Ambiguitas versus Ambisi:
Tinjauan Kebijakan Transisi Energi Indonesia

CREA TREND ASIA

Ambiguitas versus Ambisi: Tinjauan Kebijakan Transisi Energi Indonesia

Maret 2023

Penulis

Andri Prasetiyo
Isabella Suarez
Jobit Parapat
Zakki Amali

Ucapan Terima Kasih

Penulis ingin menyampaikan terima kasih yang sangat besar kepada rekan-rekan kami, Adhityani Putri, Wicaksono Gitawan, dan Twina Paramesthi, atas masukan dan dukungan mereka selama penelitian ini.

Dipublikasikan oleh:

CREA (Centre for Research on Energy and Clean Air) adalah organisasi penelitian independen yang berfokus pada pengungkapan tren, penyebab, dan dampak kesehatan, serta solusi untuk polusi udara.

Trend Asia adalah organisasi masyarakat sipil independen yang berperan sebagai akselerator transformasi energi dan pembangunan berkelanjutan di Asia.

Ambiguitas versus Ambisi: Tinjauan Kebijakan Transisi Energi Indonesia

Temuan Utama i

Pendahuluan 1

Kesenjangan dalam Komitmen Iklim dan Kebijakan Energi 2

Pemeriksaan Jaringan: Sistem Ketenagalistrikan Indonesia 6

Rincian Kelebihan Kapasitas menurut Grid 7

Bahaya Memicu Kelebihan Pasokan 9

Memenuhi Permintaan Masa Depan bersama Aksi Iklim 11

Ambiguitas Kritis dalam RUPTL 12

Teknologi “Baru” Bisa Jadi Salah dan Tidak Ada Solusi 15

Kesimpulan dan Rekomendasi 23

Hal-hal yang Harus Diperhatikan Dalam RUPTL 23

Rekomendasi 24

Daftar Pustaka 27

Lampiran 32

Temuan Utama

- Lebih dari 12 gigawatt GW kapasitas bahan bakar fosil telah beroperasi dalam lima tahun terakhir, Isehingga meningkatkan unit pembangkit batu bara yang beroperasi di negara tersebut sebesar 30%. Sementara itu, pengembangan bahan bakar non-fosil jauh tertinggal; hanya 1,6 GW dari kapasitas energi terbarukan yang telah ditambahkan, sebagian besar berasal dari tenaga air dan panas bumi.
- Pada 2021, sekitar 33% dari 58 GW total kapasitas pembangkit listrik terpasang di Indonesia melebihi kebutuhan, sehingga menimbulkan cadangan daya sebesar 15% pada tahun 2021. Kelebihan pasokan ini melebihi standar batas cadangan listrik nasional sebesar 30-35%, dan berjumlah sekitar Rp16 triliun atau USD 1,2 miliar dalam bentuk biaya tetap operasi dan pemeliharaan (FOM).
- Perkiraan kapasitas sebesar 40,6 GW direncanakan untuk komersialisasi antara tahun 2021 dan 2030; di mana 34% (13,8 GW) akan berasal dari batu bara dan 14% (5,8 GW) dari gas dan diesel. Penambahan kapasitas seperti itu tidak sesuai dengan NZE yang ambisius, dan kemungkinan akan memperburuk kelebihan pasokan.
- Saat ini, penetapan target NZE belum sepenuhnya selaras lintas kementerian dan entitas terkait. PLN dan ESDM menetapkan tahun 2060 sebagai target resmi, sedangkan KLHK menetapkan tahun 2070 dan Bappenas menetapkan tahun 2045.
- Di tengah laju pertumbuhan ekonomi yang lebih lambat dan kelebihan pasokan jaringan listrik serta ketidakpastian pendanaan PLTU, terdapat hampir 6 GW PLTU baru "ditangguhkan" dalam RUPTL 2021-2030 jika diperlukan untuk “menyesuaikan kebutuhan sistem. Porsi terbesar ditemukan di Sumatera (2,69 GW) dan Jawa (2,66 GW), meskipun jaringan ini menghadapi kekhawatiran kelebihan pasokan lebih dari 50%.
- Dari RUPTL 2021-2030, PLN berencana untuk mengonversi 1,2 GW proyek batu bara yang sedang diusulkan menjadi gas fosil. Kelebihan kapasitas batu bara yang ada di Indonesia dan rendahnya penetrasi energi terbarukan dalam bauran energi membuat infrastruktur gas hanya akan mengunci infrastruktur bahan bakar fosil.
- Strategi PLN untuk menurunkan emisi GRK tidak akan dipenuhi dengan meningkatkan co-firing biomassa di pembangkit batu bara, karena porsi biomassa

hanya 1-5% dan 95% sisanya masih akan menggunakan batubara. Co-firing berisiko menurunkan nilai aset dan juga berpotensi memberikan alasan untuk memperpanjang umur PLTU batubara dan menjaganya tetap beroperasi. PLN berencana mengimplementasikan teknologi ini di 144 unit CPP dengan total target kapasitas 18,3 GW pada tahun 2025.

- Kelayakan co-firing amonia masih belum teruji di luar Jepang. Jepang menjadi negara yang melakukan kerja sama dengan entitas di Indonesia untuk memasukkan co-firing amonia di pembangkit listrik. Faktor-faktor seperti kebutuhan untuk mengimpor bahan bakar dan memperkuat pembangkit yang ada kemungkinan akan membuat teknologi ini menjadi sangat mahal di Indonesia, dan memprihatinkan karena dapat memperpanjang umur PLTU dan PLTG. PLN berencana mengimplementasikan teknologi ini pada 7 unit pembangkit listrik dengan total target kapasitas 4 GW.
- Teknologi CCUS sebagian besar tetap tidak tersedia secara komersial dan tetap sangat mahal untuk diterapkan untuk proyek pembangkit listrik, terutama dalam menghadapi alternatif energi terbarukan. Implementasinya akan mengurangi kapasitas pembangkit.
- Clean Coal Technology (CCT) tidak menjamin pengurangan emisi GRK dan polusi udara dari PLTU. PLTU dengan CCT masih memancarkan CO2 dan polutan beracun seperti sulfur dioksida, nitrogen dioksida, dan *particulate matter.*

Pendahuluan

Dalam menanggapi krisis iklim dan kebutuhan untuk ketahanan energi di tengah gejolak sosial dan ekonomi yang tidak dapat diprediksi, negara perlu segera melakukan transisi sistem energi mereka ke *net-zero* pada tahun 2025. Hal ini sesuai dengan rekomendasi badan internasional terkemuka di bidang iklim dan energi, seperti Badan Energi Internasional (IEA) dan Panel Antarpemerintah tentang Perubahan Iklim (IPCC).

Peran Indonesia dalam menyikapi krisis iklim tidak dapat diremehkan, begitu pula tantangan untuk mengatasi bauran energi di dalam negeri. Dengan cadangan batu bara terbesar ke-11 di dunia, Indonesia adalah produsen batu bara terbesar ke-3 di dunia sekaligus menjadi salah satu konsumen batu bara terbesar di dunia. Negara di Asia Tenggara ini akan menghadapi banyak tantangan dalam peralihan dari batu bara, namun sumber daya yang melimpah dan potensi energi rendah karbon seperti tenaga surya, air, angin, dan panas bumi merupakan latar belakang yang dapat menjadikan Indonesia sebagai pemain kunci dalam transisi energi hijau.

Dalam beberapa tahun terakhir, Indonesia sudah membuat langkah signifikan menuju transisi hijau. Pada November 2022, Indonesia meluncurkan dua inisiatif transisi energi yang ambisius, *Energy Transition Mechanism* (ETM) dan *Just Energy Transition Partnership* (JETP), di pertemuan G20. ETM diperkirakan akan mengalokasikan dana senilai USD 500 juta dan memobilisasi lebih dari USD 4 miliar, sementara JETP akan memobilisasi dana awal sebesar USD 20 miliar selama tiga sampai lima tahun ke depan untuk penerapan energi terbarukan di Indonesia.

Tahun 2023 akan menjadi tahun yang krusial, karena pemerintah Indonesia diharuskan sudah merilis Rencana Investasi untuk implementasi JETP. Mandat JETP ke pemerintah Indonesia antara lain mengurangi emisi dari sektor energi pada tahun 2030 tidak lebih dari 290 juta ton CO2 dari target awal pemerintah yaitu maksimal 357 juta ton CO2 dan bauran energi terbarukan minimal 34%, lebih tinggi dari target pemerintah sebesar 23,4% hingga 2030. Hal ini akan memerlukan perombakan regulasi energi dan perubahan dari perencanaan ketahanan energi sebelumnya.

Saat ini, bauran energi Indonesia setengahnya bersumber dari Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) batu bara. Dalam lima tahun terakhir saja, dari tahun 2017 hingga 2021, lebih dari 12 gigawatt (GW) kapasitas bahan bakar fosil telah beroperasi, sehingga meningkatkan unit pembangkit batu bara yang beroperasi di negara tersebut sebesar 30%. Sementara itu, pengembangan bahan bakar non-fosil jauh tertinggal; hanya 1,6 GW dari kapasitas energi terbarukan yang telah ditambahkan, sebagian besar berasal dari tenaga air dan panas bumi. Tenaga surya dan angin menyumbang kurang dari 1% dalam penambahan kapasitas.

Penambahan kapasitas yang luar biasa untuk bahan bakar fosil padat modal telah berkontribusi untuk keuangan yang buruk dan beban utang yang berat pada Perusahaan Listrik Negara (PLN). Kelebihan pasokan merupakan masalah utama yang berkembang sebagai kombinasi dari perkiraan permintaan di masa mendatang yang

terlalu tinggi, pembangunan besar-besaran pembangkit listrik bahan bakar fosil, dan hambatan pasar yang menghalangi pemanfaatan penuh dari kapasitas yang ada. Hal ini harus diubah di bawah JETP, dan pembaharuan yang sangat dinantikan dari Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PLN perlu diselaraskan dengan target-target di bawah kemitraan ini.

Pengamatan lebih dekat pada kebijakan dan pengumuman utama sektor ketenagalistrikan mengungkapkan bahwa pengecualian dan proyek-proyek yang direncanakan saat ini, mungkin tidak menempatkan Indonesia pada jalur paling mulus untuk mencapai transisi energi yang efektif, efisien, dan tepat waktu.

Laporan ini melihat kondisi dari kapasitas jaringan listrik di Indonesia dan usulan penambahan kapasitas yang dapat memperpanjang penggunaan bahan bakar fosil atau berpotensi mengalihkan sumber daya penting ke arah teknologi "baru" yang belum terbukti daripada energi terbarukan di bawah JETP. Keduanya harus dipertimbangkan dan dibahas dalam RUPTL PLN yang akan diperbaharui.

Kesenjangan dalam Komitmen Iklim dan Kebijakan Energi

Dibutuhkan lebih banyak tindakan untuk menyelaraskan dengan target 1,5°C Pejanjian Paris. Pemerintah Indonesia telah menandatangani Pernyataan Global Coal to Clean Power Transition Statement di COP26, pertama kalinya berkomitmen untuk menghentikan penggunaan batu bara secara bertahap dan tidak akan membangun atau berinvestasi di PLTU baru. Hal ini diikuti dengan peluncuran peta jalan PLN untuk carbon neutrality pada tahun 2060.Climate Action Tracker menilai revisi NDC Indonesia "sangat tidak memadai" dalam mengurangi kontribusi emisi karbon negara ke tingkat yang sesuai dengan pemenuhan target 1,5°C.

> **Baru-baru ini,** pemerintah Indonesia dan IEA merilis peta jalan Net Zero Emission (NZE) atau nol emisi karbon yang mengusulkan tiga skenario transisi yang berbeda: Optimis, Sedang, dan Pesimis. Peta jalan ini, bersama dengan komitmen JETP, memajukan target NZE Indonesia untuk sektor ketenagalistrikan dari tahun 2060 menjadi tahun 2050, dan meningkatkan pangsa listrik terbarukan menjadi 34% pada tahun 2030. Namun, IEA menyatakan bahwa rencana tersebut masih terlambat sepuluh tahun untuk target 1,5°C yang selaras dengan skenario Paris.

Saat ini, penetapan target NZE belum sepenuhnya selaras di seluruh kementerian dan entitas terkait. PLN dan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) awalnya[1] memiliki target untuk NZE pada tahun 2050, tetapi kemudian mundur dan menetapkan tahun 2060 sebagai target resmi. Sementara itu, Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan (KLHK) menetapkan target NZE pada 2070. Di sisi lain,

[1] "Strategi Cerdas Sektor Listrik dan Utilitas Menjadi Netral Karbon," Kementerian ESDM

rekomendasi Bappenas[2] sebelumnya di bawah Visi Nasional 2045[3] mendesak target NZE yang optimis untuk Indonesia.

Gambar 1. Kronologi dan Perubahan Target NZE Nasional

Sumber: Trend Asia, 2021

Salah satu ambiguitas utama yakni komitmen lisan negara ini untuk menghentikan pembangunan PLTU baru pada tahun 2025. Pada Mei 2021, pemerintah mengumumkan moratorium untuk pembangunan PLTU. Tenggat waktu untuk pembangunan pembangkit baru awalnya ditetapkan pada tahun 2023, namun diubah menjadi tahun 2025 tidak lama setelah pemerintah mengumumkan untuk menyelesaikan megaproyek 35 GW di sisa waktu tersebut.

Pada September 2022, Peraturan Presiden Nomor 112/2022 memperjelas bahwa pembangunan PLTU baru akan dilarang di luar yang ditetapkan dalam RUPTL 2021-2030. Hal tersebut memberikan kelonggaran bagi kapasitas bahan bakar fosil baru sebagai bagian dari megaproyek 35 GW, di mana 48% akan berasal dari batu bara (14 GW), 22% dari gas, dan 30% dari energi baru dan terbarukan (EBT). Kapasitas ini merupakan tambahan dari 7 GW batu bara pada Fast Track Program[4] (FTP). Ini berarti menambahkan energi batu bara baru ke jaringan yang sudah kelebihan kapasitas, pada saat ambisi NZE belum selaras dengan skenario Paris.

[2] Dikenal juga sebagai Kementerian Perencanaan Pembangunan Nasional

[3] Visi Nasional Indonesia 2045 disusun oleh Kementerian PPN/Bappenas untuk memberikan gambaran tentang keadaan Indonesia tahun 2045 dan memberikan peta jalan yang mampu dan perlu dicapai pada tahun 2045. Visi tersebut terdiri dari empat pilar, yaitu pembangunan manusia dan penguasaan ilmu pengetahuan dan teknologi, pembangunan ekonomi berkelanjutan, pemerataan pembangunan, serta ketahanan dan pemerintahan nasional. Salah satu target/misinya adalah mengurangi emisi karbon sebesar 41% pada tahun 2045 (Bappenas, 2019).

[4] FTP ditargetkan untuk membangun sekitar 10.000 MW PLTU batu bara pada tahun 2010

- **Perpres 112 juga memberikan pengecualian** terhadap moratorium pembangunan PLTU baru: dimana pembangkit captive[5], atau pembangkit yang "terintegrasi dengan industri... atau terdaftar pada Proyek Strategis Nasional" dapat dibangun selama mereka "berkomitmen untuk melakukan pengurangan emisi gas rumah kaca (GRK) minimal 35% dalam jangka waktu sepuluh tahun sejak beroperasi, dibandingkan dengan rata-rata emisi PLTU di Indonesia pada tahun 2021 melalui pengembangan teknologi, penyeimbangan karbon, dan bauran energi terbarukan" dan "beroperasi paling lama sampai dengan tahun 2050". Pengecualian besar ini akan memungkinkan pembangunan PLTU terus berlanjut selama mereka pensiun pada tahun 2050 atau memungkinkan pembangkit batu bara yang lebih kecil untuk beroperasi meskipun tidak ekonomis.

Menurut data dari Global Energy Monitor (GEM), terdapat lebih dari 22,6 GW PLTU captive yang diperuntukkan untuk berbagai jenis industri, terutama peleburan logam dan semen —7,3 GW sudah operasi, 8,5 GW dalam tahap pembangunan, dan 6,8 GW dalam tahap perizinan atau perencanaan. Meskipun terbatas, pengecualian ini membuka peluang bagi lebih banyak lagi PLTU captive untuk beroperasi.

Pengecualian ini berisiko memungkinkan operator dan pemilik untuk memperpanjang aset batu bara. Selain itu, pengecualian tersebut tidak menjamin pengurangan emisi di sektor energi. Teknologi seperti co-firing amonia belum terbukti penggunaannya; co-firing biomassa berisiko menurunkan aset batu bara. Banyak dari teknologi ini, seperti CCUS, masih mahal; dan maka dari itu, tidak kompetitif dengan alternatif teknologi terbarukan, seperti tenaga surya dan angin.

- **Kebijakan yang tidak jelas dan target yang tidak selaras** merupakan hal yang kontraproduktif dan dapat melemahkan target NZE yang paling ambisius untuk Indonesia. Sesuai dengan target 1,5°C dalam Perjanjian Paris untuk mencegah bencana perubahan iklim, IPCC merekomendasikan penghentian batu bara di seluruh dunia pada tahun 2040. Climate Action Tracker menemukan bahwa kebijakan terbaru di Indonesia untuk memenuhi target 1,5°C tetap "tidak memadai", bahkan jika dibandingkan dengan kontribusi bagian yang seharusnya. Dalam sektor ketenagalistrikan, pengurangan tenaga batu bara di Indonesia seharusnya turun 10% pada tahun 2030 dan akan dihentikan secara bertahap pada tahun 2040. Hal ini dimungkinkan, sebagaimana tercantum dalam laporan terbaru oleh IESR menunjukkan bahwa jalur penghentian batu bara secara adil dan

[5] Kondisi di mana sebuah perusahaan diizinkan untuk mengelola dan menyediakan sumber listrik sendiri, di luar pasokan dari PLN (DPR RI, 2020).

dipercepat menuju *net-zero* untuk Indonesia selambat-lambatnya dicapai pada tahun 2045.

Investasi dan perencanaan signifikan akan dibutuhkan untuk mewujudkan net-zero di Indonesia. Pada bulan-bulan menjelang Rencana Investasi JETP Indonesia, sangat penting bagi kementerian/pemerintah yang bertanggung jawab, pemangku kepentingan energi, dan negara donor untuk memastikan bahwa proposal untuk memperpanjang aset batu bara dan solusi-solusi palsu bank dapat dihindari sepenuhnya. Laporan lain oleh IESR menilai bahwa jaringan listrik Indonesia akan membutuhkan total kapasitas energi terbarukan sebesar 112.1 GW PV surya, 9.2 GW tenaga air, 5.2 GW panas bumi, 1.5 GW turbin angin, dan 1 GW biomassa agar selaras dengan Tujuan Perjanjian Paris.

Penelitian kami menunjukkan bahwa kelebihan kapasitas dalam jaringan listrik harus mendorong Indonesia untuk menghindari pembangunan batu bara baru sembari menyediakan modal untuk perbaikan jaringan serta teknologi zero-carbon untuk menjaga keamanan pasokan.

Pemeriksaan Jaringan: Kelebihan Pasokan pada Sistem Ketenagalistrikan Indonesia

Saat ini, tujuan utama perencanaan energi tidak hanya untuk menjaga agar listrik tetap menyala dengan cara yang efisien secara ekonomi, tetapi juga menghasilkan pengurangan emisi yang cepat. Untuk memenuhi tujuan ini, keputusan investasi harus memastikan kapasitas yang cukup untuk memenuhi permintaan setiap hari. Selain itu juga perlu mempertahankan kapasitas cadangan jika terjadi pemadaman tak terduga, lonjakan permintaan, atau kejadian tak terduga lainnya.

Di masa lalu, PLN selalu melebih-lebihkan pertumbuhan permintaan listrik negara. Misalnya, pada tahun 2019, permintaan listrik aktual tumbuh sebesar 4,5% dibandingkan dengan perkiraan Kementerian ESDM sebesar 6,3%. Di samping perkiraan yang terlalu tinggi ini, konstruksi kapasitas batu bara yang tidak dibatasi juga telah menciptakan masalah kelebihan pasokan yang tidak dapat dibiarkan berlanjut.

Kelebihan kapasitas memiliki biaya modal, operasi dan biaya peluang. Skema Take-Or-Pay (TOP) antara PLN dan Independent Power Producer (IPP) dituangkan dalam Power Purchase Agreement (PPA). Meskipun pembayaran tersebut dimaksudkan untuk menjamin aliran pendapatan bagi operator pembangkit; dalam jaringan yang kelebihan pasokan, pembayaran kapasitas dibayarkan kepada operator terlepas dari apakah daya yang dihasilkan oleh pembangkit disalurkan ke penerima layanan. Selain skema perjanjian TOP, PLTU yang beroperasi dikenakan biaya tetap operasi dan pemeliharaan (Fixed Operating and Maintenance/FOM)[6], yang tidak tergantung dengan keluarannya; PLTU yang kurang difungsikan perlu dijaga agar tetap dalam kondisi siap pakai.

Jika dibiarkan, PPA yang tidak ekonomis untuk batu bara baru dan yang tidak diperlukan serta teknologi yang berkaitan dapat membebani PLN dengan kelebihan TOP untuk kapasitas yang tidak dibutuhkan dan mengarah pada aset terlantar. Hal ini kemungkinan menjadi sebuah masalah yang akan memburuk dengan adanya konstruksi PLTU yang sedang direncanakan.

Penelitian kami menemukan bahwa sekitar 33% dari 58 GW total kapasitas bahan bakar fosil terpasang di Indonesia melebihi yang dibutuhkan untuk memenuhi permintaan puncak dan mempertahankan cadangan daya[7] sebesar 15% pada tahun 2021. Kelebihan pasokan ini melebihi standar batas cadangan listrik nasional sebesar 30-35%, dan berjumlah sekitar Rp16 triliun (USD 1,2 miliar)[8] dalam bentuk

[6] Biaya FOM adalah biaya yang dikeluarkan di pembangkit listrik, yang tidak bervariasi dengan kapasitas pembangkitan. Biaya FOM biasanya mencakup biaya tenaga kerja rutin, material, dan layanan kontrak, serta biaya administrasi dan umum.

[7] Cadangan daya adalah persentase kemampuan tambahan yang tersedia dalam sistem tenaga listrik, yang tersedia di atas permintaan/beban puncak.

[8] Nilai tukar rata-rata 1 USD adalah Rp14.308 (Dana Moneter Internasional, 2021)

biaya FOM yang dihabiskan untuk menjaga kelebihan kapasitas ini tetap beroperasi. Penekanan yang meningkat pada efisiensi energi, respon terhadap permintaan, dan integrasi teknologi pembangkit nol karbon hanya akan memperburuk masalah kelebihan kapasitas.

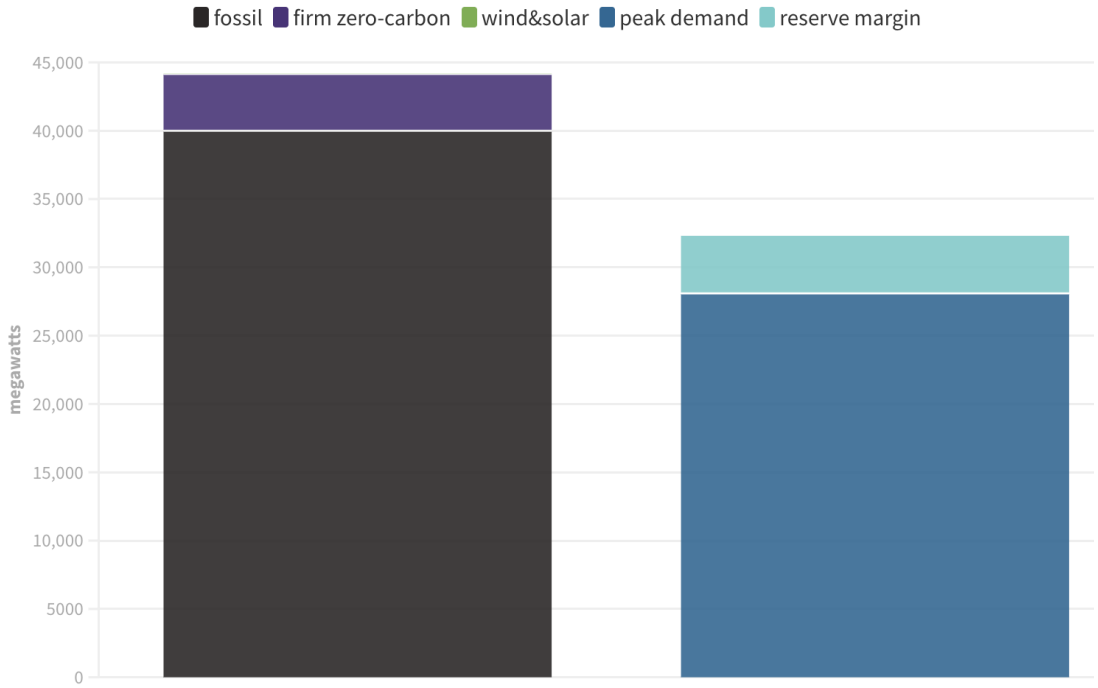
Rincian Kelebihan Kapasitas Menurut Jaringan

Analisis kami menemukan bahwa di jaringan listrik Jawa-Bali, diperkirakan 30% kapasitas bahan bakar fosil terpasang melebihi dari yang dibutuhkan untuk memastikan pasokan tetap aman pada tahun 2021. Ini setara dengan 11,9 GW kapasitas PLTU, atau hampir setengah dari kapasitas PLTU terpasang di jaringan listrik Jawa-Bali — di mana 60% berasal dari kapasitas batu bara negara yang dibangun. Kelebihan pasokan di jaringan listrik Jawa telah meningkat selama tiga tahun terakhir, dan biaya pemeliharaan kelebihan kapasitas ini diperkirakan mencapai Rp7,8 triliun (USD 546 juta) pada tahun 2021.

Gambar 2. Persentase Kelebihan Kapasitas Bahan Bakar Fosil Menurut Jaringan, 2019-2021

Sumber: Kementerian ESDM, PLN, Global Energy Monitor

Gambar 3. Beban Puncak vs. Kapasitas Terpasang pada Jaringan Jawa-Bali pada 2021



Sumber: Kementerian ESDM, CREA.

Sulawesi bersaing dengan sekitar 69% — 5,1 GW — kelebihan kapasitas terpasang bahan bakar fosil pada tahun 2021 melebihi dari kebutuhan untuk memenuhi permintaan puncak. Jaringan Sulawesi memiliki perkiraan pangsa kelebihan kapasitas tertinggi, meskipun pangsa tersebut telah menurun dalam 3 tahun terakhir karena peningkatan permintaan di daerah. Namun, biaya FOM untuk memelihara kelebihan aset batu bara diperkirakan sebesar Rp3,4 triliun (USD 235 juta) per tahun. Wilayah ini merupakan kawasan industri utama dengan lebih dari 8 GW kapasitas *captive power* yang diusulkan dan dioperasikan untuk pemurnian nikel dan produksi baja yang ditetapkan untuk memenuhi peningkatan permintaan listrik yang diharapkan.

Di Sumatera, diperkirakan 49% kelebihan kapasitas bahan bakar fosil — atau seluruh 5 GW PLTU terpasang dan 1,3 GW pembangkit gas — dipertahankan sebesar Rp3,8 triliun (USD 268 juta) per tahun dalam biaya FOM pada tahun 2021.

Kelebihan kapasitas pada jaringan listrik yang lebih kecil di Kalimantan (14%) dan Maluku-Papua-Nusa Tenggara (36%) lebih dapat dikelola, mengingat jumlah permintaan puncak di wilayah ini diperkirakan masih akan meningkat. Namun, beberapa jaringan listrik telah mengalami peningkatan pesat dalam pasokan pembangkit dengan adanya PLTU baru yang mulai beroperasi meskipun permintaannya stagnan. Di Kalimantan, hal ini telah menghasilkan cadangan listrik terbesar, dengan persentase cadangan yang meningkat menjadi 67% pada bulan

Desember 2022. Kelebihan kapasitas yang ada memberikan penyangga dan peluang untuk menyudahi bahan bakar fosil baru demi alternatif berbiaya rendah, modular, dan nol karbon seperti tenaga surya dan angin, terutama karena infrastruktur transmisi akan menjadi tantangan untuk dibangun.

Bahaya Memicu Kelebihan Pasokan

Proyeksi pertumbuhan listrik PLN turun dari 6,4% pada RUPTL 2019-2028 menjadi 4,9% pada RUPTL 2021-2030 akibat pandemi COVID-19. Namun, perkiraan kapasitas sebesar 40,6 GW direncanakan untuk komersialisasi antara tahun 2021 dan 2030; dimana 34% (13,8 GW) akan berasal dari batu bara dan 14% (5,8 GW) dari gas dan solar.

Kelebihan kapasitas menjadi beban keuangan yang berat bagi PLN karena skema TOP mengharuskan membayar listrik yang dihasilkan dari IPP, meskipun tidak digunakan. Pada tahun 2017, *Institute for Energy Economics and Financial Analysis* (IEEFA) memperkirakan bahwa untuk setiap 1 GW listrik yang tidak terpakai, PLN membayar setidaknya USD 3,16 miliar untuk biaya TOP. Pada tahun 2021, PLN diperkirakan membayar sekitar Rp103 triliun kepada IPP melalui skema TOP. Hal ini didukung oleh subsidi[9] tahunan Pemerintah untuk mengurangi beban keuangan PLN sebesar Rp4,7 triliun pada Q1 2022. Pada tahun 2021, pendapatan PLN dari subsidi listrik diperkirakan mencapai Rp49,8 triliun.

Upaya untuk mengatasi beban keuangan TOP pada jaringan yang kelebihan pasokan telah dilakukan. PLN menegosiasi ulang biaya TOP pada 17 IPP untuk berbagai jenis pembangkit listrik, mengurangi TOP dari faktor kemampuan 80% menjadi 70%. Renegosiasi PPA sedang dilakukan untuk mengurangi faktor ketersediaan (AF) untuk 32 proyek pembangkit listrik lainnya yang sedang dibangun. Namun, jika selanjutnya bergerak dengan lebih banyak proyek yang direncanakan masih akan meningkatkan pembayaran yang perlu dilakukan di bawah PPA, kecuali jika skema tersebut dihapus seluruhnya.

Selain TOP, biaya ketergantungan pada bahan bakar fosil mempengaruhi Biaya Pokok Penyediaan (BPP) PLN—biaya penyediaan listrik oleh PLN, tidak termasuk biaya distribusi. BPP tetap rentan terhadap harga komoditas, khususnya minyak mentah (ICP). Untuk setiap kenaikan ICP sebesar 1 USD, diperkirakan ada kenaikan BPP sebesar Rp500 miliar. Akibatnya, kompensasi[10] pemerintah menjadi lebih besar. Sejak tahun 2018-2021, pemerintah memberikan subsidi kepada PLN sebesar Rp197 triliun dan dana kompensasi sebesar Rp87,7 triliun. Pada tahun 2022, PLN memperkirakan dana kompensasi sebesar Rp 65,9 triliun akan dibayarkan pemerintah untuk menutup

[9] Subsidi adalah biaya dari pemerintah kepada PLN agar masyarakat miskin atau rentan dapat membeli listrik dengan harga yang lebih rendah dari biaya yang telah ditetapkan.

[10] Kompensasi adalah biaya dari pemerintah kepada PLN untuk menutup BPP yang lebih tinggi dari biaya tarif penjualan tenaga listrik untuk kelompok nonsubsidi.

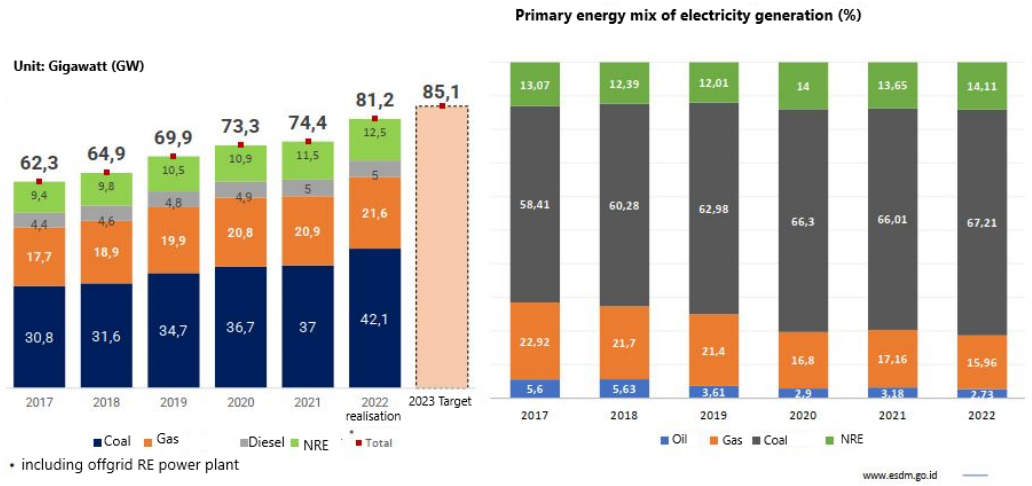
BPP. Pembiayaan tersebut lebih tinggi dari biaya tarif penjualan listrik untuk pelanggan listrik non-subsidi. Hal ini menyoroti bahaya bahan bakar fosil; terlepas dari jumlah pasokan batu bara, minyak dan gas dalam negeri Indonesia yang signifikan, bahan bakar fosil tunduk pada fluktuasi harga pasar global.

Selain beban keuangan dari kelebihan bahan bakar fosil, kelebihan kapasitas mempengaruhi keandalan sistem kelistrikan. Sebagai akibat dari kelebihan kapasitas yang tinggi, pemadaman bergilir, mulai dari pemadaman pembangkit yang terencana dan tidak terencana telah menjadi masalah yang berulang di Indonesia. Pemadaman secara signifikan mengurangi kapasitas tetap yang dapat diandalkan untuk memenuhi permintaan, dan masalahnya sebagian besar terletak pada perencanaan sistem dan generator dibandingkan masalah kapasitas terpasang dan pasokan. Inefisiensi dalam perencanaan sistem harus diatasi untuk menangani keandalan jaringan dan memastikan integrasi yang tepat dari energi terbarukan untuk bergerak maju.

Transparansi seputar status PPA jangka panjang dan jadwal penghentian tepat waktu untuk pembangkit listrik bahan bakar fosil akan menjadi sangat penting. Kemauan politik diperlukan untuk memastikan bahwa pembangkit lama tidak terus mempertahankan kapasitas bahan bakar fosil yang tidak perlu, yang tunduk pada skema TOP yang mahal, membebani dan menghabiskan subsidi pemerintah.

Pemerintah, utilitas, dan operator perlu mengevaluasi kembali porsi kapasitas berbasis bahan bakar fosil dalam bauran energi. Di seluruh 5 jaringan utama, jelas bahwa sumber energi rendah karbon harus menjadi prioritas perencanaan, kebijakan, dan investasi. Menyadari potensi manfaat ekonomi dan emisi dari transisi energi juga akan membutuhkan peningkatan infrastruktur transmisi dan manajemen jaringan yang lebih dinamis untuk mengintegrasikan variabel teknologi ET dengan lebih baik.

Gambar 4. Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik di Indonesia

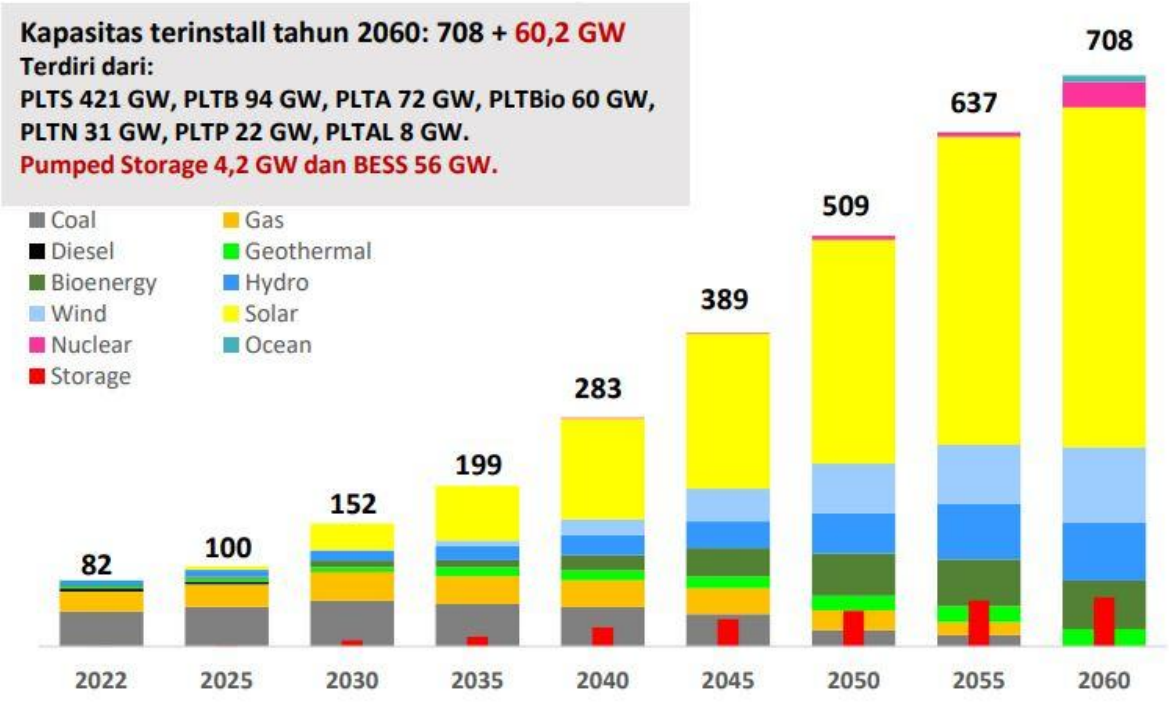


Source: Kementerian ESDM, 2023

Memenuhi Permintaan Masa Depan bersama Aksi Iklim

Indonesia harus menghindari pembangunan kapasitas bahan bakar fosil tambahan. Untuk memenuhi permintaan jangka pendek dan jangka menengah, kapasitas tambahan harus berasal dari energi terbarukan. Proyeksi pertumbuhan permintaan energi Indonesia dan rencana penghentian pasokan energi dominannya menjamin peningkatan yang signifikan dalam energi terbarukan. Namun, sementara Indonesia mengakui pangsa energi terbarukan dalam bauran energi di masa mendatang, teknologi ini belum diperhitungkan dalam perencanaan energinya. Dalam Rencana Pengembangan EBT yang ada, peningkatan besar dalam kapasitas tenaga surya dapat dilihat pada tahun 2030, yang menyoroti kurangnya rencana Indonesia saat ini untuk penggunaan tenaga surya pada tahun 2030. Penggunaan energi terbarukan seperti itu perlu dilakukan lebih awal.

Figure 5. Rencana Penyediaan Tenaga Listrik Indonesia Menuju Net Zero Emission (NZE) 2060



Source: MEMR, 2023

Sebaliknya, pembangkit berbahan bakar fosil dan solusi palsu mendominasi proyek pembangkit yang diusulkan di Indonesia. Jika dikejar sebagai pengganti penggunaan energi matahari dan angin yang berarti, teknologi "baru" ini dapat merusak janji dan transisi energi Indonesia dengan mengalihkan waktu, modal, dan kemauan politik yang vital dari integrasi energi terbarukan.

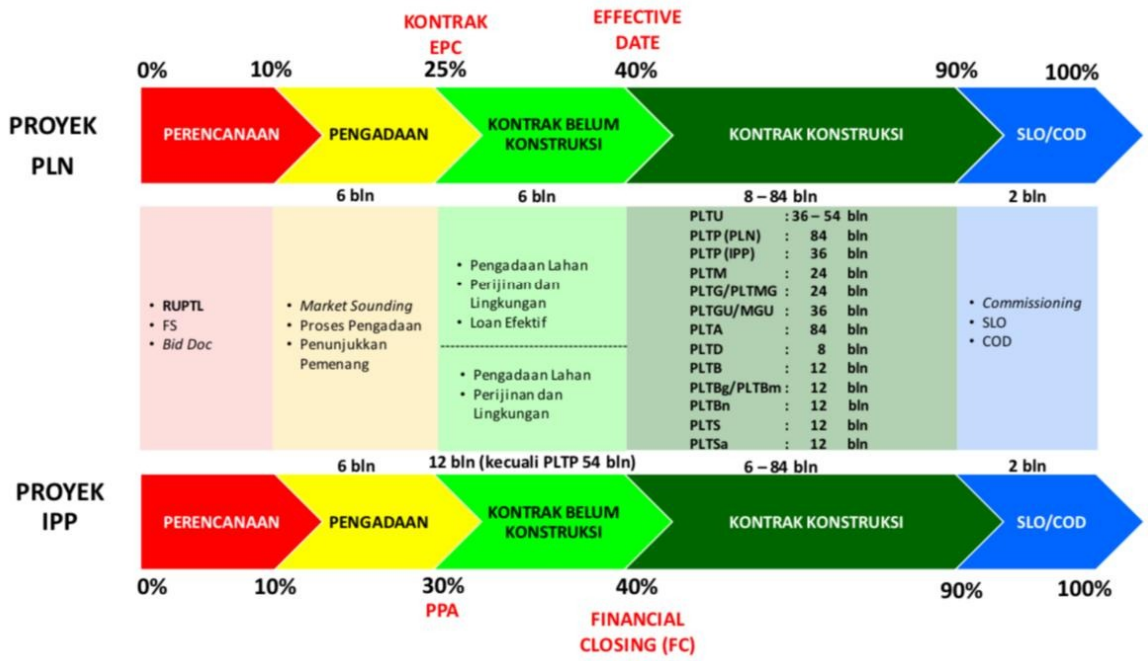
Ambiguitas Kritis dalam RUPTL

Mengingat pentingnya PLN dalam transisi energi, RUPTL yang diperbarui akan menjadi dokumen panduan utama untuk pencairan awal pembiayaan JETP.

RUPTL terakhir diterbitkan pada tahun 2021 dan disebut sebagai "RUPTL Hijau". Namun, dari usulan 40,6 GW yang teridentifikasi untuk memenuhi permintaan listrik di masa mendatang, 50% (19,6 GW) menggunakan bahan bakar fosil. Penambahan kapasitas seperti itu tidak sesuai dengan target NZE yang ambisius, dan kemungkinan akan memperburuk kelebihan pasokan. Di jaringan Jawa-Bali, di mana sebagian besar kapasitas ini diusulkan, PLN memperkirakan kelebihan pasokan akan meningkat 61% dengan tambahan pembangkit berbasis bahan bakar fosil sebesar 13 GW.

Sementara Presiden Jokowi menekankan bahwa dia akan "melarang dan membatalkan" PLTU baru kecuali mereka telah mendapatkan persetujuan keuangan atau sedang dalam tahap konstruksi, beberapa pembangkit listrik dengan status PPA dan tanggal operasi komersial (COD) pada tahun 2024 atau lebih tidak dibatalkan dalam RUPTL 2021- 2030.

Gambar 6. Tahapan Formal Proyek Pembangkitan Listrik di Indonesia



Sumber: Kementerian ESDM, 2021

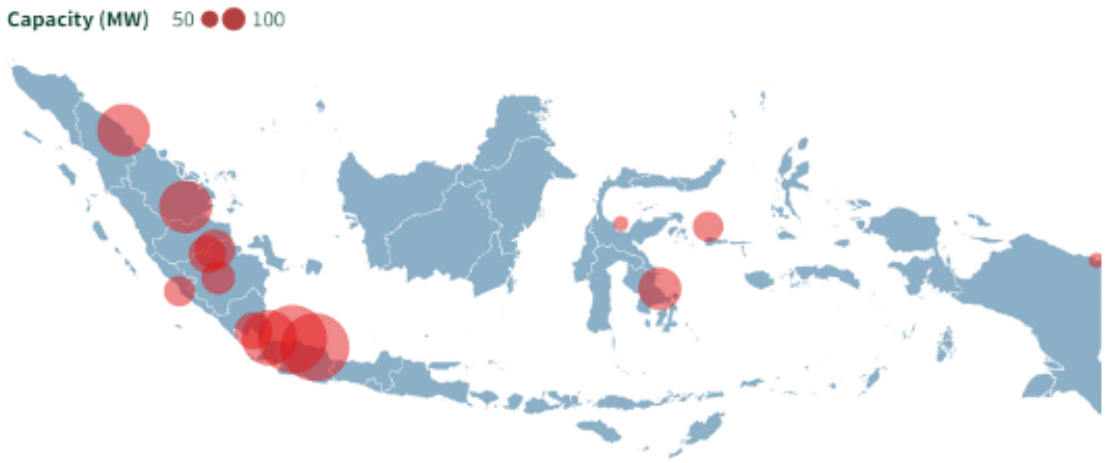
Sebaliknya, PLN mempercepat megaproyek FTP 1, FTP 2, dan megaproyek 35 GW. Dari megaproyek 35 GW, sebanyak 13,8 GW (70%) merupakan usulan pembangkit batu bara. Proposal ini termasuk PLTU yang belum mendapatkan persetujuan finansial. Beberapa pembangkit telah ditetapkan COD antara tahun 2024 dan 2029, meskipun ada moratorium pembangunan batu bara setelah tahun 2025.

Studi dari Trend Asia (2021) menemukan bahwa 13,8 GW batu bara yang diusulkan dalam RUPTL akan menambah 86,9 juta ton emisi karbon dioksida (CO_2) tambahan setiap tahunnya — setara dengan total emisi karbon tahunan Nigeria. Pemerintah memperkirakan bahwa PLTU dapat beroperasi secara komersial selama 25-30 tahun, dan secara historis telah mengoperasikan PLTU bahkan setelah periode tersebut. Misalnya, di salah satu PLTU terbesar di Indonesia, PLTU Suralaya yang memiliki 1-4 unit pembangkit batu bara telah mencapai usia operasi 37 tahun.

Selain 13,8 GW ini, masih belum jelas apakah proyek yang ditangguhkan termasuk dalam moratorium. Berdasarkan keterbukaan informasi publik yang diminta dari Kementerian ESDM (2021) tentang petunjuk teknis pembangunan PLTU, terdapat tenggat waktu 12 bulan bagi pembangkit untuk mendapatkan pembiayaan, setelah pemberian PPA dengan PLN. Namun, mayoritas pembangkit dalam daftar RUPTL 2021-2030 secara signifikan telah melampaui jangka waktu untuk mencapai *financial close*. RUPTL yang diperbarui seharusnya melihat proyek-proyek yang secara resmi dibatalkan, bukan proyek yang ditangguhkan, untuk menghindari bahaya pengaktifan kembali meskipun ada panduan dari Kementerian ESDM.

Di tengah laju pertumbuhan ekonomi yang lebih lambat, kelebihan pasokan jaringan listrik dan ketidakpastian pendanaan PLTU, hampir 6 GW PLTU baru "ditangguhkan" dalam RUPTL 2021-2030 jika diperlukan untuk “menyesuaikan kebutuhan sistem (Tabel 1).” Porsi terbesar ditemukan di Sumatera (2,69 GW) dan Jawa (2,66 GW), meskipun jaringan ini menghadapi kekhawatiran kelebihan pasokan lebih dari 50% (Gambar 7). PLN juga memasukkan 3,8 GW PLTU dalam tahap perencanaan dan perizinan.

Gambar 7. Pembangkit Listrik Batu Bara Indonesia yang “Menyesuaikan Kebutuhan Sistem”



Sumber: RUPTL 2021-2030

Demikian pula, proyek batu bara yang lebih kecil di daerah terpencil kemungkinan konstruksinya akan dilanjutkan melalui anggaran kelembagaan PLN, terutama mengingat pengecualian yang dibuat oleh Perpres 112/2022. Ini termasuk 25 PLTU

skala kecil baru, termasuk pulau kecil yang tidak memiliki sumber daya batu bara, yang sebelumnya mereka batalkan pada Juni 2021 setelah pengumuman NZE dan moratorium PLTU. Meskipun kekurangan dana dan kapasitas terbatas untuk menawarkan keuntungan finansial yang terbatas, pemerintah tampaknya melanjutkan proyek PLTU tersebut.

Tabel 1. PLTU yang Belum *Financial Close* tetapi di RUPTL 2021-2030 Memiliki Status Menyesuaikan Kebutuhan Sistem

Wilayah	Pembangkit	Kapasitas (MW)`
Sumatera	PLTU Bengkulu	200
	PLTU Lampung Extension	300
	PLTU MT Riau-1	600
	PLTU MT Banyuasin	240
	PLTU MT Sumsel MT (Expansion)	350
	PLTU MT Sumsel-6	300
	PLTU Sumut-2	600
Java, Madura, Bali	PLTU Banten	660
	PLTU Jawa-5	1,000
	PLTU Indramayu	1,000
Sulawesi	PLTU Sulbagut 2	200
	PLTU Sulbagsel 2	400
	PLTU Tolitoli	50
Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara	PLTU Jayapura 3	50
Total		**5,950**

Sumber: RUPTL 2021-2030

RUPTL berikutnya harus menetapkan parameter yang tegas untuk tenggat waktu 2025 untuk membangun PLTU baru, dan memastikan bahwa moratorium batu bara benar-benar menghentikan konstruksi batu bara baru di luar kategori megaproyek 35 GW.

Teknologi "Baru" Bisa Jadi Solusi Palsu dan Tidak Ada Solusi

Indonesia mendorong eksplorasi "teknologi baru dan terbarukan" sebagai persiapan untuk penghentian penggunaan batu bara yang tertunda. Melihat proyek yang diusulkan menunjukkan penekanan yang luar biasa pada teknologi "baru" dalam jangka pendek. Banyak ahli memperingatkan bahwa penggunaan gas fosil, *co-firing* biomassa, serta *Carbon Capture, Usage and Storage* (CCUS) bisa menjadi solusi palsu, mengingat bahwa teknologi-teknologi tersebut tetap memiliki intensif karbon yang lebih banyak dan mencemari daripada alternatif terbarukan. Dalam beberapa kasus, teknologi yang dipromosikan tidak hanya tidak layak, tetapi juga belum terbukti; bahkan dapat menjadi masalah apabila tetap diteruskan.

Infrastruktur "Gas Fosil" Baru harus diganti dengan energi terbarukan

- ⊗ Rencana Indonesia untuk menambah pembangkit listrik berbahan bakar gas sebagian besar bergantung pada pembangunan infrastruktur baru, yang dapat membuka Indonesia terhadap fluktuasi di pasar komoditas.
- ⊗ RUPTL 2021-2030 mengubah 1,2 GW proyek batu bara yang diusulkan menjadi gas fosil. Kelebihan kapasitas batu bara di Indonesia dan rendahnya penetrasi energi terbarukan dalam bauran energi artinya infrastruktur gas hanya akan mempertahankan infrastruktur bahan bakar fosil. Membatalkan proyek semacam itu atau mengubahnya menjadi energi terbarukan harus ditinjau kembali.

Indonesia saat ini memiliki 18 GW pembangkit listrik berbahan bakar gas yang beroperasi, dimana 1,9 GW adalah *captive gas.* Menurut Global Energy Monitor, 4,8 GW pembangkit gas baru lainnya sedang dibangun dan 7 GW tambahan diusulkan, termasuk 1,2 GW proyek pembangkit listrik berbahan bakar gas yang menggantikan batu bara dalam RUPTL (Tabel 2). Namun, konversi ke energi terbarukan masih memungkinkan karena proyek masih dalam tahap awal,sehingga masih dapat menghindari risiko menjadi tambahan aset yang terdampar dari infrastruktur bahan bakar fosil baru, serta dapat membantu PLN menyelaraskan dengan ambisi NZE.

Kapasitas *captive gas* menyumbang 1,6 GW proyek dalam konstruksi dan 3,6 GW proyek yang diusulkan.

Foto 1. Pembangkit Listrik Tenaga Gas, Tambak Lorok, Jawa Tengah..

Sumber: Melvinas Priananda - Trend Asia

Table 2. Usulan Proyek PLTU yang Dikonversi ke Pembangkit Listrik Tenaga Gas

No	Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Status	Pengembang
1	PLTG/GU Kalbar/Pontianak	300	2024	Relokasi	PLN
2	PLTGU Sulbagsel	450	2023	Perencanaan	PLN
3	PLTMG Bau-Bau 2	30	2023/2024	Perencanaan	PLN
4	PLTMG Lombok 2	100	2024/2025	Perencanaan	PLN
5	PLTMG Sumbawa 3	100	2024/2025	Perencanaan	PLN
6	PLTGU Haltim	200	2024	Relokasi	PLN
Total		**1,180**			

Sumber: RUPTL 2021-2030, Trend Asia, GEM

Bagi Indonesia, peralihan dari batu bara ke gas dapat membuat harga listrik negara menjadi lebih rentan terhadap fluktuasi harga bahan bakar. Permintaan gas alam untuk pupuk dan listrik di Indonesia masih stabil sebelum pandemi COVID-19. Sementara permintaan gas alam diperkirakan akan meningkat dalam jangka panjang, pasokan dari ladang gas alam yang ada di Indonesia diperkirakan akan menurun sekitar 25 miliar meter kubik, atau sekitar 3%, pada tahun 2035. Tidak seperti batu bara, peningkatan pembangkitan gas fosil akan memerlukan impor atau membangun infrastruktur hulu dan tengah, sehingga menjadi sebuah pilihan yang mahal karena produksi baru akan membutuhkan biaya *wellhead* yang lebih tinggi.

Co-firing Biomassa.

Ambiguitas:

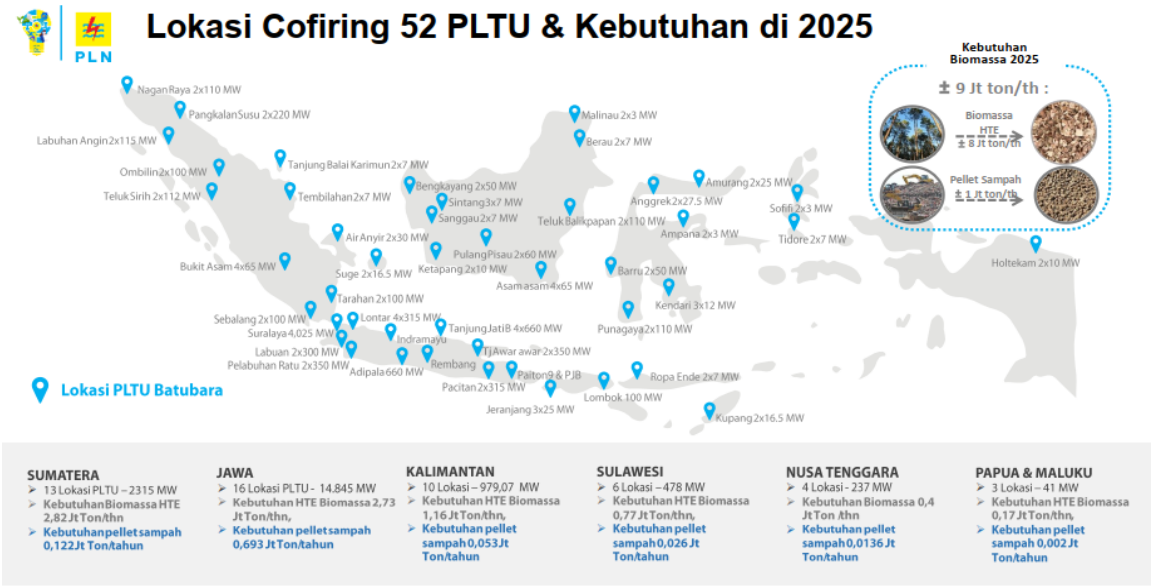
- ⊗ Strategi PLN untuk menurunkan emisi GRK tidak akan dipenuhi dengan meningkatkan co-firing biomassa pada PLTU karena porsi biomassa untuk pencampuran bahan bakar hanya 1-5%, dan 95% sisanya masih akan menggunakan batu bara. Co-firing juga berisiko menurunkan nilai aset.
- ⊗ Meningkatnya permintaan biomassa berpotensi menyebabkan penebangan pohon yang berlebihan dan emisi tambahan dari deforestasi atau pembukaan lahan baru.
- ⊗ Alih-alih menghentikan operasi PLTU lama, penerapan co-firing biomassa justru berpotensi memberikan alasan untuk memperpanjang umur batu bara dan menjaganya tetap beroperasi

Co-firing biomassa merupakan salah strategi yang digalakkan oleh PLN secara agresif dalam RUPTL 2021-2030, dengan harapan dapat menurunkan emisi GRK dari PLTU yang ada dan berkontribusi pada target bauran energi terbarukan sebesar 23% pada

2025 dan 31% pada 2050. Sedangkan metode *co-firing* menambahkan biomassa seperti serpihan kayu, pelet kayu, serbuk gergaji, cangkang sawit, limbah, sekam padi, dan tongkol jagung sebagai bahan bakar pembangkit listrik, dimana campuran bahan bakarnya masih didominasi oleh batu bara.

Sejak tahun 2020, PLN berencana menerapkan teknologi *co-firing* biomassa secara bertahap di 144 unit PLTU yang tersebar di 52 lokasi dengan total target kapasitas 18,3 GW pada tahun 2025 (Lampiran-Tabel 1-A). Rencana ini berupaya untuk melakukan *co-fire* biomassa dengan batu bara pada 10% PLTU di Jawa-Bali dan 20% PLTU di daerah lain di seluruh Indonesia. Namun, pembangkit tidak hanya tetap membakar batu bara beremisi tinggi sebesar 95-97%, rencana tersebut akan membutuhkan 9 juta ton biomassa per tahun, termasuk 8 juta ton pelet kayu olahan setiap tahunnya, dan 900.000 ton limbah per tahun. Pada Mei 2022, PLN menguji 3-5% porsi biomassa yang dicampur dengan batu bara di 37 PLTU , dan 32 PLTU di antaranya telah diimplementasikan secara komersial.

Gambar 8. Lokasi Co-firing Biomassa pada PLTU di Indonesia



Sumber: PLN, 2021

PLN mengklaim *co-firing* tidak menimbulkan emisi atau karbon netral. Secara finansial, mereka juga mengaku tidak membutuhkan biaya besar, hanya mengeluarkan biaya operasional, bukan belanja modal, dalam membeli atau membangun aset tetap. Namun, penurunan emisi GRK di sektor energi dengan *co-firing* tidak akan signifikan karena porsi biomassa hanya sebagian kecil dari bahan bakar yang benar-benar dibakar, sedangkan 95% sisanya masih menggunakan batu bara. Penelitian menunjukkan bahwa pencampuran 5% *co-firing* hanya akan mengurangi emisi GRK di PLTU sebesar 5,4%. Berdasarkan perhitungan PLN, dibutuhkan 5 juta ton pelet kayu per tahun atau 738.000 ton limbah pelet per tahun untuk memenuhi kebutuhan 1%

co-firing per tahun di 18 GW PLTU yang ada dalam program percontohannya. Dengan target PLN menerapkan 10% *co-firing*, volume biomassa yang dibutuhkan akan lebih besar. Pemenuhan kebutuhan ini berpotensi menyebabkan pembukaan lahan baru yang berlebihan.

Trend Asia memperkirakan *co-firing* biomassa sebanyak 10% di 107 unit PLTU menambah emisi sekitar 26,5 juta ton CO_2 setiap tahunnya. Emisi akibat *co-firing* biomassa tidak hanya dari pembakaran biomassa dengan batu bara, tetapi juga dari emisi yang disebabkan oleh deforestasi akibat penebangan pohon untuk pelet kayu. Perbedaan emisi bersih diperkirakan sekitar 6,8 juta hingga 11,3 juta ton setara CO_2 per tahun.

Dalam RUU Energi Baru dan Terbarukan (EBT), biomassa masuk dalam daftar energi terbarukan. Namun, *co-firing* biomassa kemungkinan merupakan cara PLN untuk memperpanjang usia batu bara yang seharusnya sudah memasuki usia pensiun. Sebagai contoh, PLTU Suralaya-1 Unit 1 berkapasitas 400 MW yang telah beroperasi selama 38 tahun sejak 1984 merupakan bagian dari program *co-firing* biomassa. Seharusnya PLTU tersebut dipensiunkan tanpa *co-firing* agar pembangkit ET bisa menggantikannya.

Selain masalah bahan baku, pencampuran biomassa menurunkan daya mampu *(derating)* fasilitas. Karena nilai kalor biomassa lebih kecil dari batu bara, tingkat pembakaran bersama yang rendah pun dapat menyebabkan penurunan efisiensi boiler. Ini berarti lebih banyak bahan bakar yang perlu dibakar untuk menghasilkan jumlah keluaran yang sama, yang menunjukkan bahwa meskipun emisi per kilowatt-jam listrik dari pembangkit dapat menurun, emisi keseluruhan dari pembangkit mungkin tidak berubah mengingat lebih banyak bahan bakar yang dibutuhkan untuk mendapatkan jumlah daya yang sama yang dihasilkan di pembangkit tersebut.

Co-firing biomassa berpotensi menjadi solusi palsu karena batu bara masih menjadi bahan baku paling banyak yang digunakan dalam proses tersebut, sehingga berpotensi mengingkari janji pemerintah untuk menghentikan PLTU lebih awal.

Kelayakan Co-firing Amonia di Indonesia Patut Dipertanyakan

- ⊗ Kelayakan co-firing amonia masih belum teruji di luar Jepang. Faktor-faktor seperti kebutuhan untuk mengimpor bahan bakar dan penguatan pembangkit yang ada kemungkinan akan membuat teknologi ini menjadi sangat mahal di Indonesia, dan memprihatinkan karena dapat memperpanjang umur pembangkit listrik PLTU batu bara dan LNG.

Co-firing Amonia di Indonesia merupakan isu terkini, dengan 6 unit proposal *co-firing* amonia dalam studi kelayakan dan 1 unit sedang uji coba yang mencakup sejumlah proyek di dalam tabel di bawah ini:

Tabel 3. Rencana Co-firing Amonia pada Pembangkit Listrik di Indonesia

No	Nama PLTU	Unit & Kapasitas (MW)	Tipe Co-Firing	Porsi Co-Firing	Status
1	Jawa 9-10 CPP	2×1,000	Ammonia	60%	Feasibility Study
2	Suralaya CPP Unit 5-7	3×600	Ammonia	N/A	Feasibility Study
3	Gresik CPP Unit 1	1×100	Ammonia	0,2%	Tested
4	Gresik CPP Unit 2	1×100	Ammonia	N/A	Feasibility Study
Total		**4,000**			

Sumber: Trend Asia

Inisiatif ini sebagian besar didorong oleh kerja sama dengan Jepang. Perusahaan teknik Jepang, IHI Corporation, mendapatkan kesepakatan untuk penelitian kelayakan teknologi dan ekonomi dari teknologi *co-firing* amonia dan *mono-firing* dengan anak perusahaan PLN, PT. Pembangkitan Jawa Bali (PJB). Inisiatif tersebut menetapkan target awal untuk mengimplementasikan 20% *co-firing* amonia pada aset PLTU yang dikelola PJB. Studi kelayakan akan dimulai dengan PLTU Gresik 200 MW, pembangkit gas di Jawa Timur berusia 42 tahun yang seharusnya memasuki masa pensiun. Selain itu, Mitsubishi Heavy Industries Ltd (MHI) juga telah memulai studi kelayakan untuk *co-firing* amonia di PLTU Suralaya dan PLTGU Suralaya di dekatnya.

Co-firing amonia memiliki dampak kecil dalam mengurangi emisi karbon dibandingkan dengan teknologi ET, terutama dalam jangka pendek. Di tengah rencana JETP untuk menetapkan jadwal pensiun untuk pembangkit batu bara dan meningkatkan bagian energi terbarukan, inisiatif untuk *co-firing* amonia ini dapat mengalihkan dana penting ke solusi palsu yang hanya dapat memperpanjang umur pembangkit listrik PLTU batu bara dan LNG di Indonesia. Upaya untuk mengurangi emisi karbon negara sebesar 29% pada tahun 2030, di mana sektor ketenagalistrikan perlu mengurangi hingga 314 juta ton CO_2, berisiko mengalami gangguan. Bahan bakar amonia juga perlu diimpor dari Jepang di bawah proposal saat ini, menjadikannya usaha yang tidak mahal untuk teknologi yang sebagian besar belum terbukti.

***Carbon Capture, Usage and Storage* (CCUS) tetap tidak ekonomis dan mengganggu penggunaan sektor listrik**

Ambiguitas:

- ⊗ CCUS adalah salah satu strategi Kementerian ESDM dan PLN yang disajikan sebagai solusi untuk mengurangi emisi GRK dan mencapai NZE pada tahun 2060. Namun, teknologi tersebut sebagian besar masih belum tersedia secara komersial dan tetap sangat mahal untuk diterapkan pada proyek pembangkit listrik, terutama dalam menghadapi alternatif energi terbarukan
- ⊗ Implementasi CCUS akan mengurangi kapasitas pembangkit karena teknologinya bersifat boros energi.

Saat ini, terdapat 10 proyek CCUS dalam RUPTL 2021-2030, termasuk enam proyek penangkapan CO_2 di sektor pengolahan gas bumi dan empat lainnya untuk pembangkit yang terkait dengan pembangkit amonia rendah karbon untuk aplikasi bahan bakar, batu bara ke cair, bubur kertas dan produksi kertas, dan pemurnian. CCUS pada PLTU masih dalam tahap pengembangan dan dilakukan melalui skema kerjasama antara Jepang dan Indonesia.

CCUS untuk PLTU di Indonesia menghadapi banyak kendala. Pada tahun 2015, Bank Dunia dan PLN melakukan kajian penerapan CCUS pada PLTU berkapasitas 2.000 MW di Jawa Barat yang menghasilkan 12,1 juta ton emisi per tahun dan PLTU berkapasitas 600 MW di Sumatera Selatan yang menghasilkan 4,1 juta ton emisi per tahun. Penambahan teknologi untuk skenario penangkapan CO_2 90% berelasi dengan biaya yang sangat besar; biaya listrik yang diratakan (LCOE)[11] , atau biaya listrik per kilowatt jam (kWh), untuk pembangkit batu bara dengan CCUS di Jawa Barat dan Sumatera Selatan adalah dua kali lipat dari yang tanpa CCUS. Selain itu, teknologi CCUS akan mengurangi kapasitas pembangkit karena CCUS dapat mengkonsumsi sekitar 20% hingga 30% daya yang dihasilkan oleh pembangkit. Dengan skema penangkapan CO_2 sebesar 90%, kapasitas PLTU di Jawa Barat berkurang dari 2.000 MW menjadi 1.449 MW, sedangkan kapasitas PLTU di Sumsel berkurang dari 600 MW menjadi 415 MW.

Sementara itu, penerapan CCUS untuk pembangkit listrik di Indonesia belum menjadi faktor hingga tahun 2040. Menurut IEA, penerapan CCUS di Indonesia hingga tahun 2060 dapat mengurangi 190 miliar ton CO_2 setiap tahunnya. Rencana implementasi

[11] *Levelized Cost of Energy* (LCOE) adalah pengukuran yang digunakan untuk menilai dan membandingkan metode produksi energi alternatif. LCOE aset pembangkit energi dapat dianggap sebagai biaya total rata-rata untuk membangun dan mengoperasikan aset per unit dari total listrik yang dihasilkan selama masa pakai yang diasumsikan (CFI, 2022).

CCUS harus direvisi mengingat studi PLN dan Bank Dunia menunjukkan bahwa CCUS di PLTU sangat mahal, yang akan membebani keuangan PLN ke depan. Dana pengurangan emisi di PLTU melalui skema CCUS harus digunakan untuk transisi energi ke energi terbarukan.

CCUS berpotensi menjadi solusi palsu untuk mengurangi emisi karena batu bara masih digunakan dalam prosesnya. Peralihan energi seharusnya mulai meninggalkan batu bara, bukan mempertahankan umur pembangkit melalui skema CCUS. Penggunaan CCUS sendiri juga mengingkari janji pemerintah untuk menghentikan PLTU lebih awal.

Meskipun Kementerian Energi Sumber Daya Mineral (ESDM) menyadari bahwa penerapan CCS/CCUS merupakan investasi yang mahal, mereka telah mengambil langkah-langkah untuk mensubsidinya. Salah satu poin utama dalam peraturan yang tertunda untuk CCS/CCUS adalah memberi label CCS/CCUS sebagai aktivitas rekayasa perminyakan sehingga teknologi tersebut akan menjadi bagian dari operasi produksi minyak dan dapat dikenakan pemulihan biaya atau *cost recovery* dari pemerintah.

Teknologi Batubara Bersih adalah Mitos

- ⊗ Indonesia telah mendorong *Clean Coal Technology* (CCT), namun istilahnya sendiri masih ambigu, dan tidak menjamin pengurangan emisi GRK dan polusi udara dari PLTU.

Pada tahun 2020, Kementerian ESDM mengumumkan penggunaan teknologi batu bara bersih (Clean Coal Technology/CCT) di Indonesia. Dokumen Kontribusi yang Ditentukan Secara Nasional atau Nationally Determined Contribution (NDC) terbaru yang diterbitkan Pemerintah Indonesia sebelum COP27, juga memasukkan Teknologi Batubara Bersih. Masuknya hal tersebut akan menjadi justifikasi potensial untuk melakukan ekspansi pembangkit listrik batubara, dengan premis pengurangan emisi sebagai klaim yang diajukan.

Dalam beberapa skenario, rencana ultra-superkritis tampaknya menilai proyek memiliki CCT; namun, teknologi peningkatan efisiensi pembakaran tidak menjamin pengurangan emisi PLTU. Apa yang dianggap CCT pada teknologi boiler efisiensi rendah (superkritis) bahkan lebih tidak jelas, beberapa laporan menganggap teknologi kontrol emisi sebagai CCT. Bagaimanapun, CCT bukanlah solusi untuk mengurangi risiko lingkungan yang ditimbulkan dari pembangkit baru, juga tidak boleh digunakan untuk menjadikan pembangkit beroperasi lebih lama dari tanggal pensiun yang dijadwalkan berdasarkan JETP.

PLTU dengan CCT masih memancarkan CO_2 dan polutan beracun seperti sulfur dioksida, nitrogen dioksida, dan *particular matter* (PM). Retrofit teknologi kontrol emisi dan peningkatan boiler untuk memastikan bahwa pembangkit batu bara mengeluarkan karbon dan polusi serendah mungkin, serta memenuhi standar lingkungan yang paling ketat sampai masa pensiunnya harus diwajibkan bagi pembangkit yang beroperasi sampai akhir penghentian penggunaan batu bara di Indonesia. Pembangkit batu bara tidak boleh dibiarkan memancarkan tingkat polusi udara yang berbahaya. Asosiasi Batu Bara Dunia (World Coal Association) memperkirakan perlu USD 31 miliar untuk meningkatkan PLTU 400 GW dengan teknologi terbaik. Hal tersebut hanya sebagian kecil dari dampak kesehatan dan ekonomi yang akan dihasilkan oleh polusi dari pembangkit semacam itu sepanjang masa investasi energi bersih sebesar USD 2,4 triliun.

Namun, CCT sendiri bukanlah solusi atau alternatif untuk melanjutkan penggunaan batu bara. Dengan membatalkan semua pembangkit batu bara yang direncanakan, dana dapat berguna untuk mempercepat transisi energi dibandingkan untuk terus mendukung batu bara.

Teknologi-teknologi alternatif di atas diusulkan untuk pengurangan emisi produksi batu bara yang ada. Tetapi cara yang paling hemat biaya dan efisien untuk mengurangi emisi dari sektor ketenagalistrikan adalah mengurangi separuh konstruksi batu bara baru. Selain itu juga perlu mempensiunkan PLTU yang telah memasuki usia pensiun daripada tetap menghidupkan PLTU itu dengan solusi palsu. Kemudian dengan cepat menyebarkan teknologi nol karbon yang akan mendukung penghentian PLTU lebih awal. Indonesia dapat mencapai target NZE yang paling ambisius jika dukungan dan sumber daya yang sangat dibutuhkan dialokasikan untuk mengoptimalkan hasil tersebut.

Foto 2. Java 9-10 Coal Power Plant Construction in Suralaya Banten that will use CCT

Source: Melvinas Priananda – Trend Asia

Kesimpulan dan Rekomendasi

Indonesia menghadapi tantangan besar untuk memenuhi permintaan energi di masa depan seraya mengalihkan sistem energinya dari ketergantungan historisnya pada batu bara. Rencana berkelanjutan untuk batu bara baru yang didanai publik, serta proyek berbasis bahan bakar fosil lainnya seperti pembakaran bersama biomassa dan amonia berisiko menghabiskan anggaran publik secara besar-besaran dan tidak perlu, dan mengancam ambisi Net Zero Emission negara dan keamanan energi jangka panjang.

Konsumen listrik sudah menanggung beban kelebihan kapasitas dari pembangkit batu bara yang ada di Indonesia. Laporan ini menunjukkan bahwa rencana yang mendukung penggunaan bahan bakar fosil yang berkelanjutan sebagian besar melindungi generator lama dengan emisi karbon dan polutan udara yang tinggi, bahkan ketika kontribusi mereka tidak diperlukan untuk memenuhi permintaan listrik saat ini atau di masa mendatang dengan margin keamanan yang memadai. Mengingat potensi penghematan yang sangat besar dalam biaya pemeliharaan dan manfaatnya bagi kesehatan manusia dan planet, sehingga menghentikan pengembangan pembangkit baru untuk pembangkit bahan bakar fosil merupakan langkah pertama yang penting dalam transisi energi. Hal ini akan memberikan kelonggaran untuk penghentian lebih awal dari bahan bakar fosil yang sudah kelebihan kapasitas. Kelonggaran untuk melakukan pensiun dini hanya akan terhalang oleh penambahan batu bara di jaringan listrik, yang menjadi pengeluaran tidak perlu dari anggaran publik. Di masa depan, pembayar pajak harus memberikan ganti rugi untuk penghentian pembangkit listrik tenaga batu bara baru.

Revisi RUPTL yang akan datang harus menyelaraskan perencanaan energi masa depan Indonesia dengan janji iklimnya.

Hal-hal yang Harus Diperhatikan Dalam RUPTL

- **Berbagai macam skenario net-zero dalam RUPTL, termasuk skenario progresif.**

  Kementerian ESDM dan IEA baru-baru ini menerbitkan laporan tentang jalur menuju target net-zero. Dengan demikian, RUPTL yang akan datang harus memasukkan kerangka kerja yang sesuai dengan konsep target NZE nasional dalam berbagai skenario.

  Hal ini penting karena ada aspek kunci potensial terkait dengan prasyarat penting untuk mendukung penyesuaian target net-zero nasional menjadi lebih cepat, sebagaimana disampaikan Presiden Joko Widodo tentang pendanaan transisi. Saat ini, inisiatif dan pendanaan transisi energi sedang berkembang dan akan menjadi faktor pendorong signifikan dalam mempercepat skenario transisi.

- **Peta Jalan Pensiun Batu Bara**

  RUPTL yang akan datang perlu memasukkan aspek-aspek penting terkait inisiatif peta jalan PLTU batu bara yang akan pensiun. Secara rinci, mereka harus mengidentifikasi dan membuat daftar proyek penghentian batubara, termasuk daftar PLTU batu bara dan operasi akhir umur berdasarkan PPA mereka.

- **Meningkatkan investasi di jaringan dan membatalkan batubara untuk menghindari kelebihan pasokan lebih lanjut**

  Kelebihan pasokan merupakan isu utama dalam jaringan dan sistem ketenagalistrikan nasional, yang akan sangat mempengaruhi kebijakan penyediaan tenaga listrik nasional ke depan. Pada RUPTL sebelumnya, wacana isu kelebihan pasokan sangat minim. Itu hanya memberikan indikasi umum masalah kelebihan pasokan di jaringan Sumatera, dan Jawa-Bali, serta penjelasan sekilas tentang upaya yang perlu dilakukan.

  Pembahasan kelebihan pasokan harus dilakukan dengan pendekatan yang lebih komprehensif dan harus mengurai dan mencantumkan persentase kelebihan pasokan di setiap jaringan dibandingkan dengan tingkat batas cadangan yang ditetapkan oleh PLN.

  Saat ini, pemerintah sedang melakukan percepatan transisi energi melalui upaya strategis pensiunan PLTU batu bara. Hal ini akan didukung melalui sejumlah inisiatif potensial seperti Energy Transition Mechanism (ETM)[12] yang diprakarsai oleh Asian Development Bank (ADB) atau inisiatif Just Energy Transition Partnership (JETP)[13] yang diluncurkan setelah pertemuan G7 tahun ini.

Rekomendasi

Kebijakan dan rencana investasi yang baru dan penting di bawah RUPTL yang sangat dinantikan, serta Rencana Investasi JETP memberikan peluang besar bagi Indonesia untuk memulai transisi energinya, dan mengurangi ketergantungannya pada batubara. Kombinasi berbagai pilihan dapat mendukung pencapaian skenario net-zero yang optimis pada tahun 2040. Hal Ini termasuk namun tidak terbatas pada:

- **Membatalkan semua pembangkit listrik bahan bakar fosil baru dalam *pipeline*.** Ada konsensus yang berkembang bahwa tidak ada kapasitas bahan bakar fosil tambahan yang harus dibangun untuk itu memenuhi target suhu di

[12] Dana ETM khusus negara berusaha untuk membeli kembali aset tenaga batu bara dengan tujuan menghentikan mereka pada jadwal yang lebih awal daripada jika mereka tetap dengan pemiliknya saat ini.

[13] The Just Energy Transition Partnership (JETP) adalah mekanisme pembiayaan iklim, yang diumumkan pada COP 26 tahun lalu oleh Amerika Serikat, Inggris, Jerman, Perancis, dan Uni Eropa. Ini bertujuan untuk mendukung negara-negara dalam transisi mereka dari batu bara dan mengurangi emisi di sektor pembangkit listrik. Kemitraan pertama kali diumumkan dengan Afrika Selatan. Kemudian diikuti dengan kemitraan di india, India, Senegal, dan Vietnam.

bawah Perjanjian Paris. Pembangkit listrik bahan bakar fosil tambahan tidak dijamin operasinya atau bahkan pendapatannya selama masa ekonomi yang diasumsikan secara konvensional, terutama di Indonesia di mana kelebihan pasokan dan kurangnya pemanfaatan kapasitas bahan bakar fosil kemungkinan akan menyebabkan peningkatan risiko aset terlantar.

RUPTL harus mencerminkan moratorium batu bara baru Presiden Jokowi tahun 2025, pencabutan izin pembangkit baru, serta proyek-proyek yang sudah "ditunda". Membangun pembangkit listrik batu bara baru hingga tahun 2025 akan mengunci pengoperasian PLTU batu bara selama 25 hingga 35 tahun lagi, sehingga hampir tidak mungkin untuk mencapai penghentian produksi awal tahun 2040 dan melemahkan skema penghentian PLTU batu bara dini seperti ETM ADB.

- **Mengevaluasi kembali proyek bahan bakar fosil yang tunduk pada pembaruan PPA** untuk membebaskan utilitas dan perusahaan distribusi dari biaya kapasitas besar yang harus dibayar untuk menjaga pembangkit listrik bahan bakar fosil yang menganggur dalam kondisi operasi. Sebaliknya, keuangan dapat dimanfaatkan untuk peningkatan efisiensi dan pengadaan sumber energi terbarukan yang lebih murah.

- **Mempercepat jadwal penghentian pembangkit listrik batu bara, sembari meningkatkan penerapan teknologi energi surya dan angin.** Mengingat potensi penghematan tahunan dari penghentian kapasitas fosil yang berlebih, Indonesia harus merancang ulang rencana penghentian produksi dan menargetkan jadwal penghentian penggunaan batu bara tahun 2040, yang diidentifikasi dalam peta jalan NZE. Jumlah kelebihan kapasitas bahan bakar fosil di seluruh jaringan Indonesia menunjukkan bahwa keamanan pasokan dapat dipertahankan tanpa menjaga kapasitas penuaan pada penyangga kehidupan. Pengurangan beban kesehatan masyarakat dan biaya ekonomi terkait tidak diperhitungkan dalam penelitian ini, tetapi akan meningkatkan potensi penghematan dan manfaat yang akan diperoleh dari pembangkit listrik yang pensiun dini.

- **Mengungkapkan perjanjian pembelian listrik jangka panjang (PPA) dan rencana pensiun pembangkit listrik kepada publik.** Pengungkapan perjanjian jual beli listrik oleh Pemerintah Indonesia sangat penting untuk mendorong transparansi dan partisipasi publik.

  Transparansi dalam pedoman pensiun dan jadwal untuk pembangkit listrik bahan bakar fosil yang lebih tua dan berpolusi juga diperlukan sebagai bagian dari upaya PLN. Kurangnya pedoman atau kebijakan tegas untuk penghentian pembangkit semacam itu telah memungkinkan operasi pembangkit terus berlanjut melampaui masa manfaatnya, mengakibatkan operasi berisiko yang

menyebabkan kecelakaan, dan jejak karbon dan pencemaran lingkungan yang lebih tinggi. Bersama dengan PPA yang terbuka dan dapat diakses, pedoman tersebut akan mendorong akuntabilitas dalam proses pensiun dini PLTU batu bara dan memastikan penggunaan dana publik yang tepat dan penilaian kompensasi pensiun PLTU batu bara yang adil untuk pembangkit yang beroperasi.

- **Mengevaluasi kembali kapasitas berbasis bahan bakar fosil, dan andilnya dalam bauran energi.** Bila ekspansi kapasitas telah dilakukan, pendana, pemasok, dan perencana harus mencari solusi untuk mengubah proyek menjadi energi bersih.

- **Menghindari sepenuhnya gas fosil dan solusi palsu di sektor ketenagalistrikan dan inisiatif transisi energi.** Mengingat ketergantungan Indonesia pada bahan bakar fossil dan energi batubara yang ekspansif, terdapat risiko signifikan konversi pembangkit listrik tenaga batubara ke infrastruktur gas fosil baru atau co-firing amonia dan biomassa yang akan memperpanjang umur operasi pembangkit listrik tenaga batubara. Penerapan tenaga angin dan matahari harus menjadi prioritas, dibandingkan konversi dan proyek percontohan dari solusi palsu ini, khususnya di sektor listrik dan sebagai bagian dari inisiatif transisi energi seperti JETP dan ETM.

- **Mengintegrasikan jaringan listrik daerah dan meningkatkan manajemen jaringan.** Di banyak negara, mewujudkan potensi ekonomi dan manfaat emisi dari kapasitas bahan bakar fosil yang dihentikan membutuhkan manajemen jaringan listrik yang modern dan terpadu, serta kapasitas transmisi yang memadai antar jaringan listrik.

Bagi Indonesia, berarti perlu mengatasi kepentingan khusus dari pihak yang mendapat keuntungan dari jaringan listrik yang tidak efisien dan terfragmentasi. Jaringan listrik yang berfungsi dengan baik akan menjadi inti dalam mengelola transisi energi dan mengintegrasikan sebagian besar kapasitas energi terbarukan variabel dalam dekade ini.

Daftar Pustaka

Abdini, S. and Bambang, P. 2020. *PLTU Suralaya 1-4 Sudah Tua dan Sudah Waktunya Pensiun*. Satunusantaranews.co.id. https://satunusantaranews.co.id/pltu-suralaya-unit-1-4-sudah-tua-dan-sudah-waktunya-pensiun/

Adhiguna, P. 2022. *Carbon Capture in the Southeast Asian Market Context: Sorting out the Myths and Realities in Cost-Sensitive Markets*. Institute for Energy Economics & Financial Analysis (IEEFA). https://ieefa.org/wp-content/uploads/2022/04/Carbon-Capture-in-the-Southeast-Asian-Market-Context_April-2022.pdf

Alamsyah, I. E. and Pratiwi, I. 2022. *PLN Negosiasi 17 Perjanjian Jual Beli Listrik dengan IPP*. Republika.co.id. https://www.republika.co.id/berita/rdraov349/pln-negosiasi-17-perjanjian-jual-beli-listrik-dengan-ipp

Alamsyah, I. E. and Pratiwi, I. 2022a. *Adaro Energy Resmi Operasikan PLTU Batang*. Republika.co.id. https://www.republika.co.id/berita/ri4qcc349/adaro-energy-resmi-operasikan-pltu-batang

Asian Development Bank (ADB). *Energy Transition Mechanism (ETM)*. https://www.adb.org/what-we-do/energy-transition-mechanism-etm

Chung, Yulanda. 2017. *Overpaid and Underutilized: How Capacity Payments to Coal-Fired Power Plants Could Lock Indonesia into a High-Cost Electricity Future*. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). https://ieefa.org/wp-content/uploads/2017/08/Overpaid-and-Underutilized_How-Capacity-Payments-to-Coal-Fired-Power-Plants-Could-Lock-Indonesia-into-a-High-Cost-Electricity-Future-_August2017.pdf

Climate Action Tracker. 2022. https://climateactiontracker.org/countries/indonesia/

CNN Indonesia. 2021. *PLN Pensiunkan Pembangkit Listrik Batu Bara pada 2025*. https://www.cnnindonesia.com/ekonomi/20210528081703-85-647699/pln-pensiunkan-pembangkit-listrik-batu-bara-pada-2025

Corporate Finance Institute (CFI). 2022. *Levelized Cost of Energy (LCOE)*. https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/levelized-cost-of-energy-lcoe

Cui, R., Tumiwa, F., Zhao, A., Arinaldo, D., Wiranegara, R., Cui, D., Dahl, C., Myllyvirta, L., Squire, C., Simamora, P., and Hultman, N. 2022. *Financing Indonesia's Coal Phase-out: A Just and Accelerated Retirement Pathway to Net-Zero*. Center for Global Sustainability, University of Maryland; Institute for Essential Services Reform. https://cgs.umd.edu/research-impact/publications/financing-indonesias-coal-phase-out-just-and-accelerated-retirement

Dewan Perwakilan Rakyat Republik Indonesia (DPR RI). 2020. *Pemerintah Harus Moratorium Pembangunan 'Captive Power'*. https://www.dpr.go.id/berita/detail/id/30324/t/Pemerintah+Harus+Moratorium+Pembangunan+%27Captive+Power%27

Dewi, F. S. 2022. *Ini Penjelasan PLN Soal Penyebab Tarif Listrik Naik per 1 Juli*. Bisnis.com. https://ekonomi.bisnis.com/read/20220613/44/1542882/ini-penjelasan-pln-soal-penyebab-tarif-listrik-naik-per-1-juli

Global Energy Monitor (GEM). 2022. Global Coal Plant Tracker Database. https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/

Global Energy Monitor (GEM). 2022a. Global Gas Plant Tracker Database. https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-plant-tracker/

Government of the UK. 2021. *End of Coal in Sight as UK Secures Ambitious Commitments at COP26 Summit*. https://www.gov.uk/government/news/end-of-coal-in-sight-as-uk-secures-ambitious-commitments-at-cop26-summit

Hodges, J., Wilkes, W., and Watanabe, C. 2018. *The Myth of Donald Trump's 'Beautiful Clean Coal'*. Bloomberg. https://www.bloomberg.com/news/features/2018-10-29/what-is-trump-s-clean-coal-and-does-it-even-exist

IHI Corporation. 2022. *IHI to Verify Ammonia Co-Firing and Mono-Firing Technologies at Indonesian Thermal Power Plants.* https://www.ihi.co.jp/en/all_news/2022/resources_energy_environment/1197857_3488.html

International Energy Agency (IEA). 2022. *An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Indonesia*. https://www.iea.org/reports/an-energy-sector-roadmap-to-net-zero-emissions-in-indonesia

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2018. Summary for Policymakers. In: *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the Impacts of Global Warming Of 1.5°c Above Pre-Industrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways, in the Context of Strengthening the Global Response to the Threat of Climate Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, pp. 3-24. https://doi.org/10.1017/9781009157940.001

Julian, M. 2022. *Kembangkan Teknologi Amonia Co-Firing, PJB Teken MoU dengan IHI Corporation*. Kontan.co.id. https://industri.kontan.co.id/news/kembangkan-teknologi-amonia-co-firing-pjb-teken-mou-dengan-ihi-corporation

Katadata.co.id. 2022a. Mitsubishi Kicks Off Feasibility Study on Ammonia Use for Power Plants. D-Insights 13 June 2022. https://dinsights.katadata.co.id/read/2022/06/13/mitsubishi-kicks-off-feasibility-study-on-ammonia-use-for-power-plants

Katadata.co.id. 2022b. *Indonesia, Japan Develop CCUS Technology for Coal-Fired Power Plants*. D-Insights 11 January 2022. https://dinsights.katadata.co.id/read/2022/01/11/indonesia-japan-develop-ccus-technology-for-coal-fired-power-plants

Kusnandar, V. B. 2022. *Pendapatan PLN dari Subsidi Listrik Capai Rp49 triliun pada 2021*. Databoks Katadata.co.id 6 June 2022. https://databoks.katadata.co.id/datapublish/2022/06/06/pendapatan-pln-dari-subsidi-listrik-capai-rp49-triliun-pada-2021

Lidyana, V. 2021. *Luhut: PLN Bakal Setop Bangun PLTU Batu Bara Mulai 2023*. IDN Times. https://www.idntimes.com/business/economy/vadhia-lidyana-1/luhut-pln-bakal-setop-bangun-pltu-batu-bara-mulai

Liputan6.com. 2022. *Orang Kaya Nikmati Dana Kompenasi Listrik Rp 4 Triliun Sejak 2017*. https://www.liputan6.com/bisnis/read/4985236/orang-kaya-nikmati-dana-kompensasi-listrik-rp-4-triliun-sejak-2017

Mann, M. and Spath, P. 2001. *A life cycle assessment of biomass cofiring in a coal-fired power plant*. Clean Product and Processes 3, 81–91. https://doi.org/10.1007/s100980100109

Ministry of Environment and Forestry (MoEF). 2017. *Strategi Implementasi NDC (Nationally Determined Contribution)*. http://ditjenppi.menlhk.go.id/reddplus/images/adminppi/dokumen/strategi_implementasi_ndc.pdf

Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR). 2020a. *Terapkan Metode Co-Firing di PLTU, Ini Potensi Biomassa untuk Subtitusi Batubara*. https://ebtke.esdm.go.id/post/2020/02/28/2490/terapkan.metode.co-firing.di.pltu.ini.potensi.biomassa.untuk.subtitusi.batubara

Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR). 2021. *Rencana Co-firing pada PLTU*. https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-rencana-co-firing-pada-pltu.pdf

Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR). 2023. *Capaian Sektor ESDM Tahun 2022 dan Program Kerja Tahun 2023* (Press Conference) https://drive.google.com/file/d/15PrBEY8LaFNdqV1EkVJR3OF0ZNXeTJWx/view?usp=share_link

Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR). 2023a. Emerging Technologies untuk Mencapai Net Zero Emission di Indonesia 2060 (presentation material of Directorate of Energy Conservation) https://caseforsea.org/wp-content/uploads/2023/03/PENGGANTI-GIGIH-060323-Emerging-Technologie-NZE-CASE_Bappenas.pdf

Ministry of National Development Planning/Bappenas. 2019. *Indonesia 2045: Berdaulat, Maju, Adil dan Makmur*. https://simantu.pu.go.id/content/?id=502

Mudassir, R. 2021. *Gawat, Oversupply Pembangkit Listrik Jawa-Bali Bisa Capai 61 Persen*. Bisnis.com. https://ekonomi.bisnis.com/read/20211125/44/1470530/gawat-oversupply-pembangkit-listrik-jawa-bali-bisa-capai-61-persen

Mudassir, R. 2022. *Indonesia-Jepang Kerja Sama Kembangkan CCUS untuk PLTU, Keekonomian Masih Jadi Tantangan*. Bisnis.com. https://ekonomi.bisnis.com/read/20220110/44/1487377/indonesia-jepang-kerja-sama-kembangkan-ccus-untuk-pltu-keekonomian-masih-jadi-tantangan

Muliawati, F.D. 2023. *Bukan Jawa, Ternyata Ini Daerah yang Listriknya Paling Luber!* CNBC Indonesia. https://www.cnbcindonesia.com/news/20230208134534-4-412119/bukan-jawa-ternyata-ini-daerah-yang-listriknya-paling-luber

Mulyana, R. N. and Handoyo. 2021. *Bidik 52 PLTU untuk Co-firing Biomassa pada 2024, PLN Gandeng PTPN III dan Perhutani*. Kontan.co.id. https://industri.kontan.co.id/news/bidik-52-pltu-untuk-co-firing-biomassa-pada-2024-pln-gandeng-ptpn-iii-dan-perhutani

Murdaningsih, D. 2020. *PLN Kebut Proyek Listrik 35 GW*. Republika.co.id. https://www.republika.co.id/berita/qfmfv0368/pln-kebut-proyek-listrik-35-gw

Pahlevi, R. 2022. *Ini Nilai Subsidi dan Kompensasi PLN dalam 5 Tahun Terakhir*. Databoks Katadata.co.id 1 July 2022 https://databoks.katadata.co.id/datapublish/2022/07/01/ini-nilai-subsidi-dan-kompensasi-pln-dalam-5-tahun-terakhir

Perusahaan Listrik Negara (PLN). 2020. *Program Cofiring PLTU Batubara dengan Bahan Bakar Biomassa* (presentation material). https://drive.google.com/file/d/1J-L4bQubh4OdhOahH8XjANRmZVlqY7Wi/view

Perusahaan Listrik Negara (PLN). 2021a. *Strategi PLN sebagai Offtaker Energi Listrik yang Dihasilkan Proyek Pengelolaan Sampah* (presentation material). https://drive.google.com/file/d/14JWbBPieFzzYGHl4V2IvfBA69xNYDpdE/view

Perusahaan Listrik Negara (PLN). 2021b. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2021-2030 PT PLN (Persero)*. https://web.pln.co.id/statics/uploads/2021/10/ruptl-2021-2030.pdf

Perusahaan Listrik Negara (PLN). 2021c. *Diseminasi RUPTL 2021-2030* (presentation material). https://web.pln.co.id/statics/uploads/2021/10/materi-diseminasi-2021-2030-publik.pdf

Perusahaan Listrik Negara (PLN). 2022. *Co-firing , Jurus Jitu PLN Tekan Emisi dan Dongkrak Bauran Energi Bersih*. https://web.pln.co.id/media/2022/06/co-firing-jurus-jitu-pln-tekan-emisi-dan-dongkrak-bauran-energi-bersih

Rahman, D. F. 2021. *PLN Pledges Carbon Neutrality by 2050*. The Jakarta Post. www.thejakartapost.com/news/2021/05/07/pln-pledges-carbon-neutrality-by-2050.html

Trend Asia. 2021. *Gerakan #BersihkanIndonesia Gugat Klaim "Hijau" RUPTL 2021-2030*. https://trendasia.org/gerakan-bersihkanindonesia-gugat-klaim-hijau-ruptl-2021-2030/

Trend Asia. 2022. *Adu Klaim Menurunkan Emisi*. https://trendasia.org/wp-content/uploads/2022/08/ADU-KLAIM-EMISI-1.pdf

Umah, A. 2021. *Jokowi Haramkan Proyek PLTU Baru Masuk di RUPTL*. CNBC Indonesia. https://www.cnbcindonesia.com/news/20210527185535-4-248863/jokowi-haramkan-proyek-pltu-baru-masuk-di-ruptl

Wahyudi, N. A. 2022. *Simak! 4 Strategi Kementerian ESDM Tekan Emisi Karbon Sektor Batu Bara*. Bisnis.com. https://ekonomi.bisnis.com/read/20220622/44/1546481/simak-4-strategi-kementerian-esdm-tekan-emisi-karbon-sektor-batu-bara

Wahyudi, N. A. 2022a. ESDM Pastikan Tetap Bangun PLTU Batu Bara Sesuai RUPTL. BIsnis.com.

https://ekonomi.bisnis.com/read/20220919/44/1578826/esdm-pastikan-tetap-bangun-pltu-batu-bara-sesuai-ruptl

World Bank. 2015. *Carbon Capture and Storage for Coal-Fired Power Plants in Indonesia*. https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/22804/Carbon0Capture00Plants0in0Indonesia.pdf

LAMPIRAN

Tabel 1-A. Implementasi Co-firing Biomassa

No	Nama PLTU Batu Bara	Porsi Co-firing	Unit dan Kapasitas (MW)	Tipe Biomassa
Komersial/Pelaksanaan				
1	Paiton 1-2	5%	2x400	Serbuk Gergaji-Pelet Kayu
2	Pacitan	5%	2x315	Serbuk Gergaji
3	Jeranjang	3%	150	SRF-Sampah
4	Ketapang	5%	2x10	Cangkang Sawit
5	Sanggau	5%	2x7	Cangkang Sawit
6	Suralaya 1-4	5%	4x400	Sekam Padi
7	Anggrek (Gorontalo)	5%	2x27.5	SRF-Sampah
8	Rembang	5%	2x315	Pelet Kayu
9	Labuan (Banten 2)	5%	2x300	SRF-Sampah
10	Lontar (Banten 3)	1%	3x315	SRF RDF Pelet-Sekam Padi
11	Paiton-9	5%	1x660	Serbuk Gergaji
12	Pelabuhan Ratu	5%	1,050	Serbuk Gergaji
13	Barru	3%	2x50	SRF-Sampah
14	Adipala	5%	600	Serbuk Gergaji
15	Tanjung Awar-awar	3%	2x350	Refuse Derived Fuel
16	Indramayu	5%	2x330	Pelet Kayu
17	Bolok (Kupang)	5%	2x16.5	Pelet Kayu/Serpihan Kayu
18	Bukit Asam	5%	4x65	Serbuk Gergaji
19	Ropa-Ende	10%	2x7	Pelet Kayu
20	Asam Asam 1-4	5%	4x65	Serbuk Gergaji
21	Sintang	5%	3x7	Cangkang Sawit
22	Pulang Pisau	5%	90	Serpihan Kayu
23	Tarahan	3%	2x100	Serpihan Kayu
24	Nagan Raya 1-2	5%	2x110	Cangkang Sawit
25	Suge (Belitung)	5%	2x16.5	Cangkang Sawit
26	Air Anyir (Bangka Baru)	5%	2x30	Serpihan Kayu

No	Nama PLTU Batu Bara	Porsi Co-firing	Unit dan Kapasitas (MW)	Tipe Biomassa
27	Berau (Teluk Bayur)	5%	2x7	Cangkang Sawit
28	Tembilahan	25%	2x7	Cangkang Sawit
29	Sumbawa	3%	2x7	Tongkol Jagung
30	Suralaya 5-7	N/A	3x600	N/A
31	Suralaya 8 (Banten 1)	N/A	625	N/A
32	Kendari	N/A	3x12	N/A
Sudah Diuji				
33	Tenayan	5%	2x110	Cangkang Sawit - Serbuk Gergaji
34	Kaltim (Teluk Balikpapan)	5%	2x110	Cangkang Sawit
35	Punagaya (Takalar)	5%	2x110	Tongkol Jagung
36	Sebalang (Tarahan Baru)	N/A	2x100	Serpihan Kayu
37	Holtekam (Jayapura Baru)	N/A	2x10	N/A
Direncanakan				
38	Amurang	5%	2x25	Serpihan Kayu
39	Tidore	5%	2x7	Batok Kelapa
40	Ombilin	N/A	2x100	Serbuk Gergaji
41	Teluk Sirih	N/A	2x112	Cangkang Sawit
42	Ampana	5%	2x3	N/A
43	Pangkalan Susu	N/A	2x220	N/A
44	Labuhan Angin	N/A	2x115	N/A
45	Tanjung Balai Karimun	N/A	2x7	N/A
46	Tanjung Jati B	N/A	4x660	N/A
47	Lombok	N/A	100	N/A
48	Bengkayang (Kalbar 3)	N/A	2x50	N/A
49	Sofifi	N/A	2x3	N/A
50	Malinau	N/A	2x3	N/A
51	Lontar Extention Unit 4	N/A	315	N/A
52	Kalselteng	N/A	2x100	N/A
Total			**18.333**	

Sumber: Kementerian ESDM 2021; PLN, 2020; PT PJB, 2022; RUPTL PLN 2021-2030; Trend Asia

Table 2-A. Pembangkit yang Teridentifikasi untuk Teknologi Batu Bara Lanjutan di Indonesia

No	Proyek PLTU	Teknologi	Status	COD	Kapasitas (MW)
1	Cirebon Unit 1	Supercritical	Beroperasi	2012	660
2	Paiton Unit 3	Supercritical		2012	815
3	Cilacap Unit 3	Supercritical		2019	660
4	Adipala Unit 1	Supercritical		2015	660
5	Banten/LBE 1	Supercritical		2017	660
6	Jawa 7	Supercritical		2020	1.000
7	Jawa 8	Ultra-supercritical		2019	1.000
8	Batang Unit 1&2	Ultra-supercritical		2022	1.900
9	Indramayu Sumuradem Unit 4	Supercritical	Disimpan	2026	1.000
10	Jawa 5 Unit 1	Supercritical		2023	1.000
11	Banten/LBE 1 Unit 2	Supercritical		2025	660
12	Sumatera Selatan Mulut Tambang-8 Unit 1&2	Supercritical	Konstruksi	2022	1.200
13	Jawa-1/Cirebon	Ultra-supercritical		2022	924
14	Jawa 3/Tanjung Jati Unit A 1&2 ACPP	Ultra-supercritical		2025, 2026	1.320
15	Jawa 4/Tanjung Jati B/Unit 5& 6	Ultra-supercritical		2022	2.000
16	Banten-3 Lontar Exp/Teluk Naga Unit 4	Ultra-supercritical		2022	315
17	Jawa-9	Ultra-supercritical		2022	2.000
18	Jawa-10	Ultra-supercritical		2026	1.000

Sumber: RUPTL PLN 2021-2030, Trend Asia