

# Dua Miliar alasan

Indonesia Dapat Melampaui Target Nol-Bersih

**24 MEI 2023**

Matt Gray, Isabella Suarez, Jacqueline Tao, Abhishek Shivakumar,  
Lucas Kruitwagen, Hadriyanti Diah Puspitarini

## Pentingnya ketersediaan produk-produk yang berbasis data dan terbuka untuk umum demi mewujudkan energi bersih di masa depan

Kami adalah organisasi nirlaba yang bergerak dalam bidang analisis data iklim sejak tahun 2021. Kami membangun produk-produk pendukung transisi energi yang **terbuka** tanpa mengurangi fungsi aslinya dan **menjalin kemitraan** dengan organisasi-organisasi yang memiliki keselarasan misi untuk membantu **meningkatkan standar global** dalam perencanaan transisi energi.



# Daftar Isi

<b>Tentang Future Energy Outlook (FEO)</b>	<b>4</b>
<b>Dua Miliar alasan</b>	<b>10</b>
Skenario dan Temuan kunci	
Asumsi Utama	
Hasil	
Pesan Utama	
<b>Lampiran</b>	<b>25</b>

---

## Tentang FEO

Apa itu Future Energy Outlook dan mengapa dibutuhkan?

# Future Energy Outlook

Aplikasi penyedia model dan data yang dapat diakses dan diaudit

## Sumber Data



Hasil *web-scraping* data pasar dan pembangunan



Data satelit & pembelajaran mesin (*machine learning*) untuk properti dan aktivitas aset



Kolaborasi mitra lokal & para analis TZ untuk kepastian kualitas dan kelengkapan data

## Pemodelan



Ekspansi kapasitas untuk perencanaan dan investasi



Penyaluran dari jaringan (*grid dispatch*) untuk penetapan harga dan operasi



Material dan dampak transisi energi

## Lapisan Pembuatan Aplikasi



Akses gabungan untuk solusi numerik



API Backbone untuk skalabilitas



Autentikasi *single-entrypoint*

## Tampilan



Aplikasi *web* untuk menjelajah, berbagi, dan membuat analisis



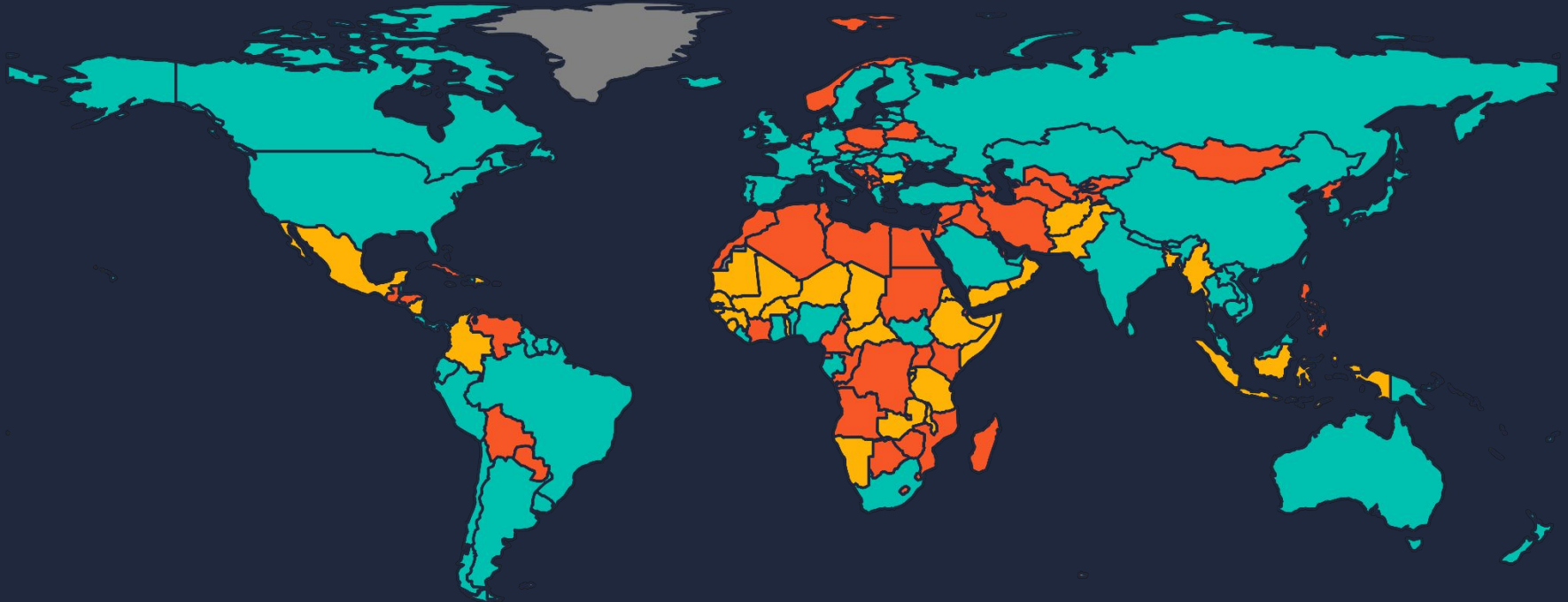
Blog & laporan didukung oleh analisis yang unggul dari TZ



Program berbasis *Python* untuk mengakses aplikasi

# Ambisi Nol-Bersih

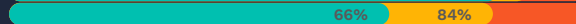
Sebagian besar negara di dunia telah memiliki komitmen pencapaian emisi nol-bersih



Cakupan Emisi Global:



Cakupan Populasi Global:



Data dari Net Zero Scorecard (2023) Energy & Climate Intelligence Unit:

[1]: "Declaration/pledge", "In Policy Document", dan kategori "In Law" ; kategori [2]: "Proposed/In Discussion"; [3]: Tidak ada data

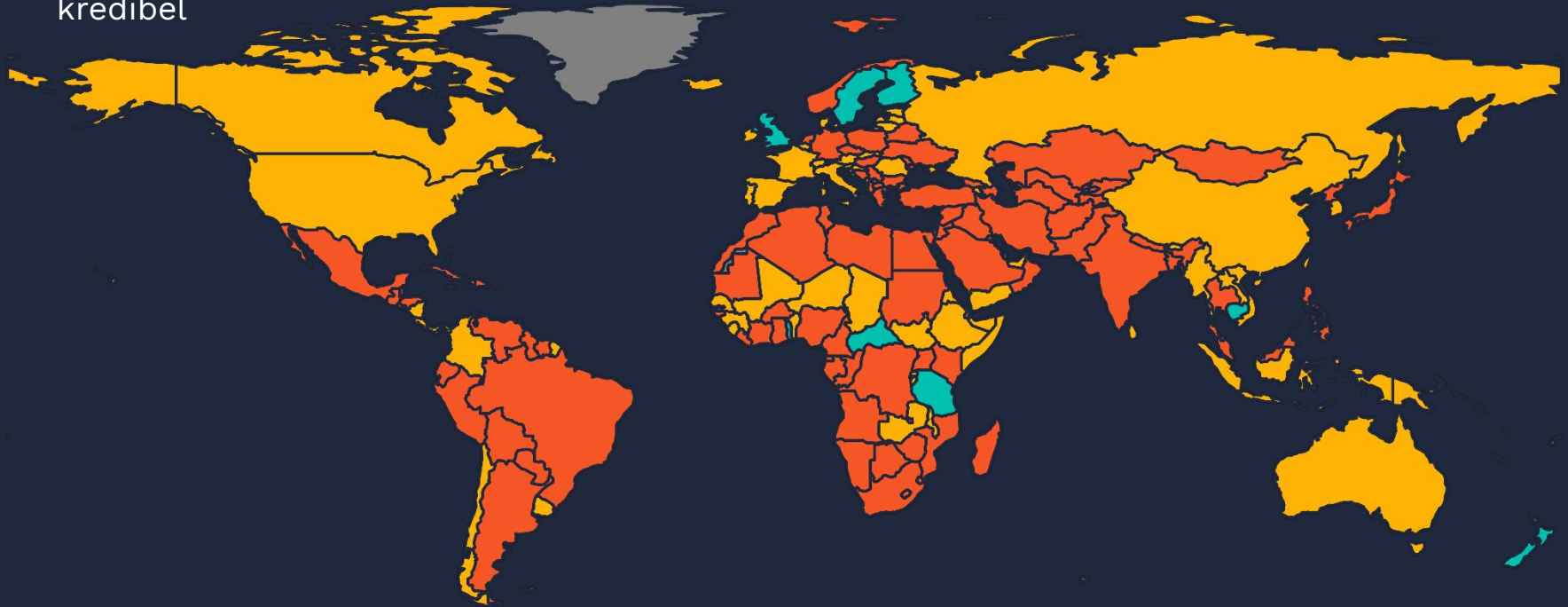
● Kebijakan telah diterapkan<sup>1</sup>

● Kebijakan telah diusulkan<sup>2</sup>

● Tidak Ada Ambisi<sup>3</sup>

# Celah antara ambisi dan aksi

Sebagian besar negara di dunia tidak memiliki rencana pencapaian emisi nol-bersih yang kredibel



Cakupan Emisi Global:



Cakupan Populasi Global:



● Ada rencana terperinci

● Ada rencana, namun tidak lengkap

● Tanpa rencana

# Mahal dan terbatas

Sebagian besar alat dan data yang mendukung tidak dapat diakses

	Konsultasi pesanan (mis. McKinsey)	Konsultasi langganan (mis. BNEF)	Industri (mis. Skenario Shell)	Org. Antar Pemerintah (mis. IEA WEO)	CSO dan Lembaga think tanks (e.g. RMI CEP)	Akademisi	Future Energy Outlook
<b>Biaya</b>	<b>US\$ 250 ribu - US\$ 1 juta per negara</b>	<b>US\$ 25 ribu - US\$ 75 ribu per tahun</b>	<b>Laporan publik dan excel</b>	<b>Laporan publik dan excel</b>	<b>Laporan publik</b>	<b>Gratis</b>	<b>Gratis</b>
<b>Inklusi Data</b>	<b>Hak Milik / Terbatas</b>	<b>Hak Milik / Terbatas</b>	<b>Hak Milik / Terbatas</b>	<b>Hak Milik / Terbatas</b>	<b>Bervariasi - data terbatas dan terbuka</b>	<b>Data terbuka dan tersedia untuk umum</b>	<b>Data terbuka dan tersedia untuk umum</b>
<b>Cakupan &amp; resolusi spasial</b>	<b>Satu negara atau wilayah per keterlibatan</b>	<b>Global (11 wilayah)</b>	<b>Global (resolusi tidak diketahui)</b>	<b>Global (11 wilayah)</b>	<b>Satu negara atau wilayah per keterlibatan</b>	<b>Global (cenderung ke area utara atau 'Global North')</b>	<b>163 negara (di tingkat negara bagian/provinsi)</b>
<b>Transparansi model, data, dan hasil</b>	<b>Output dalam bentuk laporan dan excel</b>	<b>Output dalam bentuk laporan dan excel</b>	<b>Output dalam bentuk laporan, kumpulan data parsial, dan excel</b>	<b>Output dalam bentuk laporan, kumpulan data parsial, dan excel</b>	<b>Output dalam bentuk laporan, kumpulan data parsial, dan excel</b>	<b>FOSS*; kode, data, laporan</b>	<b>FOSS*; kode, data, laporan, dan UI</b>
<b>Reprodusibilitas</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>Pengalaman pengodean diperlukan</b>	<b>Platform terbuka interaktif; Skenario khusus &lt;10 menit</b>

\*FOSS: Free and Open-Source Software (Perangkat Lunak Bebas dan Sumber Terbuka)



# FEO Indonesia

Perangkat pemodelan ekspansi kapasitas dalam skala spasial dan temporal yang tak tertandingi yang dapat diakses dan diaudit



Aplikasi model yang dapat diaudit dan ditiru

---

## **Temuan Utama**

Hasil analisis skenario-skenario untuk menunjukkan bagaimana Indonesia dapat menghemat uang dengan menutup PLTU lebih awal

# Merancang masa depan

Empat skenario sistem kelistrikan berdasarkan reformasi kebijakan dan peraturan

Skenario	Kapasitas Batu Bara hingga tahun 2030	Kapasitas Batu Bara setelah 2030	Target penurunan emisi
<b>Kebijakan Saat Ini (CPS)</b>	Termasuk PLTU yang sedang dibangun dan dalam fase pra-konstruksi (13 GW)	Tidak ada kapasitas baru (disebabkan oleh kurangnya pembiayaan)	Tidak ada
<b>Kebutuhan Biaya Terendah (LCS)</b>	Termasuk PLTU yang sedang dibangun dan dalam fase pra-konstruksi (13 GW)	Ya, selama pembuatan PLTU baru dapat mengurangi biaya sistem secara keseluruhan	Tidak ada
<b>Nol-Bersih di tahun 2060 (NZZ-2060)</b>	Termasuk PLTU yang sedang dibangun dan dalam fase pra-konstruksi (13 GW)	Tidak ada kapasitas baru (disebabkan oleh kurangnya pembiayaan)	Puncak emisi dari sektor ketenagalistrikan pada tahun 2030 adalah sebesar 290 juta ton
<b>Pensiun Dini batu bara (ECRS)</b>	Termasuk PLTU Batu Bara yang 'sedang dibangun' (13 GW)  Pensiun dini operasional PLTU yang paling tidak menguntungkan (hingga \$20 miliar anggaran pembelian PPA)	Tidak ada kapasitas baru (disebabkan oleh kurangnya pembiayaan)	Tidak ada

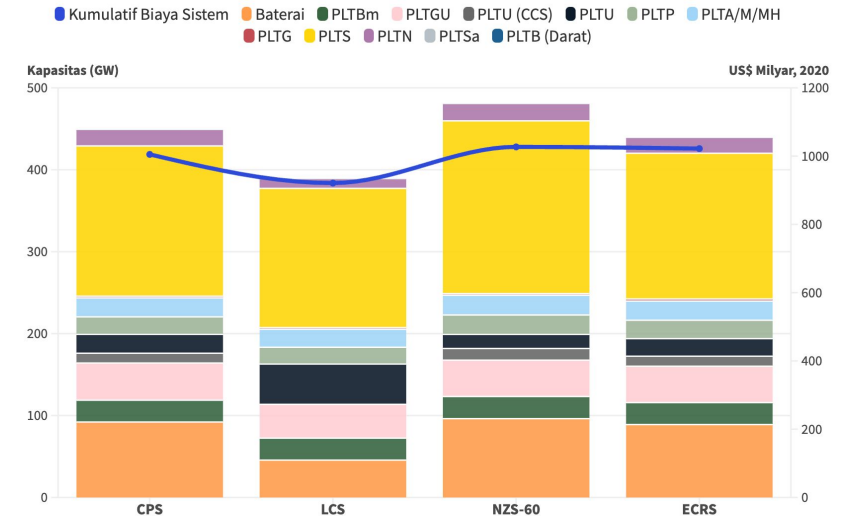
# Penghematan \$2 miliar dari penutupan 20 GW

Menutup PLTU dapat memberi dampak penghematan \$2 miliar bagi Indonesia di mana keandalan sistem masih akan tetap terjaga

- Kami mengembangkan empat skenario untuk mengilustrasikan kondisi sektor energi di masa depan di bawah beberapa kebijakan: mengikuti kebijakan saat ini yang menjadi skenario Kebijakan Saat Ini (CPS), kebutuhan biaya terendah (LCS), emisi nol-bersih pada tahun 2060 (NZS-60), dan penghentian dini PLTU (ECSR).
- ECSR dapat menghemat \$2 miliar, menghindari emisi sebesar 1,3 gigaton dari penutupan PLTU 20 GW di tahun 2050 di mana di saat yang sama tetap mempertahankan keandalan sistem.
- Energi surya mendominasi bauran energi dari tahun 2040 di semua skenario yang dimodelkan dalam FEO, tanpa mempertimbangkan target emisinya.

## Inilah solusinya

*Bauran kapasitas dan biaya sistem FEO Indonesia pada tahun 2050 berdasarkan skenario*



Sumber: TransitionZero (2023)

---

## Asumsi Utama

Pembahasan mendalam mengenai kebutuhan energi, kapasitas yang terhubung ke jaringan, ketersediaan sumber daya, dan asumsi keandalan jaringan

## Kebutuhan listrik

Memperkirakan kebutuhan sektor ketenagalistrikan di masa depan dengan menggunakan pendekatan ‘*bottom-up*’

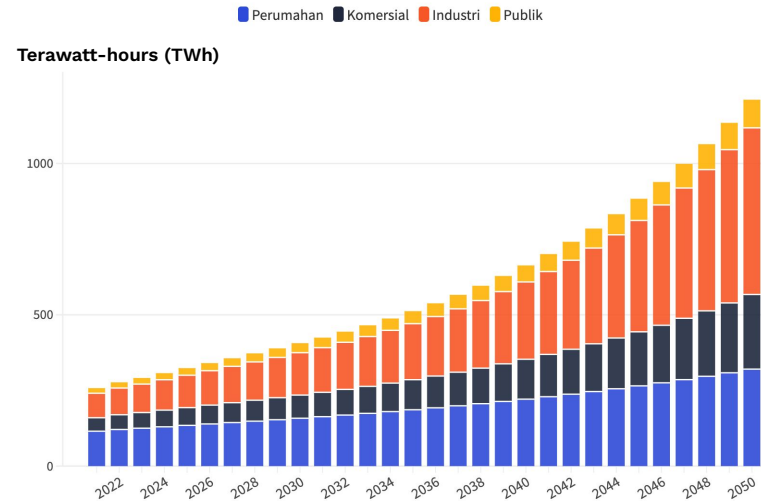
Estimasi kebutuhan listrik didasarkan pada permintaan sektoral – dibagi menjadi industri, komersial, perumahan dan transportasi – dalam dari tingkat provinsi.

Proyeksi kebutuhan kemudian disusun untuk setiap sektor di setiap provinsi yang berpedoman pada proyeksi RUPTL 2021-2030 dan hasil analisis riset internal. Profil kebutuhan per jam pada setiap provinsi juga dilakukan untuk mendapatkan variasi kebutuhan listrik harian dan musiman.

FEO hanya menghitung kebutuhan dan konsumsi di sektor ketenagalistrikan, yang berarti konsumsi energi langsung dari bahan bakar utama seperti minyak, gas, dan batu bara tidak dimodelkan saat ini. Unsur-unsur ini akan diaplikasikan dalam pengembangan FEO di masa mendatang.

### Kebutuhan yang terus meningkat

*Kebutuhan listrik FEO Indonesia per sektor dari tahun 2020 hingga 2050*



Sumber: TransitionZero (2023)

## Kapasitas yang terhubung ke jaringan listrik

Menggunakan data pembangkit listrik untuk menyelaraskan kondisi eksisting dengan kapasitas pembangkit di masa mendatang

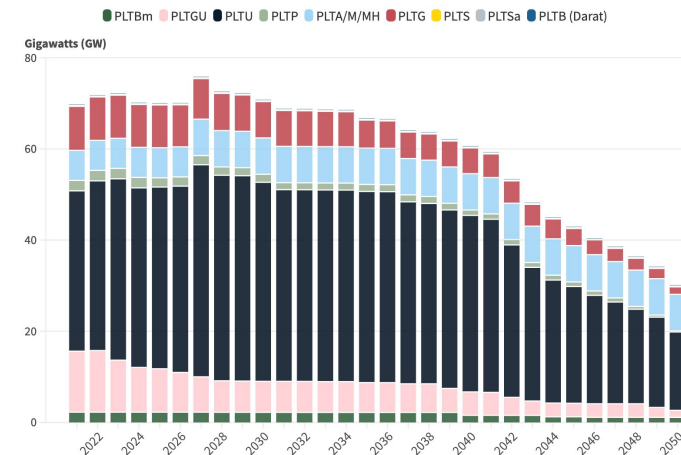
Kami memetakan kapasitas terpasang eksisting sesuai dengan daftar pembangkit dari [Global Energy Monitor \(GEM\)](#) sebagai dasar kumpulan data. Untuk memastikan keakuratan model, kami kemudian memeriksa ulang kumpulan data tersebut dengan dokumen dan rencana energi pemerintah, termasuk RUPTL 2021-2030 dan sumber internal lainnya. Kami juga telah memasukkan rincian pembangkit listrik yang sedang dibangun ke dalam daftar tersebut dengan mengasumsikan kemungkinannya untuk dilanjutkan berdasarkan Peraturan Presiden 112/2022.

Pembangkit listrik yang belum dibangun tidak termasuk dalam daftar pembangkit listrik kami, karena terdapat kemungkinan akan dihapus mengikuti larangan resmi pemerintah atas pembangunan PLTU baru. PLTU *Captive* dikecualikan dari pemodelan.

Keputusan pembangunan pembangkit baru didasarkan pada parameter optimasi, yang akan dijelaskan secara terperinci di bagian selanjutnya. Namun, pembangunan PLTU baru dibatasi, kecuali dalam skenario LCS. Pensiun PLTU dioptimalkan sesuai dengan profitabilitasnya dalam tingkat aset menggunakan data dari [Coal Asset Transition \(CAT\)](#) dan di detailkan dalam Lampiran.

### Rencana Dominasi Batu Bara

*Kapasitas FEO Indonesia berdasarkan jenis bahan bakar dari tahun 2020 hingga 2050*



Sumber: TransitionZero (2023)

## Ketersediaan Sumber Daya Batu Bara

Mengalokasikan sumber daya batu bara domestik Indonesia untuk kebutuhan listrik di tengah transisi energi

Indonesia memiliki sumber daya batu bara dan gas dalam negeri yang cukup untuk memenuhi kebutuhan listriknya. Namun, diperlukan keputusan strategis mengenai ekspor vs konsumsi domestik dan alokasi di berbagai sektor, yang dapat mempengaruhi ketersediaan sumber daya batu bara untuk sektor ketenagalistrikan.

Produksi batu bara tahunan di Indonesia berkisar antara 500-700 Mt. Meskipun terdapat intervensi kebijakan, jumlah dalam negeri ini menghadapi berbagai tantangan, yang menyebabkan stagnasi pada tingkat produksi. Asumsi ketersediaan sumber daya batu bara dalam FEO adalah sebagai berikut:

**700** Mt/tahun produksi batu bara

Produksi batu bara di masa mendatang akan bertahan di 700 Mt per tahun, dimana 25% diantaranya tersedia untuk sektor ketenagalistrikan.

**175** Mt/tahun batu bara untuk listrik

Dari seluruh produksi batu bara yang disimpan sebagai Kewajiban Pasar Domestik (Domestic Market Obligation - DMO), sepertiganya digunakan oleh industri berat (semen dan peleburan). Berdasarkan pemahaman kami, sebagian besar produksi dalam negeri sudah terikat dengan kontrak ekspor internasional. Kami meyakini perkiraan kami berada di sisi konservatif.

**\$70** /tonne mengatur harga batu bara

Harga yang diatur untuk batu bara adalah 6322 kkal/kg untuk tenaga listrik. Ini berarti sekitar US\$50/ton untuk 4500 kkal/kg yang digunakan di sektor ketenagalistrikan. Kami meyakini bahwa produksi dalam negeri harus dapat memenuhi permintaan bahan bakar pembangkit listrik di masa mendatang, sehingga Indonesia tidak akan terpengaruh oleh harga internasional

Ketersediaan sumber daya batu bara saat ini dialokasikan pada tingkat nasional, bukan pada tingkat provinsi. Edisi FEO selanjutnya akan dilengkapi dengan memasukkan potensi sumber daya di tingkat provinsi dan memasukkan biaya transportasi lintas provinsi.



## Ketersediaan Sumber Daya Gas

Mengalokasikan sumber daya gas domestik Indonesia untuk kebutuhan listrik di tengah transisi energi

Produksi gas di Indonesia telah menurun akhir-akhir ini dari 8415 MMcf/d di 2011 ke 5441 MMcf/d tahun ini (proyeksi), atau menurun sebesar 35%. Karena menyadari penurunan yang terus terjadi ini, pemerintah Indonesia telah mengambil langkah untuk memutarbalikkan tren, termasuk menetapkan persyaratan fiskal yang lebih baik dalam pembangunan gas baru dengan tujuan menggandakan produksi gas menjadi 12.000 MMcf/d pada tahun 2030. Namun, karena prospeknya yang relatif lambat dan penundaan dalam pembangunan eksistingnya, kami mengambil sikap yang lebih konservatif dengan cara mengasumsikan bahwa produksi gas tahunan akan terus meningkat hingga mencapai 7500 MMcf/d pada tahun 2026, dan tetap konstan setelahnya.

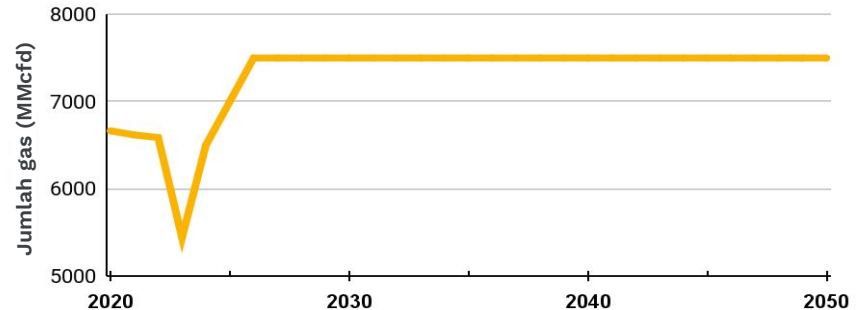
Kami mengasumsikan bahwa produksi gas hanya akan dialokasikan 20% dari total produksinya untuk sektor ketenagalistrikan dan angka ini akan tetap konstan di masa depan. Gas domestik yang tersedia untuk konsumsi sektor ketenagalistrikan akan diberi harga sesuai dengan tarif yang telah diatur yaitu sebesar US\$7/MMBtu di hulu.

Konsumsi di luar angka yang telah dialokasikan tersebut akan dikenakan harga LNG internasional. Hal ini akan dihargai dengan tarif Brent plus regasifikasi yang konservatif sebesar 12%. Biaya regasifikasi pembangunan baru didapatkan dari rata-rata terminal LNG yang ada di Indonesia agar dapat mencerminkan biaya sistem sepenuhnya.

Ketersediaan sumber daya gas dialokasikan untuk tingkat nasional sehingga potensi biaya transportasi yang mungkin timbul seperti biaya pipa dan regasifikasi dihilangkan.

### Ketersediaan gas yang konstan

*Estimasi ketersediaan gas domestik berdasarkan produksi 2020 - 2050*



Sumber: TransitionZero (2023)

# Ketersediaan Sumber Daya Terbarukan

## Memfaatkan sumber daya energi terbarukan yang melimpah di Indonesia

Meskipun ketersediaan sumber daya untuk energi terbarukan sering diklasifikasikan menjadi ketersediaan teknis dan ekonomis, kami mempertimbangkan **ketersediaan sumber daya secara total**, dengan asumsi bahwa hambatan biaya dan teknologi akan dihilangkan secara bertahap seiring berjalannya waktu dan perkembangan teknologi.

Potensi sumber daya dari sumber energi terbarukan diperoleh dari sumber-sumber berikut:

- **Panas Bumi:** [‘Vulkanostratigrafi Daerah Panas Bumi Batukuwung-Parakasak, Kabupaten Serang, Jawa Barat’, U. Sumotarto, 2019](#)
- **Solar PV:** [‘Melampaui 443 GW - Potensi Energi Terbarukan Indonesia yang Tak Terbatas’, IESR, 2021](#)
- **Bayu:** [‘Melampaui 443 GW - Potensi Energi Terbarukan Indonesia yang Tak Terbatas’, IESR, 2021](#)
- **Biomassa:** [‘Melampaui 443 GW - Potensi Energi Terbarukan Indonesia yang Tak Terbatas’, IESR, 2021](#)
- **Tenaga Air:** [International Hydropower Association, 2019](#)

Potensi *waste-to-energy* dan tenaga nuklir tidak dibatasi. Namun, mengingat tingginya biaya yang terkait dengan teknologi ini, maka pembangunannya dalam sistem menjadi cukup minim.

Profil energi terbarukan per jam untuk *solar PV*, bayu lepas pantai dan darat (lepas pantai dan daratan) diambil dari [Renewables.Ninja](#).

## Sumber energi terbarukan melimpah

*Ketersediaan sumber daya terbarukan Indonesia dalam gigawatt (GW)*

Wilayah	Surya	Air	Bayu Onshore	Biomassa	Panas Bumi
Jawa	187.1	4.2	0.8	1.0	10.3
Kalimantan	3000.1	21.6	0.1	10.6	0.1
Maluku	277.6	0.7	4.9	0.1	0.5
Nusa Tenggara	364.7	0.4	6.0	0.2	1.2
Papua	721.1	22.4	0.2	0.5	0.1
Sulawesi	486.3	10.2	6.5	0.4	1.9
Sumatera	1712.5	15.6	1.2	18.0	12.4

Sumber: IESR 2021; Sumotarto 2019; International Hydro Power Association 2019

# Optimasi biaya

## Mengoptimalkan listrik yang terbangkitkan secara aktual berdasarkan biaya

Meskipun ketersediaan sumber daya membatasi pembangunan pembangkitan yang maksimum dalam FEO, optimasi pembangkitan yang dilakukan FEO adalah berdasarkan biaya. Tanpa kendala tambahan, FEO mengoptimalkan pembangunan berdasarkan biaya terendah, dengan memastikan bahwa: (1) sumber pembangkitan termurah pasti digunakan dan (2) teknologi pembangkitan termurah sedang dibangun.

**Untuk memastikan penggunaan sumber pembangkitan termurah.** FEO melakukan optimasi berdasarkan urutan manfaat untuk setiap irisan waktu. Dalam setiap irisan waktu tersebut, keputusan didasarkan pada biaya marjinal jangka pendek yang memisahkan biaya tetap dari biaya tidak tetap (variabel).

**Untuk memastikan pembangunan teknologi pembangkitan termurah.** FEO melakukan optimasi biaya total terendah dalam sistem selama seluruh periode model ketika memutuskan untuk membangun pembangkit listrik baru. Biaya seumur hidup suatu teknologi tidak hanya mencakup CAPEX, tetapi juga OPEX, biaya bahan bakar, biaya karbon, dan biaya lainnya yang terkait dengan jaringan untuk membangun pembangkit listrik baru. Hal ini berarti bahwa variabel-variabel seperti faktor kapasitas PLTU yang lebih rendah (mengarah pada biaya tetap yang lebih tinggi per unit daya yang dikonsumsi) dan biaya peningkatan jaringan tambahan terkait dengan penetrasi energi terbarukan intermiten berkapasitas lebih tinggi akan dimasukkan semuanya dalam pembuatan keputusan mengenai teknologi apa yang akan digunakan untuk saat membangun pembangkit listrik baru.

Selain teknologi secara umum, kami juga mempertimbangkan teknologi baru. Pembangkit nuklir dapat memasuki pasar mulai tahun [2039](#), tetapi keputusan untuk membangunnya akan bergantung pada optimasi dan batasan model. Selain itu, model tersebut mencakup pembangunan PLTU baru yang dilengkapi dengan CCS.

Biaya teknologi yang digunakan dalam FEO tercantum dalam [Lampiran](#). Biaya penyimpanan baterai didasarkan pada [NREL](#), sementara perkiraan biaya untuk teknologi lainnya diambil dari [OSeMOSYS Global](#) dan [PLEXOS World](#).

# Optimasi Biaya

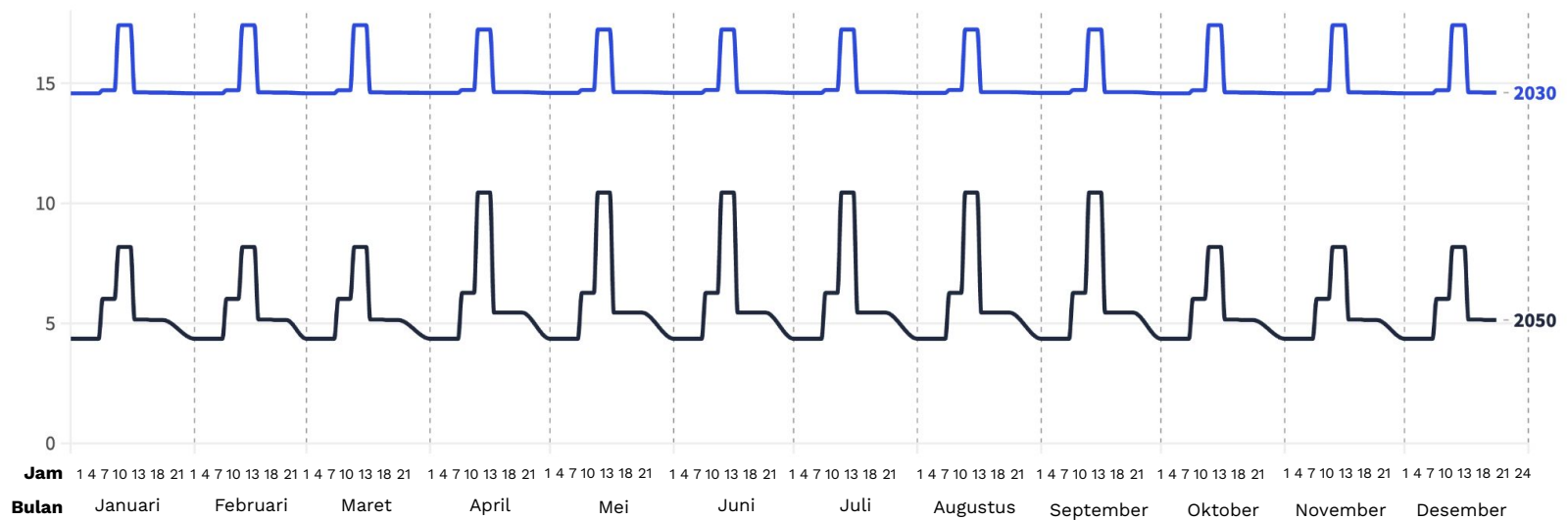
Energi terbarukan akan semakin terjangkau dari waktu ke waktu

## Evolusi energi terbarukan

Perbandingan biaya marjinal jangka pendek pada tahun 2030 dan 2050 yang dirata-ratakan antar hari dan bulan untuk setiap jam

■ 2030 ■ 2050

Membandingkan Biaya Marjinal Jangka Pendek (\$/MWh)



## Keandalan Jaringan

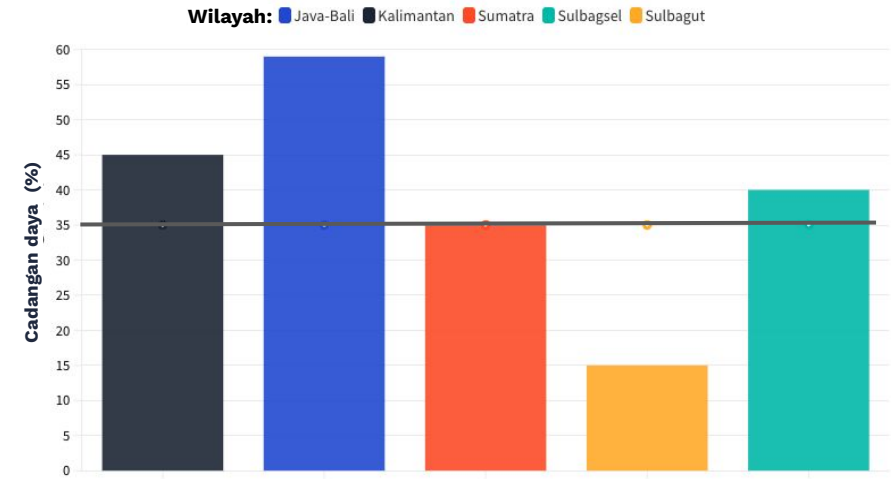
Memastikan operasional sistem jaringan yang andal dan konsisten sama pentingnya dengan menghasilkan daya

Untuk menghitung stabilitas sistem secara penuh, maka kapasitas transmisi intra dan antar provinsi disertakan dalam pemodelan yang direpresentasikan dalam bentuk keterkaitan setiap pembangkit dengan pembangkit lainnya dan diestimasi pula biaya yang dibutuhkan dan kerugiannya. Koneksi antar pulau diasumsikan dalam bentuk kabel bawah laut dengan biaya kapasitas 1.100 \$/kW.

FEO ini diatur secara detail untuk mengurangi cadangan daya hingga 35% pada tahun 2030 dan mempertahankannya pada angka tersebut untuk mengurangi kelebihan kapasitas dan meningkatkan efisiensi sistem sekaligus memastikan margin pembangkitan yang aman untuk memenuhi kebutuhan puncak di semua skenario. Target cadangan daya didasarkan pada RUPTL 2021-30.

### Pengurangan kelebihan kapasitas

Cadangan daya saat ini berdasarkan provinsi



Sumber: TransitionZero CAT (2022)

---

# Hasil

Mengukur dampak yang timbul pada biaya sistem, kapasitas, listrik terbangkitkan, dan pengurangan emisi

## Pensiun Dini PLTU adalah solusi terbaik

Dari 4 skenario yang dimodelkan, pensiun dini PLTU menghasilkan penurunan emisi terbanyak dengan sedikit atau tanpa biaya tambahan untuk sistem.

Berdasarkan skenario ECRS+PPA yang mengasumsikan bahwa semua biaya sistem tambahan ditanggung oleh Indonesia, total biaya sistem meningkat sebesar \$18 miliar dari skenario Kebijakan Saat Ini. Selain itu, Penghentian penggunaan PLTU sebesar 21,7 GW pada tahun 2030 berarti menghindari lebih dari 137 juta ton emisi CO<sub>2</sub> (mtCO<sub>2</sub>) – penurunan emisi terbesar dalam jangka pendek. Setelah itu, emisi CO<sub>2</sub> akan turun seperlima hingga tahun 2050 dari skenario dasar sebesar 8.300 mtCO<sub>2</sub> menjadi 6.970 mtCO<sub>2</sub>. **Biaya pengurangan** dari upaya ini diperkirakan akan sebesar \$16 per ton CO<sub>2</sub>. Angka ini termasuk investasi modal, biaya bahan bakar, dan biaya operasional yang diperlukan untuk memperluas dan mengoperasikan sistem ketenagalistrikan Indonesia.

Hal-hal tersebut menyoroti potensi mobilisasi JETP yang tepat. Apabila \$20 miliar dari JETP digunakan untuk menutupi sebagian dari pengeluaran biaya sistem sebesar \$1,022 triliun yang tertera dalam skenario ECRS untuk membeli perjanjian pembelian daya atau *Power Purchase Agreement* (PPA) yang memiliki kinerja paling rendah, biaya pengurangan karbon turun menjadi -\$2 per ton CO<sub>2</sub> yang dapat dihindari.

### Perkembangan & kompromi

*Metrik utama FEO Indonesia di tahun 2060 berdasarkan skenario*

Nama Skenario	Emisi Kumulatif (juta ton CO <sub>2</sub> )	Total Biaya Sistem (\$ miliar)	Biaya Pengurangan (\$/ton CO <sub>2</sub> )
CPS	8,105	1,004	-
LCS	9,179	921	77
NZS-60	6,100	1,027	11
ECRS	6,970	1,002	-2
ECRS+PPA	6,970	1,022	16

Sumber: TransitionZero (2023)

# Biaya Sistem

## Menyeimbangkan biaya sistem dengan potensi penurunan emisi karbon

Meskipun skenario LCS dapat menghasilkan biaya sistem terendah dari waktu ke waktu untuk Indonesia, emisi kumulatif akan menjadi 12% lebih tinggi daripada skenario CPS dan menyimpang secara signifikan dari target nol bersih.

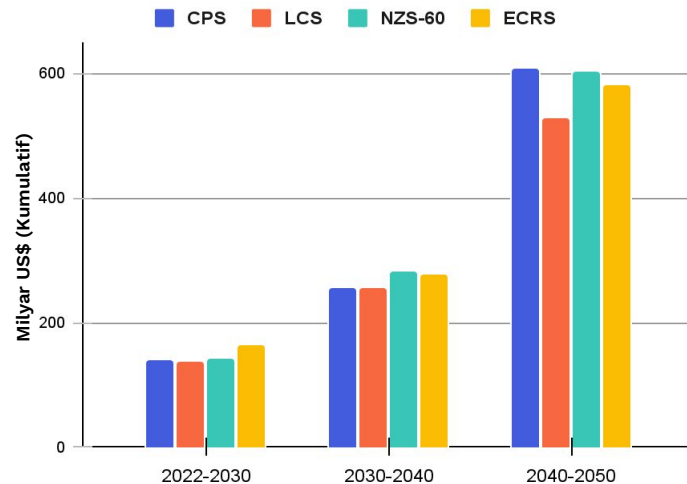
Skenario ECRS dan NZS-60 akan sedikit meningkatkan total biaya sistem dari CPS karena investasi yang jauh lebih besar dalam energi baru dan terbarukan serta pembangunan interkonektor yang lebih kuat.

ECRS memerlukan pengeluaran awal tertinggi sebagai akibat dari pemuatan awal kapasitas yang diperlukan untuk memastikan keamanan pasokan dari tahun 2030 hingga 2040 setelah PLTU dimatikan. Biaya sistem dalam skenario ini meningkat menjadi \$160 miliar pada tahun 2030, namun akan menjadi stabil dengan angka yang berada di antara CPS dan NZS-60 di tahun-tahun berikutnya.

NZS-60 memiliki biaya sistem kumulatif tertinggi karena memerlukan pembangunan energi terbarukan yang jauh lebih besar untuk mencapai target. Namun, emisi kumulatif akan menjadi 14% lebih rendah dari ECRS dan 25% lebih rendah dari CPS.

## CPS membutuhkan biaya paling banyak

Biaya total sistem dalam FEO Indonesia dari waktu ke waktu berdasarkan skenario



Sumber: TransitionZero (2023)



# Potensi Penurunan Emisi

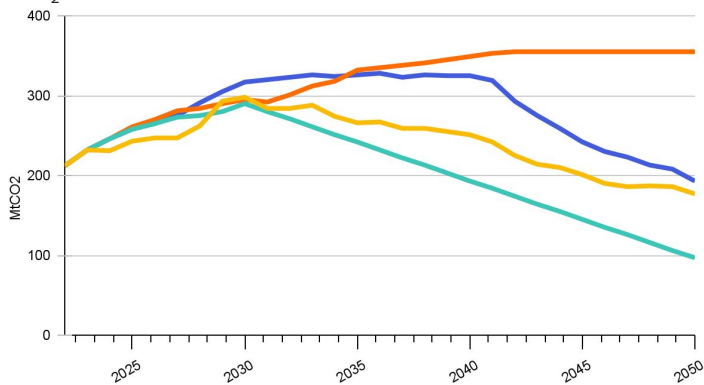
Menggabungkan penghentian operasi PLTU dengan target emisi adalah strategi paling efektif untuk dekarbonisasi lebih cepat di sektor ketenagalistrikan Indonesia.

Emisi kumulatif dalam ECRS berkurang sebesar 14% dibandingkan dalam CPS yang secara efektif dapat menghindarkan Indonesia dari lebih dari 1,1 miliar ton CO<sub>2</sub> antara tahun 2022 dan 2050. Emisi dalam skenario ini selaras dengan angka dalam NZS-60 hingga pertengahan tahun 2030-an, dan setelahnya akan sedikit menyimpang. Kumulatif sebesar 49 mtCO<sub>2</sub> akan dihindari dalam lima tahun pertama karena PLTU Batu Bara yang padat karbon akan berhenti beroperasi.

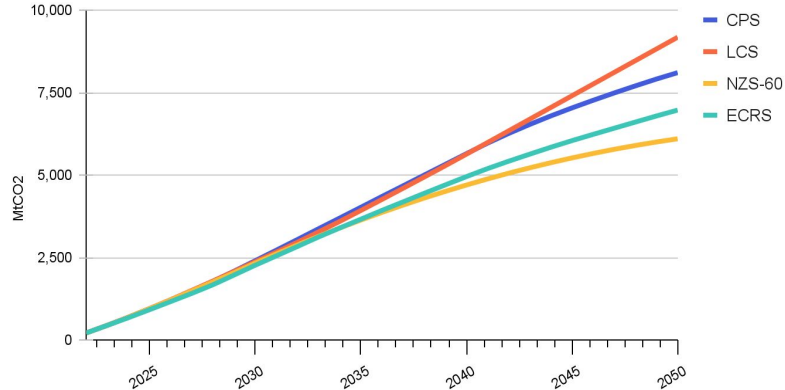
Pada periode 2023-28, ECRS dapat menyingkirkan 87 MtCO<sub>2</sub> dalam sistem lebih banyak daripada pengoptimalan sektor ketenagalistrikan Indonesia untuk mencapai nol bersih pada tahun 2060. Ada dua alasan utama untuk argumen tersebut: komitmen pada batu bara yang sudah sangat lama, dan dana JETP yang terbatas. Penutupan pembangkit di bawah ECRS melebihi rencana penambahan batu bara selama lima tahun pertama. Pengurangan emisi kembali ada dalam sistem pada tahun 2030-an dan 2040-an saat mengoptimalkan NZS-60; sebagian besar pengurangan emisi terlihat mulai tahun 2030 dan seterusnya

## Penurunan emisi jangka pendek & jangka panjang

Emisi CO<sub>2</sub> tahunan berdasarkan skenario



Emisi CO<sub>2</sub> kumulatif berdasarkan skenario



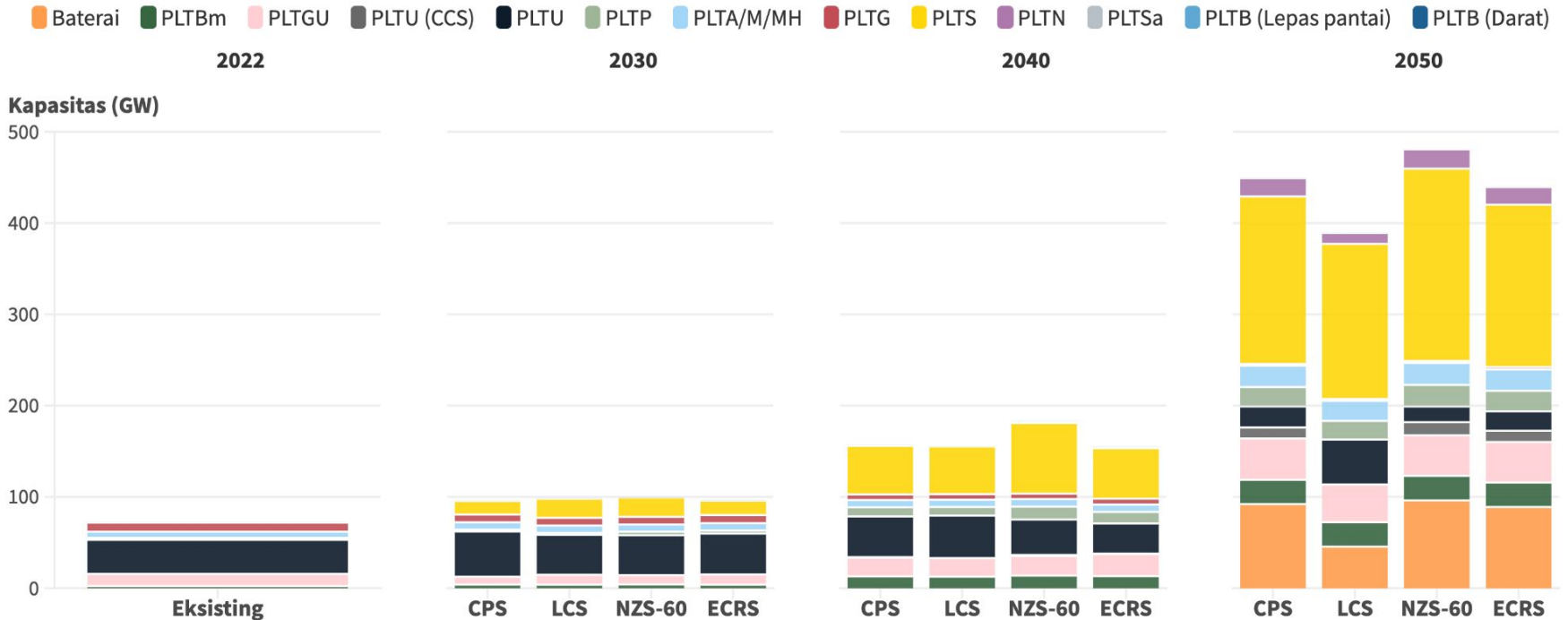
# Bauran Kapasitas

Penggunaan teknologi pembangkit ditemukan serupa di seluruh skenario yang dimodelkan

- PLTS mendominasi bauran dalam sistem setelah tahun 2030 di hampir seluruh skenario karena daya saing teknologinya yang menjamin perannya dalam transisi energi. Pada tahun 2030, Indonesia perlu memiliki antara 15 GW dan 21 GW kapasitas PLTS yang beroperasi. NZS-60 membutuhkan PLTS sebesar 77,5GW pada tahun 2040 – antara 28% hingga 32% lebih tinggi daripada skenario lainnya. Target dan kebijakan energi terbarukan saat ini di Indonesia tidak cukup mendukung transisi energi yang ambisius. Misalnya, RUPTL 2021-30 memiliki target hanya 5 GW PLTS pada tahun 2030.
- Jika tidak ada intervensi kebijakan untuk mengurangi biaya penyimpanan dalam baterai, teknologi ini tidak akan memainkan peran penting hingga tahun 2040-an saat biayanya turun.
- Tenaga nuklir dimulai pada 2040 kecuali dalam LCS. Pada tahun 2050, antara 12 GW dan 21 GW reaktor dapat beroperasi jika ada subsidi yang besar. Hal ini pastinya mengharuskan PLN dan pembuat kebijakan untuk mengatasi kekhawatiran seputar risiko gempa bumi, biaya modal, struktur tarif, pembiayaan, dan penundaan operasional.
- Kurangnya pengembangan dan dukungan kebijakan energi terbarukan merupakan penghalang utama. Contohnya, Jangka waktu pembangunan PLTS memakan waktu setidaknya 1,5 hingga 2 tahun di Indonesia. Lelang PLN dan insentif pada pasar energi belum cukup untuk mengembangkan energi terbarukan secara masif di negara ini. Sehingga, reformasi kebijakan dan target sangat penting untuk memastikan bahwa kapasitas terbarukan yang diperlukan telah tersedia di jaringan pada waktunya.

# Bauran kapasitas berdasarkan skenario

PLTS di Indonesia perlu dikembangkan secara masif dalam dua dekade mendatang



Sumber: TransitionZero (2023)

# Bauran pembangkit berdasarkan skenario

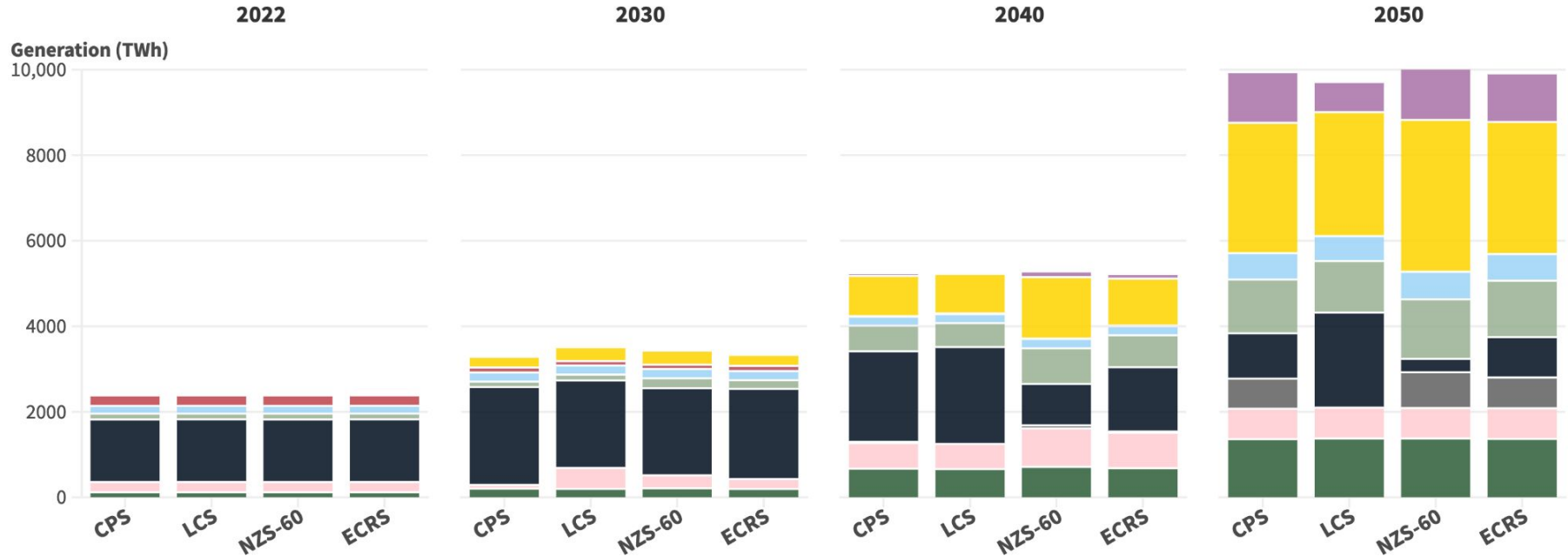
## Pembangkitan PLTU berubah-ubah di berbagai skenario

- Total listrik yang terbangkitkan sangat bervariasi di seluruh skenario berdasarkan perbedaannya dalam kerugian transmisi. Dua penentu utama yang saling terkait dari hasil ini adalah adanya perdagangan listrik lintas provinsi dan pemisahan antara PLTU dan PLTS. PLTS biasanya terletak jauh dari lokasi sumber kebutuhan listrik, sedangkan PLTU biasanya berjarak lebih dekat. Namun, kerugian transmisi tidak selalu menjadi hal yang buruk, jika hal itu mengarah pada sistem yang lebih andal secara keseluruhan. Selain itu, kerugian transmisi dapat diminimalkan seiring dengan semakin canggihnya teknologi.
- Baterai digunakan untuk memindahkan listrik yang terbangkitkan lintas waktu. Oleh karena itu, listrik yang disimpan dan dikeluarkan oleh dari baterai tidak dilaporkan secara terpisah.
- Bauran listrik dari PLTU bervariasi secara signifikan di seluruh skenario yaitu 3% di bawah NZS-60 dan 23% di bawah LCS.
- PLT membuktikan kemampuannya untuk menjadi raja bauran dengan jumlah bauran mencapai 35% di bawah NZS-60 dan mempertahankan pangsa sebesar 30% di bawah LCS.
- Coal+CCS diperkirakan tidak akan menonjol kecuali ada kendala emisi karena adanya hambatan biaya yang tinggi. Itupun, Coal+CCS juga akan masuk ke dalam bauran pembangkitan pada tahun 2050.
- Pangsa gas rata-rata sebesar 7% dari pembangkitan pada tahun 2050 di seluruh skenario yang menunjukkan bahwa gas memiliki peran di masa depan energi yang berbeda, meskipun kecil.
- Listrik yang terbangkitkan dari PLTB di darat hanya mendapat sedikit perhatian karena sumber dayanya yang buruk mengakibatkan tingginya biaya pembangkitan. PLTB lepas pantai belum dibahas oleh pemerintah Indonesia, sehingga dianggap terbatas.

# Bauran listrik yang terbangkitkan berdasarkan skenario

Teknologi yang berbeda akan tersedia untuk menangani intermitensi

■ PLTBm ■ PLTGU ■ PLTU (CCS) ■ PLTU ■ PLTP ■ PLTA/M/MH ■ PLTG ■ PLTS ■ PLTN ■ PLTSa ■ PLTB (Lepas pantai) ■ PLTB (Darat)



Sumber: TransitionZero (2023)

# Optimasi & perluasan jaringan

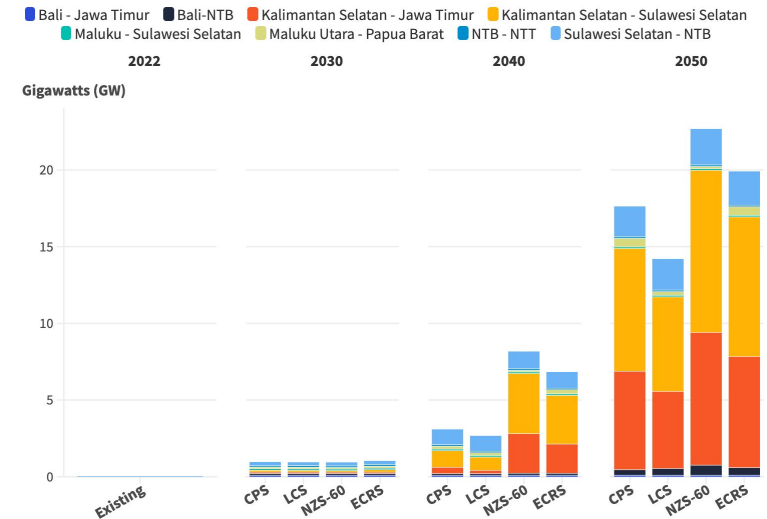
Jaringan listrik Indonesia perlu diperluas untuk mendukung penghentian PLTU dan integrasi ET

Penetrasi energi terbarukan yang lebih tinggi membutuhkan lebih banyak interkoneksi karena banyak lokasi sumbernya yang terletak jauh dari pusat permintaan. Pasar ketenagalistrikan dan sistem juga perlu didesain untuk merespons intermiten dengan biaya marginal nol.

- Kapasitas interkoneksi listrik lintas provinsi pada tahun 2050 berkisar dari 105 GW dalam skenario LCS hingga 173 GW dalam NZS-60. Sekitar 12% hingga 14% dari kapasitas interkoneksi di setiap skenario adalah untuk koneksi antar pulau yaitu sekitar 14 GW dalam skenario LCS hingga 23 GW dalam NZS-60 yang memerlukan pembangunan kabel bawah laut.
- Cadangan daya diperlukan untuk melindungi keamanan pasokan. Namun, akan memakan biaya jika daya yang dihasilkan akan berlebih. Dengan rata-rata 49% di lima jaringan utama, cadangan daya Indonesia jauh diatas batasan Asia Tenggara yaitu sebesar 25-30%. Jaringan Jawa-Bali saat ini memiliki kapasitas cadangan berlebih dan cadangan daya sekitar 60% yang dipertahankan meskipun ada biaya yang sangat besar untuk sistem dan kebutuhan anggaran dari pemerintah yang besar.
- Pembayaran kapasitas yang diberikan pada produsen listrik independen mencakup biaya operasional tetap, pemeliharaan, serta pengeluaran modal awal. Harga tersebut dihitung diluar dari listrik yang terbangkitkan dari pembangkit. Banten memiliki kapasitas terpasang PLTU sebesar 8,8 GW; 7,3 GW diantaranya dapat diprioritaskan untuk pensiun dini karena kinerjanya yang buruk.

## Kesinambungan antar pulau

Interkoneksi listrik antar pulau dalam FEO Indonesia



Sumber: TransitionZero (2023)

---

## **Pedoman Kebijakan**

Bagaimana FEO Indonesia dapat digunakan untuk perencanaan sistem energi yang lebih produktif

## Pedoman Kebijakan

01



**Skenario pensiun dini PLTU dapat menghemat dan menurunkan emisi paling banyak**, yang mengarah pada jalur emisi yang sejalan dengan skenario nol bersih hingga pertengahan tahun 2030-an.

02



**Interkoneksi listrik lintas provinsi dan infrastruktur jaringan pendukung** memainkan peran penting dalam membuka potensi energi terbarukan yang diperlukan untuk mencapai transisi energi Indonesia, sambil tetap menjaga pasokan listrik yang andal bagi konsumen.

03



**PLTS mendominasi bauran kapasitas dan pembangkitan** di semua skenario. Namun, struktur kebijakan dan pasar Indonesia saat ini belum dirancang untuk memastikan pembangunannya yang cepat dan hemat biaya.



## Pedoman Kebijakan

04



**Total biaya sistem** serupa di keempat skenario (~\$900 - 1000 miliar).

Biaya tambahan dalam ECRS dan NZS-60 sebagian besar disebabkan oleh kebutuhan kapasitas PLTS dan baterai yang lebih besar dan dikombinasikan dengan kebutuhan yang lebih besar untuk interkoneksi listrik antar pulau dalam rangka penyaluran energi terbarukan ini ke pusat permintaan.

05



**Biaya pengurangan** berkisar dari \$-82/tCO<sub>2</sub> dalam skenario Kebutuhan Biaya Terendah hingga \$12/tCO<sub>2</sub> untuk NZS-60, relatif terhadap CPS.

Hal ini menggarisbawahi bahwa penurunan emisi pada sektor ketenagalistrikan yang diiringi dengan penurunan total biaya sistem ketenagalistrikan di Indonesia sangat dimungkinkan jika ada perencanaan dan strategi yang efektif.

06



**Pemanfaatan JETP sangat penting.** Di luar JETP, pembiayaan iklim yang lebih ambisius dengan anggaran yang lebih besar akan memaksa pensiun dini PLTU yang lebih banyak dan menghambat Indonesia untuk kembali ke batu bara setelah dana pensiun dini ini habis.

Indonesia memerlukan JETP yang berani dan ambisius untuk penghentian dini PLTU dan komitmen nyata untuk target nol bersih tahun 2060, yang didukung oleh target pencapaian anggaran karbon untuk meningkatkan akuntabilitas dalam jangka pendek dan memastikan sektor ketenagalistrikan berada tetap pada jalurnya.

## Pedoman Kebijakan

07



**Biaya sosial dari transisi energi tidak boleh dilupakan.** Di luar biaya ekonomi, biaya sosial dalam upaya dekarbonisasi, termasuk potensi kehilangan pekerjaan dan penurunan ekonomi di sektor padat emisi, perlu diperhitungkan untuk lebih memahami komprominya.

08



**Alat yang lebih baik sangat diperlukan** untuk memastikan bahwa pembuat kebijakan dan pembuat keputusan lainnya memiliki data yang tepat yang dapat menunjang persiapan transisi energi yang lebih terencana.

Alat-alat ini harus mencakup aspek ekonomi dan sosial dan dapat membantu memberikan pandangan yang harmonis antara biaya dan manfaat dari transisi energi. Analisis yang komprehensif dan transparan akan dapat membantu mengumpulkan dukungan dan memastikannya berada pada jalur transisi serta mencegah transisi yang tidak terkendali yang hanya akan meningkatkan biaya keseluruhan.



---

# Lampiran

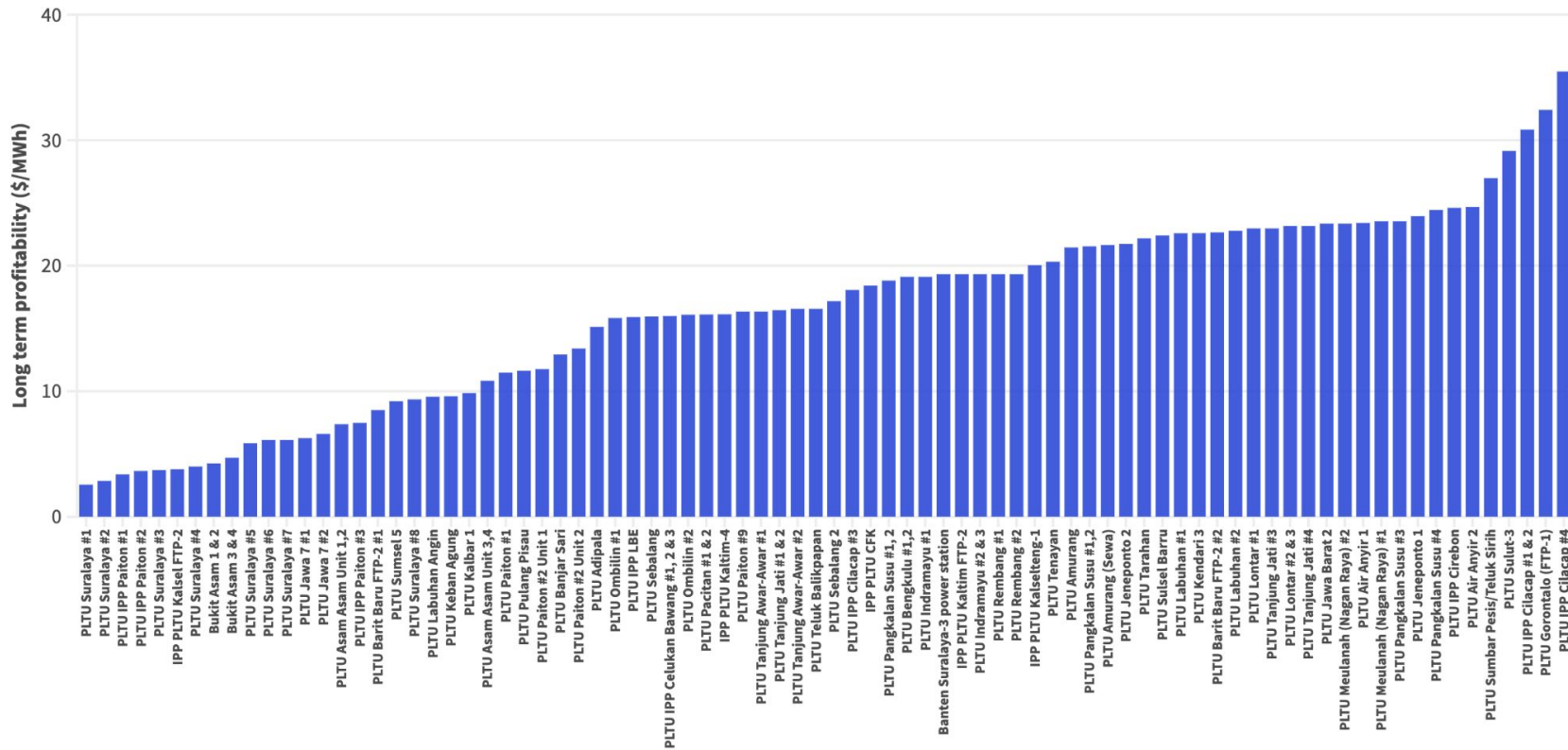
# Estimasi Biaya Teknologi

Parameter tekno-ekonomi dari berbagai pembangkit listrik

Teknologi	Unit	2021	2030	2040	2050
Baterai	USD <sub>2020</sub> /kWh	330	198	173	149
PLTBm	USD <sub>2020</sub> /kW	1820	1820	1710	1710
PLTGU	USD <sub>2020</sub> /kW	660	660	635	635
PLTU (CCS)	USD <sub>2020</sub> /kW	3115	3115	2925	2925
PLTU	USD <sub>2020</sub> /kW	1480	1480	14567	1457
PLTP	USD <sub>2020</sub> /kW	3440	3440	3140	3140
PLTA/M/MH	USD <sub>2020</sub> /kW	2000	2000	1925	1925
PLTG	USD <sub>2020</sub> /kW	730	730	705	705
PLTS	USD <sub>2020</sub> /kW	560	560	485	485
PLTN	USD <sub>2020</sub> /kW	4000	4000	4000	4000
PLTSa	USD <sub>2020</sub> /kW	1820	1820	1710	1710
PLTGL	USD <sub>2020</sub> /kW	5100	5100	5100	5100
PLTB (Lepas Pantai)	USD <sub>2020</sub> /kW	2980	2980	2750	2750
PLTB (Darat)	USD <sub>2020</sub> /kW	1280	1280	1180	1180

# Pensiun PLTU pada level aset

Berdasarkan [Coal Asset Transition](#) dari TransitionZero



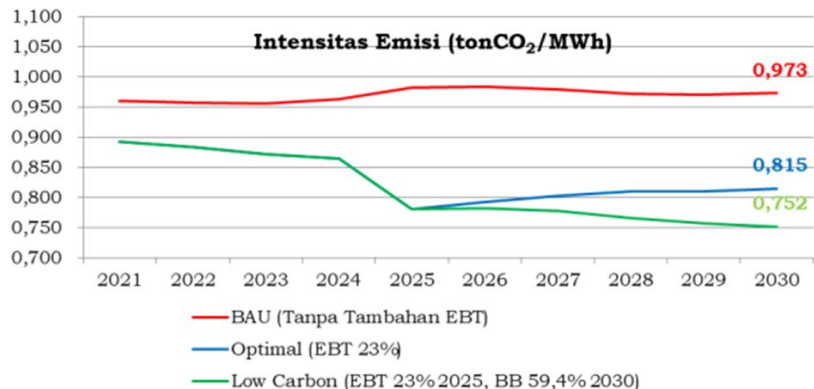
# RUPTL 2021-2030

## Bagaimana rencana bisnis eksisting PLN dibandingkan dengan FEO

RUPTL 2021-30 memproyeksikan peningkatan penggunaan yang tinggi untuk gas alam, *co-firing* biomassa, tenaga air dan panas bumi dan peningkatan yang lebih lambat pada batu bara.

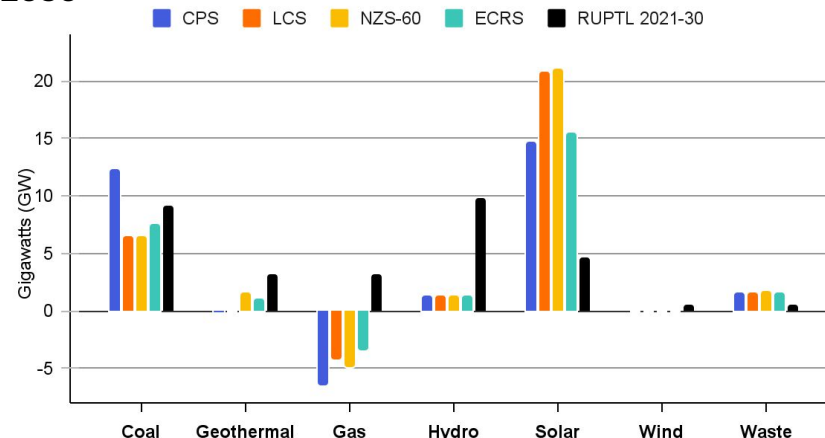
Skenario-skenario FEO menunjukkan bahwa setiap optimasi penghematan biaya dari tren bauran listrik Indonesia akan membawa Indonesia kepada ketergantungan yang lebih besar pada tenaga surya pada tahun 2030 dan penetrasi teknologi lainnya seperti baterai, biomassa, dan panas bumi dari tahun 2030 hingga 2050.

FEO menghasilkan angka kebutuhan kapasitas sebesar 15-21 GW pada tahun 2030 untuk memenuhi kebutuhan sistem seiring dengan penurunan emisi.



Sumber: RUPTL 2021-30

## Perbandingan penambahan kapasitas hingga tahun 2030



Berdasarkan RUPTL, rata-rata faktor emisi dalam jaringan pada tahun 2030 adalah 0,82 tCO<sub>2</sub>/MWh. Berdasarkan FEO, skenario Kebijakan Saat Ini akan meningkatkan faktor emisi hampir 5%, sementara skenario Nol-Bersih 2060 akan menurunkannya menjadi 0,78 tCO<sub>2</sub>/MWh. Meskipun bauran teknologinya sangat berbeda, FEO dan RUPTL cenderung menuju tujuan emisi yang sama untuk akhir dekade ini.

Dengan RUPTL yang saat ini sedang direvisi, terdapat kebutuhan pembuatan kebijakan dan pengiriman sinyal pasar yang jelas untuk mendorong dan mendukung penyerapan energi terbarukan secara cepat. Hal ini perlu sejalan dengan komitmen JETP dan ESDM.

## KONTAK

**Isabella Suarez**

Engagement Analyst

[isabella.suarez@transitionzero.org](mailto:isabella.suarez@transitionzero.org)