July 2026

FOSSIL FUEL LOCK-IN AND THE 100 GW SOLAR IMPERATIVE: STRUCTURAL CONSTRAINTS AND REFORM PATHWAYS FOR INDONESIA'S ENERGY TRANSITION

Alin Halimatussadiah
Widodo Wahyu Purwanto
Rizqi Ilma Nugroho
Roes Ebara Gikami Lufti
Muhammad Nur Ghiffari









LPEM FEB UI

Institute for Economics and Social Research
Faculty Economics and Business,
Universitas Indonesia

RINGKASAN EKSEKUTIF

Dekarbonisasi sistem ketenagalistrikan merupakan langkah penting untuk memitigasi emisi gas rumah kaca (GRK) dan menahan laju pemanasan global di bawah 1,5°C. Upaya ini selaras dengan komitmen Indonesia dalam *Second Nationally Determined Contribution* (S-NDC), yang menargetkan pengurangan emisi sektor energi hingga 5,42-18,24% dibanding skenario dasar pada tahun 2030. Untuk mendukung target tersebut, pemerintah telah menyusun kerangka perencanaan strategis yang mencakup Kebijakan Energi Nasional (KEN), Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN), serta Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL). Dokumen-dokumen ini mengintegrasikan peningkatan bauran Energi Baru dan Terbarukan (EBT) sebagai instrumen utama dekarbonisasi sistem energi nasional. Dokumen-dokumen ini menargetkan peningkatan pangsa EBT dalam sistem ketenagalistrikan menjadi 29,7-34,3% pada 2034 serta ~70% pada 2060. Pada tahun 2025, Presiden Prabowo mengumumkan program pengembangan 100 GW Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) hingga tahun 2029. Program ini kemudian diakselerasi untuk mulai diimplementasikan pada tahun 2026 dengan tujuan untuk menggantikan pembangkit tenaga diesel. Pelaksanaan program ini dapat meningkatkan pangsa EBT jauh lebih dari angka tersebut.



Gambar 1 Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung

Akan tetapi, pelaksanaan program PLTS 100 GW saat ini masih dihadapkan oleh tantangan struktural dalam sistem ketenagalistrikan Indonesia. Tantangan struktural ini setidaknya tercermin dari dua isu yang secara prominen muncul pada dokumen-dokumen perencanaan listrik Indonesia: Pertama, peranan bahan bakar fosil masih ditargetkan besar, baik dari kapasitas eksisting maupun baru. Dalam RUPTL 2025-2034, masih ada penambahan pembangkit berbasis gas sebesar 10,3 GW. Gas

sendiri diperkirakan akan menyumbang 18,4% dari pembangkitan listrik pada 2034, sementara batubara masih menyumbang 46,8%. Kedua, realisasi target yang ditetapkan sebelumnya masih belum optimal. Per 2025, pangsa EBT hanya mencapai sekitar 16%, lebih rendah dibanding target 23% yang sebelumnya ditetapkan RUKN 2019-2038.

Kedua isu ini merupakan gejala dari penguncian karbon (*carbon lock-in*), khususnya dalam sistem ketenagalistrikan dalam wilayah usaha PT Perusahaan Listrik Negara (PT PLN). Fenomena ini menggambarkan sistem energi yang terikat dalam penggunaan bahan bakar fosil akibat besarnya investasi infrastruktur yang telah ada, kontrak perjanjian jual-beli listrik jangka panjang, serta biaya operasional yang rendah. Penggunaan bahan bakar fosil terus berlanjut meskipun dampak negatifnya telah disadari dan alternatif teknologi bersih yang ekonomis telah tersedia. Secara konseptual, *carbon lock-in* bekerja sebagai konsekuensi dari keputusan jangka pendek. Pemilihan bahan bakar fosil sebagai opsi termurah di tahap awal mendorong pembangunan infrastruktur fisik dan penyesuaian kelembagaan yang masif. Akibatnya, tercipta hambatan bagi teknologi baru untuk masuk (*barriers to entry*), yang pada akhirnya kembali menempatkan bahan bakar fosil sebagai opsi paling rasional secara ekonomi di masa depan, sehingga memperkuat siklus ketergantungan tersebut. *Carbon lock-in* merupakan fenomena yang nyata untuk batubara mengingat mudanya usia PLTU Indonesia, kontrak jangka panjang, dan murahnya batubara domestik. Tetapi, pembangunan pembangkit tenaga gas dapat menghasilkan risiko *lock-in* tersendiri mengingat umur teknisnya yang panjang.



Gambar 2 Pembangkit Listrik Tenaga Uap

Laporan ini mengidentifikasikan empat sumber *lock-in* dalam sistem ketenagalistrikan Indonesia: perencanaan, pengadaan, perjanjian jual-beli listrik, serta penyediaan infrastruktur pendukung. Penyebab pertama berkaitan dengan perencanaan pembangkitan listrik yang bersumber dari proses pemodelan yang telah menempatkan pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) sebagai sumber energi

berbiaya terendah tanpamempertimbangkan distorsi pasar seperti hambatan dalam pasar keuangan, harga batu bara yang tidak sesuai harga pasar, dan eksternalitas emisi gas rumah kaca yang belum diperhitungkan. Laporan ini mensimulasikan dampak kebijakan yang mengoreksi distorsi tersebut menggunakan model sistem ketenagalistrikan yang disesuaikan dengan asumsi dan batasan dalam RUPTL 2025-2034. Hasil dari pemodelan tersebut adalah sebagai berikut:

- Dalam model skenario dasar (*business as usual*/BAU) , kebutuhan kapasitas energi fosil total pada 2034 lebih rendah 19% dibanding dalam skenario RUPTL 2025-2034. Secara khusus, kebutuhan pembangkit berbahan bakar gas dalam skenario BAU 7,35% lebih rendah dibanding dalam skenario RUPTL 2025-2034.
- Penurunan biaya pendanaan pengembangan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dari 10% menjadi 5% akan menurunkan kebutuhan terhadap pembangkit listrik tenaga gas (PLTG) dan pembangkit listrik tenaga mesin gas (PLTMG) sebesar 24,8%.
- Penghapusan *domestic price obligation* di atas penurunan biaya pendanaan tidak menghasilkan perbedaan portofolio yang signifikan, karena minimnya selisih harga batu bara *low rank* di bawah DPO dengan tanpa DPO.

Laporan ini menunjukkan bahwa selain dari perbedaan skenario, asumsi-asumsi parameter yang digunakan dalam perencanaan ketenagalistrikan juga turut berujung pada pembangunan kapasitas batu bara yang berlebihan dan penguatan status-quo yang didominasi bahan bakar fosil. Asumsi-asumsi kunci yang dibahas antara lain perkiraan permintaan listrik; perkembangan biaya teknologi dan keekonomian sumber energi maupun teknologi alternatif seperti ET dan *carbon capture, utility, and storage* (CCUS); serta kemampuan investasi, pembangunan infrastruktur, dan perubahan tatanan kelembagaan.

Penyebab kedua adalah permasalahan pada pengadaan kapasitas pembangkit. Pada 2025, realisasi kapasitas terpasang untuk EBT hanya mencapai 51,4% dari target dalam dokumen terbaru, yaitu RUPTL 2021-2030. Ketidakselarasan lini waktu antara perencanaan dan pengadaan aktual serta terbatasnya volume pengadaan, yang umumnya dilakukan dengan mekanisme pelelangan, meningkatkan biaya transaksi. Tetapi, proses pemilihan juga memaparkan investor potensial terhadap banyak risiko. Kemudian, faktor yang menyebabkan *carbon lock in* juga didorong oleh ketentuan dalam Perjanjian Jual Beli Listrik (PJBL). Dalam melakukan pembelian listrik dari pembangkit listrik swasta (*independent power producers*/IPP), PJBL perlu memperoleh ketentuan terbaik bagi PLN sembari tetap mengundang partisipasi swasta. Ketentuan PJBL memperdalam *carbon lock-in* dengan mengikat PLN pada kontrak multi-dekade untuk membayar pembangkit listrik, sembari membatasi ruang kebijakan untuk memensiunkan dini aset yang berlebih.

Ketentuan PJBL juga mengunci ET dari masuk ke sistem ET dengan pemberian tarif yang kurang atraktif serta struktur risiko yang asimetris. Menimbang PLTU, PLTG, dan PLTMG memiliki umur teknis 25-30 tahun, pembangkit-pembangkit energi fosil baru dalam RUPTL 2025-2034 dapat menciptakan risiko *lock-in* sampai tahun 2050an.



Gambar 3 LNG Carrier

Penyebab terakhir ialah minimnya infrastruktur pendukung dalam sistem pembangkitan listrik Indonesia untuk pengembangan ET variabel (seperti surya dan bayu). Jaringan transmisi dan distribusi diperlukan untuk menyeimbangkan permintaan dan penawaran listrik dari segi ruang dan waktu, sementara sarana penyimpanan listrik memungkinkan surplus listrik di suatu waktu untuk memenuhi defisit di lain waktu. Untuk program 100 GW yang bertumpu pada PLTS, minimnya infrastruktur pendukung ini menjadi hambatan langsung bagi pelaksanaan program ke depan. RUPTL 2025-2034 sudah memiliki rencana untuk mengembangkan *Green Enabling Super Grid* dan membangun kapasitas penyimpanan energi sebesar 10 GW. Namun, pembangunan infrastruktur ini membutuhkan dana yang melebihi kemampuan PLN sendiri, sementara belum ada model bisnis bagi partisipasi swasta di sini.

Berdasarkan identifikasi tersebut, laporan ini menganjurkan rangkaian kebijakan dalam pasar listrik yang bertujuan untuk membuka sistem ketenagalistrikan bagi ET sembari mengurangi risiko *carbon lock-in* dan di saat yang bersamaan mendorong implementasi program 100 GW PLTS, antara lain:

- Meninjau kembali RUPTL 2025-2034 menggunakan rangkaian skenario yang lebih ambisius serta analisis sensitivitas terhadap asumsi yang digunakan, serta membuat asumsi dan batasan lebih transparan.
- Memperkuat implementasi perencanaan dengan mereformasi proses pengadaan. Sistem pengadaan perlu dibuat lebih transparan dengan

mempublikasikan basis pemilihan dan proses pengadaan, serta membuat persaingan lebih kompetitif antara IPP dengan anak usaha PLN.

- Mengarahkan PJBL bagi ET untuk menghasilkan kepastian pada harga yang atraktif. Dalam kasus terbatas di mana PJBL untuk bahan bakar fosil perlu dijalankan, ketentuan PJBL mereka perlu dibatasi agar tidak melebihi "umur" mereka dalam perencanaan iklim.
- Mengembangkan model bisnis yang memungkinkan PLN untuk mendapatkan pendapatan dari pembangunan sistem jaringan, seperti *power wheeling* dengan tarif penggunaan sistem transmisi dan distribusi.

Terakhir, laporan ini menggarisbawahi bahwa berbagai reformasi dalam pasar ketenagalistrikan ini perlu diiringi dengan pemberdayaan PLN untuk melakukan investasi yang berkelanjutan serta penghapusan distorsi di pasar bahan bakar fosil.

DAFTAR ISI

RINGKASAN EKSEKUTIF 1
DAFTAR ISI 6
LATAR BELAKANG 7
SUMBER *FOSSIL LOCK-IN* DALAM RUPTL 11
Perencanaan 12
Proses Pengadaan 16
Perjanjian Jual Beli Listrik 21
Transmisi dan distribusi 27
PESAN KUNCI 31
DAFTAR PUSTAKA 33

LATAR BELAKANG

Sektor ketenagalistrikan merupakan sumber emisi gas rumah kaca (GRK) terbesar di Indonesia. Sektor energi menyumbang 35% dari emisi total gas rumah kaca Indonesia, dan sektor ketenagalistrikan menyumbang 43% dari angka tersebut (Bagaskara, Mahahekum, Ramadhani, 2024). Untuk memenuhi komitmen iklim Indonesia sebagaimana tertuang dalam Second Nationally Determined Contribution (SNDC), pemerintah menargetkan penurunan emisi dalam sektor energi sebesar 5,42%-18,24% dari skenario dasar pada tahun 2030 dan 5,84%–21,8% pada tahun 2035 (Pemerintah Indonesia, 2025). Dalam jangka panjang di 2060, emisi GRK dari sektor energi ditargetkan untuk mencapai 91,73% dari skenario dasar agar selaras dengan target emisi neto nol pada 2060.

Rencana dekarbonisasi ini melibatkan transisi energi yang ambisius yang meningkatkan pangsa sumber energi rendah emisi. Target emisi menjadi landasan perencanaan sistem energi dan ketenagalistrikan, antara lain:

1. Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN; UU 59/2024): Perencanaan pembangunan nasional dalam 20 tahun ke depan ("Indonesia Emas 2045"), termasuk untuk energi dan ketenagalistrikan. RPJPN menjadi payung dalam penentuan kebijakan energi nasional (KEN) serta peraturan lainnya.
2. Kebijakan Energi Nasional (KEN; PP 40/2025): KEN mengatur pengelolaan energi, pemanfaatan energi per sektor, bauran energi terbarukan, dan pencapaian emisi GRK pada sektor energi.
3. Rencana Umum Ketenagalistrikan (RUKN, KepMen No 85.K/TL.01/MEM.L/2025): RUKN mencakup perencanaan spesifik pada sektor ketenagalistrikan, dengan cakupan hingga tahun 2060. Pada RUKN, bauran energi pada sistem kelistrikan tercantum lebih detail per bahan bakar dan/atau teknologi pembangkit.
4. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2025 – 2034: Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2025–2034 menguraikan rencana detail penyediaan listrik PT PLN (Persero) di seluruh wilayah Indonesia dengan mengacu pada RUKN.
5. Peta Jalan Transisi Energi Sektor Kelistrikan Indonesia (Permen ESDM No. 10 Tahun 2025): Peta jalan transisi energi menguraikan strategi pemerintah dalam mencapai target *Net Zero Emissions* (NZE) pada tahun 2060.

Pada tengah tahun 2025, Presiden Prabowo Subianto mengumumkan program yang menargetkan Indonesia mencapai 100 GW pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) sebelum tahun 2029 (Halim et al., 2026). Kapasitas 100 GW terbagi menjadi dua komponen: 80 GW kapasitas PLTS berskala 1 MW yang dikelola Koperasi Desa

Merah Putih (KDMP) beserta 20 GW kapasitas PLTS terpusat. Penekanan terhadap desentralisasi berusaha untuk menggantikan pembangkit listrik tenaga diesel berbiaya tinggi serta mendukung perencanaan elektrifikasi dan penggunaan produktif. Rencana ini akan diintegrasikan dalam revisi dini RUPTL 2025-2034 (Rhamadanty, 2026).

Perencanaan ini melibatkan peningkatan pangsa energi baru dan terbarukan (EBT) dalam bauran energi, sebagaimana tercantum dalam Tabel 1. Perlu diperhatikan bahwa angka-angka dalam perencanaan ini juga memasukkan "energi baru" seperti pembangkit listrik tenaga uap berbasis amonia, pembangkit listrik tenaga gas hidrogen, dan pembangkit listrik tenaga nuklir. Beberapa perencanaan, terutama di tingkat lebih umum dan jangka panjang, memberikan peran yang cukup besar bagi energi baru. Misalnya, RUKN merencanakan energi baru mencapai 24,1% dari bauran energi primer pada tahun 2060 sementara energi terbarukan akan menyumbang 49,5%.

Tabel 1 Target bauran EBT dalam berbagai dokumen perencanaan

	RPJPN 2045	KEN 2030-2060	RUKN 2030-2060	RUPTL 2025-2034	Peta Jalan Transisi Energi
Penyusun	Bappenas	Dewan Energi Nasional (DEN)	Kementerian ESDM	PLN	Kementerian ESDM
Lingkup	Energi primer	Energi primer	Listrik	Listrik	Listrik
2030		19-23%	21%	19.3% - 21%	
2040		36-40%	41%	29.7% - 34.3% (2034)	
2050	70% (2045)	53-55%	64.70%		
2060		70-72%	73.60%		71.50%*

Berbagai perencanaan ini masih melibatkan penggunaan bahan bakar fosil, terutama batu bara dan gas. Penambahan pembangkit berbasis gas mencapai 10,3 GW (15% dari total penambahan kapasitas) dan direncanakan menghasilkan 18,4% listrik pada 2034. Berbagai komitmen iklim Indonesia mempengaruhi dibatasinya penambahan kapasitas pembangkit listrik batu bara ke 6,3 GW, walau batu bara tetap memenuhi 46,8% kebutuhan listrik Indonesia pada 2034. Pada horizon yang lebih panjang dalam RUKN, pembangkit fosil dengan *carbon capture & storage* (CCS) direncanakan masih menghasilkan 26,4% kebutuhan listrik Indonesia pada 2060, terutama menggunakan batu bara.

Kedua, pembangunan energi terbarukan (ET) masih belum mencapai target yang ditetapkan. Antara 2015 dengan 2024, kapasitas ET yang terhubung ke sistem listrik PLN hanya meningkat 4,4 GW sementara kapasitas pembangkit bahan bakar fosil meningkat 25,9 GW. Per 2025, pangsa ET dalam pembangkitan hanya mencapai sekitar 16%, lebih rendah dibanding target 23% yang sebelumnya ditetapkan RUKN 2019-2038. Apabila laju pertumbuhan rata-rata sebesar 7,53% antara 2015 sampai 2024 berlanjut, maka target kapasitas 50,5 GW pada tahun 2034 baru akan dicapai pada 2042. Berbagai adopsi teknologi, termasuk ET, memang cenderung mengikuti kurva berbentuk S, di mana peningkatan awal yang lambat dapat diiringi dengan peningkatan penggunaan yang pesat (Schilling & Esmundo, 2009). Namun, menunda usaha untuk mencapai target ET tidak hanya menggeser beban pekerjaan yang harus dilakukan ke generasi selanjutnya, tetapi juga meningkatkan risiko bahwa mereka akan gagal dicapai.

Kesenjangan ini merupakan gejala dari penguncian karbon (*carbon lock-in*) (Unruh, 2000). Fenomena ini menggambarkan sistem energi yang terikat dalam penggunaan bahan bakar fosil akibat besarnya investasi infrastruktur yang telah ada, kontrak perjanjian jual-beli listrik jangka panjang, serta biaya operasional yang rendah. Penggunaan bahan bakar fosil terus berlanjut meskipun dampak negatifnya telah disadari dan alternatif teknologi bersih yang ekonomis telah tersedia. *Carbon lock-in* bekerja sebagai tumpukan konsekuensi dari keputusan jangka pendek. Pemilihan bahan bakar fosil sebagai opsi termurah di tahap awal mendorong pembangunan infrastruktur fisik, pengembangan aturan dan praktik, dan pembiasaan penggunaan bahan bakar fosil (Seto et al., 2016). Teknologi baru akan sulit untuk masuk sistem dengan keadaan tersebut walaupun mereka sudah dapat bersaing jika para perencana dapat mendesain sistem ketenagalistrikan dari awal. Pada akhirnya, pertimbangan berbasis biaya terendah akan memenangkan bahan bakar fosil, sehingga memperkuat siklus ketergantungan tersebut.

Batu bara saat ini merupakan faktor utama penyebab terjadinya efek keterikatan (*lock-in effect*) dalam sistem ketenagalistrikan Indonesia. Hingga Desember 2025, kapasitas operasional Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) yang mencakup pembangkit dalam wilayah usaha PT PLN dan pembangkit *off-grid* mencapai 60,7 GW (Bloomberg Global Coal Countdown, 2026). Kondisi ini diperburuk oleh beberapa faktor: masifnya kapasitas yang rata-rata masih berusia muda, potensi perpanjangan masa operasional melampaui umur teknisnya, serta ketersediaan batu bara domestik dengan harga yang terjangkau. Di sisi lain, upaya untuk memensiunkan dini PLTU dihambat isu pendanaan, pendanaan, pembagian risiko, dan kompensasi bagi operator PLTU.

Ekspansi gas sendiri diposisikan PLN dalam RUPTL 2025-2034 sebagai "jembatan" untuk menggantikan batubara/diesel sembari menjaga keandalan dalam sistem energi selama masuknya ET masih terbatas. Tetapi, gas memiliki umur teknis sekitar 25-30 tahun, dengan kontrak pengadaan listrik multi-dekade. Sebagaimana penguncian karbon dari batu bara telah menahan masuknya energi terbarukan bahkan ketika biaya pembangkitannya semakin kompetitif, ekspansi gas yang tidak bijaksana dapat menjadi sumber *lock-in* baru yang tidak hanya menghambat pencapaian target iklim jangka panjang, namun juga menurunkan efisiensi sistem jangka panjang. Akibatnya, gas pun berpotensi menjadi sumber *lock-in* baru di masa depan, sebagaimana yang Powers (2021) argumen telah terjadi di Amerika Serikat dan Almeida, Strambo, dan Arond (2023) argumen telah terjadi di Meksiko dan Kolombia. Pelaku di pihak pemerintah dan swasta kerap mengembangkan kapasitas untuk ekstraksi dan menggunakan gas walau ini tidak konsisten dengan target iklim dan menciptakan risiko penurunan nilai aset.

Policy brief ini akan membahas *lock-in* bahan bakar fosil, terutama yang muncul dalam sistem ketenagalistrikan PT PLN, dalam empat aspek: perencanaan, pengadaan, perjanjian jual-beli listrik, dan penyediaan layanan pendukung. Pemodelan yang melandasi target-target kebijakan dapat dipengaruhi oleh perbedaan skenario dan perbedaan asumsi-asumsi parameter. Dalam *brief* ini, kami menunjukkan bahwa skenario kebijakan yang lebih ambisius dapat memecahkan *lock-in* dan mengurangi kapasitas batu bara dan gas yang dibutuhkan. Selisih antara target dan volume pengadaan berujung pada target yang kerap dikoreksi, khususnya untuk EBT. Hal ini menandakan permasalahan dalam proses pengadaan, yang laporan ini tunjukkan kurang mampu menarik partisipasi pihak swasta, padahal alokasi kapasitas yang dikembangkan pihak swasta dalam EBT sangat besar. Ketentuan Perjanjian Jual Beli Listrik (PJBL) telah menarik pengembang pembangkit bahan bakar fosil, namun juga menghasilkan biaya-biaya tetap dan ikatan terhadap penggunaan bahan bakar fosil. Akibatnya, masuknya EBT ke dalam sistem ketenagalistrikan belum mampu menurunkan biaya sistem ketenagalistrikan PLN. Hambatan masuknya EBT ke sistem ketenagalistrikan juga diperparah keterbatasan infrastruktur pendukung, seperti jaringan transmisi yang memadai serta opsi penyimpanan energi. Hambatan ini turut meningkatkan biaya EBT variabel seperti tenaga surya dan bayu dibandingkan pembangkit bahan bakar fosil.

SUMBER *FOSSIL LOCK-IN* DALAM RUPTL

Pasar listrik Indonesia pada praktiknya merupakan pasar terintegrasi vertikal dengan pembeli tunggal (Apriliyanti, Nugraha, Kristiansen, Overland, 2024; Agora Energiewende, NewClimate Institute, Energy Research Institute, 2024). Perusahaan Listrik Negara (PLN) memiliki monopoli efektif dalam transmisi, distribusi, dan ritel, di mana wilayah usaha (wilus) PLN mencakup seluruh Indonesia, dengan kapasitas terpasang 75,9 GW, atau sekitar ¾ dari kapasitas terpasang di seluruh Indonesia[1]. Kotak 1 menjelaskan lebih banyak soal peranan PLTU *captive* yang berada di luar sistem PLN. Per 2024, PLN Group memiliki kapasitas 46,8 GW (61,6% kapasitas terpasang dalam wilus) ditambah sewa sebesar 1,6 GW (2,2%), sementara pihak swasta berbentuk *independent power producers* (IPP) memiliki 27,4 GW (35,17%). Tren partisipasi swasta meningkat, seperti yang ditunjukan pangsa listrik yang dibeli

Kotak 1: Peranan PLTU *captive/off-grid*

PLTU *captive* adalah pembangkit listrik tenaga uap yang dibangun oleh entitas di luar PLN untuk memenuhi kebutuhan listriknya sendiri melalui Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk Kepentingan Sendiri (IUPTLS), tanpa terhubung ke jaringan PLN. Peranan PLTU *captive* menjadi semakin besar untuk memasuk kebutuhan industri padat energi seperti *smelter* nikel, alumiunium, dan baja. Kapasitas PLTU *captive* naik dari sekitar 4 GW pada 2018 menjadi lebih dari 20 GW pada 2025 (Halimatussadiah et al., 2026). Dalam Perpres No. 112/2022, pemerintah sudah berkomitmen untuk menghentikan pengembangan PLTU baru dan membatasi penggunaan PLTU. Tetapi, PLTU *captive* tidak termasuk dalam moratorium ini. Dalam RUKN 2025-2031, kapasitas PLTU *captive* dapat mencapai 32.1 GW pada 2031, sebanding dengan seluruh kapasitas PLTU Jerman (Yang, Yang, Setiawati, 2025). Hal ini dapat menghasilkan dua risiko utama: tingginya kandungan karbon dalam produk ekspor Indonesia dan ketidaksesuaian dengan komitmen iklim Indonesia (Hasjanah, 2026)

Mengingat dinamika regulasi, model bisnis, dan rantai pasok PLTU *captive* yang berbeda dari PLTU dalam wilayah usaha PLN, laporan ini tidak membahas PLTU *captive*, walau perannya sebagai sumber *carbon lock-in* tersendiri layak menjadi fokus kajian terpisah.

[1] Ada beberapa kasus di mana pihak swasta dapat menyediakan layanan terintegrasi tanpa PLN, namun kedua kasus ini utamanya berlaku bagi area terisolasi atau kawasan industri (Agora Energiewende, NewClimate Institute, Energy Research Institute, 2024)

dari luar PLN (termasuk dari impor dan pembelian *excess power*) mencapai 44,3%, meningkat 9,8% dari tahun 2023.

PLN juga berperan sebagai perencana dan pengampu kebijakan (Agora Energiewende et al., 2024; Halimatussadiah, Kruger, Wagner, Afifi, Lufti, Kitzing, 2024). Mempertimbangkan rencana Kementerian ESDM, PLN menyusun RUPTL yang menjadi landasan keputusan investasi dan pengadaan. Kinerja korporat PLN diawasi oleh Badan Pengaturan Badan Usaha Milik Negara, sementara Kementerian Keuangan menjadi penjamin utang serta penyedia subsidi dan kompensasi bagi PLN. Meskipun begitu, beberapa keputusan penting terkait PLN membutuhkan persetujuan parlemen, terutama terkait subsidi dan kompensasi serta penetapan tarif listrik. Akibatnya, PLN dibatasi dari memiliki kuasa penuh atas kebijakan mereka.

Laporan ini akan membahas bagaimana empat elemen dalam pasar *on-grid* (yang terhubung dengan sistem PLN) mempengaruhi *carbon lock-in*: perencanaan, pengadaan, kontrak pembelian listrik, serta penyediaan layanan pendukung.

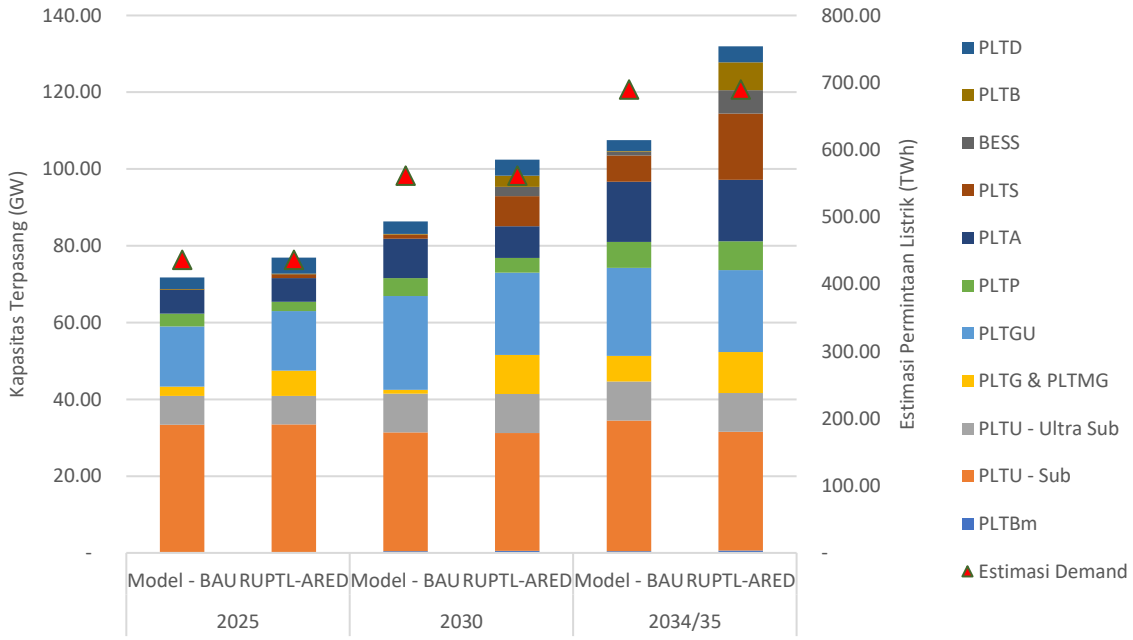
Perencanaan

Jalur perkembangan bauran energi dalam RUKN, dan RUPTL disusun berdasarkan pemodelan yang berbeda, tetapi secara prinsip mereka melakukan hal yang sama: optimasi. Dalam proses optimasi ini, perencana memformulasikan keputusan operasional pembangkitan dan investasi infrastruktur ketenagalistrikan dengan fungsi objektif untuk meminimalkan nilai kini (*present value*) dari total biaya sistem, dengan tetap mematuhi berbagai batasan (*constraints*). Batasan tersebut mencakup pemenuhan parameter teknis dan target kebijakan, seperti proyeksi beban permintaan listrik, ketersediaan bahan bakar, ambang batas emisi gas rumah kaca, target rasio elektrifikasi, standar keandalan pasokan, serta efisiensi transmisi. Lebih lanjut, batasan-batasan ini secara efektif mendefinisikan ruang solusi (*feasible region*) dari model optimasi, baik melalui restriksi terhadap opsi teknologi spesifik (misalnya, moratorium pembangunan PLTU baru) maupun penetapan mandat teknologi (misalnya, kuota bauran energi terbarukan).

Meskipun pemodelan PLN dalam RUPTL telah mempertimbangkan berbagai skenario dan asumsi, RUPTL belum menyajikan sejumlah asumsi dasar secara eksplisit. Hal ini menyulitkan pembaca untuk memahami landasan proyeksi yang dihasilkan, sekaligus menghambat replikabilitas model tersebut. Lebih lanjut, skenario yang dipaparkan belum mengakomodasi intervensi kebijakan yang lebih ambisius guna mengakselerasi transisi energi terbarukan. Intervensi tersebut dapat mencakup penghapusan *Domestic Market Obligation* (DMO) batu bara, peningkatan pajak karbon, serta pemberian insentif fiskal tambahan untuk

menurunkan *Weighted Average Cost of Capital* (WACC)[2] bagi pembangkit energi terbarukan. Signifikansi penurunan WACC melalui instrumen serupa telah terbukti berhasil menstimulasi pengembangan PLTS di negara lain, seperti Bangladesh dan India.

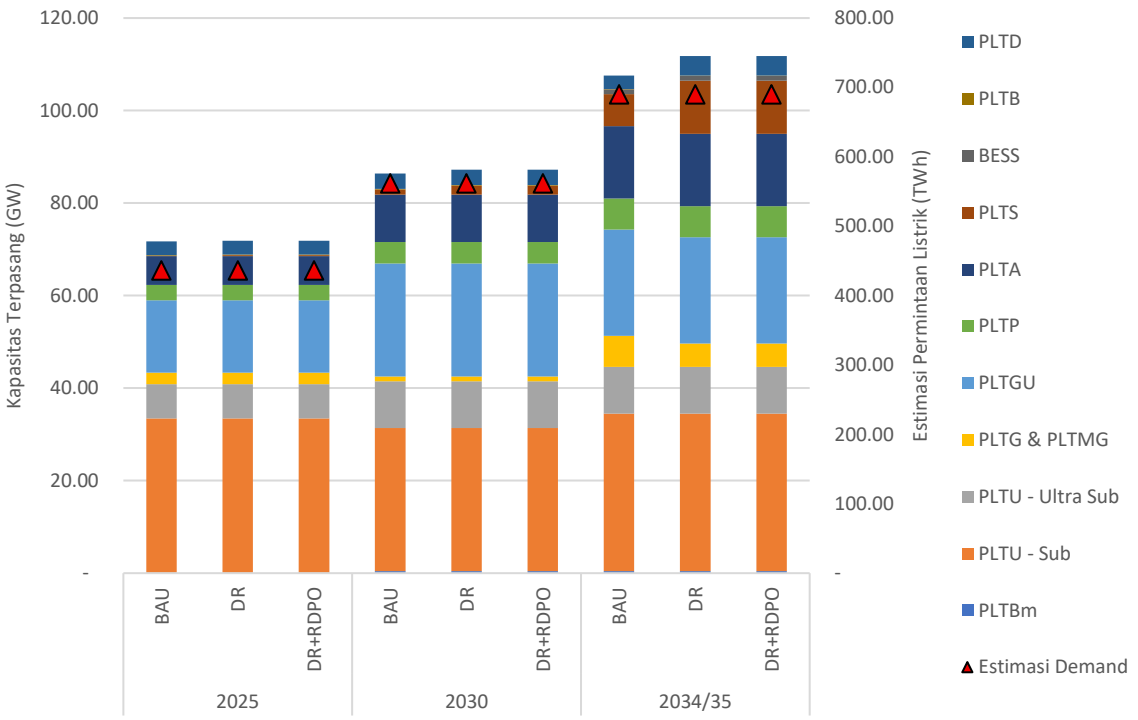
Untuk memberikan komparasi perencanaan ketenagalistrikan dan menganalisis dampak kebijakan penurunan WACC beserta penghapusan DMO, studi ini mensimulasikan ulang model RUPTL 2025-2034 dengan skenario ARED, yakni skenario paling optimis dengan tingkat bauran ET tinggi, dengan bersandar pada asumsi dan parameter literatur yang relevan. Replikasi ini mengadopsi sejumlah batasan sistem RUPTL, antara lain restriksi pembangunan PLTU batu bara, pembatasan kapasitas terpasang pembangkit listrik tenaga gas (PLTG), serta eskalasi pengembangan PLTS dan PLTA (termasuk pembangkit skala mini dan mikro hidro). Terkait proyeksi permintaan listrik, model ini mengacu pada dokumen RUPTL yang kemudian ditingkatkan sebesar 35% guna mengakomodasi *reserve margin* (margin cadangan). Lebih lanjut, studi ini turut mengembangkan dua skenario alternatif: skenario DR, yang merepresentasikan penurunan WACC PLTS dari 10% menjadi 5%, serta skenario DR + RDPO, di mana penurunan WACC menjadi 5% diiringi dengan kebijakan penghapusan DMO. Bagan 1 menunjukkan perbandingan hasil pemodelan tanpa intervensi (skenario *business as usual*/BAU) dengan RUPTL, sementara Bagan 2 menunjukkan hasil dari berbagai skenario yang dimodelkan.



Bagan 1 Perbandingan BAU model dengan skenario ARED dalam RUPTL 2025-2034

[2] Weighted Average Cost of Capital (WACC) adalah rata-rata tertimbang biaya modal proyek (antara ekuitas dan utang), yang mencerminkan imbal minimum yang harus dihasilkan proyek untuk memuaskan investor dan kreditur.

Dalam skenario BAU model, total kapasitas terpasang yang dibutuhkan untuk memenuhi permintaan listrik sekitar 700 TWh pada tahun 2035. Angka ini berasal dari basis permintaan RUPTL sebesar 578,47 TWh ditambah margin cadangan 35%, sekitar 107 GW. Kebutuhan total kapasitas terpasang ini 19% lebih rendah dibandingkan proyeksi kapasitas pada skenario ARED dalam RUPTL 2025-2034, dan bisa diakibatkan oleh perbedaan pemodelan dan asumsi yang digunakan.



Bagan 2 Perbandingan skenario BAU, DR, dan DR+RDPO dalam model

Bagan 2 menunjukkan skenario DR mampu meningkatkan kapasitas terpasang PLTS sebesar 70% di atas tingkat BAU menjadi 11,47 GW. Dengan ini, pangsa EBT dalam kapasitas pembangkitan total mencapai 31,2%, sebanding dengan besaran EBT sebesar 34,3% dalam bauran energi 2034 dalam RUPTL 2025-2034. Skenario DR juga mampu menurunkan kebutuhan kapasitas PLTG & PLTMG sebesar 24,8% (1,65 GW), walau belum mampu menurunkan kapasitas PLTU dan pembangkit listrik tenaga gas dan uap (PLTGU).

Integrasi kebijakan penghapusan DPO pada skenario DR + RDPO tidak menghasilkan perbedaan portofolio ketenagalistrikan yang signifikan jika dibandingkan dengan skenario DR. Hal ini disebabkan harga batubara *low rank* di bawah DPO tidak terlalu berbeda dengan harga tanpa DPO, sehingga dampak penghapusan DPO tidak begitu signifikan.

Temuan ini mengindikasikan bahwa intervensi pembiayaan energi terbarukan, khususnya melalui instrumen penurunan tingkat diskonto (*discount rate*),

memberikan dampak yang jauh lebih signifikan dalam mengakselerasi bauran energi bersih di Indonesia, sehingga mekanismenya patut dikembangkan sebagai prioritas kebijakan.

Selain perbedaan skenario, perbedaan asumsi parameter dapat menghasilkan perbedaan hasil pemodelan. Ketika pemodelan digunakan sebagai landasan kebijakan, maka asumsi memiliki dampak yang nyata. Ada tiga area asumsi penting yang dapat mempengaruhi

1. Proyeksi permintaan energi dan listrik yang terlalu optimis telah mendorong *oversupply* kapasitas pembangkitan (Rezki, Lufti, Caesar, 2023). Antara 2015 dengan 2018, perekonomian tumbuh 1,6% lebih lambat dibanding perkiraan Rencana Umum Energi Nasional (RUEN). Selain itu, asumsi elastisitas permintaan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi yang dipakai juga relatif besar terhadap elastisitas yang diamati. MIsalnya, perhitungan IEEFA menunjukkan bahwa dalam RUPTL 2015-2024, elastisitas sebesar 1,34 yang cocok dengan rata-rata 2004-2014 cenderung lebih tinggi dibanding elastisitas yang diamati pada 2015-2019 sebesar 0,86 dan yang diproyeksikan untuk sebesar 0,78 untuk 2020-2029 atau 1,00 untuk 2021-2029 (Hamdi & Adhiguna, 2021). Hal ini turut berujung pada pembangunan kapasitas yang berlebihan, terutama PLTU sebagai pembangkit berbiaya terendah, melalui program seperti Fast-Track Program 1 & 2 dan Program 35,000 MW (Arinaldo & Adiatma, 2019).
2. Proyeksi perkembangan biaya teknologi dapat mengabaikan potensi teknologi baru yang kini masih mahal yang memiliki potensi besar untuk menjadi lebih murah. Pembangkitan tenaga surya dan bayu masih memiliki relatif banyak ruang untuk menurunkan biaya pembangkitan, dibandingkan pembangkitan thermal yang teknologinya sudah matang (Bintang, 2023). Berbagai pemodelan listrik telah mengakomodasi kemungkinan ini, walau ada kasus di mana perkembangan teknologi lebih pesat dari perkiraan. Bagaimanapun juga, penurunan biaya dan peningkatan adopsi dapat dicapai melalui inovasi teknologi, peningkatan kemampuan manufaktur, dan perbaikan iklim investasi yang dinamikanya sulit untuk diperkirakan berdasarkan tren historis. Misalnya, proyeksi biaya dan adopsi PLTS secara global telah secara konsisten lebih rendah dan tumbuh lebih pesat dibanding perkiraan International Energy Agency (IEA) (Evans, 2020).

   Perencanaan jangka panjang seperti RUKN dan RUEN mengandalkan perkembangan teknologi *carbon capture, utilization, and storage* (CCUS)[3] agar

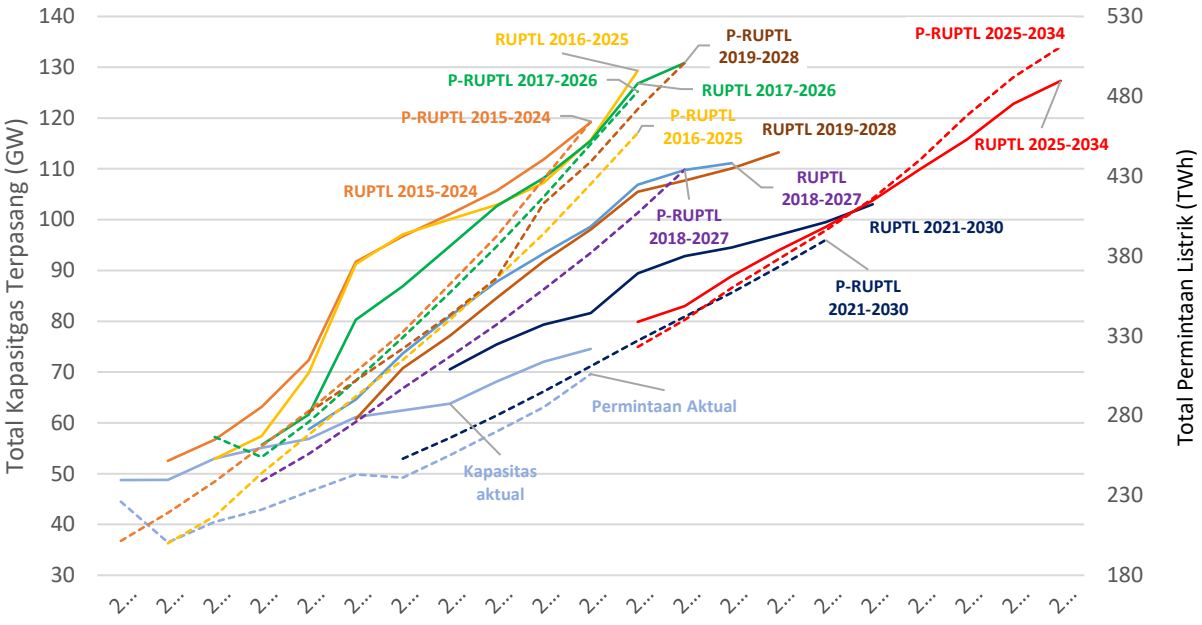
[3] *Carbon Capture, Utilization, and Storage* (CCUS) adalah proses yang menangkap karbon dikosida dari proses industri berskala besar dan mencegahnya dari terlepas ke atmosfir dengan cara menggunakannya untuk keperluan lain atau menyimpannya di bawah tanah

pembangkitan bahan bakar fosil tetap beroperasi dalam trayek nol emisi neto. Namun, laju teknologi CCUS bisa jadi lebih lambat dibanding yang diharapkan dalam trayek tersebut. Kini, kapasitas CCUS global hanya mencapai 0,05% dari emisi global batu bara (IEA, 2024). Menurut Prasetiyo, Suarez, Parapat, and Amali (2023), teknologi CCUS masih belum tersedia secara komersil, mahal untuk diterapkan dalam proyek pembangkitan batu bara, mengurangi kapasitas pembangkitan, dan tidak akan menjadi faktor sampai 2040. Prospek pengembangan CCUS, khususnya untuk pembangkitan listrik, juga relatif terbatas dibandingkan energi terbarukan: CCUS juga hanya mampu menarik investasi yang relatif jauh lebih kecil dengan tren yang menurun (BloombergNEF, 2024).

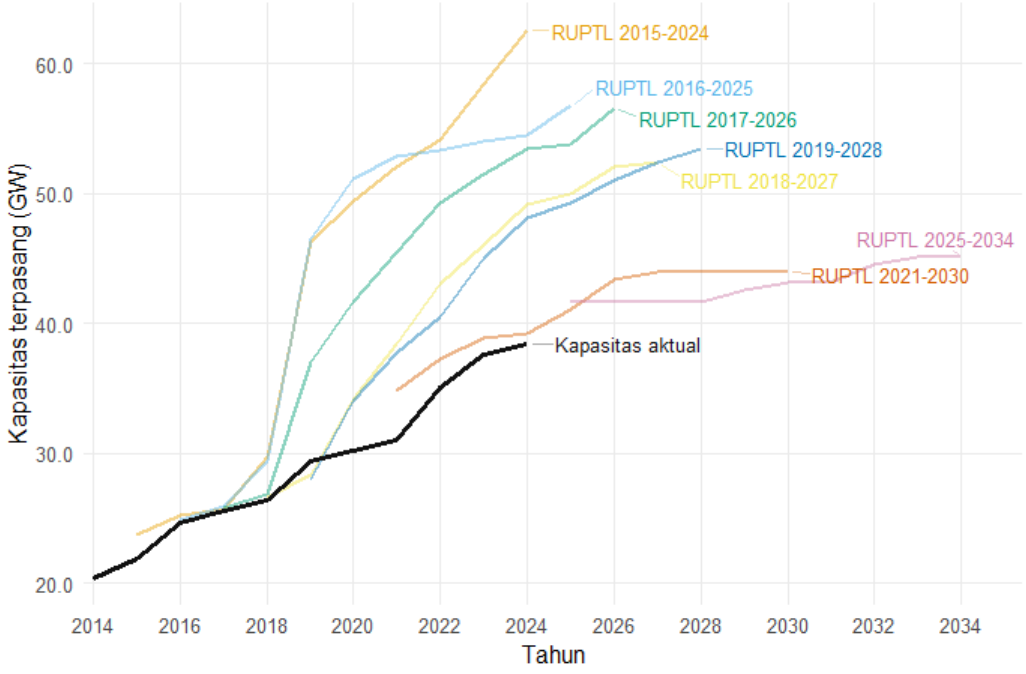
3. Asumsi kemampuan investasi, infrastruktur pendukung, dan perubahan kelembagaan yang konservatif dapat memperkuat *status quo*. Misalnya, pemodelan kami menyaratkan penerapan DMO dan pajak karbon. Mewujudkan ini menyaratkan investasi dan biaya pembangkitan yang lebih besar serta perubahan kelembagaan, yang mungkin tidak sesuai dengan prioritas pemerintah. Akibatnya, pemodelan yang mendasari kebijakan eksisting cenderung lebih konservatif tentang kemampuan sistem ketenagalistrikan untuk menyerap teknologi baru.

Proses Pengadaan

Walau masing-masing RUPTL menyatakan kebutuhan penambahan kapasitas, kapasitas terbangun belum tentu menyamai target tersebut. Hal ini berlaku bagi pembangkit batu bara, gas, maupun EBT sebagaimana ditunjukkan Bagan 4, Bagan 5, Bagan 6. Jika membandingkan kapasitas terpasang pada 2024 dengan dokumen terbaru yaitu RUPTL 2021-2030, kesenjangan ini tidak sebanding. Realisasi kapasitas terpasang untuk batu bara dan gas hanya 1,9% dan 7,3% di bawah yang ditargetkan RUPTL 2021-2030, namun realisasi kapasitas terpasang untuk EBT mencapai 51,4% di bawah target. Hal ini disebabkan koreksi target pembangkit bahan bakar fosil terutama dalam RUPTL 2021-2030, tetapi ini juga menandakan tantangan pengadaan EBT yang lebih berat dibandingkan bahan bakar fosil.

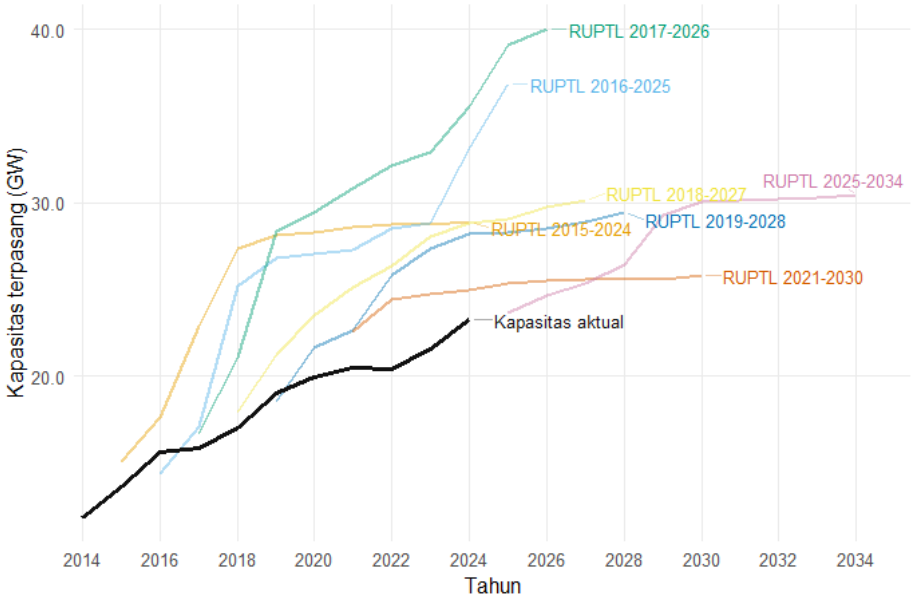


Bagan 3. Total kapasitas terpasang dan total permintaan, aktual dan proyeksi, pada berbagai versi RUPTL. RUPTL: Total kapasitas terpasang pada RUPTL (GW, axis kiri); P-RUPTL: Total permintaan pada RUPTL (TWh, axis kanan)



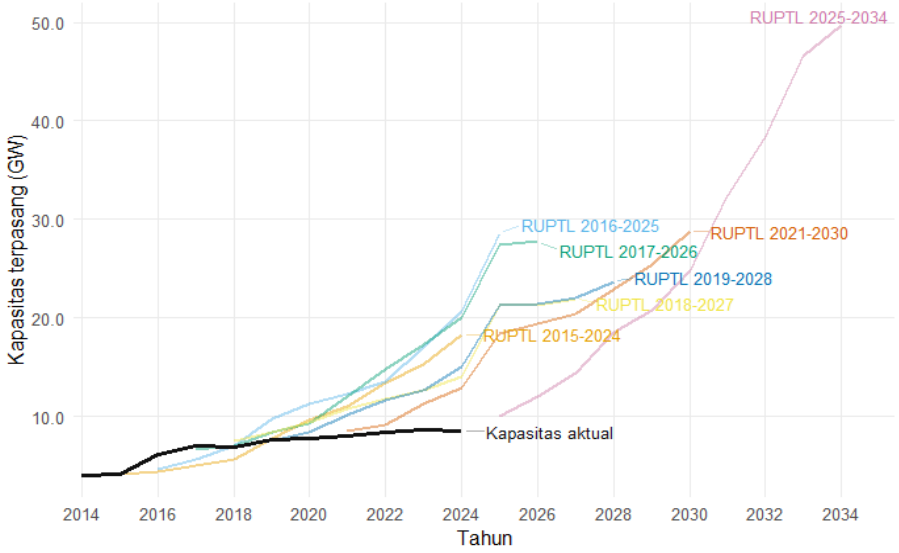
Kapasitas terpasang 2014-2024 berdasarkan realisasi kapasitas terpasang yang dilaporkan RUPTL.
Kapasitas terencana untuk tiap RUPTL diperoleh dari penjumlahan kapasitas terpasang pada tahun dasar dengan kebutuhan penambahan kapasitas.
Batubara mencakup PLTU dan PLTU MT.

Bagan 4 Perbandingan kapasitas pembangkit berbasis batu bara aktual dengan kapasitas target dalam rangkaian RUPTL



Kapasitas terpasang 2014-2024 berdasarkan realisasi kapasitas terpasang yang dilaporkan RUPTL
Kapasitas terencana untuk tiap RUPTL diperoleh dari penjumlahan kapasitas terpasang pada tahun dasar dengan kebutuhan penambahan kapasitas.
Pembangkit gas mencakup: PLTG, PLTGU, PLTMG, dan PLTU Minyak/Gas

Bagan 5 Perbandingan kapasitas pembangkit berbasis gas aktual dengan kapasitas target dalam rangkaian RUPTL



Kapasitas terpasang 2014-2024 berdasarkan realisasi kapasitas terpasang yang dilaporkan RUPTL.
Kapasitas terencana untuk tiap RUPTL diperoleh dari penjumlahan kapasitas terpasang pada tahun dasar dengan kebutuhan penambahan kapasitas.
EBT mencakup teknologi energi baru dan terbarukan sesuai definisi pada RUPTL.

Bagan 6 Perbandingan kapasitas pembangkit EBT dengan kapasitas target dalam rangkaian RUPTL

Bagan 4, Bagan 5, Bagan 6, dan Bagan 6 menunjukkan bagaimana perencanaan RUPTL dikoreksi dari versi ke versi untuk menyesuaikan dengan kapasitas terpasang beserta dinamika lain. Bagan 3 memetakan perbandingan antara total kapasitas eksisting dan perencanaan dalam RUPTL terhadap total permintaan listrik. Terlihat bahwa kurva permintaan cenderung lebih landai dibandingkan kurva penambahan kapasitas, meskipun keduanya menunjukkan tren yang serupa. Hal ini

mengindikasikan bahwa perencanaan kapasitas telah selaras dengan pertumbuhan permintaan, dengan margin penambahan kapasitas yang sedikit lebih tinggi tetapi tetap proporsional. Target penambahan kapasitas batu bara cenderung menurun, dengan penurunan yang drastis antara RUPTL 2019-2028 (yang menargetkan penambahan 27 GW) dengan RUPTL 2021-2030 (yang menargetkan penambahan 13,8 GW). Tiap RUPTL mencanangkan penambahan kapasitas gas di atas 10 GW, kecuali RUPTL 2021-2030 yang hanya merencanakan 5,8 GW. Tren dari RUPTL untuk bahan bakar fosil berbeda dengan untuk EBT. Sejak 2018, setiap RUPTL memiliki target yang terus meningkat untuk penambahan ET. Dalam RUPTL 2025-2034, kapasitas EBT ditargetkan untuk meningkat 42,6 GW, hampir dua kali yang ditargetkan RUPTL 2021-2030.

Perencanaan sistem ketenagalistrikan perlu diterjemahkan menjadi keputusan investasi dan pengadaan listrik. Meskipun begitu, Halimatussadiah et al. (2024) menggarisbawahi hubungan yang lemah antara keduanya. Lini waktu pengadaan seringkali tidak cocok dengan tanggal operasi komersial dalam RUPTL, tidak ada kejelasan dalam lini waktu, serta pengadaan seringkali tertunda. PLN sendiri tidak menghadapi konsekuensi atau penalti jika ia gagal memenuhi pengadaan ET sebagaimana yang tercantum dalam RUPTL. Akibatnya, kapasitas terpasang cenderung lebih rendah dibanding yang ada dalam RUPTL, sehingga mendorong revisi RUPTL dalam periode selanjutnya.

Seiring dengan menetapkan kapasitas terpasang, PLN juga perlu menentukan siapa yang menyediakan listrik tersebut. RUPTL mengalokasikan porsi pembangunan infrastruktur menjadi tiga:

- Porsi PLN, di mana pembangkit dibangun sendiri oleh PLN. Meskipun begitu, PLN dapat mengalokasikan pembangunan ke subholding/anak perusahaan PLN. PLN juga dapat menerima porsi subholding/anak perusahaan yang dikembalikan ke PLN.
- Porsi subholding PLN (SH-PLN), di mana pembangunan pembangkitan dari awal ditugaskan ke subholding PLN. Subholding PLN dapat mengerjakannya sendiri atau melalui kerja sama dengan kepemilikan saham minimal 51% secara langsung maupun tidak langsung.
- Porsi IPP, di mana pembangkit dibangun oleh pengembang swasta. Subholding PLN dapat berpartisipasi melalui kepemilikan saham dengan besaran persentase sesuai dengan analisis komersil yang memberikan manfaat terbesar bagi PLN Group.

Menurut Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan, PLN diberikan prioritas utama dalam usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum. Meskipun begitu, kebutuhan investasi sektor ketenagalistrikan sangat besar sehingga PLN perlu melibatkan IPP. Sejak IPP pertama pada 1991, keterlibatan IPP

dalam pengembangan pembangkitan bahan bakar fosil maupun ET telah meningkat. RUPTL 2025-2034 membutuhkan investasi pembangunan infrastruktur senilai Rp 2.133,7 triliun, di mana 73% dialokasikan untuk partisipasi IPP. Pemerintah juga menargetkan pihak swasta dapat memenuhi 70% dari kebutuhan investasi proyek PLTS 100 GW (Setiawan, 2026). Sebagaimana ditunjukkan Tabel 2, porsi IPP untuk penambahan kapasitas berbagai teknologi EBT sangat besar, sehingga kemampuan PLN untuk menarik investasi swasta menjadi sangat penting.

Tabel 2 Penambahan kapasitas swasta dan PLN dalam RUPTL 2025-2034 untuk EBT

Teknologi	Penambahan kapasitas (MW)		Persen swasta
	Swasta	PLN	
PLTS	14,818	2,243	86.85%
PLTA	10,551	1,139	90.26%
PLTP	4,572	585	88.66%
PLTB	6,862	326	95.46%
EBT	38,276	4,292	89.92%
Semua teknologi	49,095	20,416	70.63%

Dalam Peraturan Presiden No. 112 Tahun 2022, ada dua skema pengadaan untuk menentukan siapa yang berhak mengembangkan suatu proyek (Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan Kementerian ESDM, n.d.):

- Pengadaan/pemilihan langsung, di mana PLN mengundang perusahaan-perusahaan yang telah terdaftar dalam Daftar Penyedia Terseleksi (DPT) untuk berpartisipasi dalam pengadaan. Kandidat diminta untuk menyediakan tawaran ketentuan, termasuk harga jual listrik ke PLN. Dalam opsi ini, IPP diwajibkan untuk bermitra dengan *sub-holding* PLN yang memiliki 30-35% pangsa ekuitas tanpa perlu menyediakan dana di muka (Agora Energiewende et al., 2024). Di sini, IPP menanggung risiko yang besar sebab PLN tidak perlu menyediakan pendanaan atau dukungan proyek di awal.
- Penunjukkan langsung, di mana Kementerian ESDM menugaskan perusahaan untuk mengembangkan potensi ET. Skema ini hanya terbuka bagi kasus di mana sub-holding PLN memegang mayoritas saham dan bertanggung jawab bagi pemilihan mitra usaha (Agora Energiewende et al., 2024). Dalam skema kuasa bersama, PLN memegang sebagian besar pangsa dan hanya perlu menyediakan 10% dari investasi modal. Hal ini berarti perlu ada sponsor yang mampu menyediakan 41% dari nilai investasi modal untuk menutup pangsa PLN. Tetapi, pihak swasta mungkin memerlukan pangsa modal yang lebih besar agar tertarik masuk.

Kedua pendekatan ini telah digunakan untuk pengadaan pembangkit *thermal*, dengan persyaratan partisipasi PLN yang berbeda. Menurut Perpres No. 112/2022, pemilihan langsung diwajibkan untuk semua jenis teknologi ET kecuali untuk PLTA multifungsi[4], PLTP dengan perizinan tertentu, proyek penambahan kapasitas, dan pembelian listrik berlebih (PwC, 2025).

Secara praktik, proses pengadaan juga tidak transparan dan efisien (Halimatussadiah et al., 2024) di mana komunikasi pihak pengada dengan pasar buruk, lini waktu penawaran terlalu pendek, dan dokumentasi tender berkualitas rendah dengan standardisasi terbatas. Kemungkinan untuk renegosiasi ulang antara PLN dengan IPP berujung pada pengembang yang memberikan perkiraan biaya yang terlalu optimis, sehingga merusak transparansi dan kepastian proses pengadaan. Adanya jalur khusus bagi sub-holding/anak usaha PLN juga mendistorsi persaingan, di mana beberapa perusahaan berusaha untuk bermitra dengan anak usaha PLN agar dapat mengakses jalur khusus ini.

Rencana PLTS 100 GW akan memperkenalkan KDMP sebagai pemain baru dalam pembangkitan listrik di Indonesia, mengingat tanggung jawab mereka untuk membangun PLTS terdesentralisasi beserta dengan sistem penyimpanan energi baterai di 80,000 desa (*battery energy storage system*/BESS). Walau hal ini dapat mengurangi beban elektrifikasi desa bagi PLN, Halim et al. (2026) menggarisbawahi bahwa model tak terintegrasi dari penyediaan listrik tersebut tidak didukung oleh Keputusan Mahkamah Konstitusi No. 39/PUU-XXI/2023 dan KDMP sendiri memiliki kemampuan teknis, finansial, dan operasional yang terbatas.

Perjanjian Jual Beli Listrik

Hubungan antara PLN dengan anak usaha PLN maupun IPP diatur dalam PJBL. PJBL perlu memuaskan dua sisi: memperoleh "manfaat terbaik" bagi PLN sembari tetap menarik partisipasi swasta. "Manfaat terbaik" di sini tidak hanya berarti biaya pembangkitan termurah, sembari juga memastikan kapasitas pembangkitan tetap ada dan PLN terlindungi dari risiko yang berlebih. Agar pihak swasta tertarik, mereka tidak hanya perlu imbal yang cukup dibandingkan alternatif usaha yang bisa mereka lakukan. Pihak swasta perlu diberikan kepastian terhadap imbal tersebut, yang berarti mereka juga mencari perlindungan dari risiko. Berbagai komponen dalam PJBL akan berkutat dan melakukan pertukaran antara dilema-dilema ini.

[4] PLTA multifungsi adalah PLTA yang menggunakan tenaga listrik dari bendungan atau kanal irigasi, dan pembangunannya didefinisikan sebagai aset negara multifungsi oleh Kementerian Pekerjaan Umum

Untuk menekan beban subsidi dari penyediaan listrik, pemerintah punya insentif untuk menekan biaya pokok pembangkitan (BPP)[5]. BPP tiap daerah pembangkitan menjadi acuan harga listrik yang ditawarkan dalam PJBL. PLTU dapat menjadi opsi pembangkitan yang kompetitif dengan BPP, mengingat PLTU merupakan opsi pembangkitan termurah dengan adanya DMO serta BPP sendiri dibentuk oleh kapasitas kini, yang didominasi PLTU. Kasus ini menunjukkan bagaimana kapasitas PLTU sekarang mengunci masuknya ET. Sebelum Perpres No. 112/2022, tarif listrik bagi ET dipatok pada maksimal 85% dari BPP (Agora Energiewende et al., 2024). Dengan Perpres No. 112/2022, batas atas tarif listrik kini mempertimbangkan tipe teknologi, lokasi aset pembangkitan, dan ukurannya. Perpres No. 112/2022 juga menetapkan batas atas tarif yang lebih tinggi dalam 10 tahun pertama, sebelum menurunkannya sampai akhir PJBL. Tetapi, prinsip bahwa tarif dalam PJBL tidak bisa lepas dari BPP tetap berlaku, dengan batas atas tarif ET pada tingkat 100% dari BPP (Agora Energiewende et al., 2024).

Penentuan berapa banyak listrik yang dibeli bergantung pada keputusan penyaluran (*dispatch*), yang bertujuan untuk menyeimbangkan tiap jaringan dan mengantarkan listirk ke konsumen akhir. Dengan perubahan permintaan dan penawaran akibat rutinitas kegiatan ekonomi, perubahan cuaca, dan kondisi-kondisi lainnya, jumlah listrik yang dibeli dari tiap IPP tidak tetap. Di sisi lain, PLN tetap perlu memberi insentif bagi IPP untuk tetap membangun pembangkit listrik berkapasitas besar, agar PLN tetap memiliki opsi untuk membeli banyak listrik ketika permintaan memuncak.

Dengan itu, PJBL mengandung faktor pembayaran berdasarkan kapasitas pembangkitan (*capacity payment*) yang mempertimbangkan kapasitas aset, pemulihan nilai modal (terutama ketika PLN mengambil alih aset setelah masa keekonomian selesai), serta biaya tetap. Capacity payment membentuk 40% dari total tarif yang dibayarkan ke IPP (Agora Energiewende et al., 2024). *Capacity payment* diterapkan melalui klausul *take-or-pay*: bahkan ketika PLN tidak membeli listrik dari pembangkit, mereka tetap harus membayar jumlah tertentu. Di sisi lain, PLN juga memberikan penalti jika IPP tidak mampu mencapai faktor ketersediaan yang telah disepakati sebelumnya. Baik *capacity payment* maupun penalti membantu PLN menjaga ketersediaan kapasitas pembangkitan.

Tetapi, ketentuan *take-or-pay* dalam PJBL terhadap PLTU menghasilkan beban keuangan bagi PLN. Pembangunan kapasitas PLTU yang berlebih berarti PLN terikat pada *capacity payment* yang besar tanpa mendapatkan listrik yang sepadan. Prasetiyo et al. (2023) memperkirakan bahwa biaya operasi dan pengelolaan dari

[5] BPP adalah biaya penyediaan tenaga listrik oleh PLN untuk melaksanakan kegiatan operasi mulai dari pembangkitan sampai dengan penyaluran (jaringan transmisi dan jaringan distribusi) dan kegiatan usaha penjualan tenaga listrik ke pelanggan dibagi dengan total kWh jual.

kapasitas PLTU yang berlebih mencapai USD 1,2 miliar per tahun. Agora Energiewende et al. (2024) memperkirakan bahwa pembayaran untuk kapasitas berlebih menambah minimal USD 2 miliar per tahun. Hal ini meningkatkan biaya sistem ketenagalistrikan. Selain itu, sebab *capacity payment* tetap perlu dibayar ke PLTU walau listrik tidak dibeli, penambahan ET dalam sistem pasokan energi tidak akan mengurangi biaya sistem PJBL dengan PLTU berjalan walaupun biaya pembangkitan ET lebih murah.

Perpres No. 112/2022 memandatkan keputusan *dispatch* untuk memprioritaskan ET serta mencegah pembatasan pembangkitan dari kapasitas (*curtailment*) (Agora Energiewende et al. (2024)). Tetapi, ada tiga kasus pembangkitan yang menghasilkan ketidakseimbangan risiko bagi pembangkit:

1. Jika pembangkit ET memproduksi lebih banyak listrik dibanding yang telah disetujui, maka PLN dapat membelinya pada harga yang lebih rendah.
2. Jika PLN tidak bisa menyerap listrik dari pembangkit, PLN harus membayar pembangkit seakan-akan pembangkit menghasilkan dan menjual listrik tersebut. Pembayaran ini dapat mengurangi pengeluaran untuk membeli listrik surplus dari kasus pertama.
3. Jika pembangkit ET menghasilkan lebih sedikit listrik dibanding yang telah disetujui, maka pembangkit wajib membayar penalti ke PLN.

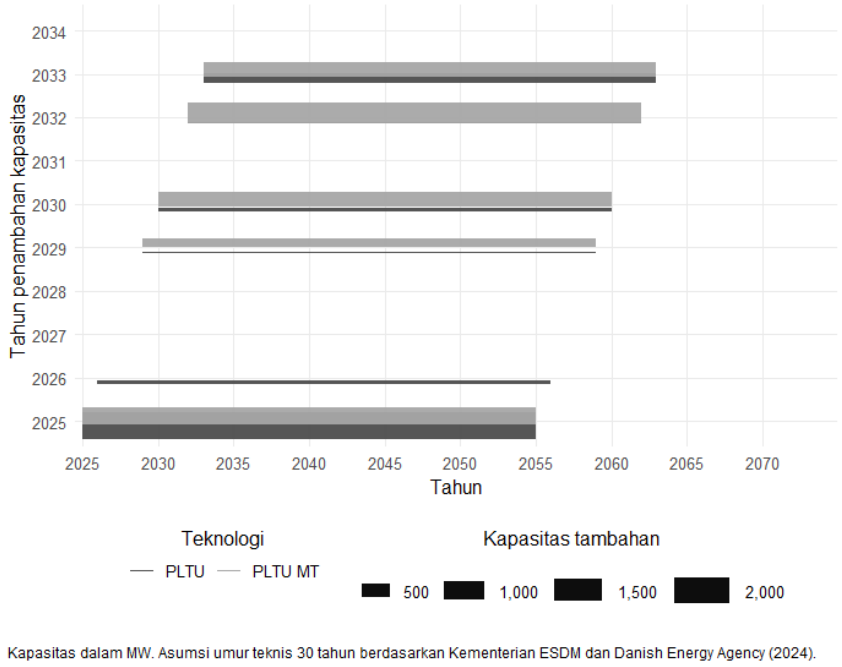
Dengan ketiga kasus ini, imbal pembangkit dari menghasilkan satu kWh listrik berlebih tidak sama dengan kerugian pembangkit dari menghasilkan satu kWh listrik kurang dari kesepakatan. Ketika listrik yang dibangkitkan bergantung pada faktor eksternal, ketentuan ini menghasilkan risiko yang besar bagi pembangkit ET variabel seperti tenaga surya dan bayu.

Di samping segala hambatan ini, ketentuan PJBL untuk pembangkit ET dianggap investor masih *bankable*, sehingga mereka mampu memperoleh pendanaan untuk mengembangkan proyek (Halimatussadiah et al., 2024). Namun, proyek-proyek ET masih menghadapi risiko di tingkat proyek, seperti proses akuisisi tanah dan perizinan yang tidak transparan serta keterbatasan memperoleh pendanaan.

Dengan besarnya investasi modal dan panjangnya umur teknis pembangkit, PPA pun berjangka relatif panjang, terutama jika dibandingkan dengan linimasa perencanaan RUPTL. PPA awalnya diterapkan selama maksimal 30 tahun dari tanggal operasi komersil, agar pengembang pembangkit dapat menutup biaya modal (Agora Energiewende et al., 2024; PwC, 2025). PJBL dapat dilanjutkan dengan harga listrik yang tidak lagi mempertimbangkan biaya modal. Sebelumnya, kepemilikan pembangkit ditransfer ke PLN melalui skema *build-own-operate-transfer* (BOOT). Permen ESDM No. 5/2025 kini memungkinkan IPP untuk tetap memiliki aset pembangkit untuk beberapa teknologi tertentu, terutama ET. Intinya,

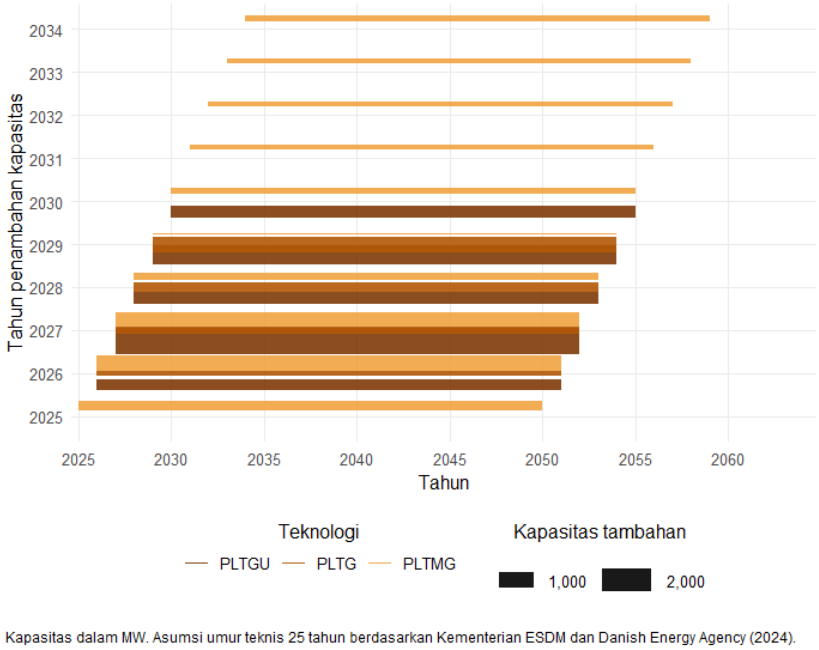
PLN tetap dapat memberdayakan pembangkit bahkan setelah masa operasional tersebut, baik sebagai pembangkit milik sendiri atau melalui perpanjangan PPA.

Bahkan jika PJBL berjangka sesuai umur teknis, berbagai penambahan pembangkit bahan bakar fosil dalam RUPTL 2025-2034 tetap akan beroperasi sampai tahun 2050, sebagaimana ditunjukkan dalam Bagan 7 dan Bagan 8. Rencana pengurangan emisi gas rumah kaca PLTU dalam Permen ESDM No. 10/2025 sendiri menitikberatkan penghentian PLTU yang telah mencapai nilai buku nol, depresiasi penuh, berakhirnya PJBL dengan IPP, atau *natural retirement*. Walau rencana tersebut memetakan 168 PLTU yang dapat dipensiunkan antara 2030 dan 2059, penghentian PLTU berdasarkan habisnya masa operasional ini kemungkinan akan mengecualikan PLTU-PLTU baru. Lalu, rencana penghentian PLTG, PLTGU, dan PLTMG masih belum ada dalam Perpres No. 112/2022 atau Permen ESDM No. 10/2025.



Kapasitas dalam MW. Asumsi umur teknis 30 tahun berdasarkan Kementerian ESDM dan Danish Energy Agency (2024).

Bagan 7 Linimasa operasi PLTU dalam RUPTL 2025-2034 berdasarkan umur teknis



Kapasitas dalam MW. Asumsi umur teknis 25 tahun berdasarkan Kementerian ESDM dan Danish Energy Agency (2024).

Bagan 8 Linimasa operasi PLTGU, PLTG, dan PLTMG dalam RUPTL 2025-2034 berdasarkan umur teknis

RUPTL 2025-2034 juga tidak lagi merencanakan pengembangan PLTU baru di luar yang telah masuk dalam RUPTL sebelum Perpres No. 112/2022 serta dibutuhkan oleh sistem. Walaupun begitu, RUPTL 2025-2034 membuka kemungkinan untuk melakukan perpanjangan operasi PLTU di atas umur teknis dengan syarat "menggunakan teknologi penurunan emisi antara lain *Carbon Capture and Utilization* (CCU), *Carbon Capture and Storage* (CCS), *Carbon Capture, Utilization and Storage* (CCUS), *Cofiring Green Ammonia*, dan teknologi lainnya sebagai bagian dari langkah PLN untuk berkontribusi ke Nationally Determined Contribution (NDC) dan rencana Net Zero Emission (NZE)." Akibatnya, jangka operasi PLTU bisa melebihi dari yang tercantum dalam Bagan 7 dan Bagan 8.

PLN dan IPP juga perlu menjamin ketersediaan bahan bakar bagi pembangkit mereka. Pemilik pembangkit dapat membeli batu bara atau gas pada harga pasar. Hal ini memberikan mereka fleksibilitas, tapi memaparkan mereka terhadap risiko apabila harga bahan bakar naik. Akibatnya, PLN dan IPP perlu menandatangani kontrak *fuel supply agreement* (FSA) yang menetapkan ketentuan pembelian dan pengantaran bahan bakar. Dalam kasus PLN, salah satu strategi yang mereka ajukan dalam RUPTL 2025-2034 untuk memastikan kecukupan dan fleksibilitas pasokan adalah "melakukan kontrak batubara jangka panjang dengan perusahaan tambang besar, serta kontrak jangka pendek dan menengah (1-5 tahun)." Layaknya PJBL, FSA mempertukarkan fleksibilitas demi kepastian. Misalnya, FSA gas PLN bulanan dan tahunan mengandung aturan *take-or-pay* yang didukung jumlah pembelian minimum (Agora Energiewende et al., 2024). FSA berjangka panjang turut memperkuat *lock-in* dengan menciptakan pembayaran tetap yang perlu dilakukan, sehingga masuknya ET tidak mengurangi biaya sistem.

Agar investor pembangkit listrik setuju untuk melakukan pensiun dini, maka tawaran bagi mereka perlu lebih baik dibanding kontrak PJBL yang berlaku. Ketika kontrak PJBL yang berlaku memiliki syarat dan ketentuan yang terlalu baik dibanding status kelayakan investasi Indonesia (Hamdi & Adhiguna, 2021), maka tawaran pensiun dini akan memakan biaya yang besar. Untuk pembangkit listrik PLN, pensiun dini dapat dicatat sebagai kerugian bagi negara, sesuatu yang memiliki konsekuensi hukum bagi pengambil keputusan (Saleh, Fikri, Darmawan, 2026). Dengan terbatasnya kemampuan dan dukungan pemerintah untuk menanggung biaya pensiun dini, keberlanjutan rencana pensiun dini pun bergantung pada ketersediaan dana dari luar negeri, seperti melalui skema Just Energy Transition Partnership (JETP) atau Energi Transition Mechanism (ETM). Namun, kemajuan mereka dalam memensiunkan kapasitas batu bara relatif terbatas. Dalam skema JETP dan ETM, target pensiun dini PLTU sampai dengan 2040 hanya mencapai 1,7 GW (Yustika & Iyer, 2026). Walau JETP mampu bertahan dari keluarnya Amerika Serikat, persetujuan dana JETP relatif lambat dengan hanya $3,1 miliar yang baru dialokasikan dari komitmen $21,4 miliar. Hal ini dapat berujung ke pembatalan keputusan pensiun dini, seperti dalam bentuk pembatalan pensiun dini PLTU Cirebon-1, walau sebelumnya telah ada komitmen di bawah skema ETM (Purnama, 2026). Kotak 2 membahas lebih lanjut soal bagaimana kasus PLTU Cirebon-1 menjadi contoh tantangan yang muncul dari pensiun dini PLTU.

Agar investor tertarik untuk mengembangkan proyek, mereka perlu jaminan agar PLN (dan pemerintah Indonesia) tidak menciptakan risiko yang membahayakan nilai proyek mereka. Hal ini terutama berlaku bagi investor asing: dengan daya tawar yang lebih kuat, mereka mampu meminta perlindungan tambahan dibandingkan investor dalam negeri. Perlindungan tambahan ini diwujudkan melalui persetujuan investasi internasional (*international investment agreement*/IIA) atau melalui klausul investasi dalam perjanjian perdagangan. Salah satu hal yang lazim diatur adalah penyelesaian sengketa antara investor dengan negara (*investor-state dispute settlement*/ISDS), yang seringkali menyaratkan arbitrase sengketa di badan internasional. Walau ketentuan ini dapat menarik investor asing, ketentuan ini membatasi ruang kebijakan pemerintah, terutama dalam *phase out* bahan bakar fosil. Mengingat sekitar 1/3 kapasitas PLTU on-grid Indonesia dimiliki oleh investor dari Jepang, Korea, dan Tiongkok (Agora Energiewende et al., 2024), maka kebijakan pensiun dini sepihak akan menyeret PLN ke dalam rentetan sengketa hukum.

KOTAK 2: PLTU Cirebon-1 sebagai studi kasus hambatan pensiun dini PLTU

PLTU Cirebon-1 adalah PLTU berkapasitas 660 MW yang beroperasi sejak Juli 2012 sebagai IPP di bawah konsorsium Cirebon Electric Power (CEP) yang terdiri dari Marubeni, Korea Midland Power, ST International, dan Indika Energy). PLTU Cirebon-1 memasok listrik ke PLN melalui PJBL berjangka 30 tahun yang semula berakhir pada Juli 2042. Pada G20 Leader's Summit (November 2022), ADB, PT PLN, CEP, dan Indonesia Investment Authority (INA) menandatangani *memorandum of understanding* (MoU) untuk menjadikan Cirebon-1 sebagai proyek percontohan pertama pensiun dini PLTU milik IPP di bawah skema ETM (ADB, 2022). Dalam COP28 (Desember 2023), MoU ini dilanjutkan kesepakatan non-mengikat untuk memperpendek PJBL sekitar tujuh tahun ke 2035 dengan kompensasi bagi pemegang saham dibiayai melalui *blended finance* ADB (Jessop & Lawder, 2023).

Rencana ini dibatalkan oleh pemerintah pada Desember 2025, dengan alasan Cirebon-1 masih memiliki umur operasional panjang dan teknologi yang cukup efisien untuk terus beroperasi (Perdana, 2026). Pembatalan juga didorong oleh perkiraan biaya kompensasi akibat klausul *take-or-pay* dalam PJBL yang mencapai sekitar Rp60 triliun (Simanjuntak, 2025). Selain itu, dibutuhkan minimal 3,6 GW PLTS beserta sarana penyimpanan listrik, dengan biaya sekitar Rp70 triliun. Pemerintah kini mencari PLTU *subcritical* yang lebih tua untuk menggantikan Cirebon-1 dalam skema ETM.

Kasus ini menunjukkan bagaimana struktur PJBL — khususnya klausul *take-or-pay* dan jangka kontrak yang panjang — dapat membuat pensiun dini PLTU secara konsisten sulit direalisasikan, apa pun usia atau efisiensi pembangkitnya.

Transmisi dan distribusi

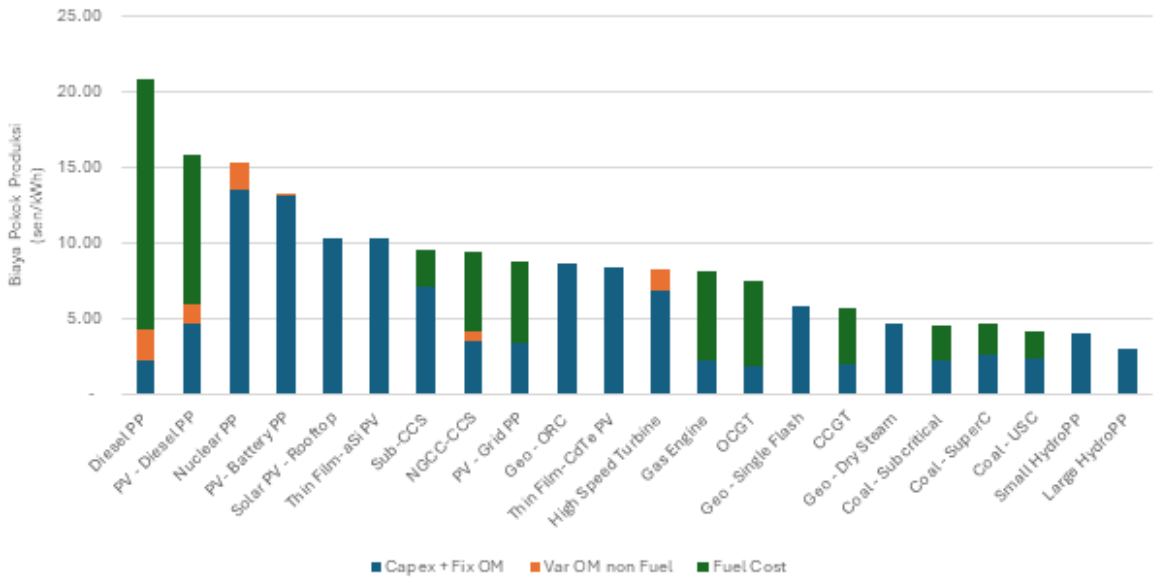
Pembangkit yang berbeda dapat menghasilkan listrik dengan karakteristik yang berbeda, baik dari segi efek samping (seperti gas rumah kaca yang mengiringinya) maupun ketersediaan sesuai permintaan. Kemampuan pembangkit ET variabel untuk menyediakan listrik saat listrik tersebut dibutuhkan menjadi tantangan, mengingat pembangkit ET mengandalkan kondisi alam seperti cuaca cerah atau angin yang kencang. Ketergantungan terhadap kondisi alam ini juga membatasi lokasi yang ideal bagi tempat pembangkitan, yang bisa jadi tidak sesuai dengan pusat permintaan. Hal ini membatasi rata-rata jumlah listrik yang dibangkitkan, sehingga untuk mendapatkan jumlah listrik yang sama, pengembang perlu membangun kapasitas yang lebih banyak. Akibatnya, diperlukan investasi hingga empat kali lipat dalam pembangkit ET variabel untuk menghasilkan jumlah listrik yang sama dibanding bahan bakar fossil.

Ada dua solusi agar pembangkit ET variabel dapat menghasilkan listrik yang seandal pembangkit bahan bakar fosil. Solusi pertama adalah menghubungkan pembangkit ke dalam sistem transmisi yang mampu menyeimbangkan permintaan dan penawaran, agar pembangkit lain dapat membantu mengisi kekurangan listrik dari pembangkit–dan sebaliknya. Solusi kedua adalah menyediakan sarana penyimpanan listrik (seperti *battery energy storage system*/BESS atau *pumped hydro storage*[6]) agar listrik yang berlebih dapat disimpan untuk memenuhi kebutuhan di lain waktu. Pembangkit ET variabel membutuhkan infrastruktur pelengkap ini lebih dari PLTU, PLTG, dan PLTMG yang dapat membakar batu bara dan gas sesuai kebutuhan[7].

PLTU, PLTG, dan PLTMG juga tetap membutuhkan infrastruktur pelengkap, walau bentuk mereka berbeda. Mereka memerlukan fasilitas transportasi dan penyimpanan, baik itu berbentuk gerbong dan tongkang batu bara, jaringan pipa gas, maupun armada kapal LNG dan fasilitas regasifikasi. Ada dua cara utama kebutuhan infrastruktur ini berbeda: sistem energi Indonesia sudah memfasilitasi kebutuhan ini dan model bisnis untuk penyediaan infrastruktur ini berbeda dengan model bisnis penyediaan infrastruktur transmisi dan penyimpanan listrik.

Kebutuhan infrastruktur pelengkap ini mengakibatkan pembangkit ET variabel masih sulit untuk berkompetisi dengan pembangkit bahan bakar fosil dalam lingkungan. Bagan 9 menunjukkan bahwa bahkan tanpa mempertimbangkan infrastruktur pelengkap, biaya pembangkitan PLTS (Thin-film PV dan Solar PV rooftop) diperkirakan masih lebih mahal dibandingkan biaya pembangkitan PLTU, PLTG (*open cycle gas* turbine/OCGT), dan PLTGU (*combined cycle gas turbine*/CCGT). Hal ini terutama berlaku ketika batu bara dijual untuk pembangkitan listrik *on-grid* di bawah harga pasar melalui skema *domestic market obligation* (DMO). Analisis IESR (n.d.) menunjukkan bahwa tanpa intervensi tersebut, biaya pembangkitan listrik batubara dapat meningkat hingga 9 sen USD/kWh (pada asumsi harga batubara 150 USD/ton) atau 6,4 sen USD/kWh (pada harga batubara tahun 2025 sebesar 107,4 USD/ton).

[6] *Battery energy storage system* (BESS) adalah teknologi yang menyimpan listrik di serangkaian baterai. *Pumped hydro storage* merupakan variasi pembangkit listrik tenaga air yang dikhususkan untuk menyimpan listrik. Ketika listrik sedang berlimpah, listrik digunakan untuk memompa air ke atas. Ketika ada kebutuhan listrik, air dialirkan ke bawah untuk menggerakan turbin dan menghasilkan listrik. Baik BESS dan *pumped hydro* bersifat sebagai penyeimbang di tingkat jaringan dan tidak perlu menempel ke unit pembangkit listrik.
[7] PLTU, PLTG, dan PLTGU membutuhkan waktu untuk menyediakan listrik (*start-up time*) dan mencapai kapasitas penuh (*ramp rate*). *Start-up time* PLTU dapat mencapai 2-10 jam, PLTGU dapat mencapai 1-4 jam, dan PLTG dapat mencapai 5-11 menit (IRENA, 2019). Namun, *start-up time* ini tidak mengganggu kepastian bahwa pembangkitan dapat memenuhi permintaan



Bagan 9 Perbandingan biaya pokok produksi antar-teknologi

Bagan 9Bagan 9 menunjukkan sambungan ke jaringan transmisi listrik (PV – Grid PP) tidak terlalu mempengaruhi biaya pembangkitan. Meskipun begitu, perhitungan BPP di sini belum menghitung biaya pembangunan infrastruktur tambahan, yang mungkin bisa mahal untuk lokasi pembangkit yang berpotensi tetapi terpencil.

Dari perspektif sistem, sistem-sistem listrik besar Indonesia (seperti Jawa-Bali dan Sumatera) masih mungkin mengintegrasikan ET variabel di jangka pendek dengan mengandalkan infrastruktur transmisi dan distribusi (T&D) yang ada (IEA, 2022). Dalam jangka panjang, sistem listrik Indonesia perlu diintegrasikan mengingat sumber ET yang tersebar di Sumatra, Kalimantan, dan Nusa Tenggara dapat dihubungkan dengan psuat permintaan di Jawa-Bali (IESR, 2024). Seiring dengan penurunan pembangkit listrik berbahan bakar fosil, investasi dalam opsi penyimpanan listrik diperlukan untuk menjaga fleksibilitas sistem (IESR, 2024). Untuk jangka pendek dan jangka panjang, integrasi ET membutuhkan peningkatan kemampuan manajemen sistem serta perubahan praktik (IEA, 2022). Misalnya, kemampuan untuk membuat keputusan penyaluran yang lebih dekat dengan waktu penyaluran dapat memungkinkan integrasi ET yang lebih tinggi, dengan mengurangi kebutuhan bagi penyeimbang listrik (Agora Energiewende et al., 2024).

Jika pembangkit tidak dapat disambungkan ke sistem listrik, maka pembangkit ET variabel perlu dilengkapi dengan baterai atau genset agar tetap mampu menyediakan listrik dengan andal. Bagan 9 menunjukkan bahwa kedua opsi ini meningkatkan biaya pokok produksi dengan cukup besar, dari 10,26 sen USD/kWh menjadi 13,19 sen USD/kWh atau 15,87 sen USD/kWh.

RUPTL 2025-2034 mengandung rencana untuk memitigasi berbagai tantangan tersebut. PLN berencana mengembangkan *Green Enabling Super Grid* yang menyambungkan sumber ET di Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, dan Nusa Tenggara ke pusat permintaan di Jawa-Bali. Bersama dengan rencana pengembangan jaringan lain yang menjadi persyaratan penetrasi EBT yang lebih tinggi, RUPTL 2025-2034 mencanangkan penambahan 47,7 ribu km jalur transmisi dan 107,9 ribu MVA gardu induk. RUPTL 2025-2034 juga mengandung rencana penambahan kapasitas BESS sebesar 6 GW dan *pumped hydro storage* sebesar 4,3 GW.

Rencana pengembangan ini membutuhkan pendanaan yang besar. RUPTL 2025-2034 memperkirakan kebutuhan investasi total PLN dan IPP antara 2025 sampai 2034 mencapai Rp2.976,4 triliun, di mana kebutuhan untuk transmisi dan gardu induk akan mencapai Rp392,1 triliun[8]. Berbagai desain kelembagaan PLN membatasinya dari memenuhi kebutuhan investasi tersebut. PLN memiliki laba yang kecil sebab PLN memiliki penugasan *public service obligation* (PSO) untuk menyediakan listrik andal dengan harga terjangkau. PLN tidak memiliki kuasa untuk menetapkan harga listrik, namun hanya menerima marjin tipis sebesar tujuh persen dari BPP yang tidak cukup untuk kebutuhan investasi (Agora Energiewende et al., 2024). Minimnya ekuitas internal berarti PLN harus mengandalkan pinjaman atau penanaman modal dari pemerintah untuk mendanai pengeluarannya. Walau utang PLN dijamin pemerintah, pemerintah juga membatasi kemampuan PLN untuk meminjam, di bawah dari kebutuhan menjaga jaringan T&D (Agora Energiewende et al., 2024). Pemerintah kini sedang menjajak bagaimana swasta dapat berkontribusi dalam pembangunan jaringan listrik (Kementerian ESDM, 2025), walau model bisnis bagi mereka belum dijelaskan.

[8] Angka ini belum mencakup kebutuhan untuk investasi *BESS dan pumped storage*

PESAN KUNCI

Indonesia masih menghadapi tantangan besar dalam memenuhi target energi terbarukan (ET) di sistem ketenagalistrikannya. Hambatan ET dalam masuk ke sistem ketenagalistrikan menandakan bahwa sistem ketenagalistrikan Indonesia terkunci (*lock-in*) pada bahan bakar fosil. Batubara merupakan sumber dominan dari *lock-in* ini, walau gas juga memiliki potensi *lock-in* tersendiri melalui penambahan kapasitas baru. Laporan ini mengidentifikasi empat elemen sistem ketenagalistrikan yang berkontribusi terhadap *lock-in*: perencanaan sistem, pengadaan proyek, perjanjian jual-beli listrik (PJBL), dan infrastruktur pendukung.

Pemodelan dalam perencanaan ketenagalistrikan menempatkan pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) sebagai sumber energi berbiaya terendah, walau ini tidak bisa dilepaskan dari distorsi pasar yang timbul dari kewajiban pasokan domestik (*domestic price* obligation/DPO). RUPTL 2025-2034 yang telah mengintegrasikan pembatasan PLTU mampu memprioritaskan masuknya EBT sebesar 42,6 GW. Meskipun begitu, RUPTL 2025-2034 masih mengandung penambahan kapasitas PLTU sebesar 6,3 GW dan pembangkit berbasis gas sebesar 10,3 GW.

Laporan ini menunjukkan bahwa skenario kebijakan yang mengurangi distorsi pasar seperti penghapusan DPO, penerapan pajak karbon, dan pemberian subsidi pendanaan untuk EBT, dapat menghasilkan trayek sistem ketenagalistrikan yang membutuhkan lebih sedikit batu bara dan gas. Selain itu, laporan ini menunjukkan bahwa peninjauan asumsi terkait permintaan listrik, perkembangan teknologi, dan kapasitas investasi juga berpotensi menurunkan kebutuhan kapasitas fosil. Dengan itu, peninjauan kembali RUPTL 2025-2034 menggunakan rangkaian skenario yang lebih ambisius serta analisis sensitivitas terhadap asumsi yang digunakan perlu dilakukan. Proses pemodelan laporan ini juga menggarisbawahi pentingnya transparansi terkait asumsi dan batasan yang digunakan dalam model.

Rekam jejak pengadaan ET yang jauh lebih rendah dibandingkan target menunjukkan bahwa menetapkan target ambisius saja tidak cukup. Proses pengadaan yang kurang transparan dan efisien cenderung menguntungkan PLN dan anak usahanya dibandingkan pengembang swasta. Mengingat sebagian besar pengembangan ET, terutama surya dan bayu, direncanakan melalui skema *Independent Power Producer* (IPP), reformasi proses pengadaan menjadi keharusan untuk menarik partisipasi mereka. Sistem pengadaan perlu dibuat lebih transparan dengan mempublikasikan basis pemilihan dan proses pengadaan, serta membuat persaingan lebih kompetitif antara IPP dengan anak usaha PLN.

Rezim PJBL yang kini berlaku menciptakan dua hambatan bagi ET. Pertama, ET harus bersaing dengan pembangkit fosil yang diuntungkan oleh distorsi harga

bahan bakar dalam bentuk DPO dan Harga Gas Bumi Tertentu (HGBT). Kedua, PLN terikat kewajiban PJBL terhadap pembangkit berbahan bakar fosil, sehingga penambahan ET tidak menurunkan biaya sistem. Mengingat pembangkit baru dalam RUPTL dapat beroperasi hingga minimal tahun 2050an, pembangkit-pembangkit ini berpotensi menambah risiko *lock-in*. Dalam kasus terbatas di mana PJBL untuk bahan bakar fosil perlu dijalankan, ketentuan PJBL mereka perlu dibatasi agar tidak melebihi "umur" mereka dalam perencanaan iklim.

Sebaliknya, sebagaimana PJBL yang menarik telah mendorong pembangunan kapasitas pembangkit batu bara yang besar, sudah saatnya insentif serupa diberikan kepada ET yang relatif baru yang memiliki potensi pengembangan yang besar. Pengembangan ET variabel sangat bergantung pada ketersediaan jaringan transmisi dan distribusi yang memadai, serta kapasitas penyimpanan energi di tingkat sistem. Investasi dalam infrastruktur ini penting dalam jangka menengah-panjang, dan RUPTL 2025-2034 telah merencanakan ini. Pengembangan ini memerlukan sumber daya yang tidak dapat ditanggung PLN sendiri. Pengembangan model bisnis, seperti memungkinkan *power wheeling*[9] dengan biaya jaringan, dapat membantu justifikasi pembangunan infrastruktur yang sebelumnya hanya menambah biaya bagi PLN.

Pada akhirnya, melepaskan sistem ketenagalistrikan dari jeratan karbon itu membutuhkan usaha yang lebih besar di luar pasar ketenagalistrikan. PLN perlu diberdayakan untuk melakukan investasi yang berkelanjutan dalam pembangkitan dan infrastruktur pendukung. Selain itu, distorsi di pasar bahan bakar fosil juga perlu dihapuskan.

[9] *Power wheeling* adalah skema yang memungkinkan pihak swasta menyalurkan listrik ke konsumen melalui jaringan transmisi milik pihak lain, termasuk PLN (Rhamadanty, 2025)

DAFTAR PUSTAKA

Agora Energiewende, NewClimate Institute, & Energy Research Institute. (2024). Electricity market designs in Southeast Asia: Harnessing opportunities for renewable energy growth in Indonesia, Thailand, Viet Nam, and the Philippines. Clean, Affordable and Secure Energy for Southeast Asia.

Apriliyanti, I. D., Nugraha, D. B., Kristiansen, S., & Overland, I. (2024). To reform or not reform? Competing energy transition perspectives on Indonesia's monopoly electricity supplier Perusahaan Listrik Negara (PLN). Energy Research & Social Science, 118, 103797. https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103797

Arinaldo, D., & Adiatma, J. C. (2019). Indonesias-Coal-Dynamics_Toward-a-Just-Energy-Transition. Institute for Essential Services Reform. https://iesr.or.id/wp-content/uploads/2019/08/Indonesias-Coal-Dynamics_Toward-a-Just-Energy-Transition.pdf

Asian Development Bank (ADB). (2022, November 14). *ADB and Indonesia Partners Sign Landmark MOU on Early Retirement Plan for First Coal Power Plant Under Energy Transition Mechanism* [Text]. Asian Development Bank. (Indonesia). https://www.adb.org/news/adb-and-indonesia-partners-sign-landmark-mou-early-retirement-plan-first-coal-power-plant

Bagaskara, S. A., Mahahekum, D. A., & Ramadhani, W. A. S. (2024). POLICY ASSESSMENT: RENEWABLE ENERGY DEVELOPMENT IN INDONESIA'S POWER SECTOR.

Bintang, H. M. (2023). A 2023's Update on The Levelized Cost of Electricity and Levelized Cost of Storage in Indonesia. Institute for Essential Services Reform. https://iesr.or.id/wp-content/uploads/2023/03/IESR-2023-Making-Energy-Transition-Succeed-A-2023s-Update-on-The-Levelized-Cost-of-Electricity-and-Storage-LCOE-LCOS-1.pdf

Bloomberg Global Coal Countdown. (2025). https://bloombergcoalcountdown.com/countries/ID

BloombergNEF. (2025). Energy Transition Investment Trends 2025.

Calles Almeida, P., Strambo, C., & Arond, E. (2023). Transition or lock-in? Tracking institutional support for gas in two Latin American case studies. Stockholm Environment Institute. https://doi.org/10.51414/sei2023.058

Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan. (t.t.). PROSEDUR PENGADAAN PROYEK PEMBANGKIT.

Evans, S. (2020, Oktober 13). Solar is now 'cheapest electricity in history', confirms IEA. Carbon Brief. https://www.carbonbrief.org/solar-is-now-cheapest-electricity-in-history-confirms-iea/

Halim, A. O., Sa'adah, A. N., Sisdwinugraha, A. P., Saputra, D. C. A., Rahmah, E. F., Bintang, H. M., Ihsan, M., Heliantina, D. F., Kom, S., Si, M., Arinaldo, D., Tumiwa, F., Citraningrum, D. M., & Wiranegara, D. R. Y. (2026). *Strategic Roadmap for Indonesia's Largest Rural Electrification and Renewable Energy Program*.

Halimatussadiah, A., Kruger, W., Wagner, F., Afifi, F. A. R., Lufti, R. E. G., & Kitzing, L. (2024). The country of perpetual potential: Why is it so difficult to procure renewable energy in Indonesia? Renewable and Sustainable Energy Reviews, 201, 114627. https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114627

Halimatussadiah, A., Rangkuti, K., Maulia, R. F., & Fajar, M. Z. N. (2026). Electricity Market Reform to Accelerate the Energy Transition in Indonesia.

Hamdi, E., & Adhiguna, P. (2021). Indonesia Wants to Go Greener, but PLN Is Stuck With Excess Capacity From Coal-Fired Power Plants. Institute for Energy Economics and Financial Analysis. https://ieefa.org/sites/default/files/resources/Indonesia-Wants-to-Go-Greener-but-PLN-Is-Stuck-With-Excess-Capacity_November-2021.pdf

Hasjanah, K. (2026, February 20). Lembar Fakta Pembangkit Listrik Captive. *IESR*. https://iesr.or.id/lembar-fakta-pembangkit-listrik-captive/

International Energy Agency. (2022). Enhancing Indonesia's Power System: Pathways to meet the renewables targets in 2025 and beyond. OECD. https://doi.org/10.1787/13a0321c-en

International Energy Agency. (2024). Coal 2024: Analysis and forecast to 2027. International Energy Agency.

Jessop, S., Lawder, D., & Jessop, S. (2023, December 3). Indonesia, ADB, owners agree to shutter first coal-fired power station early. *Reuters*. https://www.reuters.com/business/energy/indonesia-adb-owners-agree-shutter-first-coal-fired-power-station-early-2023-12-03/

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral & Danish Energy Agency. (2024). Technology Data for the Indonesian Power Sector: Catalogue for Generation and Storage of Electricity. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor: 85.K/TI/01/MEM.L/2025 Tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional, 85.K/TI/01/MEM.L/2025 (2025). https://gatrik.esdm.go.id/assets/uploads/download_index/files/28dd4-rukn.pdf

Menimbang Kebijakan DMO Untuk Bertransisi Energi. (t.t.). IESR. Diambil 6 Maret 2026, dari https://iesr.or.id/infografis/menimbang-kebijakan-dmo-untuk-bertransisi-energi/

Pemerintah Indonesia. (2025). Second Nationally Determined Contribution Republic of Indonesia. https://unfccc.int/sites/default/files/2025-10/Indonesia_Second%20NDC_2025.10.24.pdf

Peraturan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 10 Tahun 2025 tentang Peta Jalan (Road Map) Transisi Energi Sektor Ketenagalistrikan (2025).

Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 40 Tahun 2025 Tentang Kebijakan Energi Nasional, No. 40 (2025).

Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 112 Tahun 2022 Tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik (2022).

Percepat Pembangunan Transmisi, Pemerintah akan Libatkan Swasta. (2025). Kementerian ESDM. https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/percepat-pembangunan-transmisi-pemerintah-akan-libatkan-swasta

Perusahaan Listrik Negara (PLN). (2015). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2015-2024.

Perusahaan Listrik Negara (PLN). (2016). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2016-2025.

Perusahaan Listrik Negara (PLN). (2017). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2017-2026.

Perusahaan Listrik Negara (PLN). (2018). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2018-2027.

Perusahaan Listrik Negara (PLN). (2019). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2019-2028.

Perusahaan Listrik Negara (PLN). (2021). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2021-2030.

Perusahaan Listrik Negara (PLN). (2025). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2025-2034.

Powers, M. (2021). Natural Gas Lock-In (SSRN Scholarly Paper No. 3854992). Social Science Research Network. https://papers.ssrn.com/abstract=3854992

Prasetiyo, A., Suarez, I., Parapat, J., & Amali, Z. (2023). Ambiguities versus Ambition: A Review of Indonesia's Energy Transition Policy. CREA, Trend Asia. https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/03/CREA_Trend-Asia_EN_Ambiguities-versus-Ambition.pdf?utm_source=chatgpt.com

Purba, C. (2025, December 5). *Airlangga confirms Cirebon-1 early retirement canceled, ADB funds to be shifted*. Petromindo. https://www.petromindo.com/news/article/airlangga-confirms-cirebon-1-early-retirement-canceled-adb-funds-to-be-shifted

Purnama, A. Y. R. (2026, Februari 4). Cirebon-1 Batal Dipadamkan, ESDM Petakan 15 PLTU Calon Pengganti—Energi.

https://www.bloombergtechnoz.com/detail-news/98565/cirebon-1-batal-dipadamkan-esdm-petakan-15-pltu-calon-pengganti

PwC. (2025). Power in Indonesia: Investment, taxation and regulatory guide—8th edition. https://www.pwc.com/id/en/publications/energy-utilities-resources/power/power-guide-2025.pdf

Rezki, J. F., Lutfi, R. R., & Justinus, Y. C. (2023). Policy Modelling in Indonesia: Gaps, Potential, and the Way Forward.

Rhamadanty, S. M. (2026, June 9). *Kejar Target 100 GW PLTS, ESDM Mau Revisi RUPTL 2024–2035–Green*. BloombergTechnoz. https://www.bloombergtechnoz.com/detail-news/111377/kejar-target-100-gw-plts-esdm-mau-revisi-ruptl-2024-2035

Saleh, M., Fikri, M. Z., & Darmawan, J. (2026). Mitigasi Risiko Hukum Program Transisi Energi. https://celios.co.id/wp-content/uploads/2025/05/Mitigasi-Risiko-Hukum-Program-Transisi-Energi.pdf

Schilling, M. A., & Esmundo, M. (2009). Technology S-curves in renewable energy alternatives: Analysis and implications for industry and government. Energy Policy, 37(5), 1767–1781. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.01.004

Setiawan, V. N. (2026, June 8). *Prabowo Mau Bangun PLTS 100 Giga Watt, Butuh Sekitar Rp1.800 Triliun*. CNBC Indonesia. https://www.cnbcindonesia.com/news/20260608095233-4-740910/prabowo-mau-bangun-plts-100-giga-watt-butuh-sekitar-rp1800-triliun

Seto, K. C., Davis, S. J., Mitchell, R. B., Stokes, E. C., Unruh, G., & Ürge-Vorsatz, D. (2016). Carbon Lock-In: Types, Causes, and Policy Implications. Annual Review of Environment and Resources, 41(1), 425–452. https://doi.org/10.1146/annurev-environ-110615-085934

Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 59 Tahun 2024 Tentang Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional Tahun 2025-2045, No. 59 (2024).

Unruh, G. C. (2000). Understanding carbon lock-in. Energy Policy, 28(12), 817–830. https://doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00070-7

Yafi, A. H., Surya, I. R. F., Adiatma, J. C., Mendrofa, M. J. S., Aji, P., Maswan, P., Wiranegara, D. R. Y., Sari, R. P., & Firdausi, S. N. (2024). Indonesia Energy Transition Outlook 2024.

Yang, M., Yang, B., & Setyawati, D. (2025, October 22). *From Captive Coal to Green Nickel: Securing Indonesia's Future Competitiveness*. EMBER. https://ember-energy.org/app/uploads/2025/10/Policy-paper-From-Captive-Coal-to-Green-Nickel_-Securing-Indonesias-Future-Competitiveness-2.pdf

GREENPEACE

LPEM FEB UI
Institute for Economic and Social Research

FOSSIL FUEL LOCK-IN AND THE 100 GW SOLAR IMPERATIVE: STRUCTURAL CONSTRAINTS AND REFORM PATHWAYS FOR INDONESIA'S ENERGY TRANSITION

© 2026