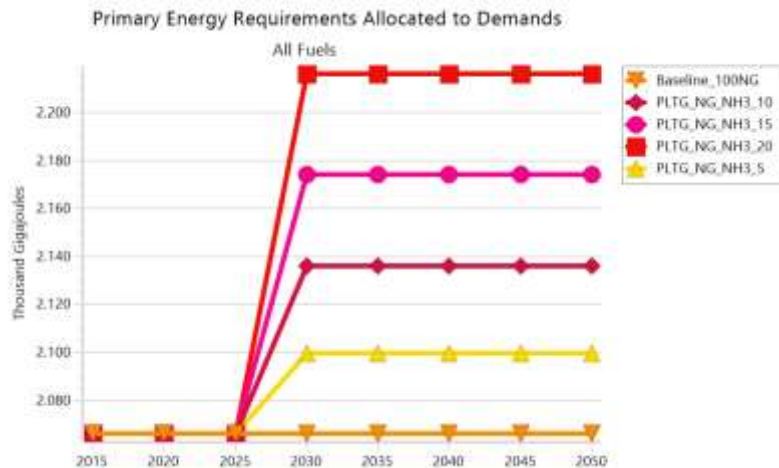
Berdasarkan Tabel 10, emisi NO_x meningkat secara signifikan seiring bertambahnya persentase amonia dalam campuran bahan bakar. Pada skenario co-firing 5% NH_3 , emisi NO_x tercatat sebesar 15,3 ton per tahun. Nilai tersebut terus meningkat menjadi 125,4 ton per tahun pada skenario 20% NH_3 , atau lebih dari delapan kali lipat lebih tinggi dibandingkan skenario 5% NH_3 . Kenaikan emisi NO_x tidak bersifat linier sempurna, tetapi cenderung meningkat lebih cepat pada persentase amonia yang lebih tinggi, yang mengindikasikan dominasi pengaruh kandungan nitrogen amonia pada rasio yang lebih besar.

Analisis Kebutuhan Energi Primer LEAP

Evaluasi kebutuhan energi primer pada masing-masing skenario co-firing amonia menunjukkan bahwa penggunaan amonia memerlukan jumlah energi bahan bakar yang lebih besar untuk menghasilkan daya listrik yang sama. Hasil simulasi LEAP ditampilkan pada Tabel 11.

Tabel 11. Primary Energy Requirements Allocated to Demands

Skenario	Energi Primer Tahunan (ribu GJ/tahun)	Total Akumulasi (ribu GJ)	Peningkatan vs Baseline (%)
100% NG (Baseline)	2.065,9	16.527,5	—
5% NH_3	2.099,7	16.696,3	1,6%
10% NH_3	2.136,0	16.872,0	3,4%
15% NH_3	2.174,4	17.056,5	5,3%
20% NH_3	2.216,5	17.252,0	7,3%



Gambar 6. Primary Energy Requirements Allocated to Demands

Pada kondisi baseline 100% gas alam, kebutuhan energi primer sebesar 2.065,9 ribu GJ per tahun. Nilai tersebut meningkat secara bertahap hingga mencapai 2.216,5 ribu GJ per tahun pada skenario 20% NH_3 , atau meningkat sekitar 7,3%. Peningkatan kebutuhan energi primer ini disebabkan oleh LHV amonia (18.600 kJ/kg) yang jauh lebih kecil dibandingkan gas alam (43.190 kJ/kg), sehingga diperlukan jumlah energi bahan bakar yang lebih besar untuk mempertahankan output listrik yang sama. Hasil ini menunjukkan adanya trade-off antara pengurangan emisi karbon dan kebutuhan energi primer, yang harus dipertimbangkan dalam optimasi rasio co-firing.

Perbandingan dengan Penelitian Terdahulu

Untuk meningkatkan validitas hasil simulasi yang diperoleh, dilakukan perbandingan dengan penelitian terdahulu yang menganalisis pengaruh ammonia blending terhadap performa turbin gas. Secara umum, penelitian ini dan penelitian terdahulu menunjukkan kecenderungan yang sangat serupa. Pada aspek laju aliran massa bahan bakar, peningkatan fraksi amonia menyebabkan kebutuhan bahan bakar meningkat, sejalan dengan hasil penelitian ini yang menunjukkan kenaikan laju aliran massa bahan bakar dari 1,896 kg/s pada kondisi 100% gas alam menjadi 2,123 kg/s pada co-firing 20% NH_3 (Du et al., 2024).

Pada parameter efisiensi termal, penelitian terdahulu menunjukkan bahwa peningkatan rasio amonia menyebabkan penurunan efisiensi termal secara bertahap. Hasil yang sama diperoleh pada penelitian ini, di mana efisiensi termal turun dari 33,59% pada kondisi baseline menjadi 31,31% pada skenario co-firing 20% NH_3 . Pada aspek emisi, terdapat kesesuaian tren antara hasil penelitian ini dan penelitian terdahulu yang menunjukkan adanya hubungan trade-off antara emisi CO_2 dan emisi NO_x seiring dengan meningkatnya rasio pencampuran amonia (Du et al., 2024). Kesamaan kecenderungan tersebut menunjukkan bahwa model simulasi yang dikembangkan pada penelitian ini mampu merepresentasikan karakteristik dasar pembakaran campuran amonia dan gas alam dengan cukup baik.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pemodelan dan simulasi co-firing amonia pada gas turbine menggunakan perangkat lunak Cycle-Tempo, Cantera, dan LEAP, dapat disimpulkan bahwa model gas turbine yang dibangun telah berhasil divalidasi dengan error daya listrik 0,24%, efisiensi 3,54%, laju aliran bahan bakar 3,41%, dan laju aliran gas buang 2,07%. Pada kondisi co-firing 20% NH₃, daya listrik meningkat 1,45% menjadi 27.905 kW, namun konsumsi bahan bakar meningkat 11,97%, efisiensi termal turun dari 33,59% menjadi 31,31%, dan NPHR meningkat 7,32%, menunjukkan adanya trade-off antara dekarbonisasi dan performa termal. Emisi CO₂ spesifik berkurang 8,9% dari 643,8 menjadi 586,8 kg/MWh, sementara emisi NO_x meningkat dari 25 ppm menjadi 57,5 ppm dan NH₃ slip mencapai 247 ppm akibat dominasi mekanisme fuel-NO_x dari kandungan nitrogen amonia. Sistem SCR dan ASC terbukti efektif menurunkan NO_x dan NH₃ slip masing-masing sekitar 90% dan 95%. Analisis LEAP menunjukkan bahwa skenario co-firing 20% NH₃ mampu menurunkan total emisi CO₂ kumulatif sekitar 13,6% selama periode 2026–2050, meskipun kebutuhan energi primer meningkat sekitar 7,3%. Co-firing 10–15% NH₃ direkomendasikan sebagai kondisi operasi optimum yang memberikan keseimbangan terbaik antara penurunan emisi karbon dan kinerja pembangkit. Untuk penelitian selanjutnya, disarankan melakukan simulasi pada fraksi amonia lebih tinggi (hingga 100% NH₃) menggunakan CFD, analisis ekonomi komprehensif mencakup biaya investasi dan operasi, evaluasi life cycle assessment (LCA) secara menyeluruh, pengkajian teknologi pengendalian emisi yang lebih maju seperti low-NO_x combustor dan staged combustion, serta pengujian eksperimental pada unit turbin gas aktual untuk memverifikasi hasil simulasi dan mendukung target Net Zero Emission (NZE) Indonesia tahun 2060.

REFERENSI

- Alikulov, K., Aminov, Z., Hoang, L., Tran, X., & Kim, W. (2024). Effect of ammonia and hydrogen blends on the performance and emissions of an existing gas turbine unit. *International Journal of Hydrogen Energy*, 61, 432–443. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.315>
- Alnajideen, M., et al. (2024). Ammonia combustion and emissions in practical applications: A review. *Carbon Neutrality*, 3, Article 88. <https://doi.org/10.1007/s43979-024-00088-6>
- Bastani, M., Tabejamaat, S., & Ashini, H. (2023). Numerical and experimental study of combustion and emission characteristics of ammonia/methane fuel mixture in micro gas turbine combustor. *International Journal of Hydrogen Energy*, 49, 1399–1415. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.319>
- Deng, L., et al. (2024). Decarbonizing of power plants by ammonia co-firing: Design, techno-economic, and life-cycle analyses. *International Journal of Green Energy*, 21(15), 3521–3537. <https://doi.org/10.1080/15435075.2024.2386066>
- Ditaranto, M., Furi, M., Solvang, S., & Saanum, I. (2023). Experimental and numerical results of a non-DLE aeroderivative GT combustion system burning methane-ammonia blends at intermediate pressures. *ASME Digital Collection*, 3.
- Ditaranto, M., Larfeldt, J., & Saanum, I. (2021). Experimental study on high pressure combustion of decomposed ammonia: How can ammonia be best used in a gas turbine? *ASME GT2021*.
- Du, Y., Chen, S., Gao, X., Lou, J., Wang, J., & Zhao, P. (2024). Innovative ammonia blended natural gas fueled gas turbine–split transcritical CO₂ cycle combined system based on

- dual-temperature CO₂ turbines: Energy, environmental and economic performance trade-off. *Energy Conversion and Management*, 313, Article 118608. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118608>
- F. E. Development. (2022). *Review of the current status of ammonia-blended hydrogen fuel engine development* (pp. 1–19).
- Indah, J. (2025). Hydrogen & ammonia: Energi bersih untuk masa depan Indonesia. Retrieved from [HXMS PLN](#)
- Ito, S., Uchida, M., Onishi, S., & Fujimori, T. (2018). Performance of ammonia–natural gas co-fired gas turbine for power generation. Retrieved from [Ammonia Energy Association](#)
- Kazulis, V., Vigants, H., Veidenbergs, I., & Blumberga, D. (2018). Biomass and natural gas co-firing: Evaluation of GHG emissions. *Energy Procedia*, 147, 558–565. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.071>
- Luo, L., Huang, Z., Xu, Y., Zou, S., & Wu, B. (2024). Experimental study on the effect of ammonia on combustion and emission characteristics of a spark ignition engine fueled with hydrogen. *ACS Omega*, 9(46). <https://doi.org/10.1021/acsomega.4c07315>
- Mashruk, S., et al. (2024). Perspectives on NO_x emissions and impacts from ammonia combustion processes. *Energy & Fuels*, 38, 19253–19292. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.4c03381>
- Matsumoto, T., Kawakami, T., Takeishi, H., Miura, K., Nakamura, S., & Yuri, M. (2022). Development of hydrogen/ammonia-firing gas turbine for carbon neutrality. 59(4), 1–13.
- Matsushita, T., & Togashi, K. (2013). *Plant thermal performance test of Block 1 final report*. Mitsubishi Corporation, Toshiba Plant Systems & Services Corporation, & SUB. (2012). *Keramasan power plant ext. project 80MW class gas fired combined cycle power plant instruction manual* (Vol. 1).
- Oh, J., Kim, I., Im, M., Kang, D., & Cho, S. (2025). A study on the co-firing of ammonia, hydrogen, and methanol with natural gas in a 100 MW NGCC process for carbon neutrality. *Fuel Processing Technology*, 277, Article 108313. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2025.108313>
- Pashchenko, D. (2024). Ammonia fired gas turbines: Recent advances and future perspectives. *Energy*, 290, Article 130275. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130275>
- Tan, R. R., Aviso, K. B., Migo-Sumagang, M. V., & Razon, L. F. (2024). Optimization of ammonia co-firing networks. *Chemical Engineering Transactions*, 114, 259–264. <https://doi.org/10.3303/CET24114044>
- Syehnul, D. (2025). *Optimalisasi green hydrogen dalam pengelolaan transisi energi yang berkeadilan perspektif Al-Qur'an*. Universitas PTIQ Jakarta.
- Yazdani, A. M., Salimi, M., & Amidpour, M. (2024). Techno-economic study of gas turbines with hydrogen, ammonia, and their mixture fuels. *Heliyon*, 10(23), Article e40727. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e40727>