

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Visi kemandirian bangsa sebagaimana tertuang dalam "Asta Cita" poin kedua pemerintahan baru Indonesia menekankan pentingnya memantapkan sistem pertahanan keamanan negara dan mendorong kemandirian bangsa melalui swasembada pangan, energi, air, ekonomi kreatif, ekonomi hijau, dan ekonomi biru. Dalam konteks energi, mandat ini menegaskan bahwa transisi energi bukan sekadar pemenuhan komitmen lingkungan global, melainkan strategi fundamental untuk mencapai kedaulatan energi nasional. Hal ini sejalan dengan komitmen Indonesia untuk menurunkan emisi Gas Rumah Kaca (GRK) dan mencapai *Net Zero Emission* (NZE) pada tahun 2060 (PLN, 2025).

Namun, realitas sektor ketenagalistrikan saat ini masih menghadapi tantangan besar untuk mewujudkan visi ekonomi hijau tersebut. Hingga tahun 2023, Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) berbasis batubara masih menjadi tulang punggung utama kelistrikan nasional dengan kapasitas terpasang mencapai 20.439,90 MW, atau setara dengan 28,01% dari total pembangkit (PLN, 2023). Ketergantungan ini didasari oleh biaya pembangkitan yang termurah dan ketersediaan batubara yang melimpah (Arifin, 2017). Di sisi lain, penggunaan batubara secara masif menghasilkan emisi karbon dioksida (CO₂) yang tinggi, yang menjadi sumber utama gas rumah kaca (IEA, 2020). Kondisi ini menciptakan dilema antara menjaga keandalan pasokan listrik yang terjangkau dan keharusan menurunkan jejak karbon.

Menghadapi dilema tersebut, memensiunkan PLTU secara dini (*early retirement*) dinilai sebagai opsi yang berisiko tinggi. Oleh karena itu, pemerintah melalui Peraturan Menteri ESDM No. 12 Tahun 2023 menetapkan strategi *co-firing* biomassa sebagai solusi transisi jangka menengah. Metode pencampuran biomassa dengan batubara ini dinilai paling realistis karena tergolong *low CAPEX retrofit*, yang memungkinkan pemanfaatan aset pembangkit eksisting

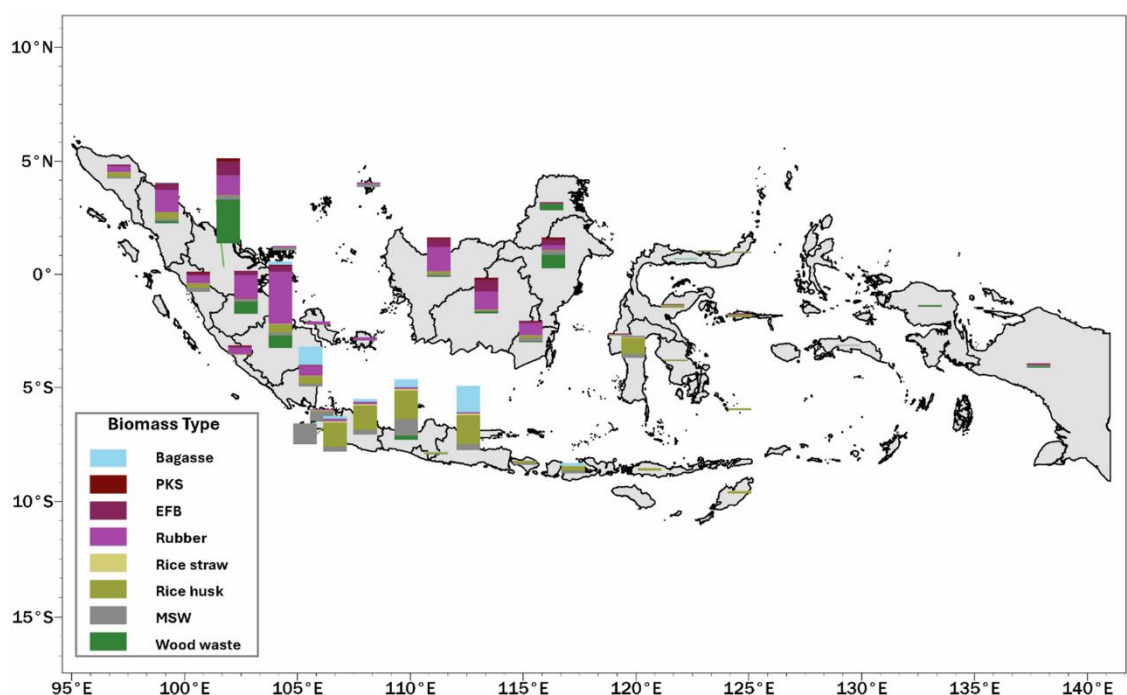
untuk menghasilkan energi yang lebih bersih. Implementasi ini didukung oleh bukti empiris di lapangan, di mana hasil studi lapangan menunjukkan bahwa penerapan *co-firing* 5% dapat menurunkan biaya produksi listrik dari 485,32 menjadi 484,58 Rp/kWh, serta efisiensi boiler masih berada dalam batas aman (Dwiaji, 2023). Selain keuntungan biaya operasional tersebut, studi pada PLTU Suralaya 660 MW juga membuktikan bahwa *co-firing* 5% mampu menurunkan intensitas emisi CO₂ sebesar 7,2%, dan rasio 10% dapat mereduksinya hingga 15,5% (Reza et al., 2025).

Ketergantungan pada PLTU batubara tidak hanya didasari oleh faktor biaya, tetapi juga peran vitalnya dalam menjaga stabilitas pasokan energi bagi sektor produktif. Adi, Prabowo, dan Prasadjaningsih (2022) dalam studinya menegaskan bahwa konsumsi listrik, khususnya di sektor industri dan bisnis, memiliki pengaruh positif yang signifikan terhadap Produk Domestik Bruto (PDB) Indonesia. Temuan ini mengimplikasikan bahwa gangguan pada pasokan listrik akibat transisi energi yang terburu-buru dapat berdampak negatif pada pertumbuhan ekonomi nasional. Oleh karena itu, strategi *co-firing* biomassa menjadi solusi yang paling moderat untuk mempertahankan keandalan operasi pembangkit dalam menopang ekonomi, sekaligus memenuhi target dekarbonisasi secara bertahap.

Indonesia memiliki modal dasar yang kuat untuk menjalankan strategi ini, yakni kekayaan sumber daya alam. Potensi biomassa, khususnya limbah pertanian, sangat efisien karena memiliki ketersediaan yang melimpah. Studi terbaru mencatat bahwa kapasitas produksi biopellet dari limbah pertanian di wilayah Jawa dan Sumatera mampu mencapai 143,58 juta ton per tahun, sebuah angka yang sangat surplus jika dibandingkan dengan estimasi kebutuhan *co-firing* 5% di wilayah tersebut yang hanya sebesar 3,34 juta ton (Ahmudi et al., 2025). Pemanfaatan potensi lokal yang melimpah ini selaras dengan semangat ekonomi kerakyatan melalui rantai pasok energi yang berbasis pada sumber daya domestik. Namun, pemanfaatan potensi ini tetap memerlukan analisis

keekonomian yang presisi agar biaya pengumpulan dan transportasi tidak membebani Biaya Pokok Penyediaan (BPP) listrik nasional.

Sebaran potensi ini dapat dilihat pada Gambar 1.1, yang memperlihatkan peta distribusi jenis limbah biomassa di berbagai kepulauan Indonesia. Peta ini menunjukkan dominasi limbah kelapa sawit (PKS & EFB) di Sumatera dan Kalimantan, serta ketersediaan limbah kayu (*wood waste*) dan residu pertanian (*rice husk/straw*) yang signifikan di Pulau Jawa.



Gambar 1. 1 Peta Potensi dan Sebaran Limbah Biomassa di Indonesia (Sumber: *The viability of co-firing biomass waste to mitigate coal plant emissions in Indonesia*)

Tantangan keekonomian ini menjadi sangat krusial ketika diterapkan pada aset pembangkit kelas menengah, khususnya PLTU berkapasitas 315 MW seperti PLTU Lontar, Rembang, dan Pacitan. Berbeda dengan PLTU skala besar di sistem Jawa-Bali yang mayoritas menggunakan teknologi *Super-Critical* atau *Ultra Super-Critical*, PLTU di lokasi lain atau generasi lama umumnya masih mengadopsi teknologi *Sub-Critical* (Arifin, 2017). Karakteristik biomassa yang memiliki nilai kalor lebih rendah dibandingkan batubara berpotensi meningkatkan volume bahan bakar yang dibutuhkan secara signifikan. Pada

pembangkit dengan efisiensi yang sudah terbatas, penambahan biaya bahan bakar biomassa dapat menekan margin operasi, sehingga kelayakan finansial penerapan *co-firing* 5% hingga 10% pada tipe pembangkit ini perlu diuji secara mendalam.

Keberlanjutan program *co-firing* sangat bergantung pada kepastian pasokan (*security of supply*) bahan baku biomassa. Laporan *Institute for Energy Economics and Financial Analysis* (IEEFA, 2021) menyoroti bahwa risiko pasar akibat ketidakpastian pasokan merupakan hambatan utama yang belum terpecahkan dalam skala komersial. Meskipun beberapa studi seperti Efendi & Garniwa (2022) telah menganalisis kelayakan investasi pabrik biomassa, studi tersebut terbatas pada rasio rendah (5%). Sampai saat ini, belum banyak penelitian yang secara spesifik memetakan valuasi ekonomi (*market size*) bagi ekosistem penyedia biomassa jika sebuah PLTU berkapasitas 315 MW menerapkan *co-firing* hingga 10% secara kontinu. Ketiadaan data valuasi pasar ini menyebabkan sektor swasta kesulitan menarik daya tarik bisnis rantai pasok biomassa, sehingga risiko kelangkaan pasokan tetap tinggi.

Oleh karena itu, penelitian ini menjadi krusial untuk mengisi kekosongan tersebut. Analisis akan difokuskan pada tiga pilar utama yang saling terkait. Pertama, perlu dihitung secara kuantitatif bagaimana perubahan biaya produksi listrik menggunakan metrik *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) untuk setiap skenario *co-firing*. Kedua, perlu diukur apakah investasi pada program *co-firing* ini menguntungkan dari sisi bisnis pembangkitan, melalui analisis profitabilitas seperti *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR) dan *Payback Period*. Ketiga, implementasi *co-firing* secara masif akan menciptakan permintaan baru terhadap biomassa, sehingga perlu diidentifikasi seberapa besar peluang bisnis yang muncul di sektor penyediaan bahan baku.

1.2. Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang di atas, maka rumusan masalah dalam penelitian ini adalah:

1. Bagaimana pengaruh biaya produksi listrik (*Levelized Cost of Electricity* – LCOE) pada PLTU 315 MW dengan skenario *co-firing* biomassa sebesar 0%, 5%, dan 10%?
2. Bagaimana hasil analisis finansial profitabilitas, *Payback period*, IRR, dan NPV dengan adanya *co-firing* biomassa untuk pembangkit PLTU 315 MW?
3. Bagaimana peluang bisnis penyediaan biomassa dengan adanya cofiring di PLTU 315 MW

1.3. Tujuan Penelitian

Secara khusus, tujuan penelitian ini adalah:

1. Menghitung *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) untuk skenario 0 %, 5 %, dan 10 % *co-firing* biomassa.
2. Menilai hasil analisis finansial profitabilitas, yang mencakup perhitungan *Net Present Value* (NPV), *Payback Period* dan *Internal Rate of Return* (IRR) dalam penerapan *co-firing* biomassa pada PLTU 315 MW.
3. Mengidentifikasi peluang bisnis penyediaan biomassa sebagai bahan bakar campuran (*co-firing*) untuk PLTU 315 MW di Indonesia.

1.4. Manfaat Penelitian

1. Bagi PLN dan operator PLTU – Memberikan acuan awal dalam menghitung biaya ekonomi penerapan *co-firing* biomassa tanpa perlu studi teknis rumit.
2. Bagi pemerintah dan pembuat kebijakan – Menyediakan dasar pertimbangan untuk penetapan harga biomassa, biaya logistik, serta skema insentif finansial dalam program transisi energi.
3. Bagi dunia bisnis – Menyediakan arah untuk bisnis penyediaan biomasa sebagai substitusi dan pengganti batubara

1.5. Batasan Masalah

Batasan yang digunakan adalah sebagai berikut:

1. Analisis difokuskan pada PLTU berkapasitas 315 MW, karena kapasitas ini dipakai di Indonesia seperti PLTU Lontar.

2. Horizon proyek ditetapkan selama 25 tahun dengan asumsi operasi stabil dan tanpa memperhitungkan pajak karbon.
3. *Co-firing* dilakukan setelah tahun ke-8 *Commercial On Date* (COD).
4. Analisis berfokus pada aspek finansial (LCOE, NPV, *Payback Period*, dan IRR) tanpa meneliti aspek teknis boiler atau dampak lingkungan secara rinci.
5. Semua data dan parameter diperoleh dari sumber resmi dan jurnal ilmiah.