

Upaya Pereduksian Emisi Karbon Dioksida (CO₂) di Indonesia melalui Analisis Integrasi *Power-to-Gas* dengan PLTU Batubara

Rauzan Fikri Muhammad Zaky¹, Dessy Agustina Sari^{2*}

^{1,2} Program Studi Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Singaperbangsa Karawang
*dessy.agustina8@staff.unsika.ac.id

Abstract

The electricity generation sector, which is the backbone of national energy, is still dominated by fossil fuels, especially coal. The carbon dioxide (CO₂) emissions resulting from the combustion of coal have many adverse effects on the environment and public health. To reduce CO₂ emissions, Power-to-Gas (PtG) offers an effective solution to convert them into energy. The PtG system consists of carbon capture, electrolysis, and methanation processes. This system can convert CO₂ emissions from coal-fired power plants into methane gas (CH₄) in the form of syngas. The methodology used in this study involves mapping the distribution of Indonesian coal-fired power plants in 2021, estimating their CO₂ emissions, reducing them through carbon capture, and calculating the estimated syngas production. The estimated CO₂ emissions from the PLTU reach 62.5 million tonnes and can be reduced by up to 28.15 million tonnes through the integration of PtG systems. The acquisition of syngas is estimated to reach 0.255 TSCF (Trillion Standard Cubic Feet), or equivalent to 0.614% of Indonesia's total natural gas reserves. The integration of PtG systems with coal-fired power plants in Indonesia has promising prospects and provides opportunities for further study on its development.

Keyword: Capture carbon, electrolysis, hydrogen, Indonesian coal-fired power plants, methanation, syngas.

Abstrak

Sektor pembangkit listrik sebagai punggung utama energi nasional masih didominasi oleh bahan bakar fosil khususnya batubara. Emisi gas karbon dioksida (CO₂) yang dihasilkan dari proses pembakaran batubara menimbulkan banyak dampak buruk pada bidang lingkungan dan kesehatan masyarakat. Sebagai upaya reduksi emisi CO₂ yang dihasilkan, *Power-to-Gas* (PtG) menawarkan solusi yang efektif guna mengatasi masalah emisi dengan mengubahnya menjadi energi. Sistem PtG terdiri dari proses *carbon capture* (penangkapan karbon), elektrolisis dan metanasi. Melalui sistem PtG, emisi CO₂ dari PLTU (Pembangkit Listrik Tenaga Uap) dapat diubah menjadi gas metana (CH₄) dalam bentuk *syngas* (gas sintesis). Metode pada studi ini adalah memetakan sebaran PLTU Indonesia di tahun 2021, memperkirakan emisi CO₂ dan mereduksinya melalui *carbon capture*, serta menghitung estimasi produksi *syngas*. Estimasi emisi CO₂ dari PLTU mencapai 62,5 juta ton dan mampu direduksi hingga 28,15 juta ton melalui pengintegrasian sistem PtG. Perolehan *syngas* diperkirakan mencapai 0,255 TSCF (*Triliun Standard Cubic Feet*) atau setara dengan 0,614% dari total cadangan gas alam Indonesia. Integrasi sistem PtG dengan PLTU batubara di Indonesia memiliki prospek yang menjanjikan dan memberikan peluang kajian lebih lanjut untuk mengenai pengembangannya.

Kata Kunci: Elektrolisis, hidrogen, metanasi, penangkapan karbon, PLTU Indonesia, sintetik gas.

1. PENDAHULUAN

Indonesia merupakan negara dengan populasi terbesar keempat di dunia. Kontribusi Indonesia untuk mengurangi emisi baik dalam skala nasional maupun global terbilang sangat penting. Hal ini disebabkan oleh keberadaan sektor listrik. Sektor ini merupakan salah satu sektor utama yang berperan penting untuk mengurangi emisi, dan masih didominasi oleh pembangkit listrik berbahan bakar fosil [1]. Berdasarkan data statistik Kementerian Energi dan Sumber Daya Nasional tahun 2022, pasokan energi primer Indonesia yang sebesar 87,7 % berasal dari bahan bakar fosil (batubara, minyak bumi, gas alam) [2]. Di tahun 2021, Indonesia menghasilkan emisi gas karbon dioksida (CO₂) sebanyak 619,28 juta ton atau 2,26 ton per kapita. Jumlah tersebut menyumbang total emisi CO₂ dunia sebesar 1,67% [3]. Mayoritas emisi gas rumah kaca Indonesia, khususnya CO₂ bersumber dari alih fungsi lahan, transportasi, pembangkit listrik berbahan bakar fosil, dan sebagian kecil dari sumber lainnya [3]. Berdasarkan data laju pertumbuhan Indonesia baik dalam sektor populasi maupun industri, kebutuhan energi listrik diperkirakan akan mengalami peningkatan [2]. Dugaan tersebut akan secara langsung berdampak pada emisi CO₂ yang dihasilkan dengan mengingat sumber energi Indonesia yang sebagian besar berasal dari bahan bakar fosil.

Menurut [4] terdapat tiga alternatif utama untuk mengurangi emisi CO₂ tanpa menghambat pertumbuhan ekonomi. Pertama adalah menggunakan energi secara lebih efisien sehingga mengurangi konsumsi energi. Pilihan kedua adalah dengan beralih ke sumber energi terbarukan. Selanjutnya, pilihan terakhir adalah tetap memanfaatkan bahan bakar fosil diiringi penangkapan dan penyimpanan CO₂ yang dihasilkan dengan alih-alih melepaskannya ke atmosfer. Melihat ketergantungan Indonesia dengan PLTU (Pembangkit Listrik Tenaga Uap) dan sulitnya peralihan menuju sumber energi terbarukan, pilihan terakhir merupakan alternatif yang tepat bagi Indonesia. Istilah pembakaran bahan bakar fosil disertai dengan penangkapan CO₂ dikenal dengan teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS) [5]. Umumnya, gas emisi ini yang ditangkap akan disimpan secara jangka panjang secara geologis agar memutus siklusnya dari biosfer. Namun, CO₂ tersebut juga dapat diproses menjadi sumber energi kembali dengan menjadikannya keseluruhan proses ke arah *carbon neutral*. Teknologi ini lebih dikenal dengan istilah *Power-to-Gas*. Sebelumnya, peneliti lain lebih cenderung mereduksi gas emisi tersebut sebagai *feed* suplai bagi pertumbuhan mikroalga dalam fotobioreaktor dan dewasanya menjadi cikal bakal biodiesel [6] [7]. Tentunya hal ini akan menjadi perbantuan bagi produksi biodiesel yang berbahan baku kelapa sawit [8]–[12].

Power-to-Gas (PtG) sebagai teknologi penggabungan sektor dan penyimpanan energi telah dibahas secara intensif dalam beberapa tahun terakhir dalam ruang lingkup yang luas. Urainnya dimulai dari perancangan sistem yang terintegrasi, pengembangan teknologi, kelayakan ekonomi, diskusi politik, hingga penerimaan sosial [13]. Meskipun saat ini PtG mengakibatkan *loss energy* (kehilangan energi atau energi yang hilang) dan membutuhkan biaya operasional yang tinggi, teknologi ini dipertahankan sebagai opsi terbaik bagi sektor penyimpanan energi jangka panjang dan efisien. Hal ini terdukung dengan memanfaatkan asumsi bahwa produk *syngas* (gas sintesis) dari sistem PtG dapat ditransformasikan kembali menjadi energi melalui bantuan PLTG (Pembangkit Listrik Tenaga Gas). Saat ini, negara-negara Eropa, Amerika Utara dan Jepang telah mengimplementasikan proyek PtG tersebut. Hal ini diketahui dari studi [13]. Kajian

penelitiannya tentang menganalisis dan merangkum kapasitas energi, efisiensi, perkembangan teknologi, serta rencana dan strategi pada setiap negara tersebut.

Uraian sebelumnya mengarahkan fokus artikel ini mengenai kajian (*review*) tentang peluang implementasi dan manfaat sistem *Power-to-Gas* di Indonesia. Selain itu, ulasan juga berkenaan tentang analisis integrasi sistem tersebut ke dalam *grid* (kisi) PLTU di Indonesia untuk mengetahui jumlah emisi CO₂ yang tereduksi dan produk *syngas* gas metana (CH₄) yang dihasilkan. Ruang lingkup pada studi ini meliputi kajian matematis teoritis dengan skenario terbaik tanpa bersinggungan dan pelibatan aspek ekonomi, sosial, dan kebijakan politik Indonesia.

2. METODE PENELITIAN

Studi *review* pada manuskrip ini memanfaatkan pengumpulan dan pengolahan data kapasitas PLTU di seluruh Indonesia baik milik negara maupun swasta. Data tersebut didapatkan dari Statistik Ketenagalistrikan Tahun 2021 Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Kementerian ESDM) [14]. Perhitungan emisi CO₂ yang berasal dari PLTU dihitung melalui data emisi PLTU di tahun 2021 [15]. Analisis mengenai perkiraan pereduksian CO₂ didasari atas pedoman metode dan persamaan yang dijabarkan oleh [16] dan [17]. Estimasi terkait atas konversi gas CO₂ menjadi gas CH₄ didasari atas sejumlah data yang tersedia dari studi [18] dan pengolahan data tersebut diaplikasikan secara langsung dari data emisi yang dihasilkan tersebut. Studi yang sebidang juga sudah dilakukan sebelumnya [19], akan tetapi kajiannya menggunakan metode perhitungan emisi CO₂ dan konversi CH₄ secara berbeda [20], [21].

2.1. Sebaran Pembangkit Listrik Batubara di Indonesia

Berdasarkan data Kementerian ESDM [14], industri pembangkit listrik berbahan bakar batubara di Indonesia terdiri atas PLTU (Pembangkit Listrik Tenaga Uap) dan PLTU-MT (Pembangkit Listrik Tenaga Uap - Mulut Tambang). Atas kategori tersebut, data yang digunakan akan berdasarkan kapasitas terpasang di masing-masing industri tersebut dalam satuan MW (Mega Watt) dengan lokasi di 34 provinsi Indonesia.

2.2. Integrasi PLTU dengan PtG

Penangkapan CO₂ dari gas buang hasil pembakaran batubara pada PLTU menggunakan prinsip *post-combustion capture*. Alih-alih dibuang secara langsung ke atmosfer, aliran gas buang dialirkan ke rangkaian sistem untuk melangsungkan proses pemisahan sebagian besar CO₂. Gas karbon dioksida yang terpisah disimpan, sedangkan sisa gas buang tersebut dilepaskan ke lapisan atmosfer. Pada sistem PtG, gas CO₂ yang didapatkan pada proses tersebut dimanfaatkan dan diproses untuk menjadi *syngas*. Di sisi lain, studi mengenai CCS di Indonesia telah diimplementasikan dengan dimulai dari kajian penangkapan gas emisi rumah kaca, transportasi gas CO₂, dan dilanjutkan ke studi penyimpanan gas tersebut [22], [23]. Hasil dari penelitian tersebut menunjukkan bahwa gas CO₂ yang tertangkap ditujukan untuk penyimpanan jangka panjang secara geologis, bukan ditujukan sebagai pemanfaatan kembali dalam sistem PtG.

Di dalam sistem PtG, gas karbon dioksida yang telah terisolasi berpeluang untuk diproses kembali. Produk olahan berupa bahan yang memiliki nilai energi berupa *Synthetic Natural Gas* (SNG – *syngas*, gas alam sintesis). Selama proses tersebut

berlangsung, pengkonversian gas CO₂ bersama gas H₂ (hidrogen) terjadi dan menghasilkan gas CH₄. Untuk memproduksi skala besar gas metana tersebut, kebutuhan bahan baku H₂ berbanding lurus. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut, gas H₂ disuplai dari industri elektrolisis maupun *side stream* (aliran samping) pada industri pemurnian udara (*air separation plant*) [24].



Proses elektrolisis membutuhkan pasokan energi listrik untuk mengurai H₂O menjadi gas H₂ dan O₂ (oksigen). Listrik yang digunakan selama proses tersebut dapat berasal dari sebagian persentase atas keluaran (output) PLTU, akan tetapi umumnya suplai berasal dari sumber energi terbarukan seperti: air, angin, dan surya (sinar matahari). Ketika pembangkit listrik terbarukan tersebut berada dalam kondisi fluktuasi maksimal, kelebihan energi yang dihasilkan dapat dialihkan ke industri elektrolisis. Tujuannya adalah sistem mampu terintegrasi lebih lanjut ke sistem PtG [25].

2.3. Estimasi Emisi Gas Karbon Dioksida PLTU

Mengutip dari [26] dan [16], perhitungan untuk mengetahui emisi CO₂ dari bahan bakar fosil dapat memanfaatkan persamaan matematis berikut.

$$\text{Emisi CO}_2 = \text{Laju bahan bakar} \times \% \text{ C bahan bakar} \times \frac{44}{12} \quad (2.1)$$

$$\text{Laju bahan bakar} = \frac{\text{Energi bahan bakar}}{\text{NCV} \times \text{waktu operasi}} \quad (2.2)$$

$$\text{Energi bahan bakar} = \frac{\text{Energi listrik yang terbangkitkan}}{\text{efisiensi termal}} \quad (2.3)$$

Untuk PLTU batubara, nilai persentase C (*carbon* atau karbon) dan NCV (*Net Calorific Value*) bergantung pada basis tipe batubara yang digunakan. Dari data penggunaan dan jenis batubara di Indonesia, analisis studi ini, memiliki nilai keduanya sebesar 55,125% dan 20,825 kJ/kg, secara berturut-turut [17].

Energi listrik yang terbangkitkan terkalkulasi melalui data kapasitas terpasang dan faktor kapasitas pembangkit listrik di Indonesia. Faktor kapasitas (*capacity factor*) merupakan rasio antara jumlah jam beroperasinya pembangkit dalam satu tahun terhadap jumlah jam dalam satu tahun (catatan: 1 tahun = 8760 jam). Kemudian, efisiensi termal adalah rasio konversi atas energi termal yang dihasilkan dari pembakaran terhadap energi listrik yang didapatkan. Data faktor kapasitas dan efisiensi termal menggunakan data rata-rata nasional yang diterbitkan oleh Kementerian ESDM [2]. Untuk tahun 2021, nilai keduanya sebesar 51,19 dan 24,69%, secara berturut-turut.

Sebelum memasuki tahap estimasi dalam mendapatkan gas CH₄, data atas kuantitas gas CO₂ yang berhasil tertangkap ketika *post-combustion capture* menjadi kebutuhan perhitungan. Dengan asumsi tidak ada CO₂ yang hilang selama proses transportasi, gas CO₂ yang tertangkap secara langsung menjadi bahan baku proses metanasi. Berdasarkan data studi yang telah ada, nilai efisiensi penangkapan gas karbon dioksida (CO₂ *capture*) [16] dan nilai konversi reaksi menjadi produk gas CH₄ [18] dapat ditentukan.

2.4. Yield Gas Metana dari Power-to-Gas

Berdasarkan studi sebelumnya [16], efisiensi absorpsi CO₂ mampu mencapai nilai maksimal hingga 90%. Faktor yang menjadi limitasi adalah spesifikasi absorber yang digunakan dan kebutuhan energi selama pengoperasian sistem tersebut. Efisiensi yang tinggi pada proses penangkapan CO₂ memberikan akibat pada penurunan output produksi energi listrik. Unit tersebut mampu mencapai efisiensi lebih dari 85%. Unit CO₂ capture akan mengonsumsi hingga 30% energi yang dihasilkan oleh PLTU. Nilai kebutuhan tersebut mengindikasikan bahwa penggunaan bahan bakar lebih banyak dalam menghasilkan jumlah energi yang sama dengan PLTU tanpa CCS [27]. Kembali pada studi [16], dari rancangan keterlibatan efisiensi antara 22,5; 45, dan 90%, nilai yang dijadikan kajian adalah 45%.

Selama proses metanasi, pengkonversian gas CO₂ menjadi CH₄ sangat bergantung pada kondisi operasi, katalis, dan rasio *feed* yang digunakan [28]. Kajian studi [18] memanfaatkan nilai perbandingan umpan dimana rasio *feed* antara H₂ terhadap CO₂ sebesar 2 pada suhu proses 200°C dan tekanan 1 atm. Proses metanasinya memberikan capaian berupa nilai selektivitas dan *yield* CH₄, serta konversi CO₂ sebesar 35, 50, dan 65%, secara berturut-turut.

3. HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

3.1. Estimasi Emisi Karbon Dioksida PLTU

Berdasarkan data sebaran kapasitas PLTU batubara di Indonesia yang diperoleh dari Kementerian ESDM [15], pemanfaatan persamaan matematis (2.1) hingga (2.3) memberikan hasil estimasi bahwa total emisi CO₂ dari PLTU pada tahun 2021 mencapai 62,55 juta ton. Jika capaian ini dibandingkan terhadap total energi listrik yang terbangkitkan dan total produksi emisi CO₂, data perkiraan rata-rata faktor emisi CO₂ di Indonesia pada tahun tersebut sebesar 0,393 kg CO₂ per kWh. Lalu, perihal tentang skenario instalasi *carbon capture* memanfaatkan basis pelarut absorpsi terhadap sistem gas buang PLTU. Hasilnya berupa prediksi pereduksian emisi CO₂ dan mampu mencapai 28,146 juta ton (hampir setara 45% dari total emisi CO₂)

Jika dibandingkan dengan studi sebelumnya [19], penerapan metode integrasi antara *oxy-fuel combustion* dan PtG untuk data kapasitas PLTU telah berlangsung di Indonesia pada tahun 2015. Penurunan emisi CO₂-nya yang didapat dari proses *post-combustion capture* dengan menggunakan pelarut kimia bernilai jauh lebih besar, sebesar 45% dibandingkan *oxy-fuel combustion* sebelumnya yang hanya mencapai angka 3,67%. Integrasi PLTU dengan industri elektrolisis PtG mampu memberikan peluang pereduksian jauh lebih besar karena keberadaan gas O₂ sebagai produk samping dari proses tersebut. Gas oksigen yang dihasilkan dapat dimanfaatkan secara langsung pada sistem *oxy-fuel combustion*. Kombinasi antara sistem *carbon capture* melalui *oxy-fuel combustion* dan *post-combustion chemical solvent capture* mampu memberikan peran berkelanjutan bagi pengintegrasian sistem PLTU dan PtG dalam mencapai pereduksian emisi CO₂ yang lebih efisien.

3.2. Produksi Gas Metana (Syngas)

Penggunaan data selektivitas, dan *yield* CH₄ serta konversi CO₂ pada [18], perkiraan total produksi gas CH₄ dari PtG mampu mencapai 4,757 juta ton atau setara 0,255

TSCF. Meskipun metode yang digunakan berbeda, kuantitas yang dihasilkan pada studi ini sesuai dengan estimasi peneliti lainnya [19] untuk produksi gas metana di tahun 2015, yaitu 0,2247 TSCF. Penggunaan metode perhitungan untuk perolehan gas CH₄ tersebut berdasarkan pada basis bahan baku samping berupa CO₂ dan gas H₂ yang tersedia dari penangkapan di PLTU dan industri elektrolisis pada unit pendukung (utilitas). Sedangkan pada peneliti [19], metodenya didasari atas permintaan gas dari sistem *grid* pada perpipaan gas alam baik penggunaan bagi domestik maupun sebagai bahan bakar di PLTG.

Di tahun 2021, studi peneliti [15] menyatakan bahwa Indonesia telah mengonsumsi gas alam hingga total 89,557 ribu barel minyak atau setara dengan 0,502 TSCF. Berdasarkan data yang sama dari Kementerian ESDM di tahun 2021, Indonesia terkonfirmasi hanya memiliki cadangan gas alam sebanyak 41,62 TSCF. Jumlah tersebut diestimasi setara dengan kebutuhan atas penggunaan cadangan gas untuk ~21 tahun ke depan [29]. Penurunan kuantitas tersebut memasuki kategori mengkhawatirkan jika data cadangan gas alam tersebut dibandingkan dengan studi di tahun 2015 yaitu 101,54 TSCF untuk ~51 tahun [30] jika basis tahun 2021 diterapkan. Sekitar 30 tahun menjadi durasi pemangkasan atas pemakaian cadangan gas alam dari kajian tahun 2015 dan 2021. Kecemasan ini menuntut adanya tindakan tanggap dan cepat dalam pengoptimalan penggunaan gas alam.

3.3. Prospek *Power-to-Gas* di Indonesia

Dari paparan data pereduksian reduksi emisi CO₂ dan perolehan *syngas*, PtG merupakan pilihan tepat untuk menangani isu emisi dan energi yang sedang dihadapi Indonesia. Dalam lingkup komersialisasi, proses metanasi bagi CO₂ melalui PtG hanya memberikan nilai ekonomis jika penyuplaian bahan baku H₂ dan CO₂ berasal “limbah atau produk samping” bahkan termasuk pasokan dari energi terbarukan [28]. Indonesia dapat memanfaatkan emisi PLTU sebagai sumber gas CO₂ untuk melangsungkan proses metanasi di unit PtG. Sedangkan, bahan baku H₂ yang berasal dari sumber terbarukan dapat berpotensi sebagai tantangan bagi pengembangan PtG di Indonesia. Produksi gas hidrogen dalam skala besar membutuhkan bantuan proses elektrolisis dengan konsumsi energi listrik yang besar pula. Sumber energi listrik ini sebaiknya juga berasal dari energi terbarukan, bukan dari pembangkit listrik berbahan bakar fosil. Strategi ini bertujuan agar keseluruhan proses mampu mencapai target *carbon neutral* [31], [32]. Saat ini di Indonesia, studi yang dilakukan secara komprehensif dalam bidang CCSU (*Carbon Capture Utilization and Storage*), perihal *carbon capture* hanya ditujukan sebagai tindakan penyimpanan dengan memperhatikan aspek geologis [16]. Dengan demikian, peluang berkelanjutan untuk pengaplikasian *carbon capture* di Indonesia melalui sistem PtG dapat teroptimalkan kembali dan memunculkan faktor tambahan lainnya untuk menghasilkan tujuan dan pemanfaatan secara khusus bagi skala nasional dengan memperhatikan aspek teknis, sosial, dan ekonomi.

4. KESIMPULAN

Emisi gas rumah kaca di Indonesia khususnya keberadaan gas CO₂ terus meningkat seiring tahun dengan gas keluaran PLTU batubara sebagai salah satu kontribusi emisi utama. Ketergantungan Indonesia atas batubara sebagai sumber energi yang murah untuk membuat proses peralihan menuju energi terbarukan menjadi terhambat. Terhitung pada tahun 2021, emisi gas karbon dioksida dari PLTU mencapai 62,55 juta

ton. Implementasi integrasi sistem PtG dengan PLTU memberikan solusi dan manfaat secara lebih dalam sektor energi terbarukan. Terhitung emisi CO₂ dari PLTU tereduksi sebesar 28,146 juta ton melalui sistem *carbon capture*. Sistem tersebut melangsungkan proses metanasi dimana gas CO₂ yang tertangkap dapat dikonversi menjadi *syngas* berupa gas metana - CH₄. Estimasi produksi *syngas* dari PtG mencapai 4,757 juta ton ~ 0,255 TSCF atau setara dengan 0,614% dari total cadangan gas alam nasional di tahun 2021. Keseriusan implementasi teknologi PtG memberikan peluang dan harapan tentang pereduksian emisi CO₂ dari PLTU dan gas rumah kaca ini bertransformasi menjadi menjadi gas CH₄ dengan kuantitas yang signifikan. Dengan demikian, sistem PtG mampu berkontribusi dalam memenuhi target pereduksian emisi CO₂, dan pada saat yang bersamaan pula mampu memenuhi porsi permintaan gas dan meningkatkan jangka waktu penyimpanan cadangan energi nasional.

NOTASI DAN ABBREVIASI

C	: Carbon atau karbon
CCS	: Carbon Capture and Storage
CCSU	: Carbon Capture Utilization and Storage
CH ₄	: Metana
CO ₂	: Karbon dioksida
ESDM	: Energi dan Sumber Daya Mineral
H ₂	: Hidrogen
H ₂ O	: Air
MW	: Mega Watt
NCV	: Net Calorific Value
O ₂	: Oksigen
PLTG	: Pembangkit Listrik Tenaga Gas
PLTU	: Pembangkit Listrik Tenaga Uap
PLTU-MT	: Pembangkit Listrik Tenaga Uap - Mulut Tambang
PtG	: Power-to-Gas
SNG	: Synthetic Natural Gas
TSCF	: Triliun Standard Cubic Feet
ΔH	: Perubahan entalpi

5. REFERENSI

- [1]. N. Reyseliani and W. W. Purwanto, "Pathway towards 100% renewable energy in Indonesia power system by 2050," *Renewable Energy*, vol. 176, pp. 305–321, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.05.118.
- [2] Ministry of Energy and Mineral Resources Republic of Indonesia, *Handbook of energy and economic statistics of Indonesia 2022*. Jakarta: Ministry of Energy and Mineral Resources Republic of Indonesia, 2022. [Online]. Available: <https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-handbook-of-energy-and-economic-statistics-of-indonesia-2022.pdf>
- [3] H. Ritchie, P. Rosado, and M. Roser, "CO₂ and greenhouse Gas emissions." [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions#co2-and-greenhouse-gas-emissions-country-profiles>

- [4] M. Haug, "IEA, world energy investment outlook and the prospects for carbon capture and storage," in *Conference: greenhouse gas control technologies*, Canada: Vancouver, 2004.
- [5] Intergovernmental Panel on Climate Change, *Carbon dioxide capture and storage*. United States of America: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005. [Online]. Available: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf
- [6] D.A.Sari, E.Purba, and D. Supriyadi, "Kemampuan penyerapan CO₂ menggunakan *Tetraselmis chuii* terhadap intensitas cahaya," *techno*, vol. 19, no. 1, pp. 45–50, May 2018, doi: 10.30595/techno.v19i1.2345.
- [7] H. Hadiyanto, S. Sumarno, R. Nur Rostika, and N. Abyor Handayani, "Biofixation of carbon dioxide by *Chlamydomonas sp.* in a tubular photobioreactor," *International Journal of Renewable Energy Development*, vol. 1, no. 1, pp. 10–14, Feb. 2012, doi: 10.14710/ijred.1.1.10-14.
- [8] G. N. Fadhillah and D. A. Sari, "Produksi biodiesel yang berbahan baku kelapa sawit dengan melibatkan katalis homogen dan heterogen," *Pena: Jurnal Ilmu Pengetahuan dan Teknologi*, vol. 37, no. 2, pp. 87–94, 2023, doi: 10.31941/jurnalpena.v37i2.2484.
- [9] Y. Wahyono and H. Hadiyanto, "Life cycle assessment of biodiesel production from crude palm oil: A case study of three Indonesian biodiesel plants," *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, vol. 348, no. 012002, pp. 1–7, 2019, doi: 10.1088/1755-1315/348/1/012002.
- [10] R. Y. Naulina *et al.*, *Kimia industri*. Bandung: Penerbit Widina Media Utama, 2023. [Online]. Available: <https://repository.penerbitwidina.com/media/publications/563628-kimia-industri-64fe6020.pdf>
- [11] Q. Ayun *et al.*, *Kimia organik*. Bandung: Penerbit Widina Bhakti Persada Bandung, 2023. [Online]. Available: <https://repository.penerbitwidina.com/media/publications/559158-kimia-organik-894999a4.pdf>
- [12] D. A. Sari *et al.*, *Top 33 chemical engineering essay competition (part 1)*. Tasikmalaya: Perkumpulan Rumah Cemerlang Indonesia, 2021. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/358356753_Top_33_Chemical_engineering_essay_competition_part_1
- [13] M. Thema, F. Bauer, and M. Sterner, "Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, pp. 775–787, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.06.030.
- [14] S. Sansuadi and R. C. Nugroho, *Statistik ketenagalistrikan tahun 2021*. Jakarta: Sekretariat Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, 2021. [Online]. Available: https://gatrik.esdm.go.id/assets/uploads/download_index/files/6e4c6-statistik-2021-rev-2-.pdf
- [15] A. C. Adi and F. Lasnawatin, *Handbook of energy and economic statistics of Indonesia 2021*. Jakarta: Ministry of Energy and Mineral Resources Republic of Indonesia, 2021. [Online]. Available: <https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-handbook-of-energy-and-economic-statistics-of-indonesia-2021.pdf>
- [16] Tim Penulisan Direktorat Teknik dan Lingkungan Ketenagalistrikan, "Pedoman perhitungan dan pelaporan inventarisasi gas rumah kaca: bidang energi - sub bidang ketenagalistrikan." Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan Kementerian

- ESDM,2018.[Online].Available:https://applegatrik.esdm.go.id/public/pdf/Pedoman_Penghitungan_dan_Inventarisasi_GRK_Sub_Bidang_Ketenagalistrikan%20Revisi_Jan_2019.pdf
- [17] A. Sagala, “Petunjuk teknis gas rumah kaca (GRK) di sektor industri.” Badan Pengkajian Kebijakan Iklim dan Mutu Industri, 2012. [Online]. Available: https://drive.google.com/file/d/18uSgRO4pLN0IxVDqztcYQCfRJcpQgz52/view?usp=drive_link
- [18] J. Gao *et al.*, “A thermodynamic analysis of methanation reactions of carbon oxides for the production of synthetic natural gas,” *RSC Advances*, vol. 2, no. 6, pp. 2358–2368, 2012, doi: 10.1039/c2ra00632d.
- [19] M. G. S. Wicaksana, R. M. Khatami, and R. R. M. Ilham, “Power to Gas as the most effective renewable energy resources for Indonesia,” in *SSRN Electronic Journal*, Hanover: PPI Jerman & ICONC, 2018, pp. 1–6. doi: 10.2139/ssrn.3210703.
- [20] T. Simmons, “CO₂ emissions from stationary combustion of fossil fuels.” Avonlog Limited,UK,2000.[Online].Available:https://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/gp/bgp/2_1_CO2_Stationary_Combustion.pdf
- [21] T. O. Trifonov, “Coordination of battery energy storage and power-to-gas in distribution systems,” *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 2, no. 1, pp. 1–8, 2017, doi: 10.1186/s41601-017-0072-y.
- [22] Indonesian and Danish partners, “Technology data for the Indonesian power sector: catalogue for generation and storage of electricity.” Ministry of Energy and Mineral Resources of Indonesia, Danish Energy Agency, Embassy of Denmark,and EnergyAnalyse,2021.[Online].Available:https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/technology_data_for_the_indonesian_power_sector_-_final.pdf
- [23] W. B. World Bank, “The Indonesia carbon capture storage capacity building program: ccs for coal-fired power plants in Indonesia.” [Online]. Available: <https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/e245e3ec-4887-55e0-9419-b2a70127b915/content>
- [24] D. Katla, M. Jurczyk, A. Skorek-Osikowska, and W. Uchman, “Analysis of the integrated system of electrolysis and methanation units for the production of synthetic natural gas (SNG),” *Energy*, vol. 237, p. 121479, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121479.
- [25] M. Götz *et al.*, “Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review,” *Renewable Energy*,vol. 85, pp. 1371–1390, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.07.066.
- [26] R. F. S. Budi and S. Suparman, “Perhitungan faktor emisi CO₂ PLTU batubara dan PLTN,” *Jurnal Pengembangan Energi Nuklir*, vol. 15, no. 1, pp. 1–8, 2013.
- [27] D. Cebrucean, V. Cebrucean, and I. Ionel, “CO₂ capture and storage from fossil fuel power plants,” *Energy Procedia*, vol. 63, pp. 18–26, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.11.003.
- [28] Y. Asri Mohd. Esa and N. Sapawe, “A short review on carbon dioxide (CO₂) methanation process,” *Materials Today: Proceedings*, vol. 31, pp. 394–397, 2020, doi: 10.1016/j.matpr.2020.07.191.
- [29] L. Rahmayanti, D. M. Rahmah, and L. Larashati, “Analisis pemanfaatan sumber daya energi minyak dan gas bumi di Indonesia,” *Jurnal Sains Edukatika Indonesia*, vol. 3, no. 2, pp. 9–16, 2021.

- [30] P. Tharakan, “Summary of Indonesia’s energy sector assessment,” *ADB Papers on Indonesia*, vol. 9, pp. 1–40, 2015.
- [31] K. Ghaib and F.-Z. Ben-Fares, “Power-to-Methane: A state-of-the-art review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 433–446, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.004.
- [32] M. R. Othman, Martunus, R. Zakaria, and W. J. N. Fernando, “Strategic planning on carbon capture from coal fired plants in Malaysia and Indonesia: A review,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 5, pp. 1718–1735, 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2008.12.034.