

Asesmen Tekno-Ekonomi Co-firing Sawdust Terintegrasi CCS pada PLTU Batubara Subkritis

Agus Salim^{1*}, Ignatius Rendroyoko²

¹⁻²Program Studi Magister Teknik Elektro, Sekolah Pascasarjana, Institut Teknologi PLN, Indonesia

Email: agus2310560@itpln.ac.id¹, rendroyoko@itpln.ac.id²

*Penulis Korespondensi: agus2310560@itpln.ac.id

Abstract. Coal-fired power plants (CFPPs) remain dominant in Indonesia's electricity mix and are a major contributor to national CO₂ emissions, while the government targets an emission reduction of up to 43.20% by 2030 and Net Zero Emissions by 2060. Sawdust biomass co-firing and Carbon Capture and Storage (CCS) are two decarbonization options for existing CFPPs, yet their combined effect on the technical, economic, and environmental performance of a subcritical pulverized coal (PC) unit has not been widely studied in an integrated manner. This study analyzes the effect of sawdust biomass co-firing ratio variation (5-30%) combined with MEA-based post-combustion CCS on the technical performance, economics, and CO₂ emission intensity of a 350 MW subcritical PC power plant, as well as the sensitivity of its economic feasibility to carbon prices, using IECM 13.0 simulation software. The results show that biomass co-firing incurs only a minor performance penalty, whereas CCS reduces net power output from 314.34 MW to 206.26 MW and net efficiency from 31.08% to 18.85%. The Levelized Cost of Electricity (LCOE) increases by approximately 219% after CCS implementation, from 0.0514 to 0.1638-0.1669 USD/kWh, while net CO₂ emissions reach carbon neutrality at a 10% co-firing ratio and continue to decline to a negative value (-0.3392 kg/kWh) at a 30% co-firing ratio with CCS. Carbon price is shown to be the most dominant factor determining the economic feasibility of CCS, with the effective LCOE approaching the national average at a carbon price of around 100 USD/tCO₂.

Keywords: Biomass Co-Firing; Carbon Capture And Storage; CO₂ Emissions; Coal-Fired Power Plant; Levelized Cost Of Electricity.

Abstrak. PLTU batubara masih mendominasi bauran energi listrik Indonesia dan menjadi penyumbang utama emisi CO₂ nasional, sementara pemerintah menargetkan penurunan emisi hingga 43,20% pada 2030 dan Net Zero Emission pada 2060. Co-firing biomassa sawdust dan Carbon Capture and Storage (CCS) merupakan dua opsi dekarbonisasi PLTU eksisting, namun pengaruh gabungannya terhadap kinerja teknis, ekonomi, dan lingkungan PLTU tipe pulverized coal (PC) subkritis belum banyak dikaji secara terintegrasi. Penelitian ini menganalisis pengaruh variasi rasio co-firing biomassa sawdust (5-30%) dikombinasikan dengan CCS post-combustion berbasis pelarut MEA terhadap kinerja teknis, keekonomian, dan intensitas emisi CO₂ PLTU PC subkritis 350 MW, serta sensitivitas kelayakan ekonominya terhadap harga karbon, menggunakan simulasi IECM 13.0. Hasil penelitian menunjukkan co-firing biomassa hanya menyebabkan penurunan kinerja yang tidak signifikan, sedangkan CCS menurunkan daya neto dari 314,34 MW menjadi 206,26 MW dan efisiensi neto dari 31,08% menjadi 18,85%. Levelized Cost of Electricity (LCOE) meningkat sekitar 219% pasca penerapan CCS, dari 0,0514 menjadi 0,1638-0,1669 USD/kWh, sementara emisi CO₂ bersih mencapai kondisi netral karbon pada rasio co-firing 10% dan terus turun hingga negatif (-0,3392 kg/kWh) pada rasio co-firing 30% dengan CCS. Harga karbon terbukti sebagai faktor paling dominan penentu kelayakan ekonomi CCS, dengan LCOE efektif mendekati rata-rata nasional pada harga karbon sekitar 100 USD/tCO₂.

Kata Kunci: Biaya Energi Listrik Terlevelisasi; Emisi CO₂; Pembakaran Bersama Biomassa; Penangkapan Dan Penyimpanan Karbon; PLTU Batubara.

1. LATAR BELAKANG

Kebutuhan energi listrik nasional terus meningkat seiring pertumbuhan ekonomi dan populasi, dengan konsumsi listrik per kapita mencapai 1.411 kWh pada 2024. Ketergantungan pada batubara, yang menyumbang sekitar dua pertiga total pembangkitan listrik, menjadikan sektor ketenagalistrikan penyumbang terbesar emisi CO₂ yang mempercepat perubahan iklim global. Pemerintah Indonesia melalui dokumen NDC berkomitmen menurunkan emisi 31,89% (upaya domestik) hingga 43,20% (dengan dukungan internasional) pada 2030, menuju Net

Zero Emission 2060. Pemanfaatan biomassa melalui co-firing menjadi solusi transisi energi yang relevan bagi PLTU eksisting, dengan potensi biomassa nasional setara 56,97 GW. Sawdust memiliki potensi terbesar di Indonesia (2.427.638 ton), namun implementasi co-firing sawdust oleh PLN Group hingga Mei 2025 baru mencapai 568.277 ton atau sekitar 23% dari potensi tersebut [6], sehingga akselerasi implementasinya mendesak untuk dikejar. Pengujian co-firing hingga 5% pada PLTU eksisting menunjukkan penurunan emisi CO₂, NO_x, dan SO₂ meski sedikit menurunkan efisiensi akibat nilai kalor biomassa yang lebih rendah. Pemerintah menegaskan arah pengembangan ini melalui Permen ESDM No. 10 Tahun 2025 dan RUPTL 2025-2034, yang menargetkan porsi biomassa co-firing hingga 20%.

Selain co-firing, Carbon Capture and Storage (CCS) dianggap sebagai teknologi penghubung penting untuk produksi energi berkelanjutan dan pilar mitigasi utama sektor pembangkit listrik dan industri secara global. Teknologi CCS post-combustion berbasis pelarut amina (MEA) merupakan opsi paling berkembang dengan TRL 9 dan mampu menangkap 80-90% emisi CO₂, serta dapat dipasang pada pembangkit eksisting tanpa modifikasi besar. Namun, implementasi CCS menurunkan performa pembangkit akibat energy penalty dan menambah kebutuhan investasi, sehingga analisis integrasi co-firing dan CCS pada PLTU menjadi krusial untuk menilai kelayakannya di Indonesia.

Meskipun studi co-firing dan CCS di Indonesia telah cukup banyak dilakukan, kajian yang menilai pengaruh gabungan keduanya secara terintegrasi—mencakup kinerja teknis, ekonomi, dan intensitas emisi CO₂ sekaligus sensitivitasnya terhadap harga karbon—pada PLTU tipe pulverized coal (PC) subkritis masih sangat terbatas. Kesenjangan inilah yang mendasari perlunya simulasi terintegrasi berbasis IECM untuk mengevaluasi kelayakan teknis, ekonomi, dan lingkungan penerapan co-firing sawdust dan CCS secara bersamaan pada PLTU batubara subkritis eksisting.

Penelitian ini memodelkan berbagai skenario co-firing biomassa sawdust pada rasio 5-30% dikombinasikan dengan CCS post-combustion berbasis MEA pada PLTU batubara subcritical 350 MW, menggunakan perangkat lunak IECM versi 13.0 untuk menilai kinerja teknis, ekonomi, dan lingkungan, terutama reduksi emisi CO₂. Penelitian ini diharapkan memberikan masukan bagi penyusunan strategi dekarbonisasi ketenagalistrikan melalui teknologi rendah karbon berkelanjutan, sekaligus menganalisis sensitivitas kelayakan ekonominya terhadap harga karbon sebagai dasar rekomendasi kebijakan.

2. KAJIAN TEORITIS

Bagian ini menguraikan penelitian relevan terkait integrasi co-firing biomassa dan CCS, serta landasan teori yang mendasari kajian teknis, ekonomi, dan lingkungan pada penelitian ini.

Kajian Relevan

(Rahmanta et al., 2024) menganalisis co-firing biomassa yang telah diintegrasikan dengan CCS pada PLTU di Indonesia, menunjukkan penurunan emisi CO₂ signifikan namun kenaikan LCOE akibat penurunan efisiensi dan daya neto, sementara Arifin dkk. (Busairi, 2025) mengkaji co-firing pada PLTU boiler pulverized coal tanpa CCS dengan temuan yang sejalan pada aspek kinerja dan LCOE. Tanbar dkk. (Tanbar, 2021) melaporkan co-firing sawdust menurunkan FEGT 4,2°C dan konsumsi bahan bakar spesifik 1,2%, sehingga biaya produksi listrik turun 2,22%, namun evaluasi ini juga dilakukan tanpa CCS dan hanya pada satu titik rasio co-firing, bukan pada variasi rasio yang lebih luas. Busairi (Busairi, 2025) menjadi studi yang paling mendekati topik penelitian ini karena telah mengombinasikan co-firing dengan CCS pada boiler superkritis PLTU Lontar Unit #4, mendapati rasio sawdust 20% memberikan emisi karbon negatif dengan efisiensi yang masih kompetitif; namun kajian tersebut menggunakan konfigurasi boiler superkritis yang berbeda dari PLTU subkritis pada penelitian ini, terbatas pada satu rasio co-firing tunggal, dan tidak menyertakan analisis sensitivitas kelayakan ekonomi terhadap harga karbon. Secara keseluruhan, studi-studi terdahulu belum menyajikan perbandingan yang konsisten dari sisi konfigurasi PLTU (subkritis maupun superkritis), rasio co-firing, teknologi CCS, maupun asumsi ekonomi (termasuk harga karbon) secara terintegrasi. Penelitian ini melengkapi kesenjangan tersebut dengan mengkaji co-firing sawdust 5-30% terintegrasi CCS post-combustion MEA pada PLTU subkritis 350 MW menggunakan IECM v13.0, sekaligus menganalisis sensitivitas kelayakan ekonominya terhadap harga karbon.

Landasan Teori

PLTU tipe pulverized coal (PC) menghasilkan uap penggerak turbin dari pembakaran batubara halus di boiler, dengan efisiensi termal lebih tinggi dibanding CFB maupun stoker meski kurang fleksibel terhadap batubara kualitas rendah (Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA), 2015). Co-firing biomassa mensubstitusi sebagian batubara dengan biomassa melalui tiga pendekatan: direct (dibakar bersama dalam satu boiler), indirect (biomassa di-pretreatment terlebih dahulu), dan parallel (biomassa dibakar pada boiler terpisah dengan uap terintegrasi ke sistem boiler batubara). Sawdust dipilih karena merupakan limbah industri kayu yang belum dimanfaatkan optimal, tidak berkompetisi dengan lahan pangan, dan

mendukung target bauran energi baru terbarukan nasional. CCS menangkap CO₂ melalui tiga pendekatan: post-combustion (pelarut kimia seperti MEA), pre-combustion (konversi bahan bakar menjadi gas sintesis), dan oxy-combustion (pembakaran oksigen murni). Berdasarkan kerangka Technology Readiness Level (TRL) IEA, konfigurasi post-combustion MEA dengan transportasi pipa dan penyimpanan pada reservoir migas atau deep saline aquifer telah mencapai $TRL \geq 9$, sehingga paling layak diterapkan sebagai retrofit pada PLTU eksisting (International Energy Agency (IEA), 2020) — karakteristik yang mendasari pemilihan konfigurasi ini sebagai fokus pemodelan penelitian.

Integrasi CCS menurunkan performa PLTU akibat energy penalty berupa penurunan daya neto dan efisiensi termal (Busairi, 2025; Rahmanta et al., 2024), serta menaikkan LCOE seiring biaya penangkapan dan penghindaran emisi CO₂ (Rahmanta et al., 2024). Kelayakan ekonominya bergantung pada kebijakan harga karbon: di Indonesia diatur melalui UU No. 7/2021 dengan tarif pajak karbon minimal Rp30/kg CO₂e (Republic of Indonesia, 2021), sementara harga di Bursa Karbon Indonesia (IDXCarbon) masih relatif rendah dibanding pasar internasional (Martino & Naomi, 2025), di tengah tren global peningkatan jumlah dan tarif instrumen carbon pricing (The World bank, 2022). Kondisi ini mendasari pentingnya analisis sensitivitas harga karbon pada penelitian ini.

3. METODE PENELITIAN

Deskripsi Objek dan Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan pada salah satu unit PLTU batubara berkapasitas 350 MW di Kabupaten Tuban, Jawa Timur, dengan teknologi pulverized coal (PC) boiler subcritical yang beroperasi komersial sejak 2016. Teknologi ini masih mendominasi pembangkitan listrik eksisting di Indonesia dengan intensitas emisi CO₂ sekitar 0,90-0,95 kg CO₂/kWh (Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA), 2015). Lokasinya relatif dekat (± 50 km) dengan Lapangan Sukowati (Blok Cepu), reservoir karbonat dengan cadangan awal ± 308 juta barel dan kapasitas penyimpanan CO₂ diperkirakan 3,4-8,6 miliar ton (Kelly et al., 2019), sehingga secara konseptual mendukung integrasi CCS yang efisien dari sisi transportasi dan infrastruktur.



Gambar 1. Lokasi PLTU dan penyimpanan Lapangan Sukowati.

Sumber: Dimodifikasi dari Google.com/maps

Desain dan Skenario Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif berbasis simulasi komparatif skenario, membandingkan kondisi eksisting pembangkit (base case) dengan berbagai konfigurasi intervensi co-firing dan CCS. Variabel independennya adalah rasio co-firing biomassa sawdust dan penerapan CCS post-combustion; variabel dependennya meliputi indikator performa (daya bruto/neto, SFC, efisiensi termal), ekonomi (investasi, LCOE, biaya penangkapan/penghindaran CO₂), dan lingkungan (emisi bersih dan intensitasnya). Penelitian ini menganalisis enam belas skenario dalam empat konfigurasi utama (Tabel 1). Skenario 1 adalah kondisi awal tanpa co-firing maupun CCS (daya bruto 332,7 MW, batubara sub-bituminus, main steam flow 1.153 ton/jam, turbine heat rate 2.169 kCal/kWh, efisiensi boiler 83%, faktor kapasitas 80%, ESP 98% (PT PLN (Persero) Puslitbang Ketenagalistrikan, 2021)). Skenario 2-8 menerapkan direct co-firing sawdust tanpa CCS pada rasio 5-30%. Skenario 9 menambahkan CCS post-combustion terintegrasi SCR dan FGD pada kondisi dasar, sedangkan skenario 10-16 memadukan co-firing dan CCS pada rasio yang sama. Skenario 2 dan 10 memakai data uji riil co-firing 5% sebagai validasi; skenario lain menggunakan basis simulasi IECM dari kondisi 100% batubara.

Tabel 1. Skenario penelitian.

Skenario	Deskripsi	Komposisi Bahan Bakar
1	PC (base case)	100% batubara
2	PC + Co-firing 5% sawdust*	95% batubara + 5% sawdust
3	PC + Co-firing 5% sawdust	95% batubara + 5% sawdust
4	PC + Co-firing 10% sawdust	90% batubara + 10% sawdust
5	PC + Co-firing 15% sawdust	85% batubara + 15% sawdust
6	PC + Co-firing 20% sawdust	80% batubara + 20% sawdust
7	PC + Co-firing 25% sawdust	75% batubara + 25% sawdust
8	PC + Co-firing 30% sawdust	70% batubara + 30% sawdust
9	PC + CCS	100% batubara
10	PC + CCS + Co-firing 5% sawdust*	95% batubara + 5% sawdust
11	PC + CCS + Co-firing 5% sawdust	95% batubara + 5% sawdust
12	PC + CCS + Co-firing 10% sawdust	90% batubara + 10% sawdust

13	PC + CCS + Co-firing 15% sawdust	85% batubara + 15% sawdust
14	PC + CCS + Co-firing 20% sawdust	80% batubara + 20% sawdust
15	PC + CCS + Co-firing 25% sawdust	75% batubara + 25% sawdust
16	PC + CCS + Co-firing 30% sawdust	70% batubara + 30% sawdust

Sumber: Data input simulasi bertanda (*) menggunakan parameter pengujian riil co-firing 5%

Spesifikasi Teknologi Pengendalian Emisi

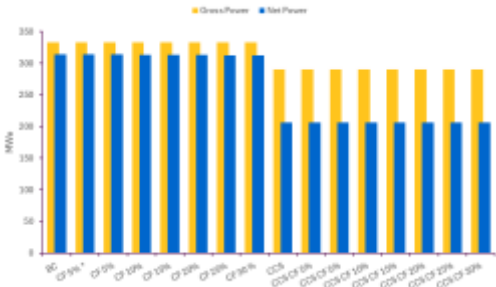
Sistem pengendalian emisi pada konfigurasi ber-CCS terdiri atas hot-SCR (reagen NH3, efisiensi 90%) sebelum ESP dan FGD; wet-FGD (reagen limestone, efisiensi 98%); serta unit CCS post-combustion berbasis pelarut MEA 30% (efisiensi penangkapan 90%, dua unit absorber) dengan pipa injeksi CO2 ±50 km ke Lapangan Sukowati. Ketiga komponen ini menambah kebutuhan uap dan listrik internal yang menurunkan daya bruto dan efisiensi pembangkit.

Simulasi IECM dan Asumsi Ekonomi

Simulasi menggunakan Integrated Environmental Control Model (IECM) v13.0 dari Carnegie Mellon University/University of Wyoming (University of Wyoming, n.d.), yang mencakup modul pembakaran, pengendalian emisi (FGD, SCR, ESP), CCS, dan analisis biaya. Asumsi ekonomi utama: umur proyek 30 tahun, diskonto 10% (Busairi, 2025; World Bank, n.d.), pajak 22% (P. Indonesia - Tax Team, 2025), percent debt 70% (Wright, 2022), tarif tenaga kerja 5 USD/jam (SK UMK Jawa Timur 2024, 2024), harga batubara 34,68 USD/ton dan sawdust 27,50 USD/ton (PT PLN (Persero) Puslitbang Ketenagalistrikan, 2021), NH3 1.190 USD/ton (Intratec, 2024), MEA 393 USD/ton (Intratec, n.d.), serta biaya transportasi dan penyimpanan CO2 2,83 dan 13,4 USD/ton (Kimura et al., 2024). Output setiap skenario dianalisis komparatif terhadap base case, dilanjutkan analisis sensitivitas LCOE terhadap harga karbon.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisa terhadap Kinerja Teknis Pembangkit



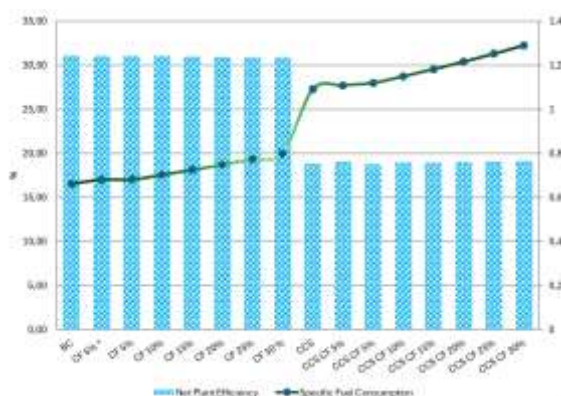
Gambar 2. Perbandingan daya bruto dan neto antar-skenario.

Sumber: Output software IECM

Gambar 2 memperlihatkan daya bruto dan daya neto pada keenam belas skenario simulasi. Skenario base case menghasilkan daya bruto 332,7 MW; simulasi dengan data uji co-firing 5% di lapangan (skenario 2) menghasilkan daya bruto identik 332,70 MW, menegaskan daya bruto tidak sensitif terhadap perbedaan data simulasi dan pengujian aktual pada rasio co-firing rendah. Interpretasi ini konsisten dengan temuan bahwa co-firing 5% sawdust pada PLTU PC hanya menurunkan FEGT sebesar 4,2°C (0,4%) dengan temperatur outlet mill yang relatif sama (Tanbar, 2021), serta sejalan dengan temuan bahwa dampak co-firing terhadap efisiensi mengikuti nilai kalor biomassa secara linier dan tidak signifikan memengaruhi FEGT (Arifin et al., 2023).

Seluruh skenario co-firing 5-30% disimulasikan mempertahankan daya bruto 332,7 MW sesuai base case, dengan laju aliran bahan bakar disesuaikan mengikuti nilai kalor campuran, sehingga penurunan nilai kalor akibat sawdust berpindah menjadi kenaikan konsumsi bahan bakar spesifik dan beban peralatan bantu, bukan penurunan daya bruto. Pada skenario CCS, daya bruto turun signifikan menjadi 290,0 MW (turun 42,7 MW atau 12,8%), terutama akibat kebutuhan daya bantu tambahan SCR, FGD, dan sistem penangkapan karbon berbasis amina yang mengalihkan sebagian uap dari turbin — sejalan dengan penelitian sebelumnya yang melaporkan penurunan daya bruto PLTU PC 10,3-22,71% akibat CCS (Busairi, 2025; Rahmanta et al., 2024).

Daya neto base case sebesar 314,34 MW menurun sangat tipis seiring peningkatan rasio co-firing tanpa CCS hingga 312,10 MW pada rasio 30%, akibat sedikit kenaikan kebutuhan daya bantu base plant. CCS menurunkan daya neto drastis menjadi 206,26 MW (turun 108,0 MW atau 34,4%), sesuai rentang penurunan 24-38% pada penelitian sebelumnya (World Bank, n.d.). Skenario 10 dan 11 justru menunjukkan kenaikan daya neto dibanding skenario 9 (CCS tanpa co-firing): 206,33 MW (naik 0,03%) dan 206,28 MW (naik 0,01%), karena sawdust memiliki rasio karbon per satuan energi lebih rendah sehingga mengurangi laju massa CO₂ gas buang serta beban regenerasi pelarut dan kompresi CO₂ pada unit CCS, sejalan dengan studi PLTU Lontar Unit #4 (Busairi, 2025).

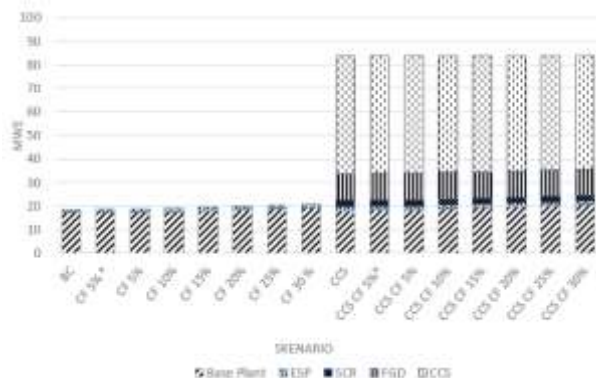


Gambar 3. Perbandingan efisiensi neto pembangkit dan SFC antar-skenario.

Sumber : Output software IECM

Gambar 3 menunjukkan efisiensi base case sebesar 31,08%, menurun bertahap seiring naiknya rasio co-firing hingga 30,86% pada rasio 30% (turun hanya 0,22 poin persentase), mengindikasikan penambahan biomassa hingga 30% tidak signifikan memengaruhi efisiensi termal. Sebaliknya, pada konfigurasi CCS, co-firing justru meningkatkan efisiensi neto dari 18,85% (skenario 9) menjadi 18,89-19,15% pada rasio 5-30%, konsisten dengan studi PLTU Lontar Unit #4 (Busairi, 2025). Secara keseluruhan, CCS menurunkan efisiensi sangat signifikan dari 30,86-31,08% menjadi 18,85-19,15% (turun 11,71-12,23 poin persentase) akibat energy penalty, sejalan dengan penelitian terdahulu yang melaporkan penurunan 10,66-20,25 poin persentase (Cebrucean et al., 2020; Tramošljika et al., 2021),

SFC pada skenario tanpa CCS meningkat bertahap seiring naiknya persentase co-firing, dari 0,662 kg/kWh (base case) menjadi 0,702 (10%), 0,725 (15%), 0,748 (20%), 0,774 (25%), hingga 0,801 kg/kWh pada rasio 30% (naik ~21%), akibat nilai kalor sawdust yang lebih rendah sehingga memerlukan lebih banyak bahan bakar — konsisten dengan temuan bahwa dampak co-firing terhadap SFC mengikuti nilai kalor biomassa secara linier (Arifin et al., 2023; Busairi, 2025; Rahmanta et al., 2024).



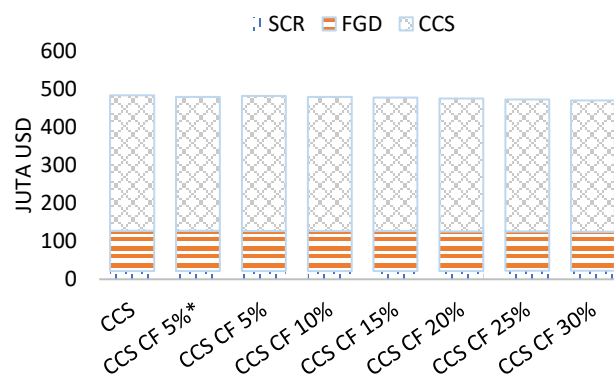
Gambar 4. Beban Internal Unit (auxiliary) tiap scenario.

Sumber: Output software IECM

Penerapan CCS meningkatkan total beban internal dari 18,36 MW (base plant + ESP) menjadi 83,74 MW, dengan unit CCS menyumbang ~59,8% (50,09 MW) sebagai kontributor utama energy penalty, sejalan dengan karakteristik sistem penangkapan berbasis amina di mana regenerasi pelarut dan kompresi CO₂ adalah konsumen energi terbesar (International Energy Agency (IEA), 2020). Dominasi beban CCS ini menjelaskan mengapa penurunan daya netto (34,4%) jauh lebih besar dibanding penurunan daya bruto (12,8%). Pada konfigurasi CCS+co-firing, beban unit CCS sedikit menurun seiring naiknya rasio co-firing (dari 50,09 menjadi 47,92 MW pada rasio 30%) akibat berkurangnya laju massa CO₂ yang ditangkap, menjelaskan tren kenaikan daya netto dan efisiensi pada konfigurasi tersebut.

Kebutuhan Investasi Modal Awal

Kebutuhan investasi modal hanya muncul pada skenario ber-CCS. Pada skenario PC CCS 100% batubara (skenario 9), total investasi tercatat 482,97 juta USD, menurun bertahap seiring naiknya rasio co-firing: 479,20 juta USD (10%), 477,11 (15%), 474,92 (20%), 472,54 (25%), hingga 470,06 juta USD pada 30% (turun 2,67%). Sistem CCS mendominasi investasi (~73-74%), diikuti FGD (~22%) dan SCR (~5%). Tren menurun ini konsisten dengan kandungan sulfur dan fraksi karbon sawdust yang lebih rendah dibanding batubara, sehingga beban desain absorber FGD dan kapasitas unit CCS menjadi lebih kecil seiring naiknya rasio biomassa — sejalan dengan temuan bahwa retrofit CCS pada PLTU PC 330 MW meningkatkan LCOE hingga 164% dengan kontribusi biaya terbesar dari unit CCS (Busairi, 2025; Rahmanta et al., 2024),



Gambar 5. Kebutuhan investasi retrofit untuk skenario CCS.

Sumber: Output software IECM

Struktur Biaya dan Nilai LCOE

Pada skenario tanpa CCS, LCOE berkisar 0,0514 USD/kWh (base case) hingga 0,0559 USD/kWh pada rasio 30% (naik ~8,8%), didorong kenaikan fuel cost akibat nilai kalor biomassa yang lebih rendah. Pada skenario PC+CCS, LCOE 100% batubara sebesar 0,1638

USD/kWh, meningkat bertahap menjadi 0,1669 USD/kWh pada rasio 30% (naik ~1,6%) — bukan akibat naiknya biaya CCS (yang justru menurun seiring turunnya emisi CO₂ yang ditangkap), melainkan kenaikan biaya base plant akibat fuel cost yang lebih dominan.

Secara keseluruhan, CCS meningkatkan LCOE dari 0,0514 menjadi 0,1638 USD/kWh (~219%), terutama akibat biaya SCR, FGD, CCS, dan energy penalty. Dibandingkan LCOE rata-rata nasional 0,0705 USD/kWh, seluruh skenario tanpa CCS masih di bawah nilai tersebut, sedangkan skenario ber-CCS 132-137% lebih tinggi, sehingga penerapan CCS saat ini masih memerlukan dukungan kebijakan harga karbon/pajak karbon, penurunan biaya investasi, dan insentif fiskal — sejalan dengan penelitian terdahulu yang melaporkan LCOE pasca-CCS pada kisaran 0,1287-0,1920 USD/kWh (Rahmanta et al., 2024),(Hong, 2022) .

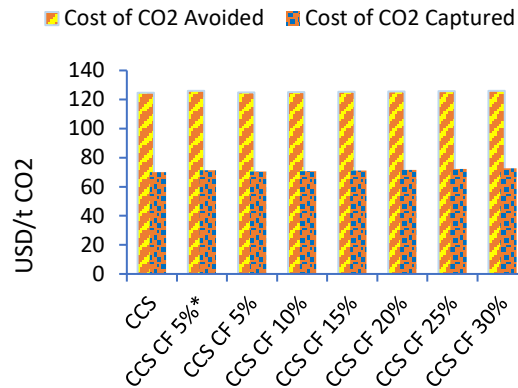


Gambar 6. LCOE berdasarkan struktur biaya dan komponen teknologi antar-skenario.

Sumber: Output software IECM

Biaya Penangkapan dan Penghindaran CO₂

Cost of CO₂ captured dan cost of CO₂ avoided hanya dihitung pada skenario ber-CCS. Pada skenario 9, cost of CO₂ captured 70,04 USD/tCO₂ dan cost of CO₂ avoided 124,65 USD/tCO₂ (Tabel 4). Pada skenario 11-16 (co-firing 5-30%), cost of CO₂ captured naik bertahap dari 70,39 menjadi 72,72 USD/tCO₂ (~3,3%), dan cost of CO₂ avoided naik dari 124,96 menjadi 126,08 USD/tCO₂ (~0,9%), karena kebutuhan massa bahan bakar yang meningkat menaikkan biaya lebih cepat dibanding penurunan emisi yang ditangkap. Perubahan ini relatif kecil, sehingga manfaat utama co-firing pada CCS lebih pada penurunan emisi bersih dibanding biaya spesifik penangkapan — konsisten dengan cost of CO₂ captured pada kisaran 59-95 USD/tCO₂ (Rahmanta et al., 2024), (Hiremath et al., 2021) dan cost of CO₂ avoided pada kisaran 50-150 USD/tCO₂ (Hong, 2022) di penelitian terdahulu.

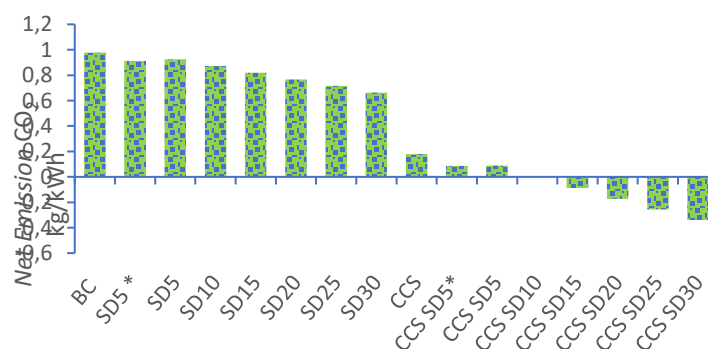


Gambar 7. Biaya penangkapan dan penghind(Busairi, 2025)aran emisi CO₂.

Sumber: Output software IECM

Dampak Lingkungan

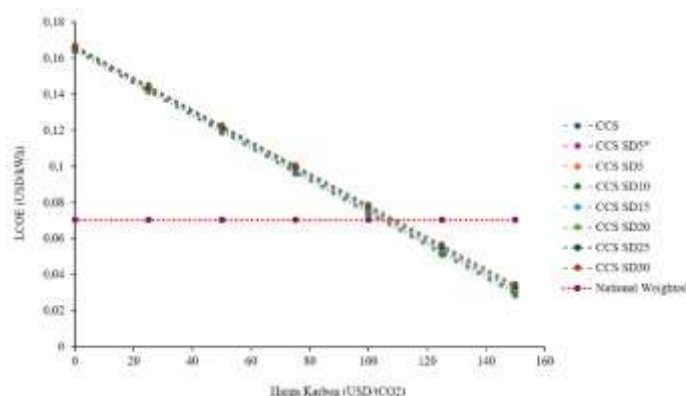
Pada base case, emisi CO₂ exit stack tercatat 0,978 kg/kWh, turun menjadi 0,1783 kg/kWh pada CCS mandiri (reduksi ~81,8%), konsisten dengan penelitian terdahulu yang melaporkan reduksi 80-86% (Rahmanta et al., 2024), (Busairi, 2025). Pada konfigurasi non-CCS, rasio co-firing 5-30% menurunkan net emission dari 0,924 menjadi 0,664 kg/kWh seiring naiknya biomass reduction dari 0,049 menjadi 0,284 kg/kWh. Pada PC+CCS, co-firing semakin meningkatkan dekarbonisasi: net emission mencapai 0 kg/kWh pada rasio 10%, negatif mulai rasio 15% (-0,0872 kg/kWh), dan terendah -0,3392 kg/kWh pada rasio 30% (biomass reduction 0,5088 kg/kWh). Kondisi ini menunjukkan kombinasi co-firing dan CCS mampu menghasilkan negative emissions karena karbon biogenik yang ditangkap lebih besar dari emisi yang dilepas, menegaskan retrofit CCS dikombinasikan co-firing sebagai jalur realistis merealisasikan konsep Bio-Energy with Carbon Capture and Storage (BECCS) di Indonesia.



Gambar 8. Perbandingan emisi bersih CO₂ antar skenerio.

Sumber: Output software IECM

Sensitivitas LCOE terhadap Harga Karbon



Gambar 9. Sensitivitas LCOE efektif terhadap harga karbon.

Sumber: Output software IECM

Harga karbon dipilih sebagai variabel sensitivitas karena menentukan nilai ekonomi emisi yang dihindari melalui co-firing dan CCS, sehingga menentukan daya saing teknologi ini terhadap pembangkit acuan tanpa CCS. Mekanisme harga karbon umumnya diterapkan melalui carbon tax atau Emission Trading System (ETS) (The World bank, 2022). Hingga 2024, tarif carbon tax di berbagai negara berkisar 2-167 USD/tCO₂, sedangkan harga karbon ETS berkisar 12-61 USD/tCO₂ (World Bank, 2024b, 2024a). Tanpa harga karbon, seluruh skenario CCS menghasilkan LCOE sekitar 0,1637-0,1669 USD/kWh, jauh lebih tinggi dari rata-rata LCOE nasional 0,0705 USD/kWh. Seiring naiknya harga karbon, LCOE menurun hingga mendekati LCOE nasional pada ~100 USD/tCO₂, dan mendekati LCOE base case pada 120 USD/tCO₂ — sejalan dengan tarif carbon tax Swiss (132 USD/tCO₂) dan mendekati Swedia (127 USD/tCO₂) (World Bank, 2024b), (World Bank, 2024a). Seluruh variasi co-firing menunjukkan pola penurunan LCOE relatif serupa, mengindikasikan harga karbon lebih dominan dibanding persentase biomassa dalam memengaruhi LCOE. Tarif pajak karbon minimum Indonesia saat ini (Rp30.000/tCO₂e atau ~2 USD/tCO₂ sesuai UU HPP (Republic of Indonesia, 2021)) jauh di bawah kisaran yang dibutuhkan agar CCS kompetitif, sehingga penguatan kebijakan harga karbon menjadi instrumen penting meningkatkan kelayakan ekonomi CCS dan mempercepat dekarbonisasi ketenagalistrikan Indonesia.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

Secara teknis, co-firing sawdust pada PLTU PC hanya memberikan penalti kinerja kecil, sedangkan CCS memberikan penalti besar. Daya bruto tetap 332,70 MW pada seluruh skenario tanpa CCS, sementara peningkatan rasio co-firing 5-30% menurunkan daya neto dari 314,34 menjadi 312,10 MW dan efisiensi neto dari 31,07% menjadi 30,85%, dengan SFC

meningkat sekitar 21% dari 0,66 menjadi 0,80 kg/kWh akibat nilai kalor biomassa yang lebih rendah. CCS menurunkan daya neto menjadi 206,26 MW (turun 34,4%) SFC menjadi 1,09 kg/kWh (naik 64% dari 0,66 kg/kWh) dan efisiensi menjadi 18,85% (turun 11,71-12,23 poin persentase), namun co-firing pada konfigurasi CCS justru meningkatkan kinerjanya secara konsisten karena sawdust mengurangi beban energi regenerasi pelarut dan kompresi CO₂.

Investasi modal hanya muncul pada skenario ber-CCS dan menurun seiring meningkatnya rasio co-firing, dari 482,97 menjadi 470,06 juta USD (turun 2,67%), dengan sistem CCS tetap mendominasi struktur investasi (73-74%). CCS menaikkan LCOE sangat signifikan dari 0,0514-0,0559 menjadi 0,1638-0,1669 USD/kWh (naik ~219%), sementara peningkatan rasio co-firing pada konfigurasi CCS tidak menurunkan LCOE karena kenaikan fuel cost lebih dominan dibanding penghematan biaya CCS. Peningkatan rasio co-firing juga tidak memperbaiki biaya penangkapan karbon: cost of CO₂ captured naik dari 70,04 menjadi 72,72 USD/tCO₂ dan cost of CO₂ avoided naik dari 124,65 menjadi 126,08 USD/tCO₂, sehingga manfaat utama co-firing pada konfigurasi CCS adalah penurunan emisi bersih, bukan penurunan biaya penangkapan.

Dari aspek lingkungan, kombinasi CCS dan co-firing merupakan instrumen dekarbonisasi paling efektif dan mampu menghasilkan emisi negatif. Intensitas emisi CO₂ turun dari 0,978 kg/kWh (base case) menjadi 0,1783 kg/kWh pada CCS mandiri (reduksi ~81,8%), netral karbon pada rasio co-firing 10%, dan mencapai -0,3392 kg/kWh pada rasio 30%, menegaskan retrofit CCS dikombinasikan co-firing sebagai jalur realistis merealisasikan konsep Bio-Energy with Carbon Capture and Storage (BECCS) di Indonesia. Harga karbon menjadi variabel paling menentukan kelayakan ekonomi CCS: LCOE efektif mendekati rata-rata nasional pada harga karbon sekitar 100 USD/tCO₂ dan mendekati LCOE base case pada kisaran 120 USD/tCO₂, jauh di atas tarif pajak karbon minimum Indonesia saat ini (sekitar 2 USD/tCO₂). Integrasi co-firing dan CCS pada PLTU PC subkritis layak secara teknis dan sangat efektif secara lingkungan, namun kelayakan ekonominya bergantung pada dukungan kebijakan harga karbon, insentif fiskal, pendanaan berbunga rendah, serta monetisasi kredit karbon.

Penelitian ini memiliki sejumlah keterbatasan yang perlu dicermati dalam menginterpretasikan hasilnya. Pertama, seluruh hasil kinerja teknis, ekonomi, dan lingkungan diperoleh dari simulasi berbasis asumsi bawaan perangkat lunak IECM 13.0, sehingga akurasi bergantung pada validitas asumsi tersebut dan belum divalidasi dengan data operasional aktual dari unit PLTU yang menerapkan co-firing dan CCS secara bersamaan. Kedua, harga bahan bakar, biaya investasi, dan harga karbon yang digunakan bersifat statis

pada satu titik waktu, padahal ketiganya sangat dinamis dan dapat memengaruhi kelayakan ekonomi secara signifikan dalam jangka panjang. Ketiga, hasil penelitian hanya berlaku untuk konfigurasi PLTU tipe pulverized coal subkritis 350 MW dengan CCS post-combustion berbasis MEA, sehingga generalisasi ke tipe PLTU lain, kapasitas berbeda, atau teknologi CCS lain masih memerlukan kajian tersendiri.

Berdasarkan keterbatasan tersebut, penelitian selanjutnya disarankan untuk memvalidasi asumsi model IECM dengan data kinerja aktual dari proyek percontohan retrofit co-firing dan CCS di Indonesia, mengevaluasi sensitivitas hasil terhadap skenario harga bahan bakar, biaya investasi, dan harga karbon yang dinamis dari waktu ke waktu, serta memperluas kajian pada teknologi penangkapan karbon selain amine-based post-combustion dan jenis PLTU lain (Circulating Fluidized Bed dan Stoker Boiler) dengan variasi biomassa dan rasio co-firing yang lebih luas untuk memperkuat generalisasi hasil, termasuk kajian dampak lingkungan yang lebih luas melalui Life Cycle Assessment (LCA) yang mencakup emisi rantai pasok biomassa dan polutan lain seperti SO₂ dan NO_x. Bagi pemerintah, penguatan kebijakan harga karbon tetap menjadi langkah paling strategis mendorong kelayakan ekonomi CCS, mengingat LCOE pembangkit ber-CCS baru mendekati rata-rata nasional pada harga karbon sekitar 100 USD/tCO₂, jauh di atas tarif rata-rata harga karbon di Indonesia (3,27 USD/tCO₂e) (Martino & Naomi, 2025).

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Institut Teknologi PLN dan PT PLN (Persero) atas dukungan data dan fasilitas yang membantu pelaksanaan penelitian ini.

DAFTAR REFERENSI

- Arifin, Z., Insani, V. F. S., Idris, M., Hadiyati, K. R., Anugia, Z., & Irianto, D. (2023). Techno-economic analysis of co-firing for pulverized coal boilers power plant in Indonesia. *International Journal of Renewable Energy Development*, 12(2), 261–269. <https://doi.org/10.14710/ijred.2023.48102>
- Busairi, N. A. (2025). *Analisis teknis, ekonomi, dan lingkungan dari pemanfaatan co-firing biomassa dan carbon capture and storage pada boiler superkritis PLTU Lontar Unit #4*.
- Cahyo, N., Hapsari, T. W. D., & Aprilana, A. (2022). Co-firing sawdust with coal on Indonesia's coal-fired power plant: Status and opportunities. In *ICT-PEP 2022—International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power: Advanced Technology for Transitioning to Sustainable Energy and Modern Power Systems, proceedings* (pp. 214–219). <https://doi.org/10.1109/ICT-PEP57242.2022.9988833>

- Cebrucean, D., Cebrucean, V., & Ionel, I. (2020). Modeling and performance analysis of subcritical and supercritical coal-fired power plants with biomass co-firing and CO₂ capture. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 22, 153–169. <https://doi.org/10.1007/s10098-019-01774-1>
- Direktorat Jenderal EBTKE. (2023). *Potensi biomassa menjanjikan, Indonesia prediksi hasilkan listrik setara 56,97 GW*. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. [Sumber ESDM](#)
- Economic Research Institute for ASEAN and East Asia. (2015). *Analysis of coal-fired power plant efficiency and CO₂ emissions*.
- Global CCS Institute. (2025). *Global status of CCS 2025*.
- Hiremath, M., Viebahn, P., & Samadi, S. (2021). An integrated comparative assessment of coal-based carbon capture and storage (CCS) vis-à-vis renewable energies in India's low carbon electricity transition scenarios. *Energies*, 14(2), Article 262. <https://doi.org/10.3390/en14020262>
- Hong, W. Y. (2022). A techno-economic review on carbon capture, utilisation and storage systems for achieving a net-zero CO₂ emissions future. *Carbon Capture Science & Technology*, 3, 100044. <https://doi.org/10.1016/j.ccst.2022.100044>
- International Energy Agency. (2020). *Energy technology perspectives 2020: Special report on carbon capture utilisation and storage in clean energy transitions*. International Energy Agency. [IEA](#)
- Intratec. (2024). *Ammonia price: Current and forecast*. [Intratec](#)
- Intratec. (n.d.). *Monoethanolamine price*. [Intratec](#)
- IPCC. (2021). *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. <https://doi.org/10.4324/9780203888469-41>
- Kelly, M., Main, J., Jackman, D., Lundeen, J., & Ohio, B. (2019). *Indonesia: Pilot carbon capture and storage activity in the natural gas processing sector for Directorate General of Oil and Gas, Ministry of Energy and Mineral Resources, Republic of Indonesia (DG MIGAS)*.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2025). *Peraturan Menteri ESDM No. 10 Tahun 2025 tentang peta jalan (road map) transisi energi sektor ketenagalistrikan*.
- Kimura, S., Iwabuchi, Y., Nishimura, K., Nomoto, T., Saito, R., & Shinchu, K. (2024). *Feasibility study on a CCS pilot project in Indonesia*.
- Martino, R., & Naomi, P. (2025). *Studi perbandingan harga karbon di Bursa Karbon Indonesia (mandatory market) dan bursa karbon luar negeri (voluntary market)*.
- Nurchayanto, E. (2025). *Statistik ketenagalistrikan 2024*. Sekretariat Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan. [Statistik Ketenagalistrikan – Ditjen Ketenagalistrikan](#)
- P. Indonesia – Tax Team. (2025). *Indonesian pocket tax book 2026*. PwC Indonesia. [PwC Indonesia – Indonesian Pocket Tax Book 2026](#)
- Prasetyo, A. W., & Windarta, J. (2022). Pemanfaatan teknologi carbon capture storage (CCS) dalam upaya mendukung produksi energi yang berkelanjutan. *Jurnal Energi Baru dan Terbarukan*, 3(3), 231–238. <https://doi.org/10.14710/jebt.2022.14509>
- PT PLN (Persero) Puslitbang Ketenagalistrikan. (2021). *Laporan pengujian co-firing sawdust pada PLTU PC 2 × 350 MW*.

- PT PLN (Persero). (2025). *Rencana usaha penyediaan tenaga listrik (RUPTL)*.
- Rahmanta, M. A., Aprilana, A., Ruly, Cahyo, N., Hapsari, T. W. D., & Supriyanto, E. (2024). Techno-economic and environmental impact of biomass co-firing with carbon capture and storage in Indonesian power plants. *Sustainability*, 16(8), Article 3423. <https://doi.org/10.3390/su16083423>
- Rajendra, F. C. (2025). *Optimalisasi rasio campuran biomassa pada co-firing pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) berdasarkan analisis karakteristik bahan bakar dan evaluasi kelayakan menggunakan metode multi-criteria decision analysis (MCDA)*.
- Republic of Indonesia. (2021). *Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 7 Tahun 2021 tentang harmonisasi peraturan perpajakan*.
- Tanbar, F. (2021). *Analisa karakteristik pengujian co-firing biomassa sawdust pada PLTU type pulverized coal boiler sebagai upaya bauran renewable energy*.
- The World Bank. (2022). *State and trends of carbon pricing 2022*. <https://doi.org/10.1596/978-1-4648-1895-0>
- The World Bank. (2024a). *Carbon tax rates in selected jurisdictions worldwide as of April 2024 (in U.S. dollars per metric ton of CO₂ equivalent)*.
- The World Bank. (2024b). *Number of carbon pricing mechanisms in operation worldwide from 1990 to 2024, by type*.
- Tramošljika, B., Blečić, P., Bonefačić, I., & Glažar, V. (2021). Advanced ultra-supercritical coal-fired power plant with post-combustion carbon capture: Analysis of electricity penalty and CO₂ emission reduction. *Sustainability*, 13(2), Article 801. <https://doi.org/10.3390/su13020801>
- University of Wyoming. (n.d.). *About the IECM*. [University of Wyoming](https://www.uwyo.edu/iecm/)
- World Bank. (n.d.). *The Indonesia Carbon Capture Storage (CCS) Capacity Building Program*.
- Wright, D. (2022). *Solarnomics: Setting up and managing a profitable solar business*. Routledge. <https://doi.org/10.4324/9781003262435-8>