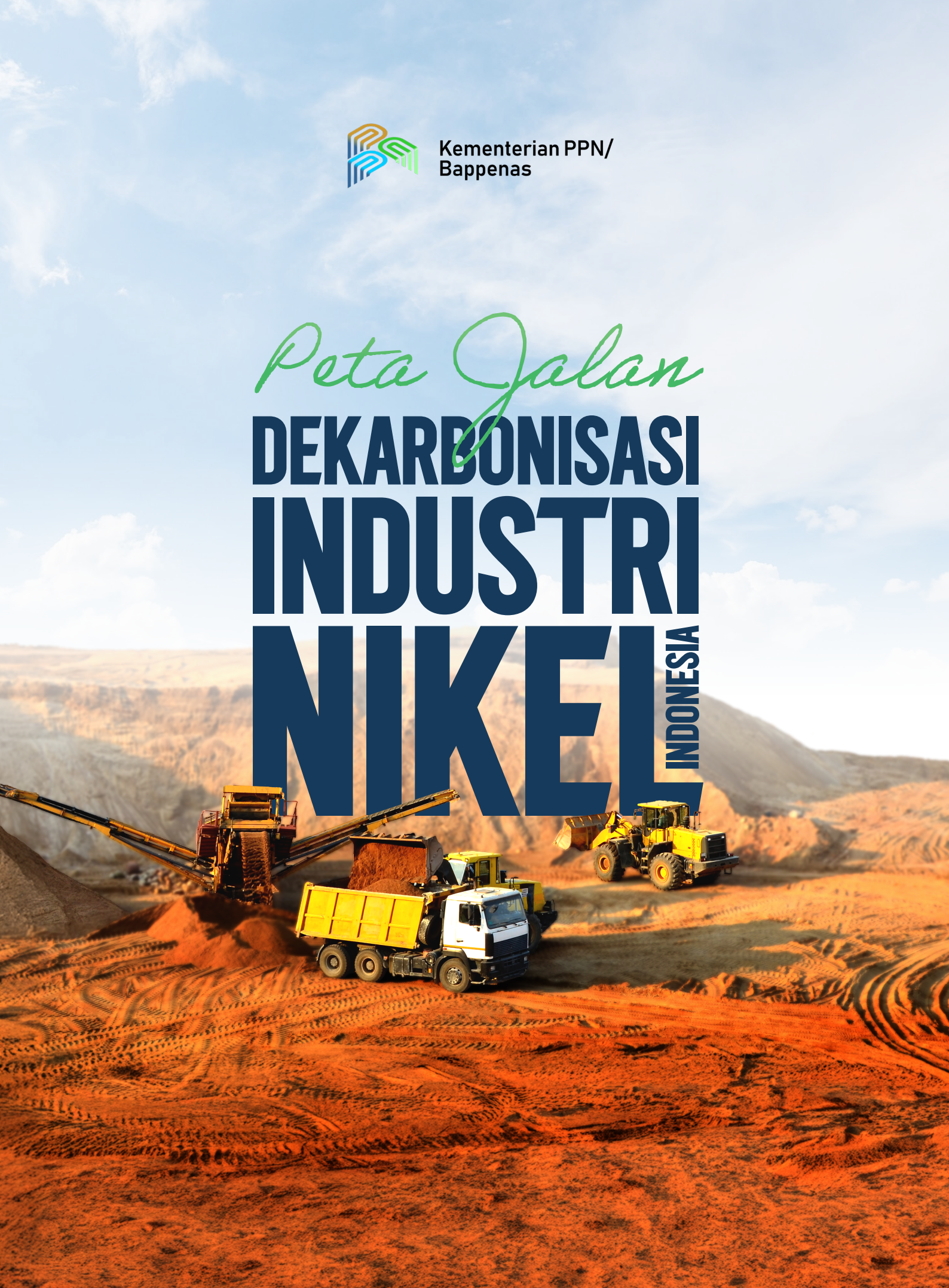
Kementerian PPN/
Bappenas

Peta Jalan

DEKARBONISASI INDUSTRI NIKEL INDONESIA





Tim Penyusun

Penasehat

Rachmat Pambudy

Menteri Perencanaan Pembangunan Nasional/Kepala Bappenas

Pengarah

Leonardo A. A. T Sambodo

Deputi Pangan, Sumber Daya Alam, dan Lingkungan Hidup
Kementerian PPN/Bappenas

Penanggung Jawab

Togu Pardede

Direktur Sumber Daya Energi, Mineral, dan Pertambangan
Kementerian PPN/Bappenas

Tim Penyusun

Kementerian PPN/Bappenas

Vivi Yulaswati

Nizhar Marizi

Dody Virgo Sinaga

Annisa Putri Widiani

Alief Bani Ghazi

Nurul Selen Azizah

WRI Indonesia

Egi Suarga

Reza Rahmaditio

David Criston H. Purba

Nada Zharfania Zuhaira

Daniyah Az Zahra

Ratu Keni Atika

Desain & Tata Letak

Oki Triono

Kementerian PPN/ Bappenas

WRI INDONESIA

Apresiasi Kontribusi

Terwujudnya buku ini merupakan hasil dukungan dan kerjasama berbagai pihak. Kami menyampaikan apresiasi kepada para Kementerian/ Lembaga, pelaku usaha dan Mitra Pembangunan atas dukungannya untuk mengembangkan Peta Jalan Dekarbonisasi Industri Nikel Indonesia 2025–2045. Kami juga mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah berkontribusi dalam proses penyusunan buku ini yang diharapkan dapat menjadi inspirasi dan pedoman untuk dekarbonisasi industri nikel di Indonesia.



Kementerian/Lembaga

- Kementerian Perencanaan Pembangunan Nasional (PPN)/ Bappenas
- Kementerian Koordinator Bidang Perekonomian
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
- Otoritas Jasa Keuangan
- Badan Riset dan Inovasi Nasional (BRIN)
- Kementerian Perindustrian
- Kementerian Keuangan
- Kementerian Investasi dan Hilirisasi/BKPM
- Kementerian Koordinator Bidang Maritim dan Investasi

Industri, Kawasan Industri, dan Asosiasi Industri

- PT PLN Persero
- PT Pertamina Persero
- PT Vale Indonesia Tbk
- Harita Nickel
- PT ANTAM Tbk
- PT Weda Bay Nickel
- PT Wanatiara Persada
- Nickel Industries Ltd.
- PT Obisidian Stainless Steel
- PT Virtue Dragon Nickel Industry
- PT Gunbuster Nickel Industri
- PT Merdeka Battery Materials Tbk
- QMB New Energi Materials Co., Ltd.
- CNGR Advanced Material Co., Ltd.
- PT Huafei Nickel Cobalt
- PT Huayue Nickel Cobalt
- Tsingshan Group
- PT Wanxiang Nickel Indonesia
- Indonesia Morowali Industrial Park
- Indonesia Weda Bay Industrial Park
- Asosiasi Penambang Nikel Indonesia (APNI)
- Nickel Institute

Konsultasi dengan Akademisi, CSO, dan Ahli

- Prof. Zulfiadi Zulhan - ITB
- Zela Tanlega, Ph.D. - ITB
- Dr. Ir. Nanang Hariyanto , IPU, ASEAN Engineer, APEC Engineer - ITB
- Dr. Kevin Marojahan - ITB
- Prof. Dwiwahju Sasongko - ITB
- Dr. Eng. Pandji Prawisudha - ITB
- Dr. mont. Wahyudin Prawira Minwal - ITB
- Dr. Eng. Anjar Dimara Sakti, S.T., M.Sc. - ITB
- Ir. Taufiq Hidayat - ITB
- Prof. Baihe Gu - Chinese Academy of Sciences
- Muhammad Iqbal - Harita Nickel
- Ir. Baso Murdin, ST,M.Eng, iPM, ACPE, C.Enm - PT Vale Tbk
- Luthfyana K. Larasati, BBusComm, MBus, MProfAcc, CPA (Aust.) - CPI
- Alke Rabinsa Haesra - Prospera
- Sri Harjanto Adi Pamungkas, M.P.A - UI
- Dr. Yang Fuqiang- Climate Change and Energy Transition Program (CCETP) Institute of Energy, Peking University



Kata Pengantar

Dengan memanjatkan puji syukur ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa, kami dengan bangga mempersembahkan **Peta Jalan Dekarbonisasi Nikel Indonesia.** Dokumen ini merupakan bagian integral dari upaya strategis kami dalam mendukung transisi menuju ekonomi hijau dan pembangunan berkelanjutan. Penyusunan peta jalan ini adalah hasil kolaborasi antara Kementerian PPN/Bappenas dan World Resources Institute (WRI) Indonesia.

Peta jalan ini bertujuan sebagai pedoman komprehensif bagi seluruh pemangku kepentingan dalam industri nikel. Tujuannya adalah untuk mencapai target dekarbonisasi yang selaras dengan komitmen nasional dalam penurunan emisi gas rumah kaca serta pencapaian *Net Zero Emission* pada tahun 2060 atau lebih cepat.

Sebagai salah satu negara penghasil nikel terbesar di dunia, Indonesia memiliki peran penting dalam rantai pasok global, khususnya dalam mendukung industri kendaraan listrik dan energi terbarukan. Namun, industri nikel juga menghadapi tantangan besar terkait dampak lingkungan yang ditimbulkan dalam proses ekstraksi dan pengolahannya. Oleh karena itu, peta jalan ini bertujuan untuk memberikan arah yang jelas dalam mengurangi jejak karbon sektor nikel melalui berbagai strategi inovatif, termasuk penguatan regulasi dan standar industri hijau, penggunaan energi terbarukan sebagai sumber energi, peningkatan efisiensi proses produksi, implementasi teknologi rendah karbon, penyusunan mekanisme pendanaan untuk dekarbonisasi, penguatan pasar industri hijau, serta peningkatan standar keberlanjutan.

Penyusunan peta jalan ini melibatkan berbagai pemangku kepentingan, termasuk pemerintah, pelaku industri, dan organisasi masyarakat sipil, untuk memastikan bahwa langkah-langkah yang diambil dapat diterapkan secara efektif dan memberikan manfaat jangka panjang. Melalui sinergi kebijakan, pendanaan hijau dan inovasi teknologi rendah karbon, industri nikel Indonesia diharapkan dapat berkembang secara kompetitif dan ramah lingkungan sehingga dapat berkontribusi pada pencapaian target *Net Zero Emission*.

Kami berharap dokumen ini dapat menjadi panduan yang komprehensif dan dapat diimplementasikan oleh semua pihak dalam mewujudkan industri nikel yang lebih ramah lingkungan dan berdaya saing global. Kami mengucapkan terima kasih kepada seluruh pihak yang telah berkontribusi dalam penyusunan peta jalan ini. Semoga dokumen ini menjadi langkah awal dalam upaya kolektif mendorong dekarbonisasi industri nikel di Indonesia, memberikan manfaat bagi keberlanjutan lingkungan, dan meningkatkan kesejahteraan masyarakat.

Leonardo A. A. T. Sambodo

Deputi Bidang Pangan, Sumber Daya Alam, dan Lingkungan Hidup
Kementerian Perencanaan Pembangunan Nasional/Bappenas

Ringkasan Eksekutif

Sebagai penghasil 60% nikel dunia, Indonesia berada pada posisi strategis untuk menjadi *green powerhouse* – pemasok mineral hijau yang dibutuhkan dalam transisi energi global. Peta Jalan Dekarbonisasi Industri Nikel Nasional disusun sebagai panduan bagi pemerintah, industri, dan masyarakat untuk mewujudkan industri nikel rendah karbon, sejalan dengan Visi Indonesia Emas 2045 yang tercantum dalam RPJPN 2025–2060. Bagi industri, dokumen ini menyediakan trajektori sebagai acuan dalam menetapkan target reduksi emisi di tingkat perusahaan, seiring meningkatnya permintaan terhadap produk rendah karbon dari industri hilir, lembaga keuangan, dan konsumen. Sementara itu, bagi pemerintah, peta jalan ini memberikan rekomendasi kebijakan guna membangun ekosistem yang mendukung implementasi strategi dekarbonisasi, mengingat hambatan seperti keterbatasan infrastruktur, tingginya biaya, dan ketidakpastian regulasi masih menjadi tantangan utama.

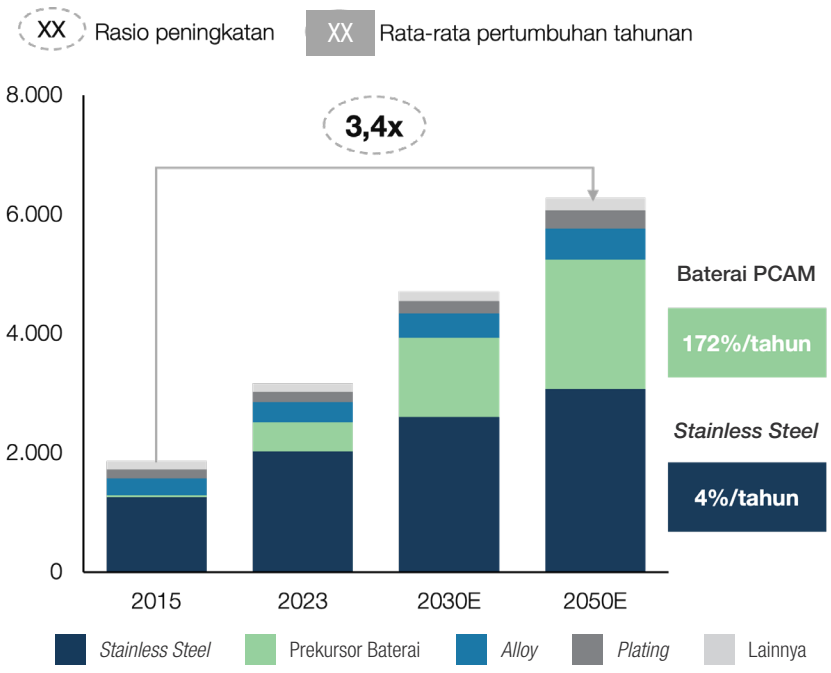


Dekarbonisasi menjadi tidak terhindarkan seiring dengan meningkatnya permintaan akan nikel hijau

Nikel merupakan material yang digunakan oleh berbagai industri dan umum digunakan sebagai bahan baku untuk material baja tahan karat *(stainless steel)* dan paduan logam *(alloy)*. Dalam beberapa tahun terakhir, permintaan nikel meningkat karena perannya dalam teknologi rendah karbon (*low carbon technology*/LCT) untuk mendukung target emisi nol bersih global *(net zero emission)*. Nikel adalah material kunci dalam LCT yang digunakan dalam baterai kendaraan listrik, komponen pembangkit energi terbarukan seperti Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB), perpipaan pada Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP), serta *electrolyzer* untuk produksi hidrogen.

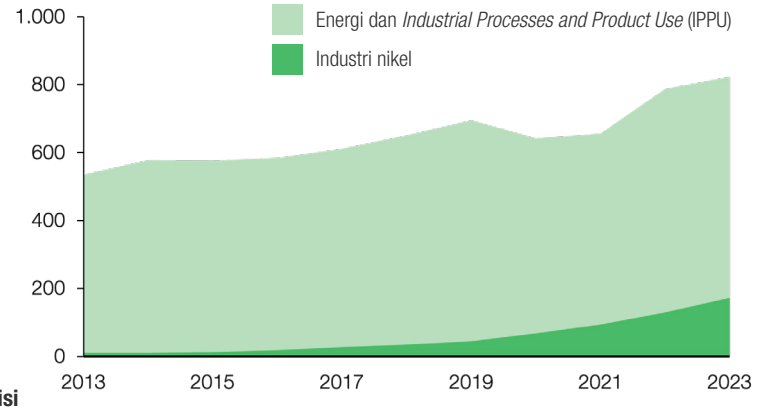
Meski baterai kendaaran listrik berbasis nikel (NMC & NCA) bersaing dengan baterai litium (*Lithium Iron Phosphate*/LFP) yang tidak menggunakan nikel, permintaan nikel untuk baterai diproyeksikan tetap tumbuh signifikan dengan rata-rata 172% per tahun hingga 2050 (lihat **Gambar I**). Sementara itu, pertumbuhan nikel sebagai material baja tahan karat diperkirakan meningkat lebih lambat di angka 4% per tahun dan sangat dipengaruhi oleh kondisi ekonomi Tiongkok sebagai produsen dan eksportir utama.

Gambar I.
Proyeksi permintaan nikel global berdasarkan jenis produk
Kt Ni-eq



Berdasarkan data United States Geological Survey tahun 2024, Indonesia menguasai cadangan nikel terbesar di dunia (55 juta ton nikel atau 42,3% dari total global) dan mendominasi penambangan bijih nikel hingga 60% dari total pasokan dunia. Selain itu, Indonesia ikut serta menyumbang 39,8% produk nikel semi jadi seperti *ferronickel, nickel pig iron* (NPI), *mixed hydroxide precipitate* (MHP), matte, dan sebagainya. Dengan kebutuhan nikel yang diperkirakan meningkat dua kali lipat pada 2050, Indonesia memiliki peluang besar untuk memperkuat peran dalam industri baterai dan baja tahan karat. Posisi Indonesia sebagai produsen bijih dan produk nikel semi jadi terbesar dunia mendukung langkah menuju rantai pasok hilir, sejalan dengan visi Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJN) tahun 2025–2045 dan strategi hilirisasi pemerintah.

Gambar II.
Dampak iklim kebijakan hilirisasi nikel
Emisi GRK, Juta Ton CO_2e



Total emisi industri nikel (% sektor energi & IPPU)	1,8	2,1	4,4	6,5	14,2	21,0

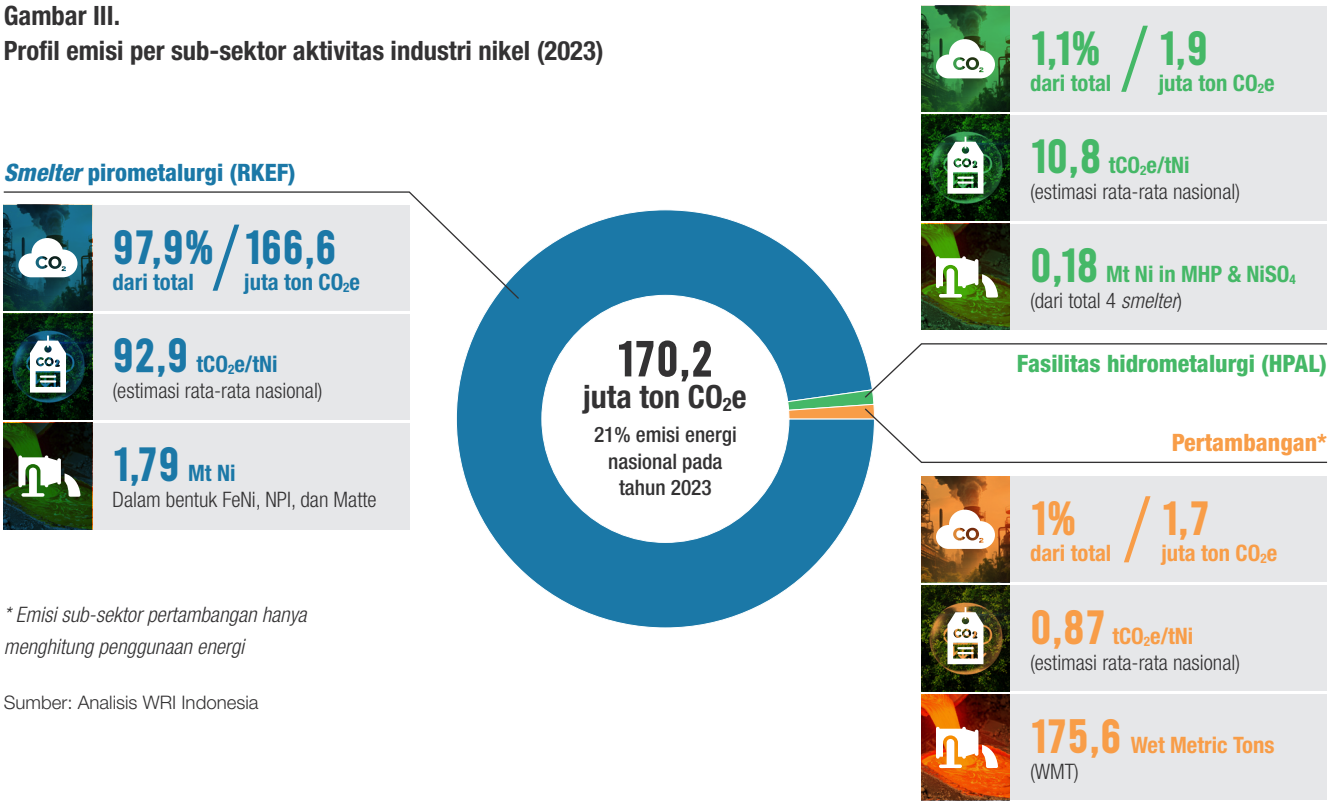
Namun, pertumbuhan industri nikel Indonesia juga menimbulkan lonjakan emisi gas rumah kaca (GRK) hingga 170,2 juta ton CO_2e pada tahun 2023 atau setara 21% dari sektor emisi energi dan *Industrial Process and Product Use* (IPPU) nasional pada tahun 2022 - lonjakan tajam dari hanya 9,8 juta ton CO_2e di tahun 2013 (lihat **Gambar II**). Hasil studi ini menunjukan 64% dari peningkatan 160,4 juta ton CO_2e pada tahun 2013 ke 2023 adalah akibat emisi yang terjadi sejak tahun 2020. Peningkatan ini dipicu oleh ekspansi industri dan dominasi teknologi *Rotary Kiln Electric Furnace* (RKEF) sebagai proses peleburan nikel *(pyrometallurgy)* menjadi produk semi jadi seperti NPI, *ferronickel, dan nickel matte*.

Apabila tidak diantisipasi, emisi dari hilirisasi nikel berisikio menghambat pencapaian target iklim Indonesia yang tercantum dalam *Nationally Determined Contribution* (NDC), UU RPJPN, dan dokumen *Long-Term Strategy for Low-Carbon and Climate Resilience* (LTS-LCCR). Dalam dokumen *Enhanced NDC* (ENDC), Indonesia menargetkan pengurangan emisi GRK pada tahun 2030 setidaknya 31,9% dengan kemampuan sendiri dan 43,2% dengan bantuan internasional. Untuk jangka panjang, Indonesia juga telah menargetkan reduksi emisi sebesar 80,98% pada tahun 2045 sebagaimana diatur dalam UU RPJPN. Target tersebut juga sejalan dengan target dalam dokumen LTS-LCCR untuk mencapai *Net Zero Emissions* (NZE) selambat-lambatnya pada tahun 2060.

Apa sumber emisi karbon terbesar dalam industri nikel?

Teknologi RKEF yang sangat intensif energi dan bergantung kepada batu bara menyumbang sekitar 166,6 juta ton CO_2e atau 98% dari total emisi industri nikel pada tahun 2023 (lihat **Gambar III**). Dibandingkan dengan teknologi lain seperti *flash smelting*, maupun teknologi *hydrometallurgy* seperti *High Pressure Acid Leaching* (HPAL) dan *bioleaching*, proses RKEF menghasilkan emisi GRK sekitar 7 hingga 10 kali lebih tinggi untuk setiap ton logam nikel murni yang diproduksi. Salah satu faktor rendahnya emisi teknologi *hydrometallurgy* adalah adopsi pemanfaatan sisa uap panas *(waste heat)* di fasilitas HPAL yang mengurangi pembakaran batu bara. Kemudian dari sisi kegiatan pertambangan, emisi yang didominasi oleh penggunaan alat berat dan penggunaan kendaraan hanya menyumbang 1,7 ton CO_2e atau 1% dari total emisi.

Gambar III.
Profil emisi per sub-sektor aktivitas industri nikel (2023)

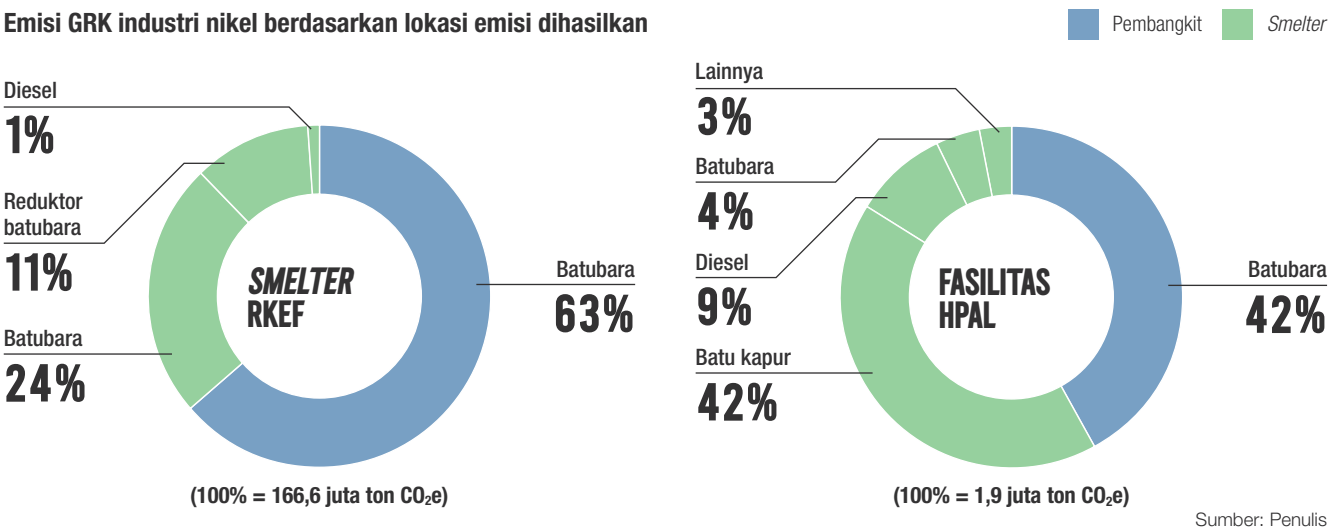


** Emisi sub-sektor pertambangan hanya menghitung penggunaan energi*

Sumber: Analisis WRI Indonesia

Sumber utama emisi karbon di fasilitas *smelter* nikel berasal dari pembangkit listrik, mengingat proses pemrosesan nikel memerlukan konsumsi energi yang sangat tinggi untuk keperluan pemanasan. Sekitar 97% pasokan listrik tersebut dihasilkan dari pembangkit listrik berbasis batubara, yang menghasilkan emisi dalam jumlah besar. Pembangkit yang terintegrasi dengan *smelter* RKEF diperkirakan menyumbang emisi sebesar 106,2 juta ton CO_2e, sementara pembangkit pada fasilitas HPAL menyumbang sekitar 0,8 juta ton CO_2e. Jika digabungkan, total emisi dari pembangkit listrik di industri nikel mencapai 107,0 juta ton CO_2e, atau setara dengan 26% dari total emisi sektor pembangkitan listrik nasional. Secara proporsional, pembangkit listrik menyumbang 63,5% dari total emisi pada *smelter* RKEF dan 42,3% pada fasilitas HPAL, sedangkan sisanya berasal dari pembakaran bahan bakar dan penggunaan material di dalam proses produksi.

Gambar IV.
Emisi GRK industri nikel berdasarkan lokasi emisi dihasilkan



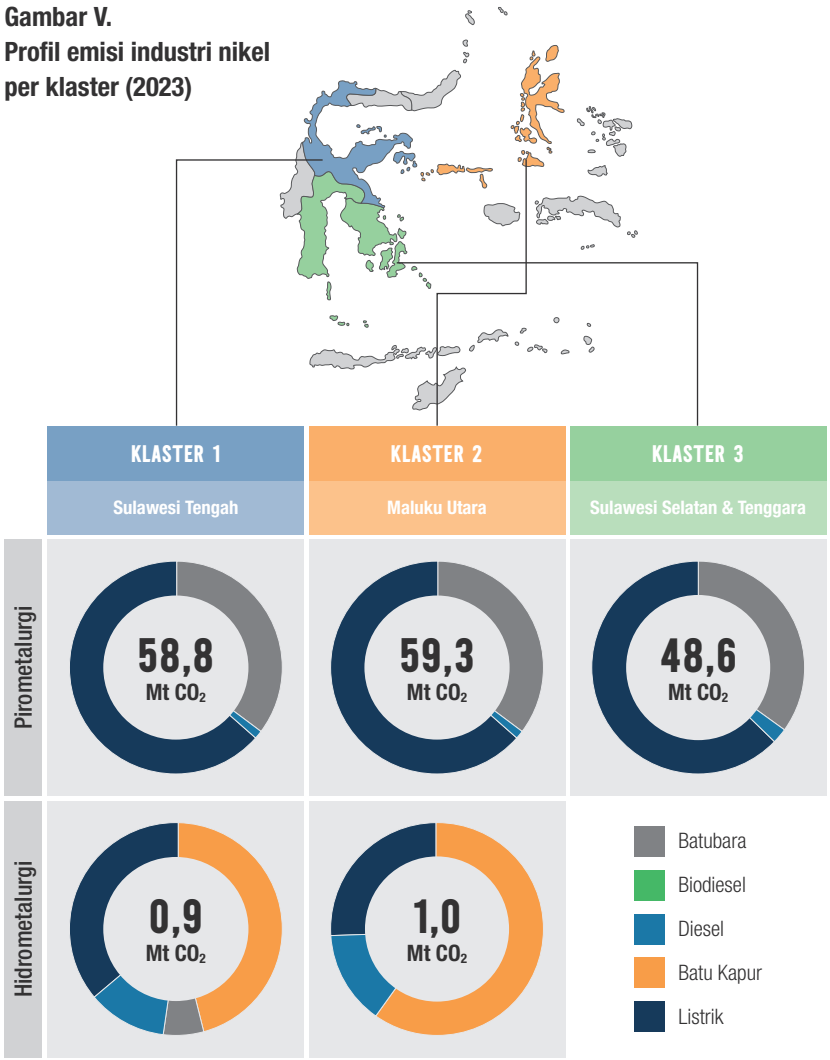
Sumber: Penulis

Peta Jalan difokuskan pada tiga klaster wilayah utama penghasil nikel

Mayoritas fasilitas produksi nikel, seperti tambang dan *smelter*, berlokasi di tiga klaster wilayah, yaitu Sulawesi Tengah (Klaster 1), Maluku Utara (Klaster 2), serta Sulawesi Tenggara dan Selatan (Klaster 3). Ketiga klaster ini menjadi fokus utama peta jalan dekarbonisasi untuk sub-sektor pertambangan dan ekstraksi primer nikel. Pada tahun 2023, yaitu tahun dasar *(base year)* yang digunakan pada peta jalan ini, terdapat 300 Izin Usaha Pertambangan (IUP) aktif dengan 51 fasilitas unit pengolahan atau *smelter*.

Klaster 1 dan 2 merupakan wilayah dengan emisi terbesar pada tahun 2023 akibat besarnya kapasitas produksi *smelter* nikel di kedua klaster tersebut. Sementara itu, Klaster 3 memiliki emisi yang relatif lebih rendah akibat jumlah *smelter* yang lebih sedikit serta adanya *smelter* yang menggunakan Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA). Secara umum, komposisi sumber emisi didominasi oleh penggunaan langsung batu bara untuk proses *smelter* dan sebagai bahan bakar pembangkit listrik tenaga uap (PLTU).

Gambar V.
Profil emisi industri nikel per klaster (2023)



Empat strategi untuk dekarbonisasi industri nikel

Sejauh ini, upaya dekarbonisasi nikel oleh 20 perusahaan pertambangan dan pengolahan nikel yang diwawancarai masih didominasi oleh langkah-langkah dengan dampak reduksi emisi yang relatif rendah, seperti penggunaan biodiesel untuk kendaraan dan penanaman pohon. Perlu digaris bawahi bahwa penanaman pohon tidak mengurangi emisi secara absolut, namun menyerap emisi dari atmosfer *(removal)*. Sementara itu, inisiatif dengan potensi reduksi emisi yang lebih besar, seperti pemanfaatan energi terbarukan (EBT), elektrifikasi alat berat, dan substitusi batu bara dengan biomassa atau hidrogen, masih terbatas penerapannya atau masih dalam tahap perencanaan dan/atau uji coba.

Oleh karena itu, untuk menjawab tantangan realisasi dekarbonisasi yang lebih signifikan, peta jalan ini berkonsentrasi kepada penurunan emisi absolut dengan empat (4) pendekatan utama:

- **Pencegahan dan efisiensi**, dengan fokus pada optimalisasi neraca massa dan energi untuk menghindari aktivitas penghasil emisi.
- **Pergantian bahan bakar beremisi tinggi ke alternatif rendah karbon**, dengan memperhitungkan karakteristik teknis dan pembakaran masing-masing bahan bakar.
- **Substitusi material**, yakni penggantian bahan baku atau reaksi kimia dalam proses produksi agar

menghasilkan lebih sedikit emisi gas rumah kaca.

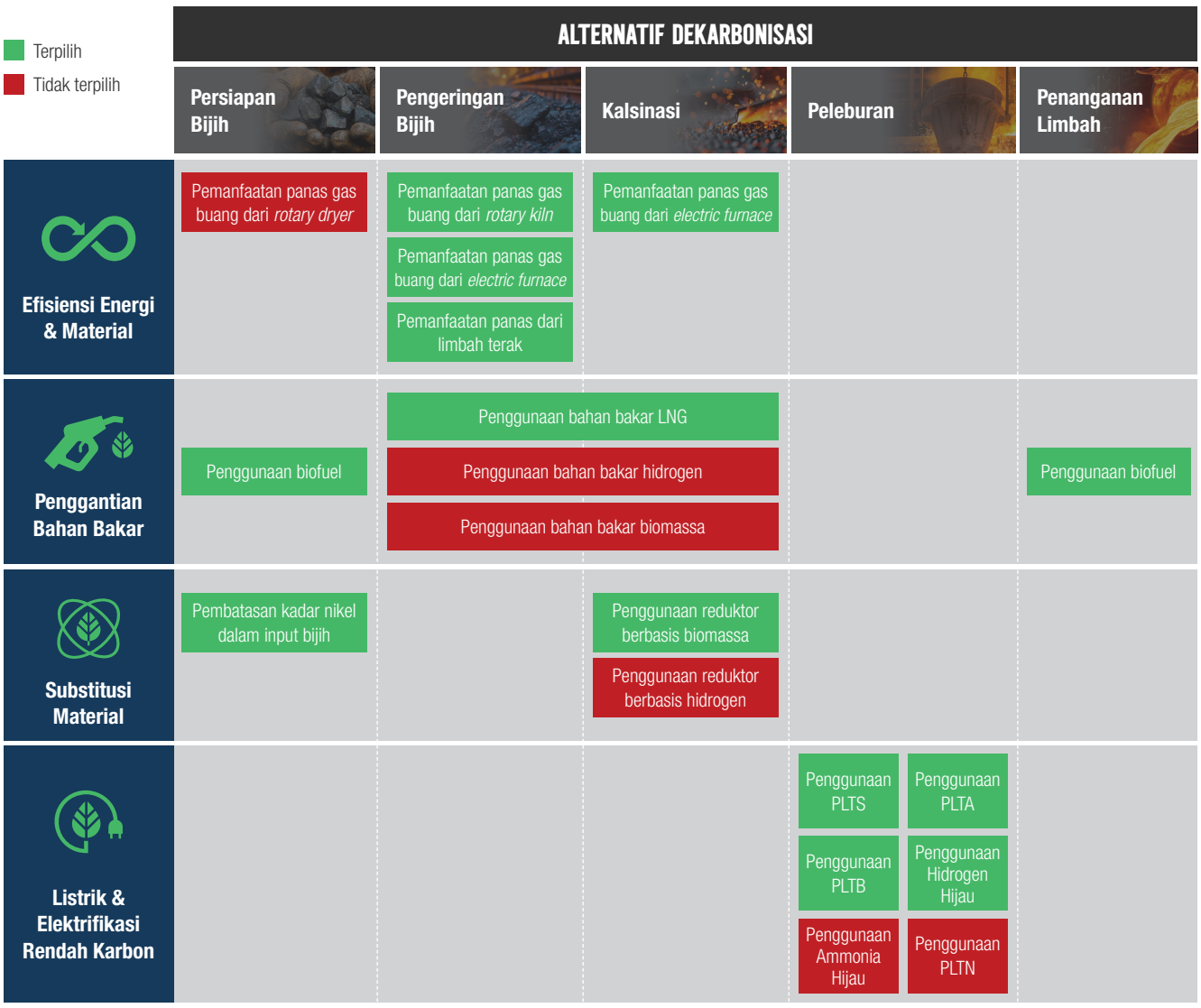
- **Elektrifikasi**, dengan mendorong penggunaan pembangkit listrik rendah karbon dan menilai potensi penggantian energi berdasarkan kapasitas dan efisiensi teknis.

Peta jalan ini menekankan reduksi emisi secara absolut *(abatement)* dan belum mencakup upaya penyerapan *(removal)* yang akan dipertimbangkan setelah potensi *abatement* dimaksimalkan. Untuk setiap pendekatan yang disebutkan di atas, alternatif dekarbonisasi dipilih berdasarkan empat kriteria utama:

- Potensi reduksi emisi;
- Kesiapan teknologi (*Technology Readiness Level*/TRL);
- Risiko terhadap proses produksi dan kualitas produk; dan
- Besar biaya modal dan operasi.

Adapun alternatif dekarbonisasi terpilih dalam peta jalan ini dapat dilihat pada **Gambar VI**. Hanya teknologi yang sudah terbukti dan mulai diterapkan di lapangan yang dimasukkan dalam skenario (TRL minimal 8), kecuali pada kasus khusus seperti penggunaan hidrogen di klaster 2, yang dipertimbangkan karena keterbatasan sumber energi terbarukan konvensional. Risiko implementasi dan dampak lingkungan non-emisi juga menjadi pertimbangan penting dalam seleksi ini.

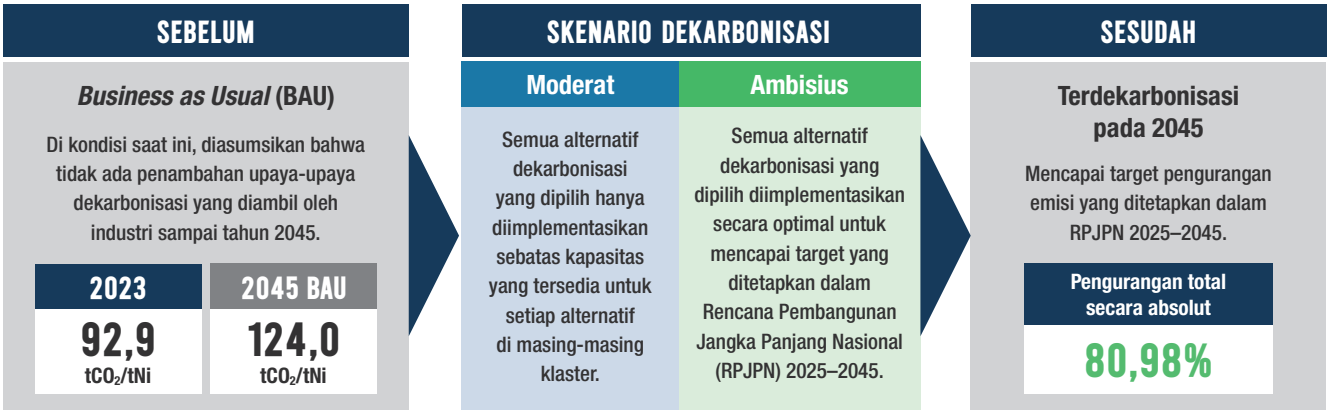
Gambar VI.
Alternatif aksi dekarbonisasi terpilih dalam peta jalan



Pathway dekarbonisasi industri nikel sejalan dengan target reduksi emisi nasional dalam RPJPN 2025–2045

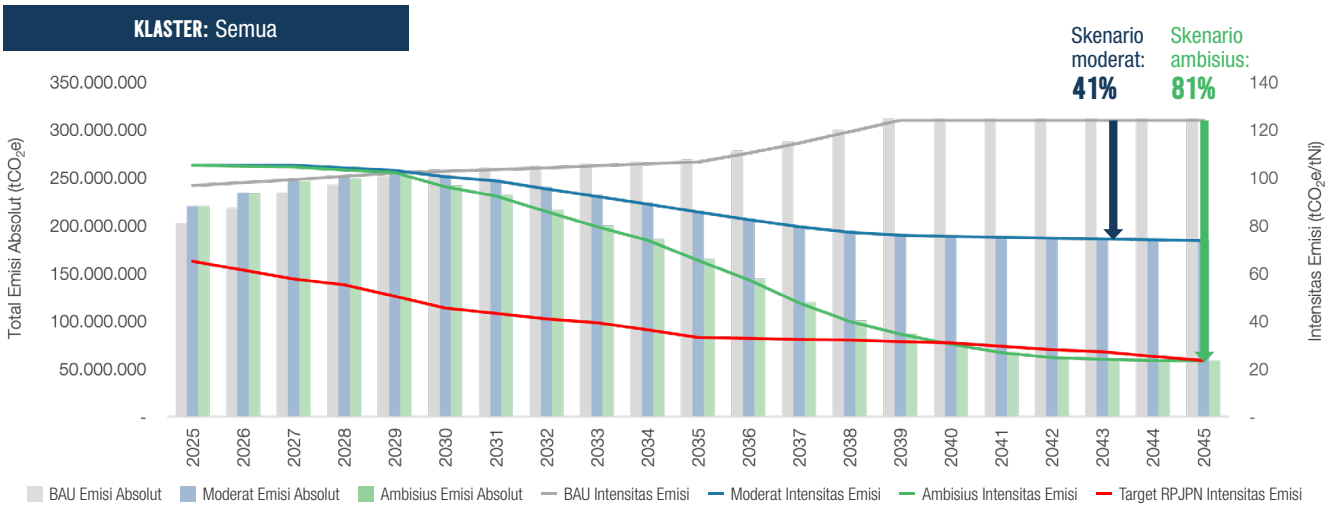
Peta jalan ini mempertimbangkan tiga (3) skenario aksi dekarbonisasi, yaitu: (1) Skenario *Business As Usual* (BAU) yang mengasumsikan tidak ada aksi dekarbonisasi selain yang telah dilakukan sampai dengan tahun 2023, (2) Skenario Moderat yang mengasumsikan bahwa dekarbonisasi akan berjalan dan berkembang, namun hanya dengan memaksimalkan pemanfaatan infrastruktur yang sudah ada (misalnya jaringan listrik, terminal LNG) dan material yang tersedia, tanpa adanya pembangunan infrastruktur baru maupun kebijakan dekarbonisasi tambahan setelahnya, dan (3) Skenario Ambisius merepresentasikan trajektori yang perlu ditempuh oleh industri nikel untuk memenuhi target penurunan emisi nasional sebesar 80,98 persen pada tahun 2045 sebagaimana ditetapkan dalam RPJPN. Dalam skenario ini, trajektori reduksi emisi sejalan dengan pencapaian emisi nol bersih (NZE) pada tahun 2060 atau lebih cepat.

Gambar VII.
Skenario dekarbonisasi industri nikel dalam peta jalan



Perbandingan antara ketiga skenario di bawah menunjukkan bahwa Skenario BAU menghasilkan peningkatan emisi yang signifikan akibat pertumbuhan kapasitas produksi dan penurunan kadar nikel dalam bijih. Skenario Moderat, meskipun mampu menurunkan intensitas emisi secara bertahap, skenario ini belum mampu menekan emisi absolut di klaster 1 dan 2. Hanya Skenario Ambisius yang konsisten mampu memenuhi target pengurangan emisi sebagaimana ditetapkan dalam RPJPN 2025–2045, dengan potensi reduksi sebesar 253,3 juta ton CO_2e (81% dari BAU) pada tahun 2045 yang melampaui target nasional. Oleh karena itu, Skenario Ambisius dipilih sebagai dasar implementasi peta jalan dekarbonisasi industri nikel ke depan.

Gambar VIII.
Perbandingan total emisi absolut dan intensitas emisi seluruh skenario terhadap kondisi BAU pada seluruh klaster



Rencana aksi untuk mewujudkan industri nikel yang rendah karbon dan berdaya saing tinggi

Penerapan peta jalan dengan Skenario Ambisius dijalankan secara bertahap dalam empat fase waktu, dimulai dari:



Pembangunan Fondasi Transisi (2025–2029)

Pengembangan Infrastruktur Dasar dan Adopsi Strategi Fase Awal (2030–2034)

Adopsi Strategi Fase Lanjut dan Perkembangan Menuju Pasar yang Matang (2035–2039)

Adopsi Strategi Fase Optimal dan Pencapaian Target Reduksi Emisi (2040–2045)

Untuk mewujudkan hal ini, terdapat delapan arah kebijakan utama transformasi rantai pasok industri nikel rendah karbon pada tahun 2025 hingga 2045 (lihat **Gambar IX**):

1 Transisi sistem ketenagalistrikan industri nikel

Dalam mewujudkan transisi sistem ketenagalistrikan industri nikel, peta jalan ini merekomendasikan penyediaan listrik *on-grid* untuk klaster 1 dan 3 yang berada di Sulawesi mempertimbangkan melimpahnya akses energi terbarukan pada wilayah ini. Sedangkan, model untuk klaster 2 (Maluku Utara) adalah *off-grid.* Model *on-grid* memerlukan ekspansi jaringan transmisi dan distribusi PLN yang terhubung ke kawasan industri, sedangkan model *off-grid* mengandalkan sistem listrik mandiri berskala lebih kecil yang dikembangkan oleh pelaku usaha swasta. Namun, arah kebijakan ini masih belum sepenuhnya selaras dengan Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2025–2060 dan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2025–2034, sehingga dibutuhkan pembaharuan perencanaan dalam RUKN dan RUPTL untuk meningkatkan potensi energi terbarukan serta ekspansi jaringan transmisi.

Transisi ini juga harus didukung oleh iklim investasi yang lebih menarik, termasuk penyesuaian harga patokan pembelian listrik agara PLN dan IPP memperoleh *margin* minimal 5%, serta industri nikel tetap menjaga margin minimal 10%. Kepastian hukum juga menjadi aspek krusial, yang dapat diwujudkan melalui: (1) panduan standar AMDAL ketenagalistrikan, (2) penetapan zona khusus proyek energi bersih dalam Rencana Tata Ruang dan Wilayah (RTRW) Nasional, dan (3) pengendalian harga lahan untuk mencegah praktik spekulatif dan premanisme.

Selain itu, tantangan pembiayaan perlu diatasi untuk mewujudkan transisi ini. Suku bunga yang tinggi serta pendeknya kontrak jual beli menyebabkan proyek EBT dipandang berisiko tinggi. Sehingga, perpanjangan masa kontrak, jaminan pemerintah, serta insentif bagi perbankan agar pendanaan hijau semakin kompetitif dapat menjadi solusi tantangan pembiayaan. Di sisi lain, diperlukan optimisasi implementasi Kerja Sama Pemerintah Badan Usaha (KPBU) dan pendanaan inovatif yang dapat membiayai proyek ketenagalistrikan bersifat komersil maupun non-komersil (seperti konstruki jaringan listrik dan pemensiunan dini PLTU).

2 Pengembangan rantai pasok hidrogen hijau terintegrasi untuk pembangkitan listrik bersih

Rantai pasok hidrogen hijau menjadi kunci utama bagi dekarbonisasi klaster 2 yang memiliki keterbatasan potensi energi terbarukan. Peta jalan ini merekomendasikan pasokan hidrogen hijau dari Sulawesi, NTT, dan Papua untuk dikirim ke Maluku Utara dalam bentuk cair menggunakan kapal rendah karbon. Hidrogen tersebut kemudian diregasifikasi secara terpusat dan digunakan dalam Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) untuk menghasilkan listrik bersih yang dialirkan ke industri. Untuk mendukung skema ini, dibutuhkan investasi pada fasilitas *regasification*, pembangkit PLTGU, dan terminal listrik di setiap kawasan industri.

Harga hidrogen tanpa subsidi akan menghasilkan *margin* negatif bagi industri nikel. Diperlukan subsidi sebesar $50,2 miliar hingga 2045 untuk menurunkan harga hidrogen agar lebih kompetitif. Dana ini dapat bersumber dari realokasi 75% penerimaan royalti nikel, sejalan dengan PP No. 19/2025. Pembangunan infrastruktu rantai pasok hidrogen hijau juga perlu didukung skema KPBU, sementara investasi swasta di sisi hilir (PLTGU *captive*) memerlukan dukungan insentif fiskal seperti pembebasan bea masuk untuk teknologi kunci. Kemudian, untuk menjamin peta jalan yang rendah karbon, diperlukan instrumen standar nasional emisi hidrogen hijau guna mencegah *greenwashing* dan memastikan akuntabilitas rantai pasok.

3 Pengembangan rantai pasok biomassa berkelanjutan untuk produksi bioreduktan

Dalam proses industri nikel, *calcine reduction* yakni tahap reduksi logam nikel dan besi dari baja yang telah dikeringkan menggunakan batu bara antrasit, menyumbang sekitar 26% dari total emisi industri nikel. Upaya dekarbonisasi proses ini bergantung pada substitusi batu bara dengan bioreduktan berbasis biomassa sejumlah 9,6 juta ton per tahun. Upaya ini membutuhkan rantai pasok biomassa yang andal, mencakup ketersediaan bahan baku, stabilitas pasokan, dan fasilitas *pre-treatment* untuk mengolah biomassa mentah menjadi arang melalui proses pirolisis.

Keterbatasan produksi biomassa domestik, dominasi ekspor ke pasar luar negeri, serta belum adanya standar nasional menjadi tantangan utama pengembangan biomassa untuk produksi bioreduktan. Sehingga, peta jalan ini merekomendasikan pembentukan industri produsen bioreduktan sebagai penggerak utama rantai pasok, penetapan harga acuan biomassa sebesar $140/ton untuk menarik pasokan ke pasar domestik, serta percepatan regulasi teknis (dengan penerbitan SNI untuk standardisasi kualitas) dan *safeguard* lingkungan untuk mencegah risiko deforestasi.

Dari sisi pembiayaan, pengembangan rantai pasok biomassa perlu didorong melalui investasi swasta, termasuk pemanfaatan *commercial loan*. Selain itu, dana pungutan ekspor sawit yang selama ini difokuskan untuk biodiesel juga berpotensi dialokasikan untuk pengembangan bioreduktan. Hal ini perlu dikaji lebih lanjut untuk memastikan besaran dan efektivitas alokasinya.



4 Ekspansi penyediaan gas bumi untuk substitusi batubara non listrik

Kebutuhan substitusi batu bara menjadi gas bumi atau LNG pada *rotary dryer* dan *rotary kiln* RKEF dapat dipasok dari cadangan gas bumi yang sudah ada. Untuk klaster 1 dan 3, pasokan dapat bersumber dari lapangan gas eksisting di Sulawesi Tengah dan potensi baru di Sumur Tedong. Sementara klaster 2 dapat disuplai dari lapangan gas Masela. Namun, merujuk pada Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional Tahun 2024–2033 melalui Kepmen ESDM Nomor: 173.K/MG.01/MEM/M/2024, diketahui tidak terdapat rencana pembangunan jaringan transmisi dan distribusi LNG di Sulawesi dan Maluku. Hal ini memerlukan investasi tambahan seperti tangki penyimpanan dan fasilitas regasifikasi. Oleh karena itu, diperlukan kajian pembagian tanggung jawab infrastruktur antara pemerintah, kawasan industri, dan masing-masing *smelter*, untuk mendapatkan biaya paling rendah. Perencanaan infrastruktur tersebut diharapkan memiliki dasar hukum pelaksanaan melalui revisi Keputusan Menteri ESDM No. 173 Tahun 2024.

Dari sisi harga, LNG saat ini masih lebih mahal dibanding batubara. Untuk menjaga *margin* industri minimal 10%, dibutuhkan penetapan harga gas bumi tertentu (HGBT) bagi industri nikel pada kisaran maksimal $ 6.161/TJ atau setara dengan $ 6,5/mmbtu. Harga ini dapat dialokasikan dari lapangan LNG baru dengan skema pengurangan Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) untuk menurunkan risiko proyek. Penetapan HGBT juga perlu diiringi dengan tata kelola distribusi yang lebih baik agar pasokan benar-benar diterima oleh penerima manfaat. Pembiayaan infrastruktur LNG direkomendasikan melalui skema *blended financing* dengan dukungan jaminan risiko dari lembaga seperti PT PII. Sementara pembangunan fasilitas regasigikasi dapat menggunakan model *shared regasification facilities* atau *industrial cluster approach* untuk meningkatkan efisiensi pembangunan fasilitas regasifikasi yang dibiayai masing-masing industri nikel.

5 Peningkatan performa efisiensi energi *smelter* nikel

Teknologi penggunaan kembali sisa panas dari *rotary kiln, electric furnace*, dan *slag* telah tersedia secara komersil. Tantangan utama dari kebijakan ini adalah keterbatasan desain tata letak pada *smelter* lama yang berjauhan sehingga tidak dapat diterapkan pemanfaatan sisa panas secara optimal. Sedangkan, *smelter* yang dibangun dalam beberapa tahun terakhir telah didesain dengan tata letak yang memungkinkan optimalisasi pemanfaatan sisa panas. Oleh karena itu, peta jalan ini menargetkan implementasi teknologi ini pada 80% *smelter* eksisting dan mewajibkannya pada seluruh *smelter* baru pasca 2030. Industri nikel yang mengkonsumsi energi > 0,042 TJ/tahun wajib melaksanakan kegiatan konservasi energi berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 33 Tahun 2023 dan Peraturan Menteri ESDM No. 8 Tahun 2025. Penegasan implementasi kebijakan ini dapat diperkuat dengan memberikan target efisiensi khusus untuk perusahaan *smelter* yang memiliki RKEF dan menjadi tolak ukur standar kelayakan lingkungan dan level ketaatan sebagai bagian dari AMDAL dan RKL-RPL.

Untuk mempercepat adopsi, diperlukan transfer teknologi melalui kolaborasi konkret antar lembaga riset, industri, dan penyedia teknologi. *Platform* SINERGI milik Kementerian ESDM dapat dimanfaatkan untuk integrasi pelaporan, perencanaan, dan pendanaan konservasi energi. Selain itu, OJK diharapkan memasukkan efisiensi energi, khususnya pemanfaatan sisa panas, ke dalam taksonomi hijau nasional, sehingga kegiatan ini memenuhi syarat pembiayaan hijau. Selain itu, *platform* SINERGI juga dapat menyediakan ruang bagi lembaga pendanaan untuk mendaftarkan program atau produk pendanaan untuk efisiensi energi agar sektor swasta dapat mengakses skema pembiayaan hijau secara efektif.

6 Peningkatan target bauran biodiesel di Indonesia

Penggunaan seluruh kendaraan yang dioperasikan industri nikel menyumbang 0,78% total emisi. Strategi dekarbonisasi dilakukan dengna meningkatkan bauran biodiesel secara bertahap yang memerlukan jaminan ketersediaan, keberlanjutan, dan keterjangkauan harga. Kebutuhan industri nikel terhadap biodiesel pada tahun 2025 hanya 3% dari total kapasitas produksi nasional. Namun, ketiadaan target jangka menengah dan panjang pasca 2025 menimbulkan ketidakpastian pencapaian volume kebutuhan. Peta jalan ini merekomendasikan bauran yang akan meningkat menjadi 50% (B50) pada tahun 2035, 60% (B60) pada tahun 2040, dan 70% (B70) pada tahun 2045. Berdasarkan rekomendasi ini, akan dibutuhkan 770,7 juta liter biodiesel untuk dekarbonisasi industri nikel pada tahun 2045. Oleh karena itu, diperlukan penetapan *roadmap* bauran minimal, percepatan riset dan *pilot project*, serta *off-take agreement* antara industri nikel dan produsen energi untuk menjamin alokasi pasokan. Selain itu, realokasi kuota ekspor biodiesel ke pasar domestik juga dapat menjawab potensi kekurangan pasokan di masa depan.

Rantai pasokan biodiesel perlu dipastikan menggunakan bahan baku yang berasal dari material yang tidak menyebabkan deforestasi, serupa dengan kekhawatiran yang timbul dari penggunaan bioreduktan. Sementara itu, dari segi harga, kenaikan bauran biodiesel mendorong harga B40 hingga Rp14.500–15.000 per liter, yang memberatkan industri non-PSO seperti nikel. Melalui Harga Indeks Pasar (HIP), pemerintah perlu terus memastikan bahwa kenaikan harga tetap terkendali agar transisi ini tetap ekonomis.

7 Perbaikan tata kelola dekarbonisasi nikel nasional

Untuk memastikan strategi dekarbonisasi industri nikel, diperlukan sistem tata kelola yang kuat, meliputi kerangka regulasi dan infrastruktur seperti *platform* pelaporan dan pengaturan kelembagaan, serta seperangkat instrumen pendukung seperti metodologi perhitungan emisi, standard performa, dan mekanisme insentif dan disentif. Kebijakan emisi GRK saat ini masih dikelola secara terfragmentasi oleh tiga kementerian (emisi sektor energi di bawah kewenangan Kementerin ESDM, IPPU di bawah Kementerian Perindustrian, dan limbah di bawah KLH) dengan pelaporan data yang redundan dan parsial. Oleh karena itu, diperlukan sistem tata kelola emisi dan dekarbonisasi lintas sektoral.

Dalam konteks industri nikel, *platform* SIINas yang berada di bawah naungan Kementerian Perindustrian akan menjadi pintu utama untuk melaporkan seluruh data emisi GRK, termasuk data aktivitas emisi dan data hasil implementasi aksi mitigasi. Data yang terkumpul di SIINas dapat disalurkan untuk inventarisasi nasional, mekanisme perdagangan karbon, dan pelaporan *mandatory* maupun sukarela. *Platform* ini juga perlu dilengkapi standardisasi perhitungan dan format pelaporan yang sesuai dengan kebutuhan lintas kementerian dan disertai SOP perlindungan dan manajemen data yang ketat.

Selain itu, dibutuhkan penyusunan "Standard Nikel Hijau Indonesia" yang mengatur aspek lingkungan, sosial, dan tata kelola bagi internal perusahaan, serta menjadi acuan kepatuhan dalam pelaksanaan strategi dekarbonisasi. Standar ini harus selaras dengan regulasi yang berlaku agar mempermudah proses sertifikasi dan pengakuan capaian perusahaan.

Terakhir, penetapan skema insentif dan disinsentif secara fiskal maupun non-fiskal. Mekanisme berbasis pasar dilakukan melalui perluasan kebijakan *carbon pricing* yang mengikutsertakan sub-sektor industri nikel. Sementara itu, pendekatan non-pasar dapat dilakukan dengan mendorong pembentukan kawasan industri hijau melalui penetapan target adopsi standar nikel hijau oleh tenant industri nikel yang menjadi syarat perolehan insentif fiskal dan non-fiskal. Hal ini sesuai dengan PP No. 20 Tahun 2024 yang mengatur pemberian fasilitas kepada perusahaan yang mewujudkan industri hijau.

8 Pelaksanaan kontrol harga nikel di pasaran

Kondisi *oversupply* sejak tahun 2022 berpotensi terus mengoreksi harga nikel di level yang rendah. Sementara, *margin* yang cukup diperlukan produsen nikel untuk melakukan dekarbonisasi sembari tetap menjaga keberlanjutan finansial bisnisnya. Untuk memproduksi 1 ton nikel tanpa adanya intervensi harga nikel dan harga bahan baku, margin positif didapatkan oleh klaster 1 (hingga 23,8%) dan klaster 2 (hingga 25,2%). Akan tetapi, *margin* negatif didapatkan oleh klaster 2 sebesar -37,7% akibat tingginya harga hidrogen.

Oleh karena itu, peta jalan ini merekomendasikan intervensi harga bahan baku untuk menjaga rata-rata margin perusahaan di ketiga klaster tetap di atas 10%. Namun, perlu digarisbawahi bahwa perhitungan margin tersebut didasari oleh harga rata-rata NPI pada tahun 2023. Sehingga, kesuksesan intervensi ini perlu dilakukan bersamaan dengan penerapan kebijakan pengendalian pasokan harga nikel.

Melalui moratorium pembangunan *smelter* RKEF, percepatan industri *stainless steel*, dan pembentukan bursa logam nasional, harga nikel diharapkan lebih mencerminkan kondisi pasar domestik. Sebagai pelengkap, pembentukan BUMN khusus yang bergerak di bidang perdagangan nikel dan produksi *high-grade nickel matte* menjadi strategi kunci untuk menjaga stabilitas harga. BUMN ini diharapkan mampu membeli produk nikel kelas II dengan harga yang ditetapkan pemerintah saat harga pasar berfluktuasi, serta menjual produk bernilai tambah ke pasar kendaraan listrik atau menyimpannya hingga harga membaik. Upaya ini diperkuat dengan pengembangan standar nikel hijau dan sertifikasi karbon rendah untuk mendorong permintaan dari sektor-sektor *end-user* dalam negeri seperti konstruksi dan transportasi.



Gambar IX.
Delapan arah kebijakan untuk mewujudkan industri nikel rendah karbon di Indonesia (2025–2045)



Daftar Isi

Tim Penyusun i
Apresiasi Kontribusi ii
Kata Pengantar iii
Ringkasan Eksekutif iv
Daftar Gambar xviii
Daftar Tabel xx
Daftar Singkatan xxi

BAB 01 PENDAHULUAN 1

1.1 Lanskap Nikel Dunia 2
1.2 Perkembangan Hilirisasi Nikel di Indonesia 7
1.3 Hilirisasi Nikel dan Visi Indonesia Emas 2045 12

BAB 02 PROFIL ENERGI DAN EMISI 15

2.1 Kondisi *Baseline* Sub-sektor Pertambangan 19
2.1.1 Persebaran Pertambangan Nikel dan Kapasitas Produksi 20
2.1.2 Profil Energi dan Emisi 22
2.2 Kondisi *Baseline* Sub-sektor Pirometalurgi 25
2.2.1 Persebaran *Smelter* dan Kapasitas Produksi 26
2.2.2 Profil Energi dan Emisi 29
2.3 Kondisi *Baseline* Sub-sektor Hidrometalurgi 33
2.3.1 Persebaran *Smelter* dan Kapasitas Produksi 34
2.3.2 Profil Energi dan Emisi 35
2.4 *Highlight* Pembangkit Listrik sebagai Sumber Utama Emisi 39
2.5 Upaya Dekarbonisasi yang Telah Diterapkan 41

BAB 03 KERANGKA DAN POTENSI DEKARBONISASI 43

3.1 Efisiensi Energi 46
3.2 Penggantian Bahan Bakar 49
3.3 Penggantian Material 52
3.4 Elektrifikasi dan Penggunaan Listrik Rendah Karbon 57



BAB 04 TRAJEKTORI MENUJU INDUSTRI NIKEL RENDAH KARBON 63

4.1 Skenario *Business as Usual* (BAU) 65
4.2 Skenario Moderat 68
4.2.1 Deskripsi Skenario: *Breakdown* Temporal dan Spasial 70
4.2.2 Proyeksi Emisi dan Kesesuaian dengan Target RPJPN 73
4.3 Skenario Ambisius 75
4.3.1 Deskripsi Skenario: *Breakdown* Temporal dan Spasial 77
4.3.2 Proyeksi Emisi dan Kesesuaian dengan Target RPJPN 80
4.4 Perbandingan Skenario 82

BAB 05 REKOMENDASI KEBIJAKAN UNTUK MENDUKUNG IMPLEMENTASI SKENARIO DEKARBONISASI TERPILIH 87

5.1 Transisi Sistem Ketenagalistrikan Industri Nikel 95
5.2 Pengembangan Rantai Pasok Hidrogen Hijau Terintegrasi 104
5.3 Pengembangan Rantai Pasok Biomassa Berkelanjutan untuk Produksi Bioreduktan 110
5.4 Ekspansi Penyediaan Gas Bumi untuk Substitusi Batubara Non-Listrik 116
5.5 Peningkatan Performa Efisiensi Energi *Smelter* Nikel 121
5.6 Peningkatan Target Bauran Biodiesel di Indonesia 124
5.7 Perbaikan Tata Kelola Dekarbonisasi Nikel Nasional 127
5.8 Pelaksanaan Mekanisme Kontrol Harga Nikel di Pasaran 138

Daftar Pustaka 146

Daftar Gambar

BAB 1

Gambar 1	Penggunaan nikel dunia berdasarkan jenis produk dan sektor	2
Gambar 2	Penggunaan mineral kritis sebagai material dalam teknologi rendah karbon	3
Gambar 3	Permintaan mineral kritis untuk teknologi rendah karbon pada tahun 2023	3
Gambar 4	Pangsa kapasitas baterai dari penjualan kendaraan listrik berdasarkan jenis dan wilayah (2021–2023)	4
Gambar 5	Proyeksi permintaan nikel global berdasarkan jenis produk	5
Gambar 6	Rantai pasok nikel global dari pertambangan hingga manufaktur berdasarkan negara	6
Gambar 7	Peningkatan nilai tambah produk nikel akibat hilirisasi	7
Gambar 8	Linimasa kebijakan hilirisasi industri nikel di Indonesia	8
Gambar 9	Realisasi investasi asing di Indonesia untuk subsektor mineral kritis (2010–2022)	9
Gambar 10	Pohon industri nikel Indonesia	10
Gambar 11	Pertumbuhan industri nikel di Indonesia (2010–2024)	11
Gambar 12	Ekspor produk turunan nikel Indonesia (2017–2023)	11
Gambar 13	Sasaran utama visi Indonesia Emas 2045	12
Gambar 14	Dampak ekonomi kebijakan hilirisasi nikel	13
Gambar 15	Dampak iklim kebijakan hilirisasi nikel	13
Gambar 16	Komitmen iklim Indonesia	14

BAB 2

Gambar 17	Jumlah *smelter* nikel dan kapasitas produksinya pada tahun 2023	16
Gambar 18	Profil emisi rantai pasok industri nikel di Indonesia	17
Gambar 19	Profil emisi per sub-sektor aktivitas industri nikel (2023)	18
Gambar 20	Profil emisi industri nikel per klaster (2023)	18
Gambar 21	Cadangan nikel nasional berdasarkan jenis bijih dan kandungan nikel	19
Gambar 22	Sebaran area tambang nikel	20
Gambar 23	Produksi bijih nikel Indonesia	21
Gambar 24	RKAB dan realisasi penambangan bijih nikel nasional	21
Gambar 25	Tahapan kegiatan penambangan bijih nikel laterit	22
Gambar 26	Profil emisi GRK sub-sektor pertambangan nikel	24
Gambar 27	Bauran energi pada pertambangan nikel	24
Gambar 28	Bauran energi pada alat berat	24
Gambar 29	Rute produksi pada *smelter* nikel pirometalurgi di Indonesia	26
Gambar 30	Ragam konfigurasi *smelter* berbasis teknologi RKEF	27
Gambar 31	Jumlah *smelter* RKEF berdasarkan wilayah pada tahun 2023	28
Gambar 32	Produksi nikel pirometalurgi berdasarkan projek dalam *pipeline*	28
Gambar 33	Alur pengolahan bijih nikel berbasis pirometalurgi	32
Gambar 34	Rute produksi hidrometalurgi di Indonesia	33
Gambar 35	Jumlah fasilitas HPAL berdasarkan wilayah pada tahun 2023	34
Gambar 36	Alur pengolahan bijih nikel berbasis hidrometalurgi	38
Gambar 37	Emisi GRK industri nikel berdasarkan lokasi emisi dihasilkan	39
Gambar 38	Kapasitas terpasang pembangkit listrik di industri nikel	40
Gambar 39	Bauran kelistrikan pada industri nikel	40
Gambar 40	Upaya dekarbonisasi yang telah diterapkan industri nikel sampai tahun 2024	42

BAB 3

Gambar 41	Kerangka strategi dekarbonisasi di industri nikel	44
Gambar 42	Alternatif aksi dekarbonisasi terpilih dalam peta jalan	45
Gambar 43	Neraca energi dan potensi pemanfaatan ulang panas pada *smelter* RKEF	48
Gambar 44	Kebutuhan energi dan material pada *smelter* RKEF	53
Gambar 45	Proyeksi cadangan nikel nasional	53
Gambar 46	Distribusi produksi limbah biomassa cangkang kelapa sawit	55
Gambar 47	Distribusi produksi limbah biomassa jerami padi	56
Gambar 48	Total potensi energi surya sepanjang tahun per klaster	58
Gambar 49	Total potensi energi bayu sepanjang tahun per klaster	59
Gambar 50	Total potensi energi air sepanjang tahun per klaster	60
Gambar 51	Total potensi tahunan energi baru terbarukan di Sulawesi Tengah, Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara, dan Maluku Utara berdasarkan jenis energi dan lokasi	61
Gambar 52	Persebaran potensi energi baru dan terbarukan, jaringan transmisi listrik, dan kawasan industri *smelter* nikel	62

BAB 4

Gambar 53 Skenario dekarbonisasi industri nikel dalam peta jalan 64

Gambar 54 Proyeksi peningkatan emisi di industri nikel pada kondisi BAU dari tahun 2023–2045 65

Gambar 55 Proyeksi peningkatan konsumsi bahan bakar pada kondisi BAU dari tahun 2023–2045 66

Gambar 56 Penjabaran skenario dekarbonisasi moderat dan ambisius 67

Gambar 57 Penjabaran implementasi strategi dekarbonisasi pada Skenario Moderat 69

Gambar 58 Lajur reduksi emisi untuk seluruh klaster pada Skenario Moderat 73

Gambar 59 Lajur reduksi emisi per klaster pada Skenario Moderat 74

Gambar 60 Penjabaran implementasi strategi dekarbonisasi pada Skenario Ambisius 76

Gambar 61 Lajur reduksi emisi untuk seluruh klaster pada Skenario Ambisius 80

Gambar 62 Lajur reduksi emisi per klaster pada Skenario Ambisius 81

Gambar 63 Perbandingan total emisi absolut dan intensitas emisi seluruh skenario terhadap kondisi BAU pada seluruh klaster 83

Gambar 64 Perbandingan total emisi absolut dan intensitas emisi seluruh skenario terhadap kondisi BAU pada klaster 1 84

Gambar 65 Perbandingan total emisi absolut dan intensitas emisi seluruh skenario terhadap kondisi BAU pada klaster 2 85

Gambar 66 Perbandingan total emisi absolut dan intensitas emisi seluruh skenario terhadap kondisi BAU pada klaster 3 85

Gambar 67 Hasil reduksi emisi sampai tahun 2045 pada Skenario Ambisius dan Skenario Moderat 86

BAB 5

Gambar 68 Delapan arah kebijakan untuk mewujudkan industri nikel rendah karbon di Indonesia (2025–2045) 89

Gambar 69 Transformasi ekosistem pendukung yang dibutuhkan untuk mendekarbonisasi industri nikel 90

Gambar 70 Total kebutuhan energi, bahan baku, dan material untuk dekarbonisasi industri nikel 2025–2045 92

Gambar 71 Total kebutuhan pendanaan untuk dekarbonisasi industri nikel 2025–2045 93

Gambar 72 Biaya modal yang dibutuhkan untuk mengimplementasi strategi dekarbonisasi di industri nikel sampai 2045 (CAPEX) 93

Gambar 73 Kompilasi strategi pendanaan untuk dekarbonisasi industri nikel 2023–2045 94

Gambar 74 Ilustrasi perubahan skema penyediaan listrik untuk menerapkan skenario dekarbonisasi 95

Gambar 75 Perbandingan konfigurasi dan cakupan potensi EBT jaringan transmisi saat ini dan rencana 96

Gambar 76 Rantai pasok hidrogen hijau untuk pembangkitan listrik bersih 104

Gambar 77 Jumlah listrik bersih berlebih yang diproduksi oleh klaster 1 dan 3 jika pembangkitan dilakukan pada kondisi optimum 105

Gambar 78 Perbandingan harga hidrogen hijau dan kebutuhan subsidinya 106

Gambar 79 Variasi lokasi dan waktu panen beberapa sumber biomassa 111

Gambar 80 Rantai pasok reduktan berbahan biomassa 111

Gambar 81 Harga penjualan biomassa ke dalam dan luar negeri (2023) 113

Gambar 82 Skenario penyediaan LNG untuk industri nikel 117

Gambar 83 Perbandingan harga LNG dengan harga batubara 118

Gambar 84 Mekanisme penegakan implementasi strategi efisiensi energi di industri 122

Gambar 85 Regulasi terkait manajemen dampak lingkungan dari aktivitas industri nikel di Indonesia 128

Gambar 86 Ajuan perbaikan tata kelola dekarbonisasi industri nikel di Indonesia 132

Gambar 87 Rekomendasi komponen Standard Nikel Hijau Indonesia 134

Gambar 88 Data historis jumlah ketersediaan dan harga nikel 138

Gambar 89 Total biaya produksi nikel per klaster tanpa intervensi harga bahan baku dibandingkan dengan rata-rata harga nikel di pasar 139

Gambar 90 Proyeksi dampak intervensi harga bahan baku terhadap besar margin per klaster 139

Gambar 91 Mekanisme untuk mengontrol harga nikel di pasaran 142

Daftar Tabel

BAB 2

Tabel 1 Profil industri pertambangan nikel pada lima provinsi utama penghasil nikel pada tahun 2024 20

BAB 3

Tabel 2 Daftar infrastruktur terminal LNG di Sulawesi dan Maluku 51

Tabel 3 Karakteristik material reduktan berbasis batubara 54

Tabel 4 Karakteristik material reduktan berbasis biomassa 54

Tabel 5 Kriteria pemetaan potensi energi baru dan terbarukan 58

BAB 5

Tabel 6 Rekomendasi pembaharuan rencana pembangkitan listrik bersih di RUKN 2024–2060 dan RUPTL periode selanjutnya (2035–2044) 98

Tabel 7 Rekomendasi harga patokan tertinggi pembelian listrik dari IPP oleh PLN 100

Tabel 8 Rekomendasi harga penjualan listrik PLN ke industri 100

Tabel 9 Kerangka kebijakan untuk mengakselerasi transformasi sistem ketenagalistrikan di industri nikel 2025–2045 102

Tabel 10 Perbandingan kebutuhan industri nikel atas listrik bersih yang dibangkitkan dari hidrogen hijau terhadap rencana penyediaan di RHAN dan RUKN 105

Tabel 11 Rekomendasi harga penjualan listrik dari hidrogen hijau ke industri 106

Tabel 12 Kerangka kebijakan untuk mengembangkan rantai pasok hidrogen hijau untuk industri nikel 2025–2045 108

Tabel 13 Kerangka kebijakan untuk mengembangkan rantai biomassa berkelanjutan untuk produksi bioreduktan untuk industri nikel 2025–2045 114

Tabel 14 Daftar produsen LNG 117

Tabel 15 Daftar terminal primer dan fasilitas regasifikasi LNG 117

Tabel 16 Kerangka kebijakan untuk mengekspansi penyediaan gas bumi untuk substitusi batubara non-listrik pada industri nikel 2025–2045 119

Tabel 17 Kerangka kebijakan untuk meningkatkan performa efisiensi energi pada industri nikel 2025–2045 123

Tabel 18 Perbandingan bauran dan kapasitas produksi yang dibutuhkan industri nikel dengan yang disediakan oleh KESDM 124

Tabel 19 Kerangka kebijakan untuk meningkatkan target bauran biodiesel untuk industri nikel 2025–2045 126

Tabel 20 Ajuan perbaikan inventarisasi emisi GRK pada industri nikel di Indonesia 133

Tabel 21 Kerangka kebijakan untuk perbaikan tata kelola dekarbonisasi nikel nasional 2025–2045 136

Tabel 22 Kerangka kebijakan untuk mengontrol harga nikel di pasaran dari 2025–2045 143



Daftar Singkatan

A	
ADHK	Atas Dasar Harga Konstan
AMDAL	Analisis Mengenai Dampak Lingkungan hidup
B	
Bappenas	Badan Perencanaan Pembangunan Nasional
BAU	*Business as Usual*
BBN	Bahan Bakar Nabati
BF	*Blast Furnace*
BKPM	Badan Koordinasi Penanaman Modal
BPDP	Badan Pengelola Dana Perkebunan
BPS	Badan Pusat Statistik
BRIN	Badan Riset dan Inovasi Nasional
BSN	Badan Standarisasi Nasional
BUMN	Badan Usaha Milik Negara
C	
CAGR	*Compound Annual Growth Rate*
CAPEX	*Capital Expenditure*
CDP	*Carbon Disclosure Project*
CIPP	*Comprehensive Investment and Policy Plan*
CRC	*Cold Rolled Coil*
CSP	*Concentrated Solar Power*
D	
DAC	*Direct Air Capture*
DMO	*Domestic Market Obligation*
DRI	*Direct Reduced Iron*
E	
EBT	Energi Baru dan Terbarukan
ENDC	*Enhanced Nationally Determined Contribution*
EPI	Energi Primer Indonesia
ESDM	Energi dan Sumber Daya Mineral
ESG	*Environmental, Social, and Governance*
ETM	*Energy Transition Mechanism*
EV	*Electric Vehicle*
F	
FAME	*Fatty Acid Methyl Ester*
FDI	*Foreign Direct Investment*
FEED	*Front-End Engineering Design*
FeNi	*Ferronickel*
FSC	*Forest Stewardship Council*
FSRU	*Floating Storage and Regasification Unit*
G	
GDP	*Gross Domestic Product/Produk Domestik Bruto*
GRK	Gas Rumah Kaca
GW	Gigawatt
GWh	*Gigawatt Hour*
H	
HGBT	Harga Gas Bumi Tertentu
HGNM	*High-Grade Nickel Matte*
HIP	Harga Indeks Pasar
HL	*Heap Leach*
HPAL	*High Pressure Acid Leach*
HRC	*Hot Rolled Coil*
HTE	Hutan Tanaman Energi
I	
ICMM	*International Council of Mining and Metals*
IDO	*Industrial Diesel Oil*
IEA	*International Energy Agency*
IIFCL	*India Infrastructure Finance Company Ltd*
IMIP	*Indonesia Morowali Industrial Park*
IPP	*Independent Power Producer*
IPPU	*Industrial Process and Product Use*
IRMA	*The Initiative for Responsible Mining Assurance*
ISO	*International Organization for Standardization*
ISPO	*Indonesian Sustainable Palm Oil*
IUP	Izin Usaha Pertambangan
IUP-K	Izin Usaha Pertambangan Khusus
IWIP	*Indonesia Weda Bay Industrial Park*
J	
JETP	*Just Energy Transition Partnership*
K	
KBL	Kendaraan Bermotor Listrik
KBLI	Klasifikasi Baku Lapangan Usaha Indonesia
Kepmen	Keputusan Menteri
KfW	*Kreditanstalt für Wiederaufbau* (Bank pembangunan dan investasi milik negara Jerman)
KK	Kontrak Karya
KLHK	Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan

L

LCA	*Life Cycle Assesment*
LCT	*Low Carbon Technology*
LFP	*Lithium Iron Phosphate*
LGNM	*Low-Grade Nickel Matte*
Li-ion	*Lithium-ion*
LNG	*Liquified Natural Gas*
LSPro	Lembaga Sertifikasi Produk
LTS-LCCR	*Long-Term Strategy for Low-Carbon and Climate Resilience*

M

MEBI	Masyarakat Energi Biomassa Indonesia
MFO	*Marine Fuel Oil*
MHP	*Mixed Hydroxide Precipitate*
MMSCFD	*Million Standard Cubic Feet per Day*
MSP	*Mixed Sulphide Precipitate*
MSW	*Municipal Solid Waste*
MTSPA	*Metric Tons Per Annum*
MW	Megawatt
MWH	*Megawatt-Hour*

N

NCA	*Nickel Cobalt Aluminium oxide*
NCV	*Net Calorific Value*
NDC	*Nationally Determined Contribution*
NMC	*Nickel Manganese Cobalt oxide*
NPI	*Nickel Pig Iron*
NZE	*Net Zero Emission*

O

OESBF	*Oxygen-Enriched Smelting Blast Furnace*
OJK	Otoritas Jasa Keuangan
OPEX	*Operational Expenditure*

P

PBD	Produk Domestik Bruto
PCAM	*Precursor Cathode Active Material*
Perda	Peraturan Daerah
Permen	Peraturan Menteri
PKB	Pajak Kendaraan Bermotor
PKS	Pabrik Kelapa Sawit
PLN	Perusahaan Listrik Negara
PLTA	Pembangkit Listrik Tenaga Air
PLTB	Pembangkit Listrik Tenaga Bayu
PLTD	Pembangkit Listrik Tenaga Diesel
PLTGU	Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap
PLTN	Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir
PLTP	Pembangkit Listrik Tenaga Panas bumi
PLTS	Pembangkit Listrik Tenaga Surya
PMA	Penanaman Modal Asing
PNBP	Penerimaan Negara Bukan Pajak
PPN	Pajak Pertambahan Nilai
PPnBM	Pajak Penjualan Barang Mewah
PROPER	*Public Disclosure Program for Environmental Compliance*
PV	*Photovoltaic*

R

REC	*Renewable Energy Certificate*
Renstra	Rencana Strategi
RHAN	*Road map* Hidrogen dan Amonia Nasional
RKAB	Rencana Kerja dan Anggaran Biaya
RKEF	*Rotary Kiln Electric Furnace*
RKL-RPL	Rencana Pengelolaan Lingkungan-Rencana Pemantauan Lingkungan Hidup
ROI	*Return On Investment*
RPJMN	Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional
RPJPN	Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional
RSPO	*Roundtable on Sustainable Palm Oil*
RTH	Ruang Terbuka Hijau
RTRW	Rencana Tata Ruang Wilayah
RUKN	Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik

S

SIINas	Sosialisasi Sistem Informasi Industri Nasional
SINERGI	Sistem Informasi Konservasi Energi
SMM	*Shanghai Metals Market*
SNI	Standar Nasional Indonesia
SOP	Standar Operasional Prosedur
SPKLU	Stasiun Pengisian Kendaraan Listrik Umum
STAL	*Step Temperature Acid Leach*

T

tCO_2e	*tonnes of carbon dioxide equivalent*
TJ	*Terajoule*
TKDN	Tingkat Komponen Dalam Negeri
t-Ni	*tonnes of Nickel*
TRL	*Technology Readiness Level*
TWh	*Terawatt-Hour*

U

UMKM	Usaha Makro, Kecil, dan Menengah
USGS	*United States Geological Survey*

V

VM	*Volatile Matter*

B A B

01 PENDAHULUAN

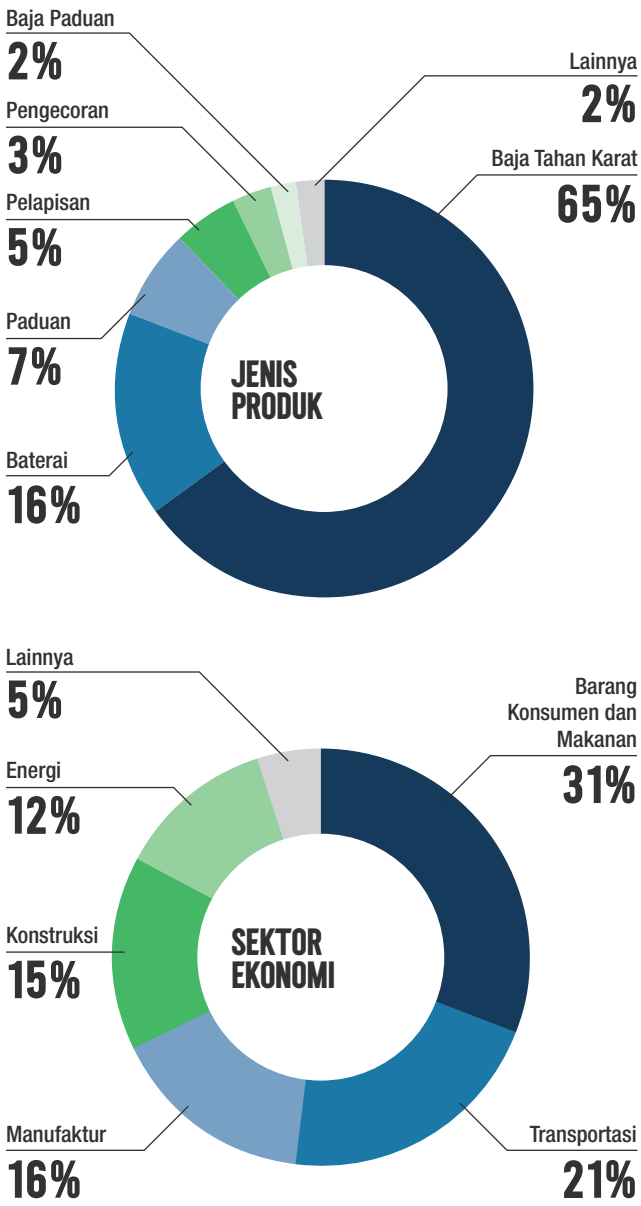


1.1

LANSKAP NIKEL DUNIA

Nikel merupakan material penyusun berbagai macam teknologi yang digunakan pada industri manufaktur, pembangkit listrik, hingga kegiatan sehari-hari. Umumnya, nikel digunakan sebagai material baja tahan karat *(stainless steel)* dan paduan logam *(alloy)*. Pada tahun 2023, penggunaan nikel untuk bahan dasar baja tahan karat sendiri mencapai 65% dari total produksi nikel di dunia. Selain tahan karat, material berbasis nikel juga kuat, anti gores, dan mudah dibersihkan, sehingga banyak dipakai pada barang konsumen, seperti perlengkapan dapur dan perangkat elektronik. Dengan keunggulan tersebut, nikel juga umum digunakan sebagai komponen mesin industri dan material konstruksi.

Gambar 1.
Penggunaan nikel dunia berdasarkan jenis produk dan sektor



Sumber: Nickel Institute (2023)

Di samping itu, dalam beberapa tahun terakhir, terjadi peningkatan kebutuhan nikel untuk membuat teknologi rendah karbon (*low carbon technology*/LCT) seiring dengan upaya global mencapai target emisi nol bersih *(net zero emissions)*, Nikel merupakan salah satu material penting dalam LCT, seperti baterai kendaraan listrik dan komponen-komponen tertentu dalam pembangkit energi baru terbarukan, seperti turbin angin pada PLTB, perpipaan pada PLTP, dan *electrolyzer* untuk produksi hidrogen. Sebagai contoh, dalam baterai kendaraan listrik, nikel berperan untuk meningkatkan densitas energi dan efisiensi daya. Sementara itu, pada turbin dan perpipaan, nikel dibutuhkan untuk meningkatkan ketahanan terhadap karat sekaligus umur pakai produk.

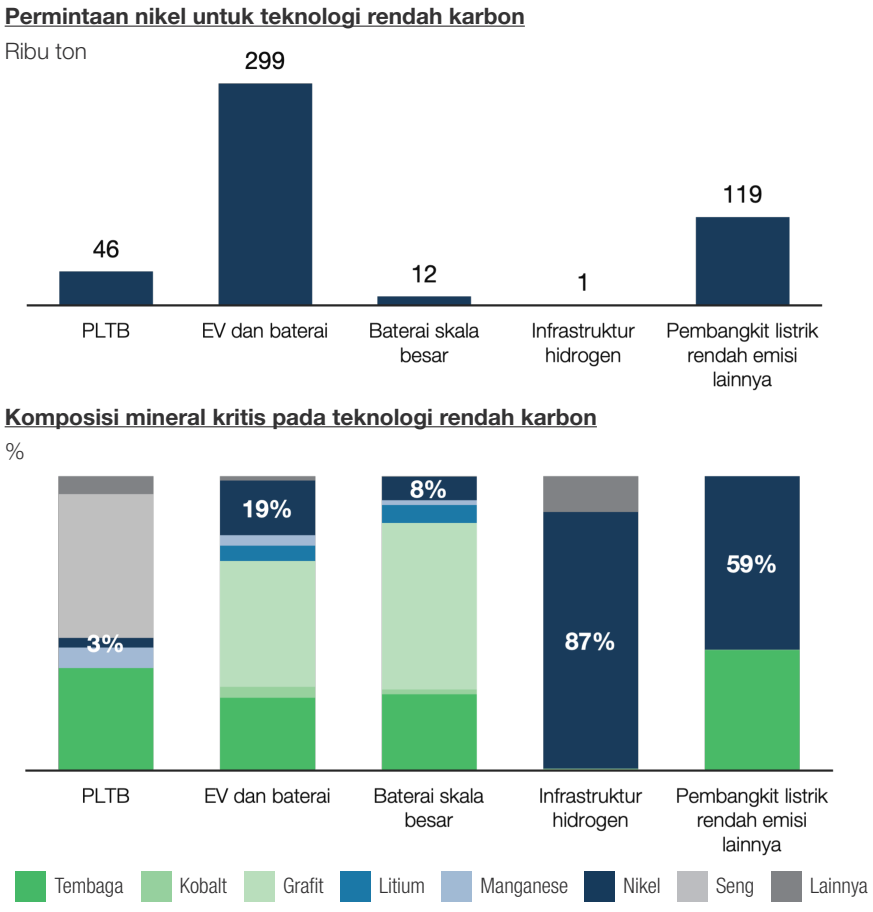
Gambar 2.
Penggunaan mineral kritis sebagai material dalam teknologi rendah karbon

Teknologi Rendah Karbon	Tembaga	Kobalt	Nikel	Litium	Logam Tanah Jarang	Kromium	Seng	Logam Platina (PGMs)	Aluminium
Solar PV	●								●
PLTB	●		●		●	●	●		●
PLTA	●					●	●		●
Concentrated Solar Power (CSP)	●		●			●	●		●
Bioenergi	●		●				●		●
PLTP			●			●			
Nuklir	●					●			
Jaringan listrik	●								
Kendaraan Listrik dan Baterai	●	●	●	●	●				●
Hidrogen			●		●			●	●

Sumber: CEEW (2023)

Dari lima jenis teknologi rendah karbon pada **Gambar 3**, kebutuhan nikel terbesar berasal dari pembuatan baterai kendaraan listrik. Berdasarkan data IEA tahun 2023, sebanyak 299 ribu ton nikel digunakan dalam pembuatan baterai lithium-ion (Li-ion) dengan katoda berbasis nikel, yaitu *nickel cobalt aluminium oxide* (NCA) dan *nickel manganese cobalt oxide* (NMC). Di samping itu, sektor pembangkit listrik juga membutuhkan pasokan nikel secara signifikan, yaitu 46 ribu ton untuk PLTB dan 119 ribu ton untuk gabungan beberapa jenis pembangkit lainnya, seperti PLTN, PLTA, PLTP, dan PLTS dengan tipe *concentrated solar power* (CSP). Dengan porsi nikel yang dominan (59%), perlu diantisipasi peningkatan kebutuhan nikel dari ekspansi pembangkit listrik rendah emisi tersebut.

Gambar 3.
Permintaan mineral kritis untuk teknologi rendah karbon pada tahun 2023



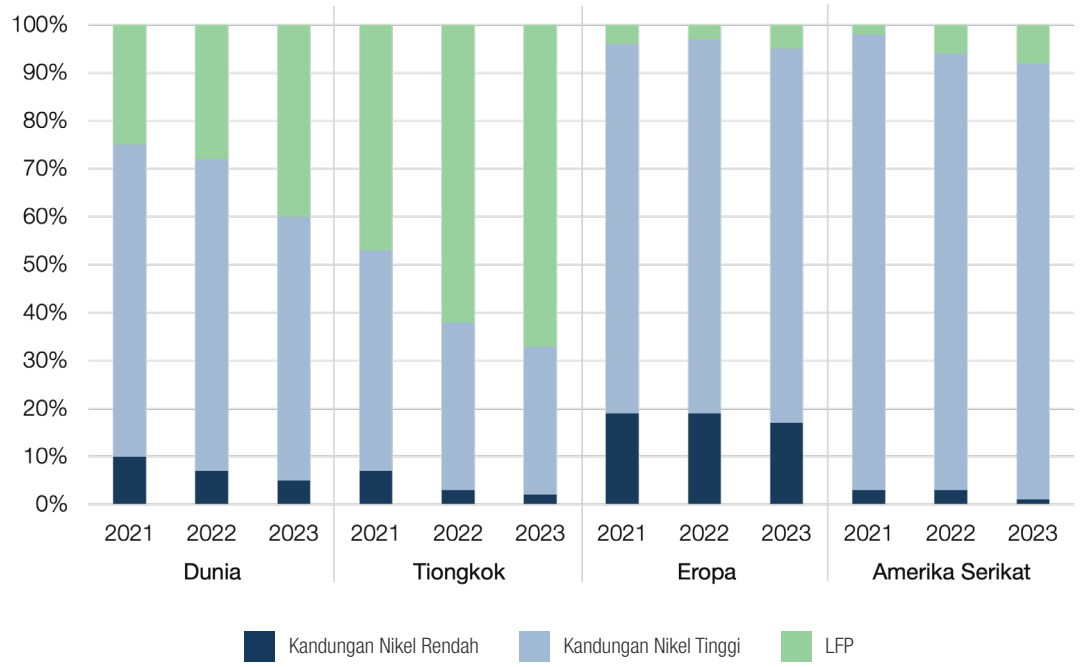
Sumber: IEA (2024)

Meski penggunaan nikel semakin luas, namun terdapat kompetisi dengan jenis mineral lain yang dapat menghambat perkembangan pasar nikel di masa depan. Salah satunya adalah kompetisi antara baterai kendaraan listrik dengan katoda berbasis nikel (NMC & NCA) dengan litium (*Lithium Iron Phosphate*/ LFP). Berbeda dari baterai NMC yang mengandung nikel dengan kadar yang bervariasi, baterai LFP tidak mengandung nikel sama sekali. Akibatnya, baterai LFP memiliki densitas energi yang lebih rendah. Artinya, dengan ukuran baterai yang sama, jarak tempuh kendaraan listrik yang dapat dicapai lebih rendah dibandingkan jenis NMC.

Namun, baterai LFP memiliki keunggulan tersendiri, yaitu keamanan, umur yang lebih panjang, dan harga yang lebih murah. Harga yang kompetitif tersebut disebabkan oleh melimpahnya cadangan litium, besi, dan fosfat dibanding litium dan kobalt yang lebih terbatas dan terkonsentrasi pada wilayah tertentu. Dampaknya, pangsa pasar baterai LFP meningkat dari 28% menjadi 40% selama periode 2021–2023. Tren pertumbuhan tersebut didorong oleh tingginya tingkat adopsi oleh pasar Tiongkok. Pengembangan teknologi dan ekspansi manufaktur baterai LFP yang terintegrasi dengan industri otomotif menciptakan produk yang sangat kompetitif, sehingga menjadi salah satu faktor utama pendorong pertumbuhan pangsa pasar baterai LFP.

Meski demikian, pasar Eropa dan Amerika Serikat masih didominasi baterai berbasis nikel dengan laju adopsi baterai LFP yang cenderung lambat. Pada tahun 2023, baterai berbasis nikel masih menguasai lebih dari 90% pangsa pasar di kedua wilayah tersebut. Hal tersebut mengindikasikan preferensi pasar terhadap kebutuhan akan kendaraan listrik dengan performa tinggi dalam aspek jarak tempuh dan kemampuan menghadapi cuaca ekstrem.

Gambar 4.
Pangsa kapasitas baterai dari penjualan kendaraan listrik berdasarkan jenis dan wilayah (2021–2023)

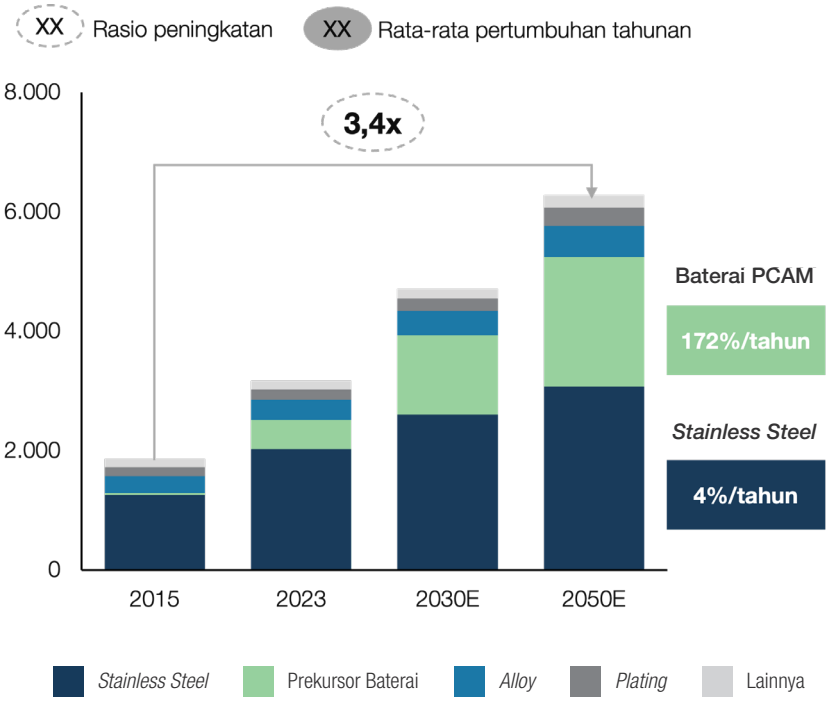


Sumber: IEA (2024)

Terlepas dari perkembangan baterai LFP, kebutuhan nikel untuk bahan dasar baterai kendaraan listrik diprediksi meningkat pesat dengan laju rata-rata 172% per tahun sampai dengan tahun 2050. Permintaan terhadap kendaraan listrik, termasuk baterai di dalamnya, didorong oleh upaya negara-negara untuk beralih ke energi bersih. Sebagai contoh, Uni Eropa telah berkomitmen untuk memastikan seluruh mobil baru yang terdaftar di wilayahnya bebas emisi pada tahun 2035. Untuk mendorong adopsi kendaraan listrik, digunakan mekanisme insentif, seperti pembebasan pajak dan subsidi harga beli yang nilainya bervariasi pada setiap negara. Di luar Uni Eropa, negara-negara, seperti China, Thailand, Indonesia, dan Amerika Serikat juga memberikan insentif serupa.

Sebaliknya, pertumbuhan permintaan terhadap nikel sebagai material baja tahan karat diproyeksikan hanya rata-rata 4% per tahun. Permintaan atas baja tahan karat juga dipengaruhi oleh ketergantungan pasar global pada dinamika ekonomi Tiongkok. Tiongkok menjadi penentu stabilitas pasar baja tahan karat atas perannya sebagai produsen, konsumen, sekaligus eksportir utama. Melemahnya ekonomi Tiongkok berdampak pada sektor properti dan infrastruktur, sehingga menciptakan ketidakseimbangan permintaan dan pasokan yang signifikan. Namun, terlepas adanya hambatan dari pelemahan ekonomi, pemerintah Tiongkok tetap berupaya menjaga stabilitas industri baja melalui kontrol harga dan kapasitas produksi ataupun dengan memperbesar keran ekspor.

Gambar 5.
Proyeksi permintaan nikel global berdasarkan jenis produk
Kt Ni-eq



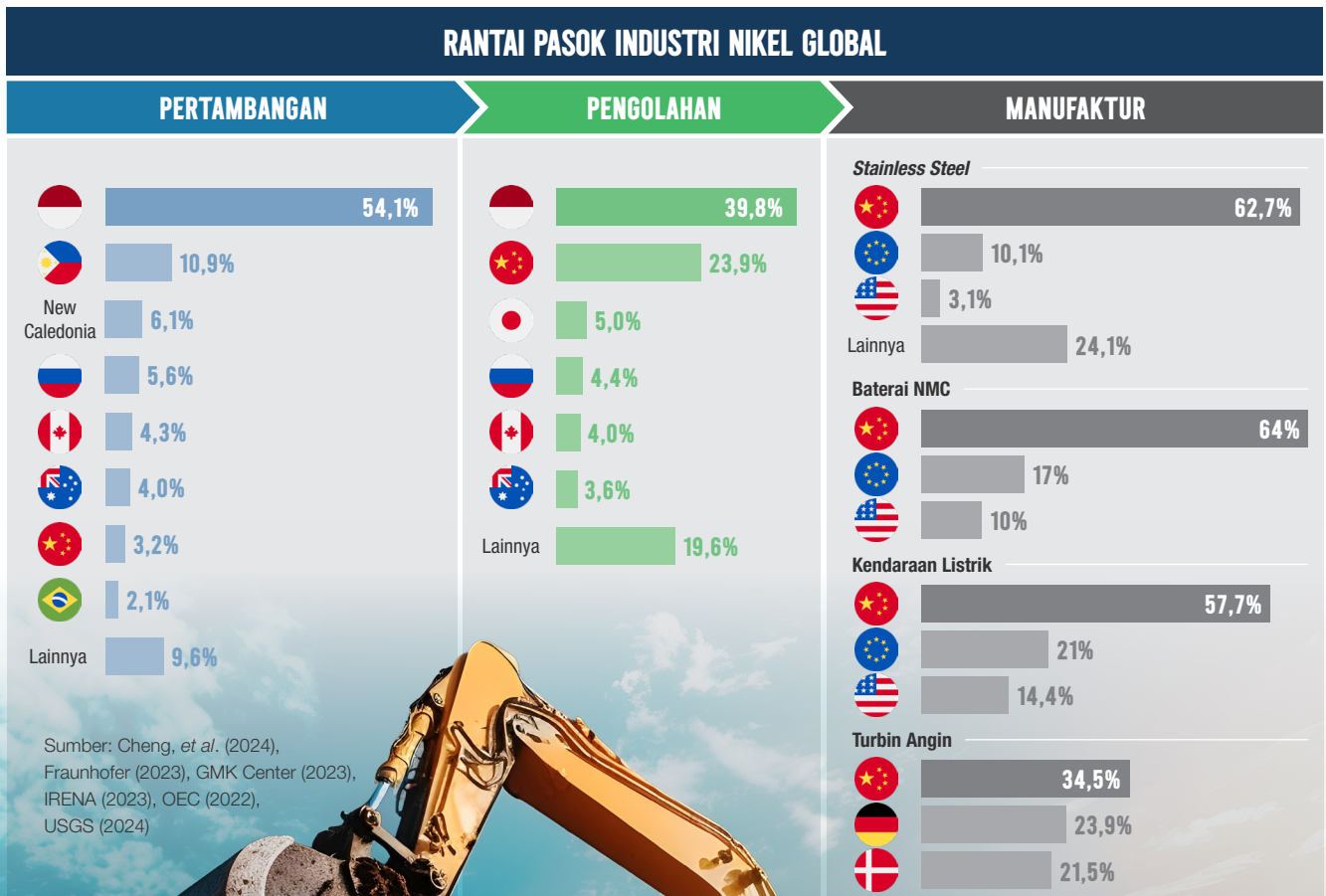
Pemenuhan permintaan nikel berasal dari berbagai negara produsen di sepanjang rantai pasok nikel, mulai dari penambangan, pengolahan, manufaktur produk akhir, dan daur ulang. Menurut data United States Geological Survey (USGS) tahun 2024, Indonesia menguasai cadangan nikel terbesar dunia dengan nilai 55 juta ton nikel atau 42,3% dari total. Indonesia juga mendominasi penambangan bijih nikel dunia dengan proporsi mencapai 60,1%. Negara-negara lain yang memiliki cadangan nikel yang signifikan, diantaranya adalah Australia, Brazil, Russia, New Caledonia, dan Filipina.

Setelah ditambang, bijih nikel kemudian diproses menjadi beberapa produk nikel semi jadi, seperti *ferronickel, nickel pig iron* (NPI), *mixed hydroxide precipitate* (MHP), *matte*, dan sebagainya. Secara gabungan produk-produk tersebut, Indonesia menyumbang 39,8% produksi global yang mayoritasnya berupa *ferronickel* dan NPI. Di urutan kedua terbesar, terdapat Tiongkok yang mengendalikan 23,9% kapasitas pemrosesan nikel global, meski tidak memiliki cadangan nikel yang besar. Kebanyakan nikel di Tiongkok juga diproses menjadi *ferronickel* dan NPI yang digunakan sebagai material baja tahan karat untuk menyokong pembangunan sektor manufaktur dan *real estate*.

Di rantai pasok hilir, produk semi jadi diolah menjadi produk akhir berupa baja tahan karat, baterai kendaraan listrik, dan paduan logam. Tiongkok juga menjadi produsen utama di rantai pasok hilir tersebut. Tiongkok mendominasi kapasitas produksi dunia untuk produk akhir nikel, seperti baja tahan karat dan teknologi rendah karbon, seperti baterai NMC, kendaraan listrik, dan turbin angin. Setelah Tiongkok, terdapat Uni Eropa dan Amerika Serikat yang juga punya andil signifikan dalam rantai pasok hilir komoditas nikel. Namun, posisi keduanya terpaut jauh dari Tiongkok seiring dengan ekspansi Tiongkok di berbagai belahan dunia yang mencakup rantai pasok nikel dari hulu ke hilir.

Sebagai produsen bijih dan produk nikel semi jadi terbesar, Indonesia belum menjadi pemain utama di rantai pasok hilir. Industri nikel Indonesia masih berorientasi pada ekspor dengan sebagian besar produk nikel setengah jadi dari Indonesia berakhir di Tiongkok, Jepang, dan Eropa. Di sisi lain, peluang terbuka lebar untuk Indonesia melangkah lebih jauh ke industri baterai berbasis nikel dan baja tahan karat. Pada tahun 2050, diproyeksikan bahwa permintaan nikel dari kedua industri tersebut akan meningkat dua kali lipat dibandingkan tahun 2023. Indonesia seharusnya dapat memanfaatkan ketimpangan kepemilikan cadangan dengan negara-negara lain untuk menciptakan keuntungan ekonomi dalam jangka panjang.

Gambar 6.
Rantai pasok nikel global dari pertambangan hingga manufaktur berdasarkan negara



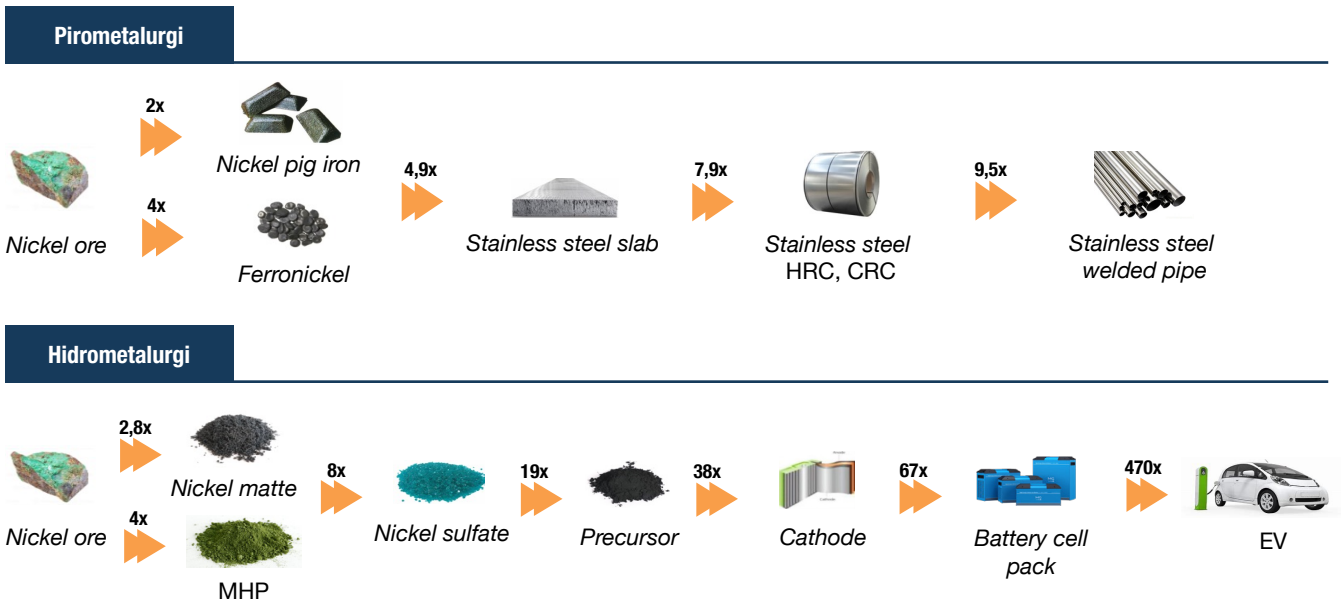
1.2

PERKEMBANGAN HILIRISASI NIKEL DI INDONESIA

Perkembangan masif industri nikel di Indonesia dimulai saat diterapkannya kebijakan hilirisasi industri nikel melalui penetapan Permen ESDM No. 11 Tahun 2019 yang melarang ekspor bijih nikel dengan kadar <1,7% mulai 1 Januari 2020. Pemerintah melihat peluang dari tren peningkatan permintaan atas produk turunan nikel di pasar global dan bertekad untuk memproduksi produk turunan nikel bernilai tambah tinggi di Indonesia melalui pengembangan dua ekosistem industri besar yaitu rantai nilai baja tahan karat dan baterai kendaraan listrik.

Industri baja tahan karat yang memproduksi *hot rolled coil* (HRC) dan *cold rolled coil* (CRC) berpotensi untuk menciptakan nilai tambah sebesar 9,5 kali lipat bijih nikel mentah dengan permintaan sebesar $365 miliar di tahun 2045, sedangkan industri baterai kendaraan listrik berpotensi membawa nilai tambah sebesar 67 kali lipat dengan permintaan sebesar $5,91 triliun di tahun 2045. Kementerian Investasi dan Hilirisasi/BKPM telah memproyeksi bahwa di akhir tahun 2045, kebijakan hilirisasi akan membawa kontribusi sebesar $43,2 miliar/tahun ke GDP, mendatangkan $127,9 miliar investasi, membuka tenaga kerja untuk 357.000 orang, dan meningkatkan kapasitas industri nasional. Upaya strategis ini merupakan langkah yang baik untuk meningkatkan nilai tambah di dalam negeri, sehingga Indonesia tidak hanya menjadi penyedia bahan mentah bagi negara lain, tetap juga memperoleh manfaat ekonomi yang lebih besar.

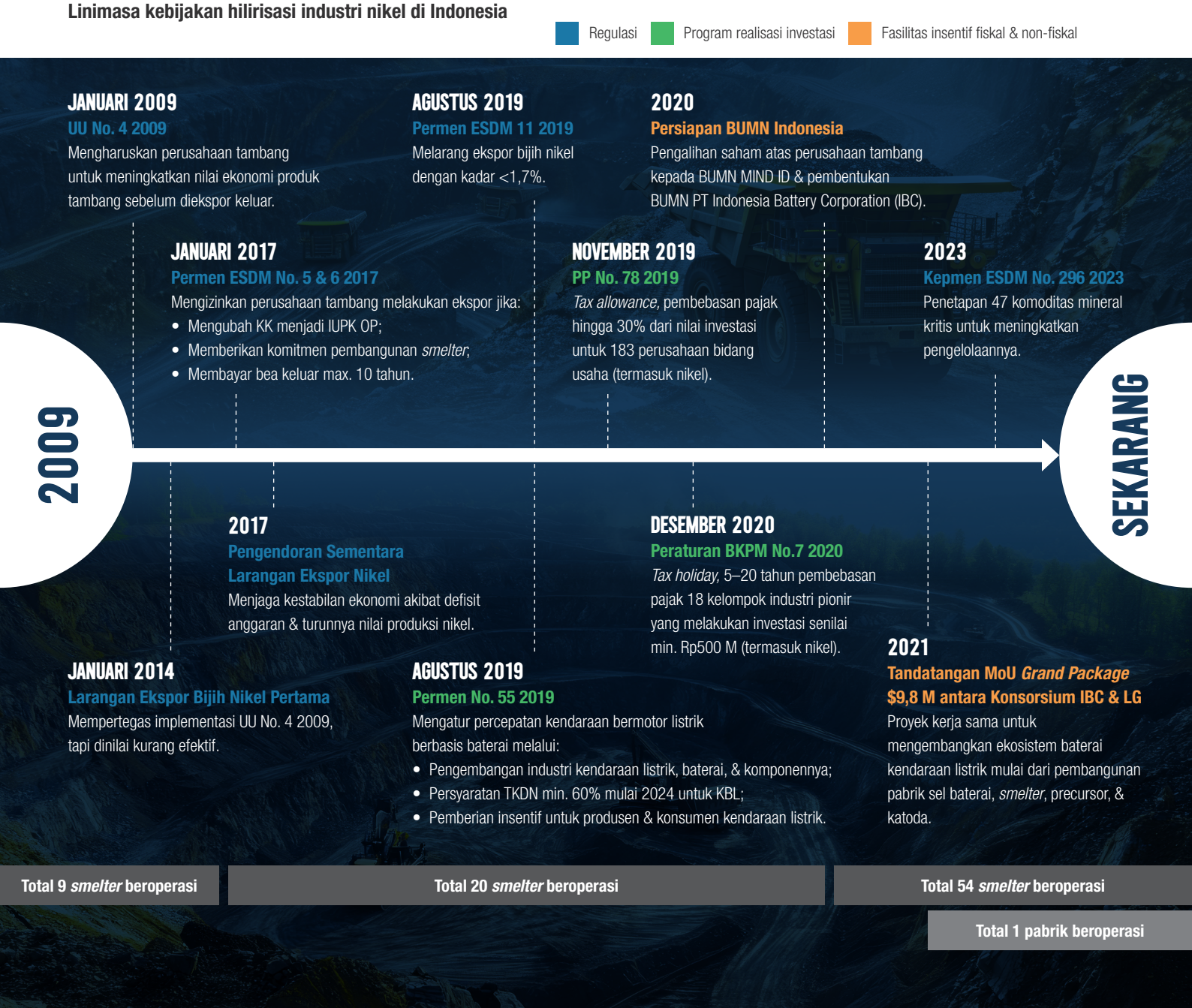
Gambar 7.
Peningkatan nilai tambah produk nikel akibat hilirisasi



Untuk mewujudkan pengembangan dua ekosistem industri tersebut, pemerintah mengeluarkan ragam kebijakan pendukung. Di sektor *supply*, contoh kebijakannya adalah seperti: 1) mengeluarkan regulasi yang mewajibkan pengolahan dan pemurnian bijih nikel di dalam negeri serta menetapkan persyaratan TKDN mininimal 60% mulai 2024 untuk kendaraan bermotor listrik (KBL); 2) menjalankan program realisasi investasi yang memungkinkan lonjakan konstruksi dan operasi 34 *smelter* nikel baru sejak tahun 2020 dan dibangunnya satu pabrik baterai kendaraan listrik; dan 3) menyediakan fasilitas insentif fiskal berupa pemberian *tax holiday* dan *tax allowance* untuk industri nikel baru di Indonesia serta pembebasan Pajak Penjualan Barang Mewah (PPnBM) untuk kendaraan listrik impor (dengan syarat bersedia membangun pabrik kendaraan listrik di Indonesia).

Di sektor *demand*, contoh kebijakannya banyak yang berfokus untuk membentuk permintaan atas kendaraan listrik di pasar domestik melalui: 1) pengenaan Pajak Kendaraan Bermotor (PKB) sebesar 0%; 2) diskon PPN 10% untuk mobil dan bus listrik (sehingga PPN pada pembelian mobil listrik dikenakan hanya sebesar 1%); 3) keringanan biaya pengisian listrik di SPKLU; dan 4) pengecualian dari pembatasan penggunaan jalan tertentu.

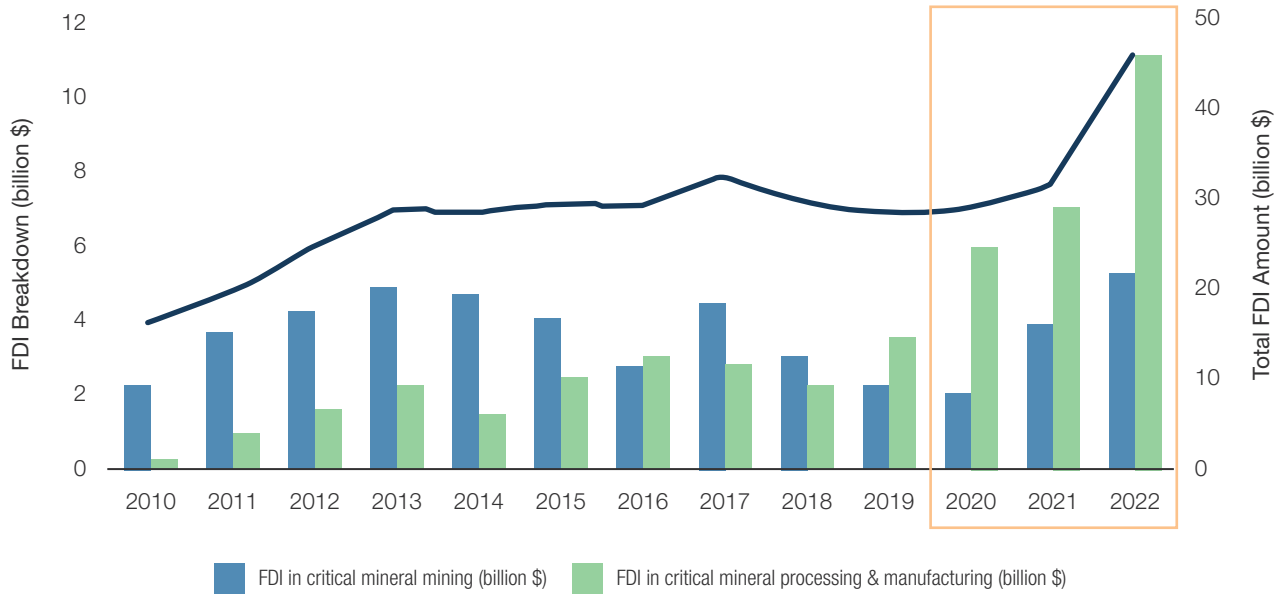
Gambar 8.
Linimasa kebijakan hilirisasi industri nikel di Indonesia



Rangkaian kebijakan ini membuahkan hasil yang baik. Manfaat pertama, realisasi investasi penanaman modal asing (PMA) untuk subsektor mineral kritis di Indonesia meningkat sebanyak 179% dibandingkan dengan tahun 2019, sebelum kebijakan hilirisasi digalakkan.

Selama tujuh tahun berturut-turut, sektor pertambangan dan industri logam dasar termasuk ke dalam tiga sektor yang menarik investasi terbanyak dan subsektor mineral kritis berkontribusi >90% atas investasi tersebut. Di periode tahun 2019–2022, investasi di sektor pertambangan mineral kritis naik sekitar 1,3 kali lipat, sedangkan di sektor pengolahan mineral kritis naik sekitar dua kali lipat akibat pewajiban konstruksi *smelter* baru untuk mengolah dan memurnikan bijih nikel di dalam negeri.

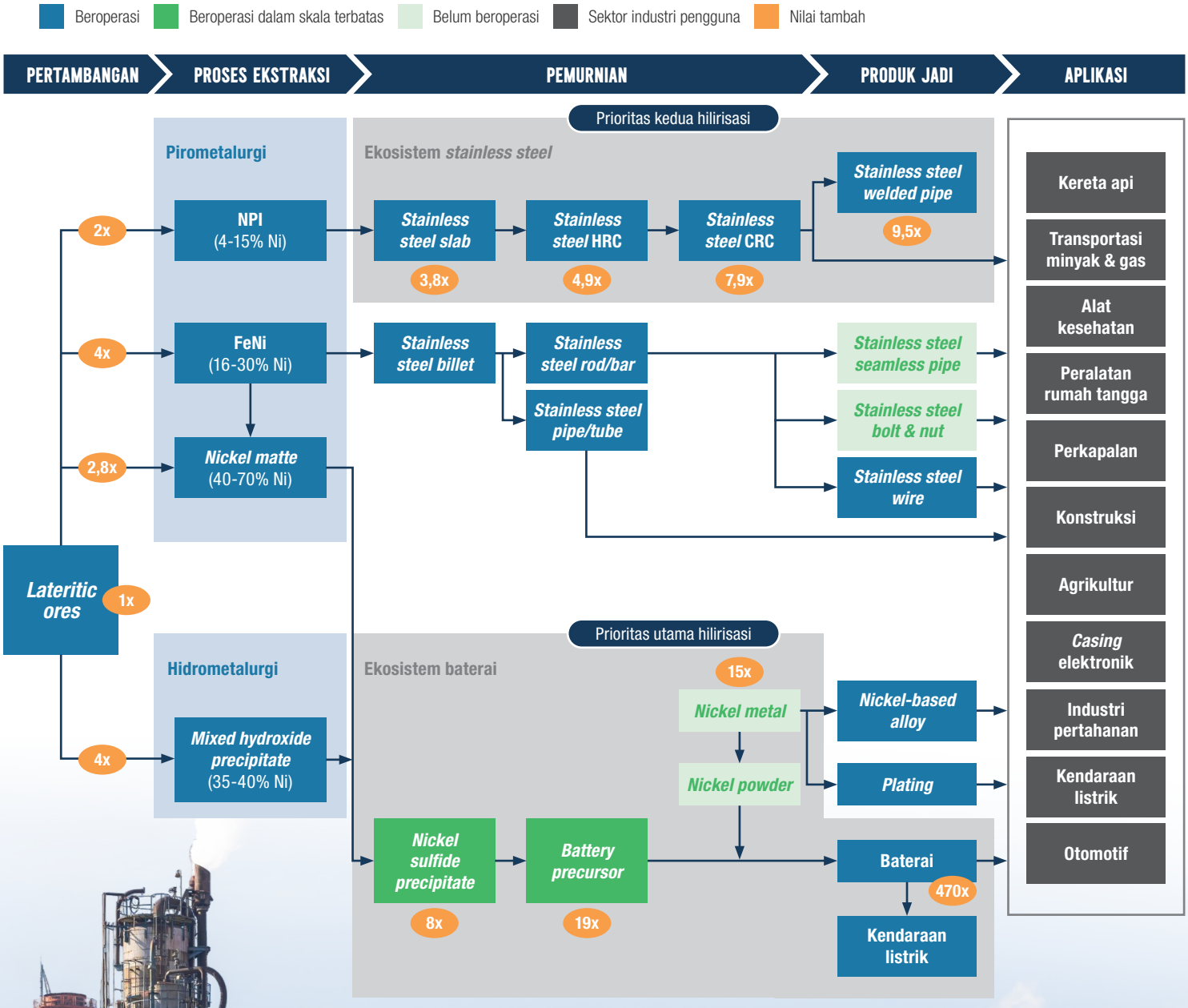
Gambar 9.
Realisasi investasi asing di Indonesia untuk subsektor mineral kritis (2010–2022)



Manfaat kedua, pohon industri nikel Indonesia berkembang. Ekosistem *stainless steel* kini telah dilengkapi dengan industri pertambangan yang menghasilkan produk hulu berupa bijih nikel saprolite, industri antara yang menghasilkan produk berupa FeNi dan NPI, serta industri manufaktur yang menghasilkan ragam produk hilir turunan baja tahan karat seperti HRC, CRC, pipa, maupun *rod/bar/wire*. Kapasitas produksi baja tahan karat Indonesia pada tahun 2027 diproyeksikan akan mencapai 7 juta ton per tahun (SMM, 2024), 209% lebih tinggi dibandingkan kapasitas produksi pada tahun 2019.

Di saat bersamaan, progress belum berjalan sama pesatnya untuk ekosistem baterai. Saat ini, ekosistem baterai kendaraan listrik baru dilengkapi industri pertambangan yang menghasilkan produk hulu berupa bijih nikel limonite dan industri antara yang menghasilkan produk berupa MHP dan nikel matte. Indonesia telah memiliki industri manufaktur yang menghasilkan produk hilir berupa baterai kendaraan listrik (kapasitas produksi 10 GWh/tahun), namun dibutuhkan 1 jenis industri lain untuk menjembatani produk antara tersebut ke baterai yaitu industri nikel sulfat dan prekursor baterai. Saat ini, industri nikel sulfat dan prekursor baterai masih beroperasi dalam skala terbatas sehingga menyebabkan integrasi industri hulu-hilir di ekosistem baterai kendaraan listrik belum optimal dan belum mencapai jumlah produksi yang diharapkan.

Gambar 10.
Pohon industri nikel Indonesia



Sumber: Kementerian Investasi (2021), Kementerian Perindustrian (2023).



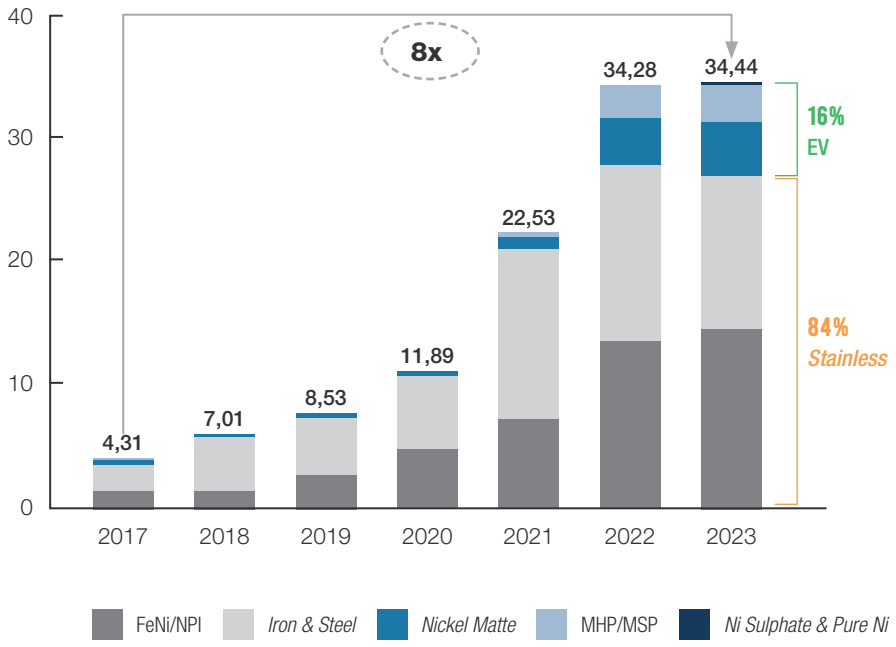
Gambar 11.
Pertumbuhan industri nikel di Indonesia (2010–2024)

	PRODUK NIKEL	PRODUKSI	KONSTRUKSI
	Bijih Nikel *(Limonite & Saprolite)*	368	
Pirometalurgi	FeNi & NPI	46	71
Pirometalurgi	*Stainless Steel Products* (*slab*, HRC, CRC)	5	0
Pirometalurgi	*Stainless Steel Pipe*	5	0
Hidrometalurgi	*Nickel Matte*	3	24
Hidrometalurgi	MHP	4	23
Hidrometalurgi	*Nickel Sulphate*	1	10
Hidrometalurgi	*Battery Precursor*	2	0
Hidrometalurgi	*Battery*	1	1
Hidrometalurgi	*Electric Vehicle*	51	1

Pertambangan | Proses Ekstraksi | Produk Setengah Jadi | Produk Jadi

Dan manfaat ketiga adalah bertumbuhnya besaran ekspor produk nikel dari Indonesia, baik dari segi kuantitas maupun nilai produk. Kinerja ekspor produk turunan nikel pada tahun 2023 tumbuh delapan kali lipat dibandingkan pada tahun 2017 dan mulai terlihat penambahan variasi produk terutama berupa bahan baku komponen baterai listrik yaitu *nickel matte*, MHP/MSP, dan *nickel sulfate*. Ke depannya, fokus kebijakan perlu diarahkan pada pengembangan industri baterai dan kendaraan listrik agar nilai tambah produk yang didapatkan Indonesia menjadi lebih tinggi.

Gambar 12.
Ekspor produk turunan nikel Indonesia (2017–2023)
miliar USD



1.3

HILIRISASI NIKEL DAN VISI INDONESIA EMAS 2045

Pemerintah, melalui Kementerian PPN/ Bappenas, telah mengesahkan Undang-Undang Nomor 59 Tahun 2024 Tentang Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) Tahun 2025–2045. Berdasarkan dokumen tersebut, Indonesia mengusung Visi Indonesia Emas 2045, yaitu "Negara Kesatuan Republik Indonesia yang Bersatu, Berdaulat, Maju, dan Berkelanjutan". Visi ini dilandaskan pada modal dasar pembangunan yang dimiliki Indonesia, meliputi modal sosial dan kekayaan sumber daya alam, dan megatren global, seperti tantangan konstelasi geopolitik, perubahan iklim, dan perkembangan teknologi.

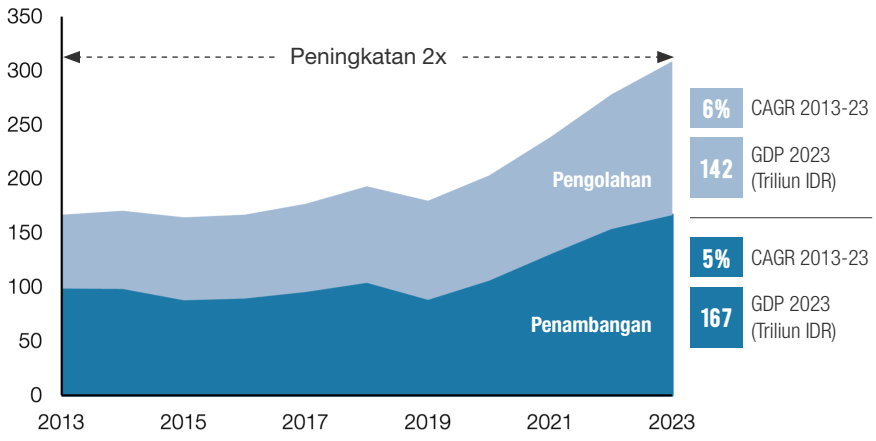
Dalam mewujudkan visi tersebut, pemerintah telah merumuskan 13 upaya transformatif *(game changers)*, yang salah satunya adalah hilirisasi industri berbasis sumber daya alam unggulan. Di sektor mineral, nikel menjadi komoditas unggulan dengan potensi cadangan terbesar di dunia dan peluang tren transisi energi global yang membutuhkan nikel dalam jumlah besar untuk membuat baterai, turbin angin, dan baja tahan karat. Hilirisasi nikel bertujuan untuk meningkatkan nilai tambah, kompleksitas industri, daya saing, serta pengembangan teknologi.

Gambar 13.
Sasaran utama visi Indonesia Emas 2045

		2025 *BASELINE*	2045 TARGET
01 **Pendapatan per kapita setara negara maju**	GNI *Per Capita* (USD)	5.500–5.520	**30.300**
	Kontribusi PDB Maritim (%)	8,1	**15,0**
	Kontribusi PDB Manufaktur (%)	20,8	**28,0**
Sumber: World Bank, BPS, Bappenas (diolah)			
02 **Kemiskinan menurun dan ketimpangan berkurang**	Tingkat Kemiskinan (%)	7,0–8,0	**0,5–0,8**
	Rasio Gini (Indeks)	0,379–0,382	**0,290–0,320**
	Kontribusi PDRB KTI (%)	21,4	**28,5**
Sumber: BPS, Bappenas (diolah)			
03 **Kepemimpinan dan pengaruh di dunia internasional meningkat**	*Global Power Index* (peringkat)	34 (2023)	**15 Besar**
Sumber: Pareto Economics, Bappenas (diolah)			
04 **Daya saing sumber daya manusia meningkat**	Indeks Modal Manusia (indeks)	0,56	**0,73**
Sumber: World Bank, Bappenas (diolah)			
05 **Intensitas emisi GRK menurun menuju *net zero emission***	Penurunan Intensitas Emisi GRK (%)	38,6	**93,5**
	Indeks Kualitas Lingkungan Hidup	76,49	**83,0**
Sumber: KLHS, Bappenas (diolah)			

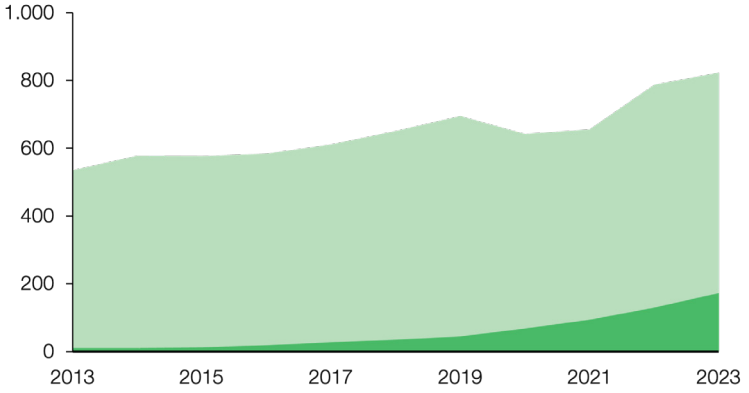
Program hilirisasi mineral kritis, terutama nikel, memegang peran penting dalam pencapaian Visi Indonesia Emas 2045, terutama pada sasaran satu dan dua (lihat **Gambar 13**). Hilirisasi nikel dapat mendorong pembangunan ekonomi di tingkat nasional maupun daerah melalui mobilisasi investasi yang kemudian menciptakan lapangan pekerjaan dan nilai tambah di dalam negeri. Hilirisasi nikel juga menghasilkan dampak ekonomi dan sosial yang meluas ke berbagai sektor lain, seperti pertambangan batubara, jasa logistik, hingga Usaha Makro, Kecil, dan Menengah (UMKM). Sejak kebijakan hilirisasi dimulai pada tahun 2020, konsumsi batubara pada industri pirometalurgi meingkat empat kali lipat dan nilai ekspor telah meningkat 10 kali lipat. Di samping itu, aktivitas produksi nikel juga menciptakan *spillover effect* pada sektor UMKM di daerah yang menyuplai kebutuhan sehari-hari bagi pekerja di daerah.

Gambar 14.
Dampak ekonomi kebijakan hilirisasi nikel
PDB ADHK, Triliun Rupiah



Dalam kurun waktu 10 tahun, total output ekonomi dari sektor logam dasar meningkat menjadi hampir dua kali lipat dari 167 triliun pada 2013 menjadi 307 triliun Rupiah pada 2023. Sebagian besar pertambahan PDB tersebut dihasilkan setelah diberlakukannya pelarangan ekspor bijih nikel pada awal tahun 2020. Peningkatan pendapatan tersebut tentunya menambah pendapatan negara, baik melalui pajak maupun PNBP/ royalti, serta meningkatkan devisa negara melalui ekspor. Sebagai contoh, pada tahun 2020, sektor nikel menyumbang penerimaan negara sebesar 2,9 triliun Rupiah dalam bentuk PNBP. Tiga tahun berselang, terjadi peningkatan empat kali lipat menjadi 13,8 triliun Rupiah. Kontribusi sektor nikel terhadap perekonomian negara diproyeksikan akan terus meningkat seiring pembangunan *smelter* baru yang diikuti dengan ekspansi pertambangan.

Gambar 15.
Dampak iklim kebijakan hilirisasi nikel
Emisi GRK, Juta Ton CO_2e



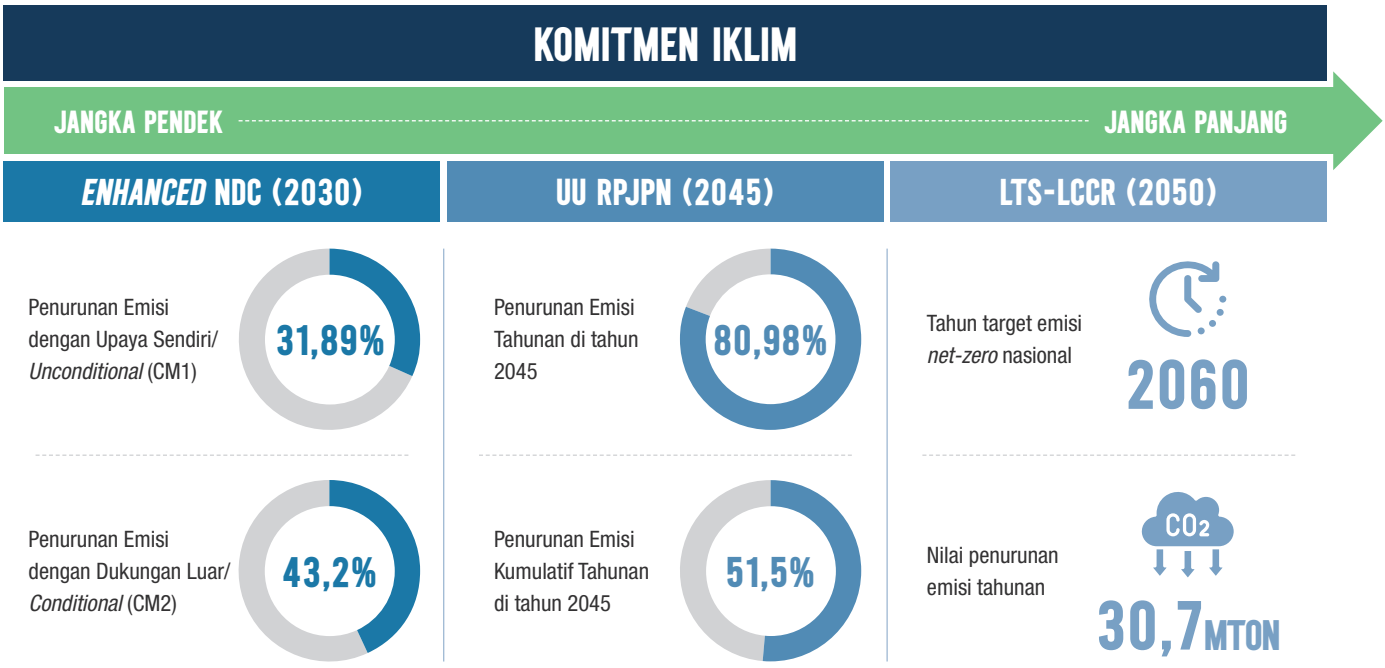
	2013	2015	2017	2019	2021	2023
Total emisi industri nikel (% sektor energi & IPPU)	1,8	2,1	4,4	6,5	14,2	21,0

Namun, di saat yang sama, perkembangan industri nikel Indonesia menghasilkan emisi GRK yang besar. Berdasarkan studi ini, total emisi GRK industri nikel Indonesia pada tahun 2023 adalah sebesar 170,2 juta ton CO_2e yang setara dengan 21,0% emisi GRK nasional di sektor energi dan *Industrial Process and Product Use* (IPPU). Angka ini terhitung sangat besar dibandingkan dengan estimasi emisi GRK untuk tahun 2013 sebesar 9,8 juta ton CO_2e. Dari peningkatan 160,4 juta ton CO_2e, sekitar 64%-nya dihasilkan sejak tahun 2020. Hal ini menggarisbawahi dampak iklim dari kebijakan hilirisasi yang signifikan, sehingga perlu diantisipasi.

Di samping faktor ekspansi kapasitas produksi, peningkatan emisi GRK juga diakibatkan oleh tingginya intensitas energi dan emisi dari proses pemrosesan nikel. Tingginya intensitas tersebut ditentukan oleh jenis teknologi pemrosesan nikel serta sumber energi yang digunakan. Jenis teknologi *Rotary Kiln Electric Furnance* (RKEF) merupakan jenis teknologi pemrosesan yang paling umum digunakan di Indonesia. Pada tahun 2023, 91% produk nikel yang dihasilkan di Indonesia, seperti NPI, *ferronickel*, dan *nickel matte* diproduksi melalui proses peleburan (pirometalurgi) yang didominasi oleh teknologi RKEF. Peleburan dengan teknologi RKEF merupakan salah satu proses yang paling tinggi emisi, terlebih di Indonesia yang masih bergantung pada batubara sebagai pasokan energi primer utama. Berdasarkan studi ini, untuk memproduksi 1 ton logam nikel murni, pemrosesan dengan teknologi RKEF menghasilkan emisi GRK sekitar 7–10 kali lipat lebih besar dari teknologi lain, seperti *flash smelting, High Pressure Acid Leaching* (HPAL), dan *bioleaching*.

Apabila tidak diantisipasi, peningkatan emisi GRK akibat hilirisasi industri nikel berpotensi mengancam ketercapaian target iklim nasional yang tercantum dalam Nationally Determined Contribution (NDC), UU RPJPN, dan dokumen *Long-Term Strategy for Low-Carbon and Climate Resilience* (LTS-LCCR). Dalam dokumen *Enhanced* NDC (ENDC), Indonesia menargetkan pengurangan emisi GRK pada tahun 2030 setidaknya 31,9% dengan kemampuan sendiri dan 43,2% dengan bantuan internasional. Untuk jangka panjang, Indonesia juga telah menargetkan reduksi emisi sebesar 80,98% pada tahun 2045 sebagaimana diatur dalam UU RPJPN. Target tersebut juga sejalan dengan target dalam dokumen LTS-LCCR untuk mencapai *Net Zero Emissions* (NZE) selambat-lambatnya pada tahun 2060.

Gambar 16.
Komitmen iklim Indonesia



B A B

02

PROFIL ENERGI DAN EMISI



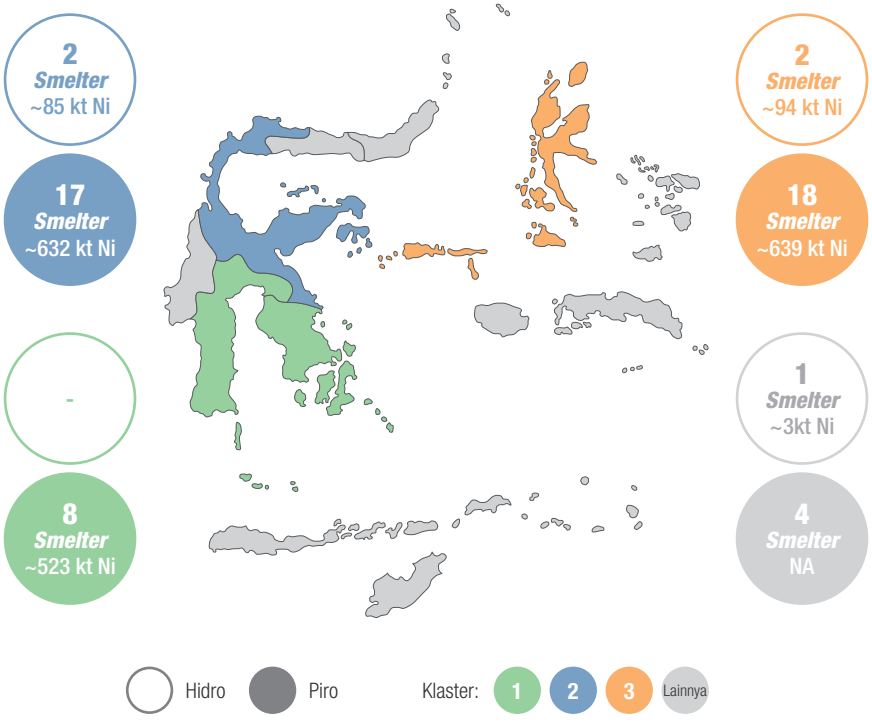
Cakupan peta jalan difokuskan pada sub-sektor pertambangan dan ekstraksi primer nikel pada tiga klaster wilayah, yaitu Sulawesi Tengah (Klaster 1), Maluku Utara (Klaster 2), dan Sulawesi Tenggara dan Selatan (Klaster 3). Hal ini mempertimbangkan kondisi industri nikel saat ini didominasi oleh produksi bijih dan pengolahan bijih menjadi produk antara (semi jadi). Selain itu, hampir seluruh fasilitas produksi nikel, seperti tambang dan *smelter*, berada pada wilayah-wilayah tersebut.

Pada tahun 2023, yaitu tahun dasar *(base year)* yang digunakan pada peta jalan ini, terdapat 300 Izin Usaha Pertambangan (IUP) aktif dengan 51 fasilitas unit pengolahan atau *smelter*. Dari 51 *smelter* yang telah beroperasi pada tahun 2023, hampir seluruhnya berlokasi Sulawesi dan Maluku yang merupakan wilayah di mana cadangan bijih berada (lihat **Gambar 17**).

Dari segi kuantitas produksi, sub-sektor pertambangan dan ekstraksi primer masing-masing telah memproduksi 175,6 juta ton bijih nikel dan 1,97 juta ton Ni-eq yang terkandung dalam produk setengah jadi, seperti *Nickel Pig Iron* (NPI), *ferronickel, nickel matte,* dan *Mixed Hydroxide Precipitate* (MHP).

Sebaliknya, industri hilir nikel belum sebanding dengan industri hulu (pertambangan dan *smelter*). Di antara berbagai jenis produk hasil pemurnian nikel (lihat **Gambar 18**), hanya material baja tahan karat *(stainless steel slab)* dan *nickel sulfate* yang telah diproduksi di Indonesia pada tahun 2023. Untuk material baja tahan karat, terdapat enam perusahaan dengan kapasitas maksimum produksi sebesar 6,6 juta ton atau setara dengan 264 ribu ton nikel murni. Untuk *nickel sulfate*, hanya ada satu perusahaan dengan kapasitas 16 ribu ton Ni-eq. Jika ditotal, maka didapatkan 280 ribu ton Ni-eq produk pemurnian atau setara dengan 14,2% dari total produk nikel setengah jadi yang diproduksi di Indonesia.

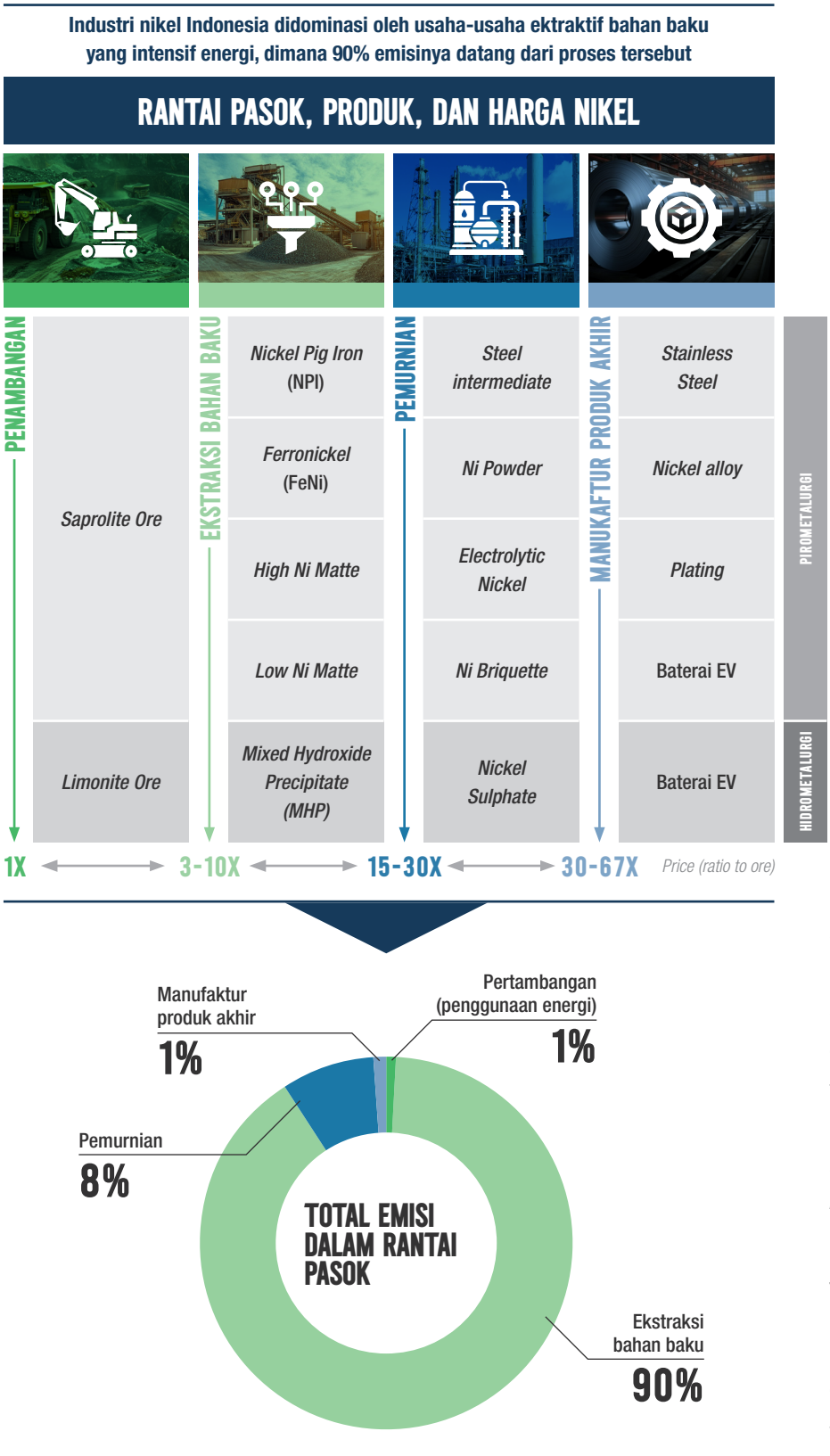
Gambar 17.
Jumlah *smelter* nikel dan kapasitas produksinya pada tahun 2023



Sumber: Analisis WRI Indonesia

Begitu juga halnya dengan sub-sektor manufaktur produk akhir yang keberadaannya masih relatif sedikit di Indonesia. Untuk produk akhir baja tahan karat, seperti *hot rolled coil* (HRC) dan *cold rolled coil* (CRC) hanya terdapat lima perusahaan produsen. Bahkan, untuk produk akhir baterai, belum ada pabrik yang menggunakan bahan baku nikel Indonesia untuk proses produksinya pada tahun 2023. Rendahnya skala produksi pada sub-sektor pemurnian dan manufaktur produk akhir, ditambah dengan karakteristik proses yang tidak intensif energi sebagaimana *smelter* dan pertambangan, membuat keduanya tidak menjadi fokus pada peta jalan ini.

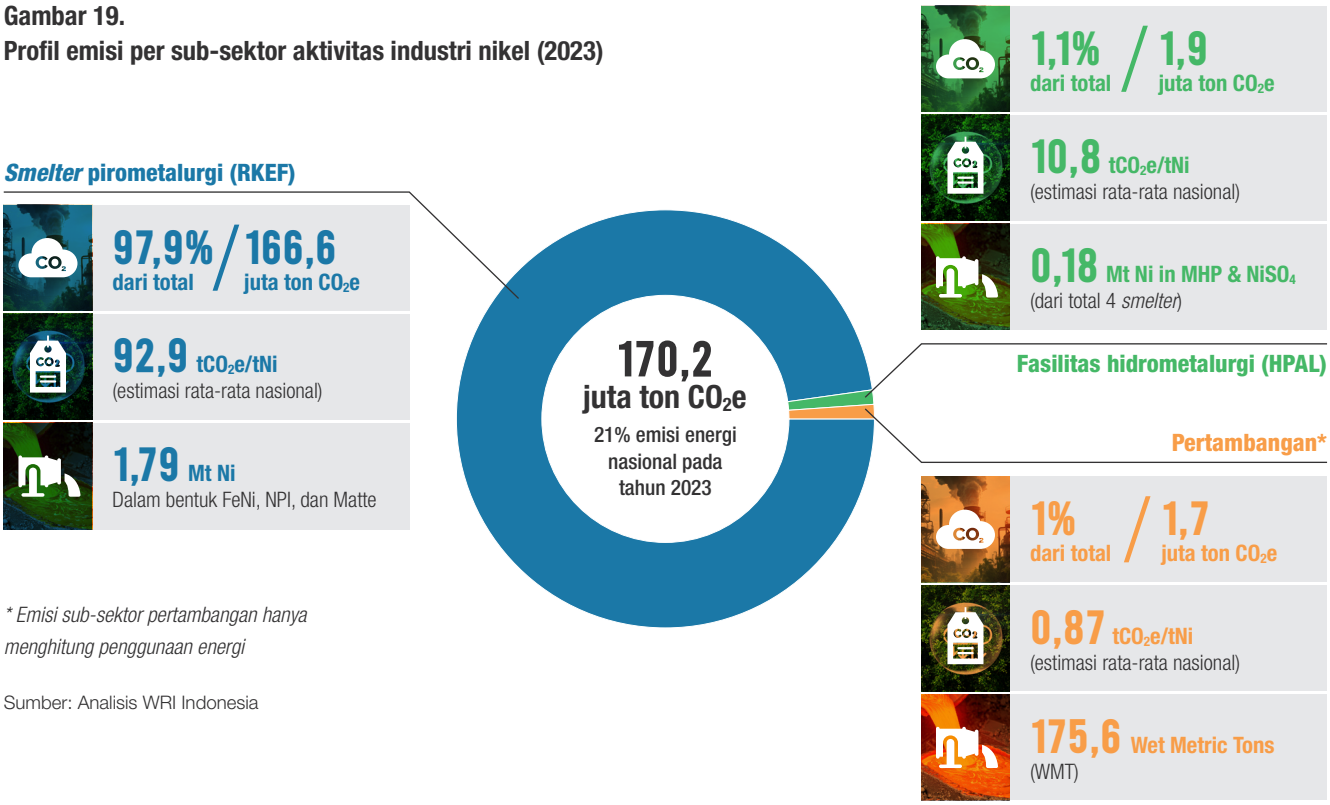
Gambar 18.
Profil emisi rantai pasok industri nikel di Indonesia



Sumber: Analisis WRI Indonesia

Berdasarkan perhitungan energi dan emisi GRK pada sub-sektor pertambangan dan ekstraksi primer nikel di Indonesia, ditemukan bahwa besar emisi GRK yang dihasilkan sepanjang tahun 2023 sebesar 170,2 juta ton CO_2e. Jumlah tersebut setara dengan 21% total emisi sektor energi dan *Industrial Processes and Product Use* (IPPU) nasional. Dari jumlah tersebut, *smelter* pirometalurgi memberikan kontribusi emisi terbesar, yaitu sebesar 166,6 juta ton CO_2e atau setara dengan 98%. Hal ini disebabkan oleh besarnya volume produksi dan karakteristik pemrosesan dari *smelter* RKEF.

Gambar 19.
Profil emisi per sub-sektor aktivitas industri nikel (2023)

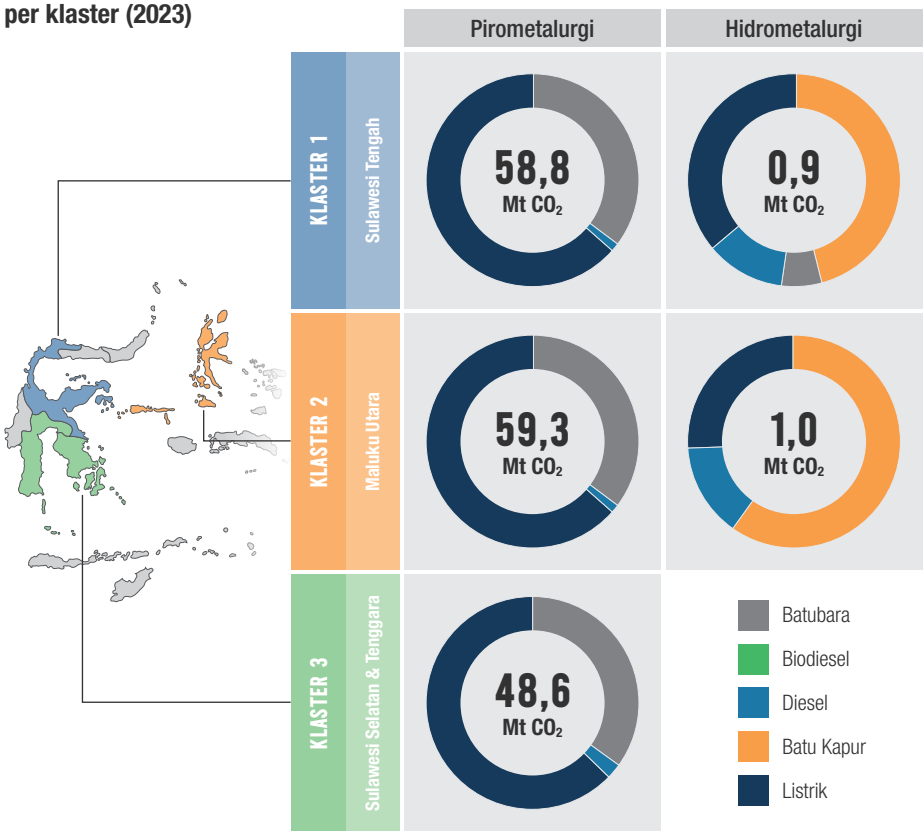


** Emisi sub-sektor pertambangan hanya menghitung penggunaan energi*

Sumber: Analisis WRI Indonesia

Dengan profil emisi tersebut, peta jalan ini mengestimasi besaran emisi yang dihasilkan oleh masing-masing klaster wilayah pada tahun 2023. Hasilnya menunjukkan bahwa Klaster 1 dan 2 merupakan wilayah dengan emisi terbesar akibat besarnya kapasitas produksi *smelter* nikel. Sementara itu, Klaster 3 memiliki emisi yang relatif lebih rendah akibat jumlah *smelter* yang lebih sedikit serta adanya *smelter* yang menggunakan PLTA. Komposisi sumber emisi cenderung mirip, yaitu didominasi oleh batubara penggunaan langsung dan listrik yang juga dihasilkan dari PLTU. Hal ini disebabkan karena teknologi dan bahan bakar yang digunakan pada masing-masing wilayah sama.

Gambar 20.
Profil emisi industri nikel per klaster (2023)

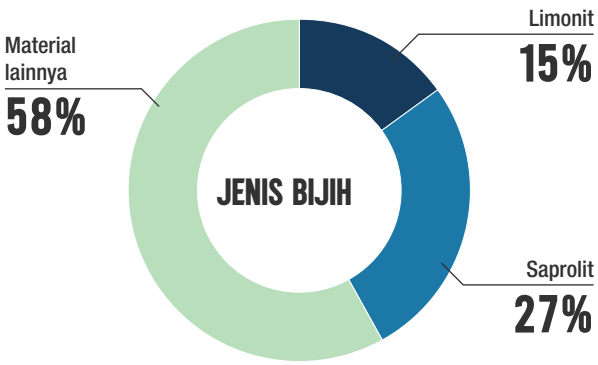


2.1

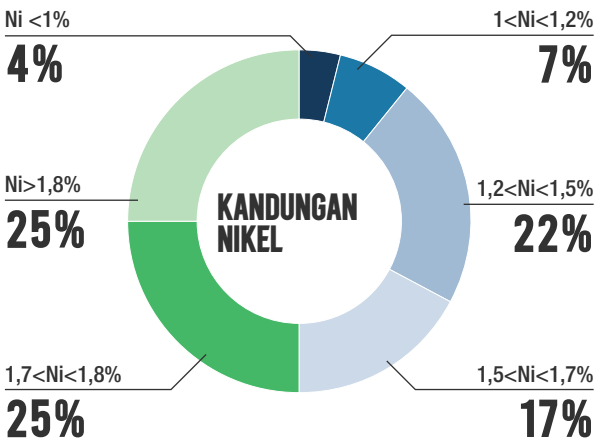
KONDISI *BASELINE* SUB-SEKTOR PERTAMBANGAN

Gambar 21.
Cadangan nikel nasional berdasarkan jenis bijih dan kandungan nikel

Cadangan nikel berdasarkan jenis bijih
(100% = 5,3 miliar WMT atau 56,1 juta ton Ni-eq)



Cadangan nikel berdasarkan kandungan nikel
(100% = 5,3 miliar WMT atau 56,1 juta ton Ni-eq)



Sumber: Kementerian ESDM (2024)

Secara global, bijih nikel terbagi menjadi dua jenis utama: bijih sulfida yang umum ditemukan di wilayah subtropis, dan bijih laterit (oksida) yang banyak terdapat di daerah khatulistiwa. Cadangan bijih laterit diperkirakan lebih besar dibandingkan bijih sulfida.

Di Indonesia, bijih nikel seluruhnya berupa laterit, yang terbentuk dari pelapukan batuan ultramafik seperti *olivine* dan *pyroxene*. Proses pelapukan ini hanya terjadi di wilayah tertentu, seperti Kalimantan Timur dan Selatan, Sulawesi Tengah dan Tenggara, Pulau Seram, Pulau Obi, Halmahera Timur, Pulau Gag, Pulau Waigeo, dan Papua bagian utara. Berdasarkan data Kementerian ESDM (2023), cadangan logam nikel terbesar berada di Sulawesi Tenggara, Maluku Utara, dan Sulawesi Tengah.

Pada tahun 2023, diperkirakan terdapat total sumber daya dan cadangan logam nikel di Indonesia masing-masing sebesar 184,6 juta ton logam nikel dan 56,1 juta ton logam nikel (Kementerian ESDM, 2024). Cadangan tersebut setara dengan 42,3% total cadangan dunia pada tahun 2023 (USGS, 2024). Cadangan nikel Indonesia terkandung dalam berbagai jenis bijih, yaitu bijih saprolit, limonit, dan material lainnya. Jenis bijih saprolit dan limonit masing-masing merepresentasikan 22% dan 16% dari total cadangan nasional. Sisanya, sekitar 62% cadangan nikel terkandung dalam material lainnya, seperti tanah penutup, batuan dasar, dan sebagainya (Kementerian ESDM, 2024).

Masing-masing jenis bijih tersebut memiliki kecenderungan kandungan nikel yang berbeda. Mayoritas bijih nikel limonit memiliki kandungan nikel di bawah 1,2%, meski terdapat sebagian kecil yang mengandung nikel hingga 1,7%. Sebaliknya, kebanyakan bijih nikel jenis saprolit dan material lainnya memiliki kandungan nikel di atas 1,2%, bahkan mencapai lebih dari 1,7%. Secara total, dua per tiga cadangan bijih nikel nasional memiliki kandungan lebih dari 1,5% yang dikategorikan cukup tinggi. Sisanya, yaitu sebesar 33%, merupakan cadangan nikel dengan kandungan yang rendah di bawah 1,5%.

2.1.1

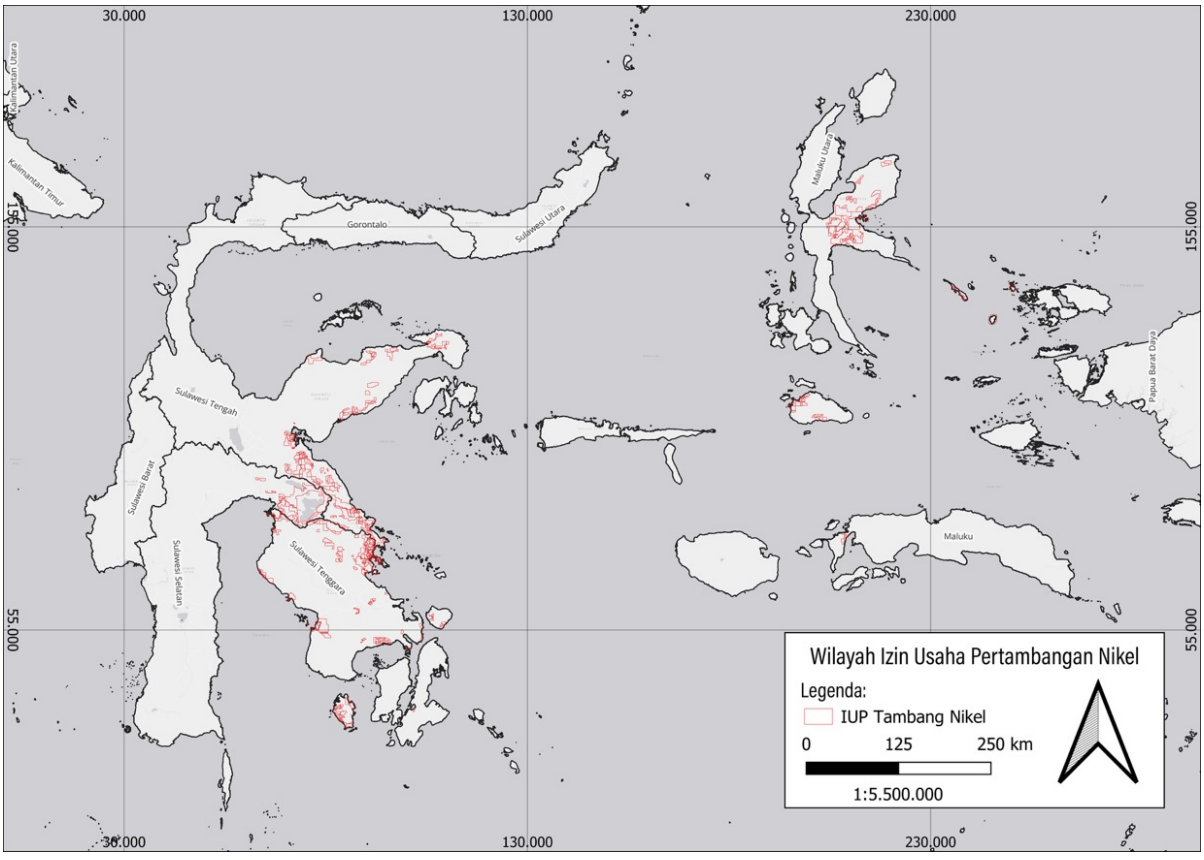
PERSEBARAN PERTAMBANGAN NIKEL DAN KAPASITAS PRODUKSI

Pada tahun 2024, terdapat total 386 izin pertambangan nikel yang aktif, meliputi Izin Usaha Pertambangan (IUP), Izin Usaha Pertambangan Khusus (IUP-K) dan Kontrak Karya (KK). dengan total luas wilayah izin sebesar 987.784 hektar. Total luas wilayah izin operasi produksi tambang nikel sebesar 950.462 hektar yang tersebar di Sulawesi Tengah (38,0%), Sulawesi Tenggara (28,7%), Maluku Utara (23,0%), Sulawesi Selatan (4,2%), Papua Barat (1,9%), dan Maluku (0,4%).

Tabel 1.
Profil industri pertambangan nikel pada lima provinsi utama penghasil nikel pada tahun 2024

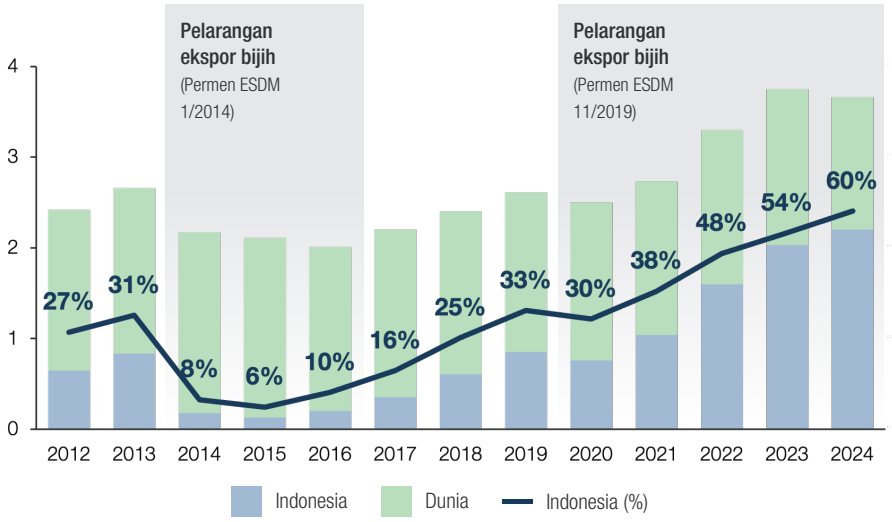
Provinsi	Cadangan (miliar WMT)	RKAB (juta WMT)	Izin (tahap operasi produksi)			
			IUP	IUPK	KK	Luas total (ribu Ha)
Sulawesi Tenggara	1,7	92,9	172	2	-	272,8
Sulawesi Tengah	0,8	42,7	130	1	-	361,2
Papua Barat	0,1	4,3	1	-	1	180,6
Maluku Utara	1,9	63,4	55	-	1	218,6
Sulawesi Selatan	0,6	17,7	11			39,9

Gambar 22.
Sebaran area tambang nikel



Secara umum, produksi pertambangan nikel di Indonesia mengalami peningkatan yang signifikan dari tahun ke tahun. Dibandingkan dengan tahun 2012, produksi bijih nikel telah meningkatkan menjadi lebih dari tiga kali lipat pada tahun 2024. Akibatnya, kontribusi Indonesia terhadap pasokan bijih nikel global juga mengalami peningkatan dari 27% menjadi 60% dalam periode yang sama. Tren ini utamanya didorong oleh permintaan industri ekstraksi primer atau *smelter* dalam negeri. Sejak tahun 2014, pemerintah telah mencoba menerapkan larangan ekspor bijih guna menstimulasi pembangunan industri pengolahan domestik. Namun, hasil dari penerapan Permen ESDM 1/2014 tentang Peningkatan Nilai tersebut belum optimal dan justruk berdampak pada penurunan produksi pertambangan. Baru pada 2020, pelarangan ekspor bijih membuahkan hasil positif melalui penerapan Permen ESDM 11/2019. Efektivitas Permen ESDM 11/2019 didukung oleh beroperasinya *smelter* yang dibangun pada 2012–2019, diikuti dengan pembangunan banyak *smelter* lainnya.

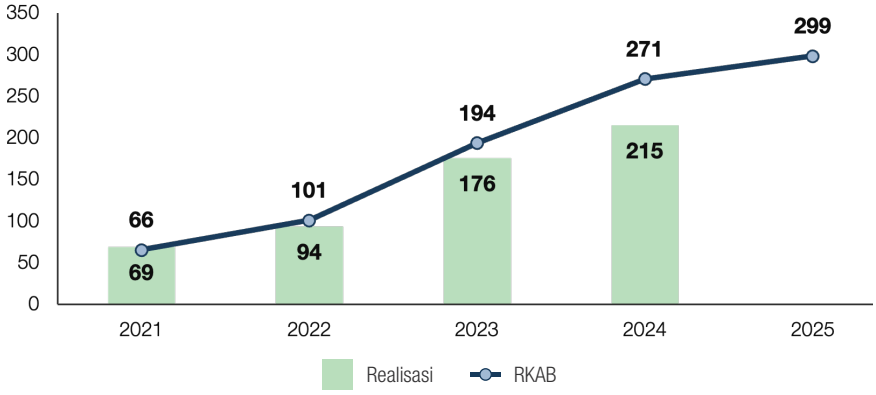
Gambar 23.
Produksi bijih nikel Indonesia
Juta Ni ekuivalen



Sumber: USGS (2016), USGS (2019), USGS (2023), USGS (2025)

Selain dipengaruhi oleh permintaan pasar, produksi bijih nikel juga atur oleh kuota pertambangan berupa Rencana Kerja dan Anggaran Biaya (RKAB) yang diterbitkan atas persetujuan Kementerian ESDM. Melalui instrumen RKAB, pemerintah berupaya menyesuaikan volume produksi tambang dengan kebutuhan *smelter*, sehingga tidak terjadi produksi berlebih dan penyelewengan dalam penjualan bijih nikel. Sejak tahun 2021, pemerintah terus meningkatkan kuota penambangan bijih nikel seiring dengan perkembangan industri *smelter*. Terlepas dari isu *oversupply* yang memicu jatuhnya harga nikel global, pemerintah tetap meningkatkan kuota RKAB pada tahun 2025. Dengan demikian, kecil kemungkinan terjadinya penurunan produksi bijih di masa depan.

Gambar 24.
RKAB dan realisasi penambangan bijih nikel nasional
Wet metric tons (WMT)



Sumber: APNI (2025); Badan Geologi (2024); Dirjen Minerba ESDM (2025)

2.1.2
PROFIL ENERGI DAN EMISI

Secara umum, tahapan kegiatan penambangan bijih nikel laterit meliputi, pembukaan lahan, pengerukan lapisan tanah penutup *(overburden)*, penambangan bijih, pengangkutan bijih *(hauling)*, pengapalan bijih *(barging)*, dan penutupan tambang.

Gambar 25.
Tahapan kegiatan penambangan bijih nikel laterit



Pembukaan lahan mencakup proses pembukaan dan pembersihan lahan dari vegetasi guna mempersiapkan lahan untuk ditambang. Proses ini diikuti dengan pengupasan tanah pucuk *(top soil)* sedalam sekitar satu meter yang banyak mengandung material organik. Kedua proses awal tersebut dilakukan menggunakan alat berat, seperti *excavator, bulldozer,* dan *dump truck.*

Setelah lapisan pucuk dikupas, dilakukan penggalian dan pemindahan tanah penutup *(overburden)*. Pada tahap ini, digunakan *excavator* untuk mengeruk material yang tidak bernilai secara ekonomi, sehingga dapat memudahkan proses penambangan dan menghindari pencampuran dengan bijih.

Operasi penambangan bijih nikel meliputi penggalian, pengangkutan ke lokasi *stockpile*, dan pengapalan *(barging)* ke kapal tongkang. Proses penambangan selektif *(ore getting)* dilakukan dengan menggunakan *excavator* dan dilakukan pemisahan material bijih dan material bukan bijih *(waste)*. Material bijih akan dibawa ke lokasi *stockpile*, sedangkan material *waste* akan dibuang ke disposal *(out pit dump)*. Di lokasi *stockpile*, umumnya dilakukan pencampuran bijih untuk mencapai karakteristik/spesifikasi tertentu. Setelahnya, bijih diangkut ke terminal khusus *(jetty)* untuk dimuat ke kapal tongkang dan dikirim ke lokasi tujuan.

Namun, dalam beberapa kasus, bijih nikel langsung diangkut ke *smelter* menggunakan *dump truck*. Perbedaan moda transportasi bijih nikel tersebut dipengaruhi oleh faktor lokasi tambang dan *smelter* yang membeli bijih nikel dari tambang tersebut.

Setelah masa operasional tambang selesai, perusahaan tambang bertanggung jawab untuk mengembalikan kondisi lahan yang telah dibuka ke kondisi semula atau kondisi yang lebih baik dari sebelumnya. Kegiatan penutupan tambang ini mencakup pembongkaran infrastruktur, penutupan pit, reklamasi dan revegetasi timbunan tanah penutup dan area *backfiling*, dan pemantauan pasca tambang.

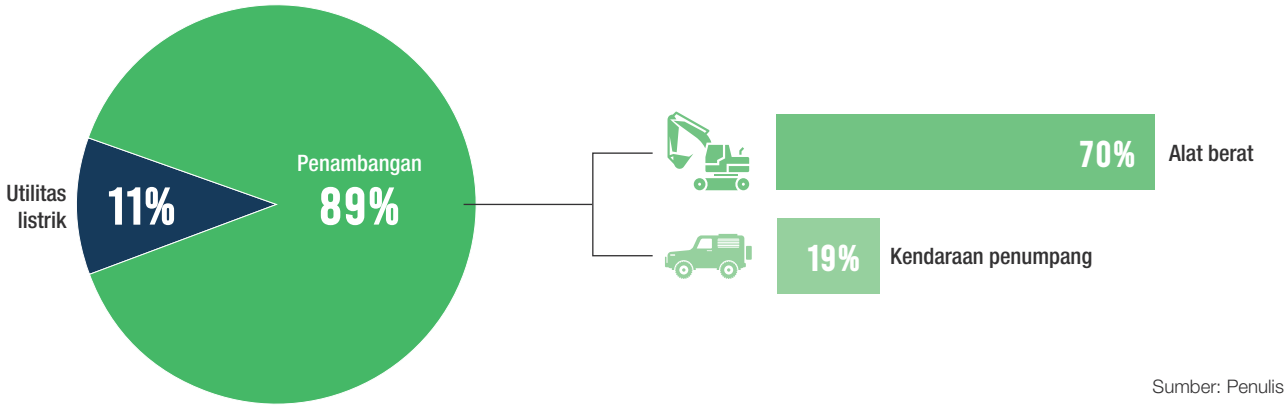
Berdasarkan tipikal rangkaian kegiatan pertambangan nikel tersebut, kegiatan yang memproduksi emisi GRK meliputi penggunaan alat berat dan kendaraan operasional yang tergolong sebagai mesin pembakaran bergerak *(mobile combustion)*, serta penggunaan listrik untuk keperluan kantor dan utilitas lainnya yang dikategorikan sebagai mesin pembakaran tidak bergerak *(stationary combustion).* Untuk keperluan studi ini, pelepasan emisi dari kegiatan pembukaan lahan tidak diperhitungkan.

Pada peta jalan ini, digunakan data tahun 2023 sebagai baseline. Dari empat perusahaan tambang nikel yang digunakan sebagai sampel, didapatkan rata-rata intensitas emisi GRK sebesar 14,9 kg CO_2e/DMT bijih nikel yang ditambang. Nilai tersebut setara dengan 874 kg CO_2e/ton Ni berdasarkan rata-rata kandungan nikel *(grade)* yang dilaporkan perusahaan.

Aktivitas penambangan yang meliputi penggunaan alat berat dan kendaraan operasional tambang berkontribusi terhadap 89% dari total emisi sub-sektor pertambangan. Sisanya, yaitu 11% dari emisi total, berasal dari komponen pendukung berupa pembangkitan listrik yang umumnya menggunakan generator berbahan bakar diesel.

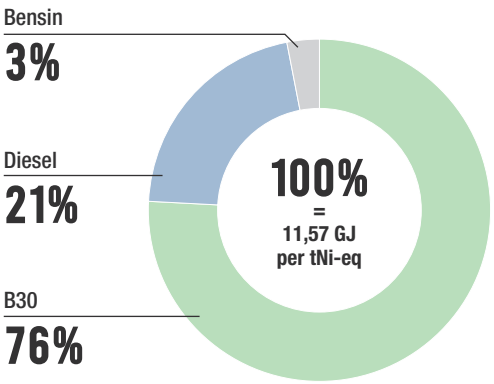
Dalam aktivitas penambangan nikel, mayoritas emisi GRK berasal dari penggunaan alat berat. Setidaknya, 70% dari total emisi pertambangan nikel disumbang dari keseluruhan penggunaan alat berat di setiap tahapan penambangan. Sementara itu, 19% sisanya dihasilkan dari penggunaan kendaraan penumpang yang digunakan untuk kegiatan pemantauan dan kegiatan lain yang memerlukan mobilisasi. Dengan demikian, penggunaan alat berat menjadi *hotspot* atau sumber emisi terbesar pada pertambangan nikel.

Gambar 26.
Profil emisi GRK sub-sektor pertambangan nikel
%



Sumber: Penulis

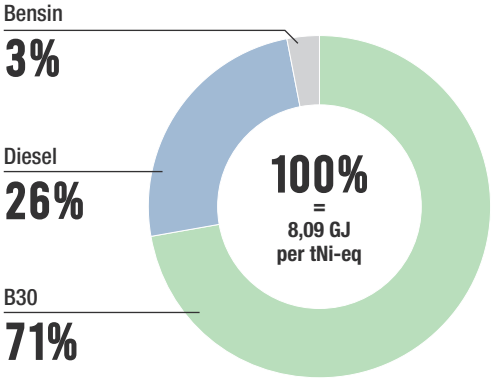
Gambar 27.
Bauran energi pada pertambangan nikel
%



Sumber: Penulis

Dari sisi energi, biodiesel dengan jenis B30 menjadi sumber energi utama dalam sub-sektor pertambangan nikel. B30 berkontribusi sebesar 76% dari total bauran energi. Sebaliknya, bauran energi terkecil dimiliki oleh listrik yang dibeli dari pihak ketiga. Hal ini disebabkan oleh intensifnya penggunaan alat berat, mulai dari tahap persiapan hingga reklamasi tambang. Di saat yang bersamaan, penggunaan listrik hasil pembelian *(purchased electricity)* sangat rendah akibat lokasi penambangan yang terisolasi dan tidak terjangkau jaringan transmisi. Umumnya, listrik diproduksi sendiri oleh penambang menggunakan generator berbahan bakar diesel.

Gambar 28.
Bauran energi pada alat berat
%



Sumber: Penulis

Pada aktivitas penggunaan alat berat, B30 berkontribusi terhadap 71% bauran energi, diikuti oleh bahan bakar diesel sebesar 26%. Dengan begitu, kedua jenis bahan bakar berbasis diesel tersebut menguasai 97% energi yang digunakan pada alat berat. Hal ini mengindikasikan bahwa penggunaan bahan bakar berbasis diesel pada alat berat merupakan penghasil emisi utama dalam pertambangan nikel. Maka dari itu, pengurangan konsumsi bahan bakar berbasis diesel dapat menjadi upaya efektif untuk mereduksi emisi. Hal tersebut dapat dilakukan dengan meningkatkan tingkat campuran biodiesel murni (FAME) dan elektrifikasi alat berat.



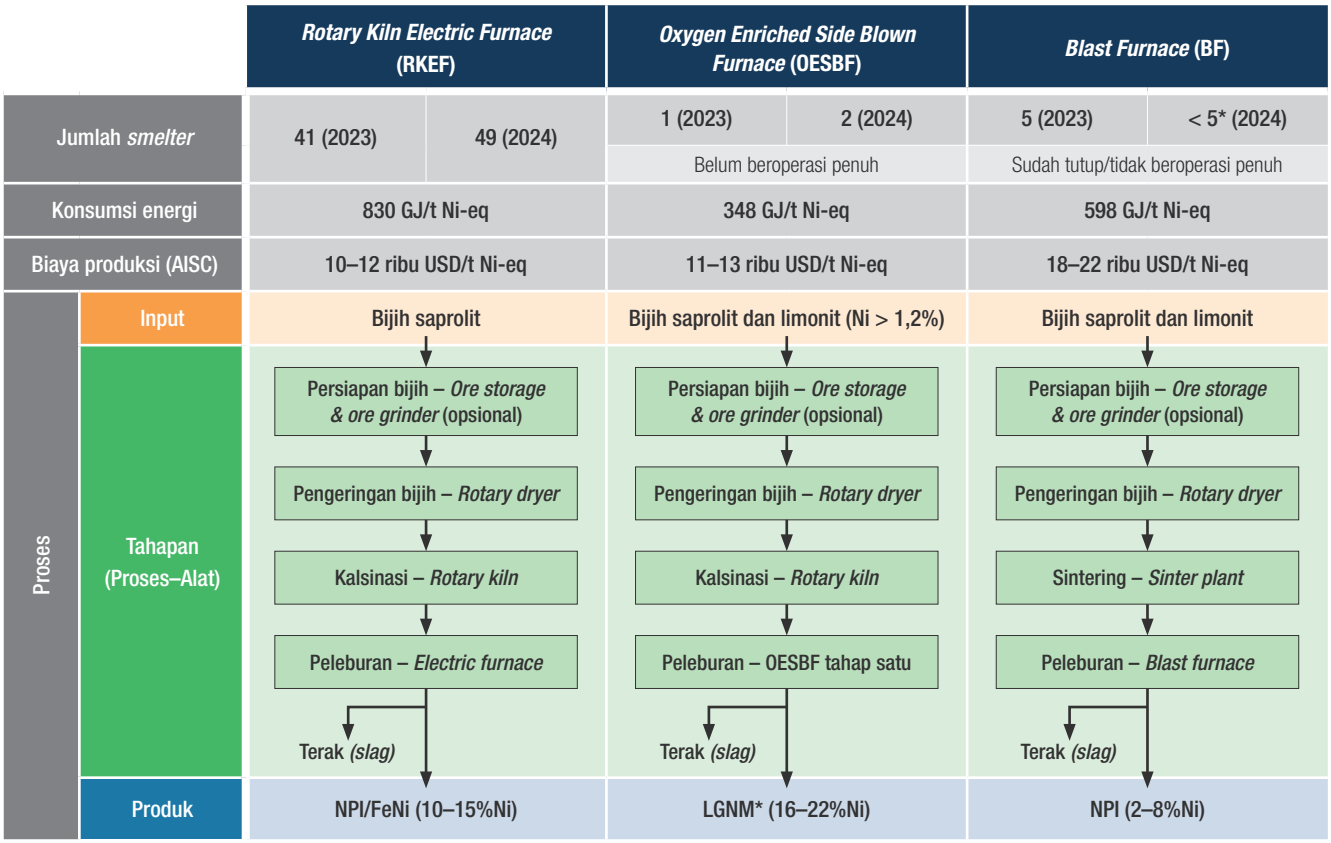
2.2

KONDISI *BASELINE* SUB-SEKTOR PIROMETALURGI

Sampai dengan tahun 2024, mayoritas bijih nikel di Indonesia masih diolah menjadi produk antara *(intermediate product)* yang kemudian diekspor. Pada jalur proses produksi pirometalurgi, input yang digunakan adalah bijih laterit berjenis saprolit dengan output berupa NPI *(Nickel Pig Iron)*, FeNi *(ferronickel)*, dan *nickel matte*. Terdapat tiga jenis teknologi pemrosesan secara pirometalurgi, yaitu *Rotary Kiln Electric Furnace* (RKEF), *Oxygen Enriched Side Blown Furnace* (OESBF), dan *Blast Furnace* (BF). Teknologi RKEF, yang digunakan oleh hampir seluruh *smelter* pirometalurgi di Indonesia, mengolah bijih saprolit menjadi NPI atau FeNi. Sebaliknya, BF merupakan teknologi lama untuk memproduksi NPI yang sudah ditinggalkan karena mahalnya biaya operasi. Berbeda dengan RKEF dan BF, teknologi OESBF menghasilkan output berupa *nickel matte*. *Smelter* RKEF juga dapat menghasilkan *nickel matte* dengan memproses lebih lanjut NPI menggunakan *converter*.

Peta jalan ini berfokus pada *smelter* RKEF, yang mendominasi 90% industri pemrosesan nikel berbasis pirometalurgi. Dominasi RKEF diperkirakan akan berlanjut seiring dengan penambahan *smelter* yang masih cukup signifikan pada tahun 2024. Sebaliknya, *smelter* dengan teknologi lama, yaitu BF, mengalami penutupan sebagian hingga menyeluruh akibat tingginya ongkos produksi yang tidak lagi kompetitif. Sementara itu, *smelter* OESBF mengalami pertumbuhan yang lambat karena teknologinya masih belum matang dan pasar produk *nickel matte* yang lebih terbatas.

Gambar 29.
Rute produksi pada *smelter* nikel pirometalurgi di Indonesia



** Beberapa sudah tutup atau tidak beroperasi sementara*

Sumber: Penulis

2.2.1
PERSEBARAN *SMELTER* DAN KAPASITAS PRODUKSI

Peta jalan ini menggunakan angka produksi nikel nasional dari jalur pirometalurgi sebesar mencapai 1.794 ribu ton Ni-eq yang terkandung dalam berbagai jenis produk antara, seperti NPI, FeNi, dan *nickel matte*. Dengan mempertimbangkan kondisi *smelter* BF yang banyak mengalami penutupan serta *smelter* OESBF yang belum beroperasi secara stabil, maka keseluruhan nilai produksi nasional tersebut diatribusikan kepada *smelter* RKEF.

Berdasarkan kondisi aktual, *smelter* RKEF memiliki variasi konfigurasi proses yang menentukan jenis produk nikel. Pada dasarnya, *smelter* RKEF menghasilkan produk berupa NPI atau FeNi. Namun, sebagian *smelter* RKEF menambahkan proses pemberian sulfur dan penghembusan udara pada lelehan NPI/FeNi, sehingga terbentuk *Low-grade Nickel Matte* (LGNM). Sebagai contoh, di kawasan Indonesia Morowali Industrial Park (IMIP), setidaknya terdapat 20 jalur produksi RKEF yang dapat memproduksi LGNM (MMTA, 2024).

Sebagian *smelter* RKEF lainnya, dapat memproduksi produk dengan kemurnian lebih tinggi, yaitu dalam bentuk *High-grade Nickel Matte* (HGNM). HGNM diproduksi melalui proses konversi matte dalam alat *Pierce-Smith Converter* atau *Bottom-blown Converter.* Di Indonesia, terdapat *converter* yang berdiri sendiri *(stand alone)* dan yang terintegrasi

dengan *smelter* RKEF. Tipe *stand alone* membeli LGNM dari *smelter* RKEF lain sebagai bahan baku produksi HGNM. Sementara itu, tipe terintegrasi mampu memproduksi HGNM dari bijih nikel mentah.

Smelter RKEF yang terintegrasi dengan *matte converter* memiliki dua bentuk konfigurasi proses. Bentuk pertama adalah tipikal *smelter* RKEF – *Matte Converter* yang menggunakan teknologi China, sedangkan bentuk kedua adalah *smelter* yang dimiliki oleh PT Vale Indonesia di Sorowako, Sulawesi Selatan. Perbedaan antara keduanya terletak pada mekanisme pemberian sulfur untuk memisahkan nikel dari kandungan besi dan pengotor lainnya. Proses pada *smelter* RKEF – *Matte Converter* merupakan gabungan antara proses produksi LGNM dengan *matte converter* untuk menghasilkan HGNM. Pada proses ini, *smelter* RKEF memproduksi lelehan NPI/FeNi yang kemudian dihembuskan dengan udara dan sulfur. Sementara itu, *smelter* Vale Sorowako menambahkan sulfur cair pada proses kalsinasi di *rotary kiln.* Dengan demikian, peleburan pada *electric furnace* bukan menghasilkan NPI/ FeNi melainkan *furnace matte* yang kemudian diproses lebih lanjut menjadi HGNM.

Berdasarkan data tahun 2023, hampir seluruh *smelter* pirometalurgi di Indonesia memproduksi NPI, FeNi dan LGNM dengan volume 1.723 kt Ni-eq. Untuk produk NPI dan FeNi, sekitar 264 kt di antaranya diproses lebih lanjut oleh pabrik baja tahan karat domestik, sedangkan sisanya diekspor. Untuk produk LGNM, sekitar 33 kt di antaranya diproses lebih lanjut menjadi 30 kt HGNM melalui *stand alone matte converter*. Di samping itu, terdapat juga produksi HGNM sebesar 71 kt Ni-eq yang diproses dari bijih nikel dalam satu fasilitas *smelter* terintegrasi milik PT Vale Indonesia. Terdapat beberapa *smelter* lain yang memproduksi HGNM langsung dari bijih, tetapi baru beroperasi pada tahun 2024. Dengan demikian, datanya tidak digunakan dalam peta jalan ini.

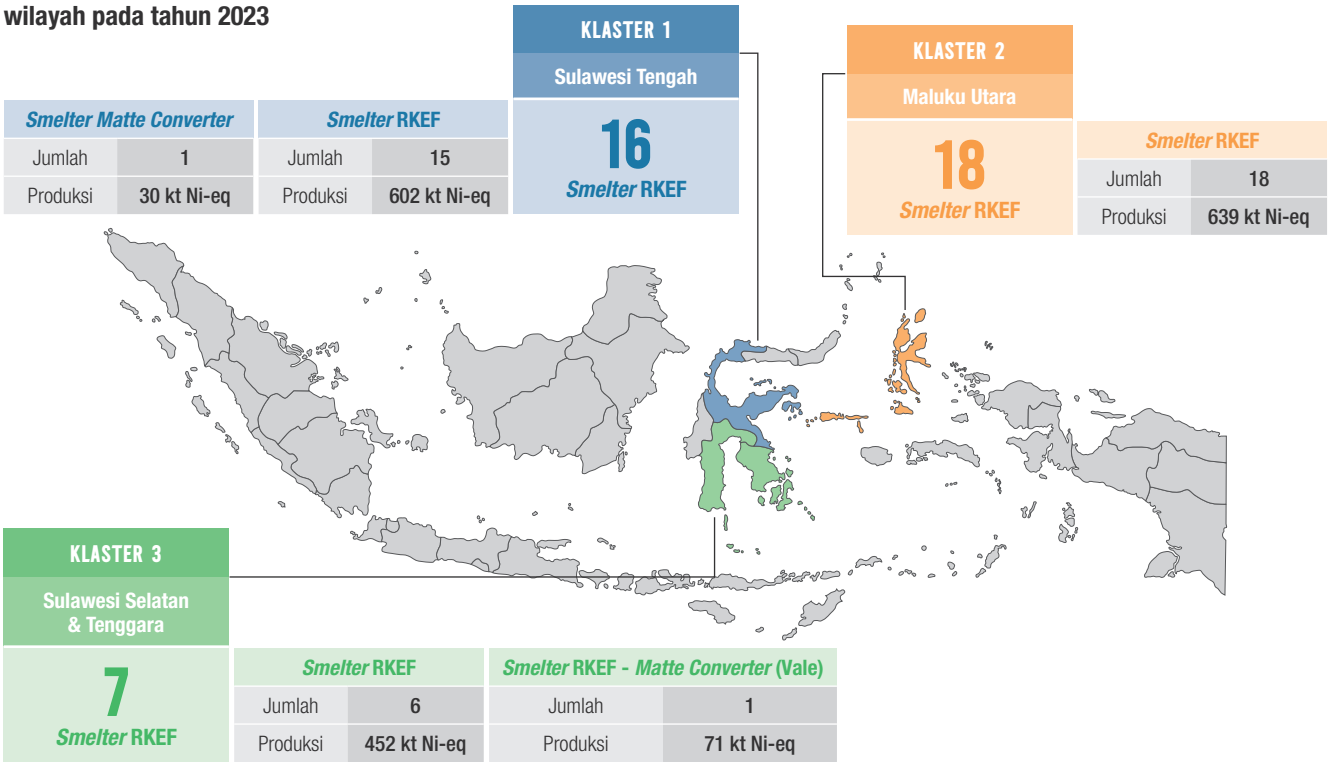
Gambar 30.
Ragam konfigurasi *smelter* berbasis teknologi RKEF

Variasi Konfigurasi	Proses	Produksi 2023	Contoh perusahaan
RKEF – NPI	Bijih saprolit → *Smelter* RKEF → NPI/FeNi (10–15%Ni)	1.723 kt Ni-eq[c]	PT Gunbuster Nickel Industry
RKEF – LGNM	Bijih saprolit → *Smelter* RKEF → Lelehan NPI/FeNi → Ladle (+ sulfur) → LGNM[a] (16–22%Ni)		PT Hengjaya Nickel Industry
Matte Converter	LGNM[a] (16–22%Ni) → Matte converter → HGNM[b] (60–75%Ni)	30 kt Ni-eq	PT Huaneng Metal Industry
RKEF – *Matte converter*	Bijih saprolit → *Smelter* RKEF → Lelehan NPI/FeNi → Matte converter (+ sulfur) → HGNM[b] (60–75%Ni)	-	PT Westrong Metal Industry
RKEF – *Matte converter* (Vale)	Bijih saprolit → *Smelter* RKEF (+ sulfur cair) → *Furnace Matte* → *Matte converter* → HGNM[b] (60–75%Ni)	71 kt Ni-eq	PT Vale Indonesia

[a] *LGNM (Low-grade nickel matte)*
[b] *HGNM (High-grade nickel matte)*
[c] *Tidak tersedia data resmi produksi LGNM karena perusahaan yang sama dapat memproduksi NPI/FeNi*

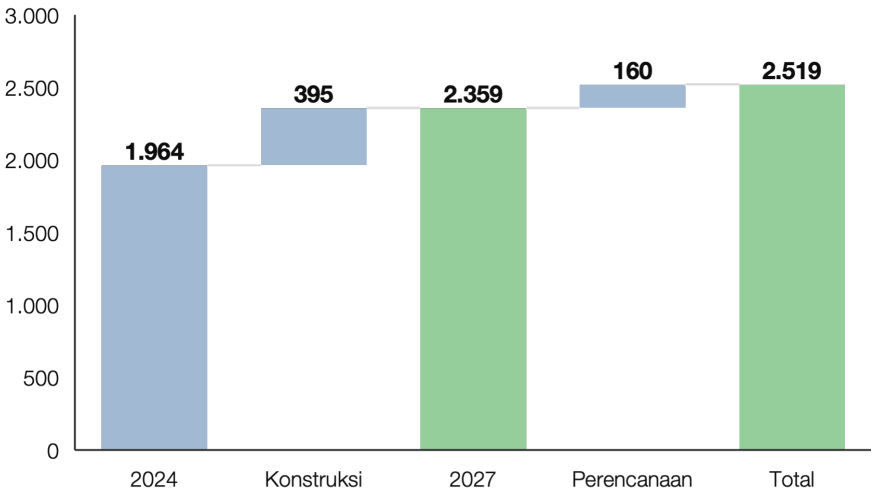
Pada tahun 2023, *smelter* RKEF hanya tersebar di Provinsi Sulawesi Tengah, Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara, dan Maluku Utara. Berdasarkan pembagian klaster wilayah pada peta jalan ini, Klaster 2 (Maluku Utara) menjadi wilayah dengan jumlah *smelter* terbanyak sekaligus produksi terbesar. Hal ini tidak lepas dari keberadaan dua kawasan industri nikel yang besar, yaitu Indonesia Weda Bay Industrial Park (IWIP) dan Kawasan Industri Pulau Obi. Sementara itu, di Klaster 1 dan 3 masing-masing hanya memiliki satu kawasan industri besar yang sudah beroperasi.

Gambar 31.
Jumlah *smelter* RKEF berdasarkan wilayah pada tahun 2023



Berdasarkan data Kementerian Koordinator Bidang Maritim dan Investasi, produksi nikel pirometalurgi telah meningkat menjadi 1.964 kt-Ni pada tahun 2024. Kemudian, terdapat sejumlah *smelter* yang sedang dalam fase konstruksi dengan tambahan kapasitas produksi mencapai 395 kt-Ni serta *smelter* yang dalam fase perencanaan dengan tambahan kapasitas produksi mencapai 160 kt-Ni. Berdasarkan rencana pengembangan tersebut, diperkirakan proyeksi pertumbuhan kapasitas produksi nikel melalui jalur produksi pirometalurgi masih akan bertumbuh mencapai 2.519 kt-Ni pada tahun 2030 yang kemudian pada studi ini diasumsikan tidak lagi mengalami pertumbuhan kapasitas produksi hingga akhir tahun 2050.

Gambar 32.
Produksi nikel pirometalurgi berdasarkan projek dalam *pipeline*
Ton Ni



Sumber: Kemenkomarves (2024)

2.2.2
PROFIL ENERGI DAN EMISI

Secara umum, pengolahan bijih nikel laterit melalui jalur proses pirometalurgi terdiri dari lima tahapan utama secara berurutan, yaitu persiapan bijih, pengeringan, kalsinasi, reduksi, dan pemurnian.

Persiapan bijih

Persiapan bijih dilakukan untuk memastikan terdapat sejumlah bijih dengan kualitas yang diharapkan sebagai input. Bijih laterit diangkut menggunakan kendaraan berat menuju lokasi *stockpile* untuk kemudian digiling dan dipisahkan dari *waste* untuk kemudian diangkut menuju lokasi proses pengolahan.

Pada aktivitas ini, kebutuhan energi utama yang diperhitungkan berasal dari operasional peralatan bergerak. Berdasarkan data aktivitas yang dikumpulkan, dibutuhkan energi sebesar 9,03 TJ/ton Ni untuk mengangkut bijih ke *smelter*, mempersiapkan bijih, dan menyimpan bijih sebelum dikeringkan pada *rotary dryer.* Hampir seluruh energi tersebut berasal dari konsumsi bahan bakar diesel (98,9%), sedangkan sisanya berasal dari biodiesel (1,1%) berjenis B30 dan B35. Besarnya penggunaan diesel berkontribusi terhadap emisi GRK yang mencapai 0,74 tCO_2e/ton Ni.

Pengeringan bijih

Secara umum, bijih nikel yang telah ditambang memiliki kadar air yang bervariasi, bergantung kepada musim hujan dan kering saat penambangan dilakukan. Pengeringan bijih laterit diperlukan untuk memastikan konsistensi kadar air yang masuk ke dalam proses kalsinasi dan reduksi hingga mencapai kadar air sekitar 20%. Hal ini dilakukan agar bijih laterit yang masuk tidak menempel pada peralatan dan tidak menghasilkan terlalu banyak debu pada gas buang.

Penguapan kadar air dari dalam bijih laterit merupakan proses endotermik yang membutuhkan input panas. Proses pengeringan ini dilakukan dengan memasukkan bijih laterit ke dalam tungku bakar berputar *(rotary dryer)*. Pada saat yang bersamaan, uap panas hasil pembakaran batubara, diesel, atau gas alam dialirkan ke dalam tungku untuk mengurangi kadar air dalam bijih dalam temperatur sekitar 800ºC. Rata-rata intensitas energi yang dibutuhkan pada proses pengeringan adalah sebesar 98,6 TJ/ton Ni.

Dalam agregat nasional, penggunaan batubara berjenis *sub-bituminous* berkontribusi terhadap 98,3% bauran energi proses pengeringan, disusul oleh diesel (1,3%) dan biodiesel (0,4%). Batubara pada umumnya digunakan oleh *smelter* RKEF generasi baru, sedangkan diesel berupa *Marine Fuel Oil* (MFO) digunakan oleh *smelter* generasi awal di Indonesia. Di samping itu, diesel juga digunakan dalam bentuk *Industrial Diesel Oil* (IDO) baik pada *smelter* generasi awal dan baru, meski dalam jumlah kecil. Penggunaan diesel perlahan mulai digantikan dengan biodiesel. Dengan besarnya konsumsi batubara pada proses pengeringan di *rotary dryer* emisi yang dihasilkan secara rata-rata mencapai 9,9 tCO_2e/ton Ni.

Kalsinasi

Bijih kering kemudian diproses lebih lanjut di dalam *rotary kiln* untuk kalsinasi dan reduksi sebagian. *Rotary kiln* merupakan tungku silinder berputar dengan kemiringan sekitar 4° secara horizontal dengan sistem pembakaran *counter current.* Artinya, bijih nikel akan dimasukkan dari bagian atas dan berkontak dengan panas yang dihasilkan dari pembakaran bahan bakar di bagian bawah tungku. Dalam beberapa kasus, bijih kering dicampurkan dahulu dengan reduktor antrasit/semikokas sebelum dimasukan ke dalam tungku. Dalam kasus lain, reduktor dimasukkan bersamaan dengan bahan bakar. Proses ini menggunakan temperatur sistem sekitar 850–1.000°C.

Dalam kondisi tersebut, kandungan air dalam bijih nikel dihilangkan untuk menghindari ledakan pada *electric furnace*. Di saat yang bersamaan, kandungan karbon dalam reduktor akan mereduksi sekitar 20–25% nikel oksida (NiO) menjadi nikel (Ni) dan kandungan besi (Fe_2O_3) menjadi FeO dan sejumlah kecil Fe (Zulhan, 2024). Dari proses tersebut dihasilkan produk utama berupa kalsin dan produk samping berupa abu dan gas buang.

Berdasarkan data aktivitas yang dikumpulkan, rata-rata intensitas energi yang dibutuhkan pada proses kalsinasi pada *rotary kiln* adalah sebesar 132,7 TJ/ton Ni. Secara agregat nasional, bauran energi proses ini didominasi oleh batubara (95,9%), dan disusul oleh diesel (4,1%) dan biodiesel (0,02%). Sebagai reduktor, perusahaan juga menggunakan input berupa *anthracite* atau batubara semikokas sebesar 3,7 ton/ton Ni. Dengan jumlah penggunaan energi dan emisi tersebut, proses kalsinasi menghasilkan emisi sebesar 23,1 tCO_2e/ton Ni yang terdiri dari 13,2 tCO_2e/ton Ni dari pembakaran bahan bakar dan 9,9 tCO_2e/ton Ni dari penggunaan reduktor. Pada beberapa kasus, batu kapur *(limestone)* ditambahkan pada *rotary kiln* untuk mencegah penempelan material dan korosi pada dinding *(refractory)* tanur dan tungku. Dalam kasus tersebut, terdapat penambahan emisi karbon dari pembakaran batukapur sebesar 0,2 tCO_2e/ton Ni.

Peleburan

Tahap selanjutnya adalah peleburan dalam *electric furnace.* Dalam tahap ini, kalsin dipanaskan hingga mencapai 1.600°C untuk mereduksi 75–80% sisa nikel oksida menjadi nikel dan sekitar 95% sisa besi oksida menjadi besi. Proses tersebut memungkinkan terbentuknya logam paduan antara besi dan nikel berupa FeNi atau NPI dengan persentase logam nikel di dalam produk berkisar di angka 10–15%.

Panas yang digunakan pada tahap peleburan berasal dari listrik yang dihantarkan melalui elektroda berbasis karbon *(graphite)*. Secara rata-rata, dibutuhkan 500,6 TJ/ton Ni input energi primer di pembangkit listrik untuk memasok kebutuhan energi listrik di *electric furnace.* Di Indonesia, hampir seluruh *smelter* RKEF menggunakan listrik dari pembangkit listrik *captive* yang dikelola oleh masing-masing *smelter* atau kawasan industri. Lebih lanjut, hampir seluruh pembangkit *captive* tersebut merupakan PLTU batubara. Dengan demikian, batubara berkontribusi terhadap 98,6% bauran energi primer dalam pembangkit listrik *smelter* RKEF secara nasional. Sebagian kecil lainnya berasal dari EBT sebesar 0,8% dan 0,5% dari diesel. Keseluruhan bauran EBT berasal dari tiga PLTA milik PT Vale Indonesia dengan total kapasitas terpasang 365 MW. Sementara itu, bahan bakar diesel digunakan sebagai energi utama pada beberapa PLTD dan sebagai energi pendukung pada PLTU. Berdasarkan profil energi tersebut, intensitas emisi dari *electric furnace* terhitung mencapai 50,3 tCO_2e/ton Ni.

Sebagaimana ditunjukkan pada **Gambar 33**, terdapat tiga jalur setelah tahap peleburan di *electric furnace*:

- **Jalur pertama** untuk *smelter* yang memproduksi NPI/FeNi. Lelehan NPI/FeNi dari tungku dapat langsung diangkut ke pabrik baja tahan karat yang berdekatan atau dicetak *(casting)* menjadi bongkahan paduan logam untuk diekspor.
- **Jalur kedua** untuk *smelter* yang memproduksi LGNM. Lelehan NPI/FeNi dihembuskan udara dan sulfur ketika keluar dari tungku *(tapping out),* sehingga kandungan besi dapat direduksi dan terbentuk matte. LGNM selanjutnya dapat langsung diekspor atau diproses lebih lanjut di dalam negeri menjadi HGNM.
- **Jalur ketiga** merepresentasikan *smelter* milik PT Vale Indonesia yang menghasilkan produk antara berupa *furnace matte.* Produk ini terbentuk akibat penambahan sulfur cair pada tahap kalsinasi. *Furnace matte* diproses lebih lanjut menjadi HGNM.

Konversi matte

Tahap konversi dilakukan menggunakan alat *matte converter* dan bertujuan untuk memurnikan LGNM (16–22 %Ni) atau *furnace matte* menjadi HGNM (60–75 %Ni). Dari total produksi NPI, FeNi, LGNM, dan *furnace matte* sebesar 1.794 kt-Ni, hanya 101 kt-Ni di antaranya yang berakhir menjadi HGNM. Pada tahap ini, lelehan LGNM atau *furnace matte* dituang ke dalam ke dalam tungku *converter* dan dicampur dengan silika. Kemudian, udara ditembakkan ke dalam tungku melalui *tuyere*. Udara akan memicu oksidasi besi dan kandungan sulfur dalam LGNM dan *furnace matte*. Selanjutnya, silika akan membentuk terak dengan besi teroksidasi, sehingga nikel menjadi semakin murni. Terak dari *converter* dimanfaatkan kembali dalam proses konversi untuk menstabilkan proses.

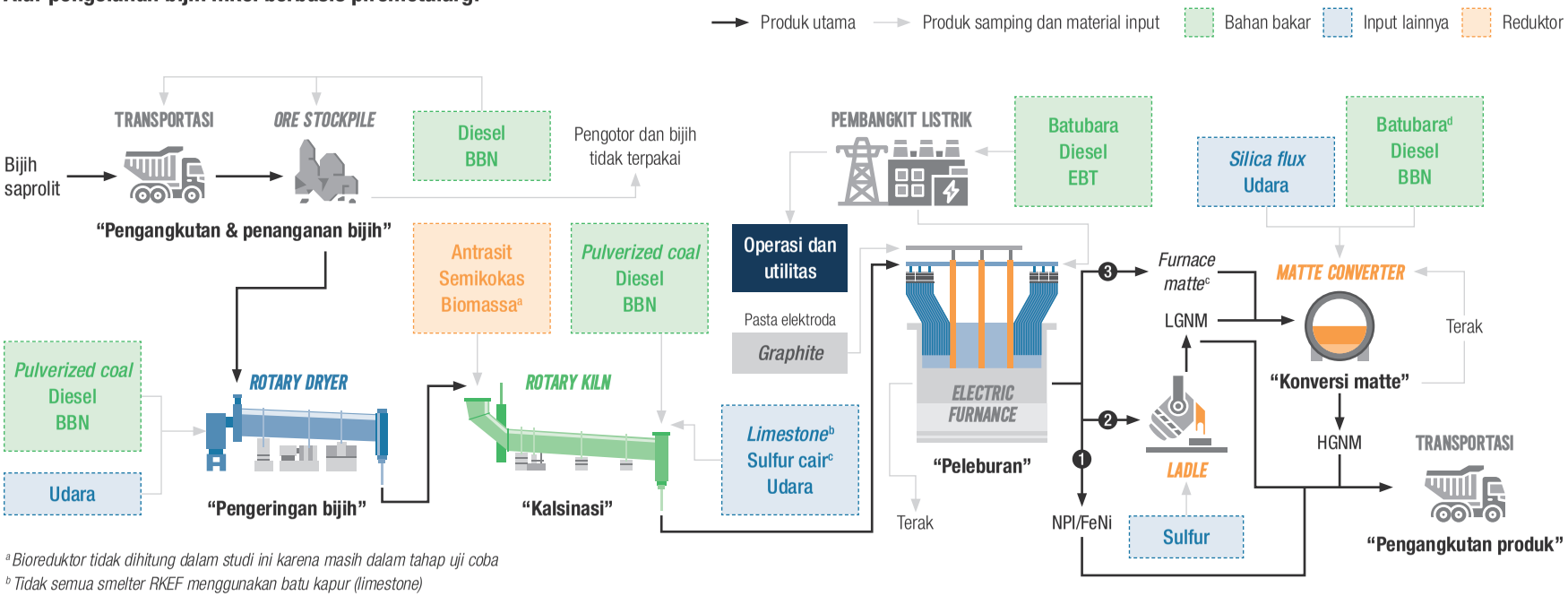
Untuk *matte converter* yang beroperasi secara terpisah dari *smelter* RKEF, kebutuhan energinya mencapai 26,3 GJ/ton Ni dengan emisi sebesar 2,6 tCO_2e/ton Ni. Mayoritas konsumsi energi dan emisi tersebut berasal dari pembakaran batubara pada pembangkit listrik dan biodiesel pada alat berat. Sementara itu, untuk *converter* yang terintegrasi dengan *smelter* RKEF hanya membutuhkan energi sebesar 1,1 GJ/ton Ni dan menghasilkan emisi sebanyak 0,1 tCO_2e/ton Ni. Integrasi *converter* dengan *smelter* RKEF, memungkinkan penggunaan alat berat dan bahan bakar untuk pemanasan tungku yang lebih sedikit.

Utilitas kelistrikan

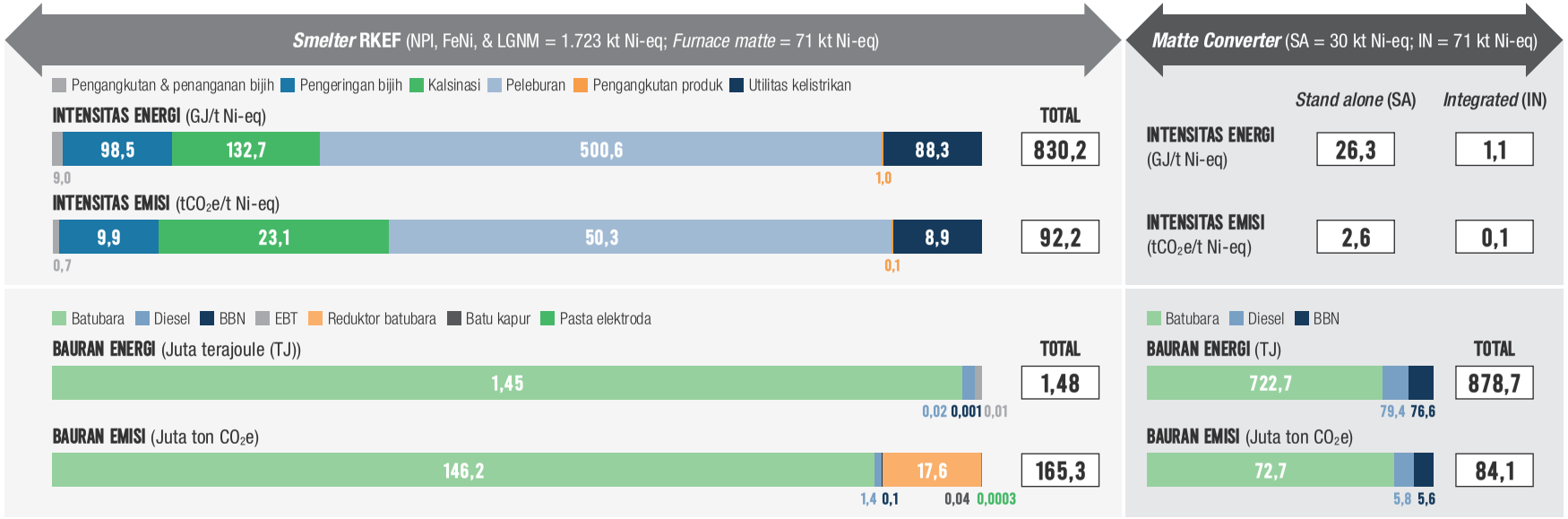
Selain kebutuhan energi untuk proses utama, terdapat kebutuhan energi lainnya untuk operasional utilitas, termasuk perkantoran dan pengoperasian mesin-mesin di dalam *plant*, dalam bentuk listrik. Aktivitas tersebut mengkonsumsi sekitar 15% dari keseluruhan listrik yang dipasok atau setara dengan 88,3 TJ/ton Ni dalam bentuk energi primer. Bauran energinya sama dengan bauran pada pembangkit listrik yang didominasi batubara (98,6%). Dengan demikian, intensitas emisi untuk keperluan utilitas dapat mencapai 8,9 tCO_2e/t-Ni.

Secara rata-rata, pemrosesan bijih nikel laterit menjadi HGNM melalui *smelter* RKEF dan *converter* memerlukan energi sebesar 831,3–856,5 TJ/ton Ni serta menghasilkan emisi sebesar 92,9 tCO_2e/ton Ni.

Gambar 33.
Alur pengolahan bijih nikel berbasis pirometalurgi



[a] *Bioreduktor tidak dihitung dalam studi ini karena masih dalam tahap uji coba*
[b] *Tidak semua smelter RKEF menggunakan batu kapur (limestone)*
[c] *Penambahan sulfur cair pada rotary kiln hanya dilakukan oleh PT Vale Indonesia*



2.3

KONDISI *BASELINE* SUB-SEKTOR HIDROMETALURGI

Proses pengolahan melalui jalur pirometalurgi tidak dapat megolah bijih laterit dengan kadar logam besi yang tinggi, sehingga prosesnya terbatas kepada bijih laterit berjenis saprolit. Sehingga, saat ini bijih laterit berjenis limonit hanya dapat diolah melalui jalur hidrometalurgi. Pada tahun 2023, terdapat empat fasilitas pengolahan nikel secara hidrometalurgi yang telah beroperasi di Indonesia dan seluruhnya menggunakan teknologi *High Pressure Acid Leaching* (HPAL). Sebagaimana namanya, proses ini memisahkan logam nikel dan kobal dengan melindikannya bersama dengan asam dalam kondisi sistem yang bertekanan tinggi. Terdapat dua fasilitas hidrometalurgi lain yang masing-masing menggunakan teknologi *Heap Leach* (HL) dan *Step Temperature Acid Leach* (STAL).

Gambar 34.
Rute produksi hidrometalurgi di Indonesia

		***High Pressure Acid Leaching* (HPAL)**	***Heap Leach* (HL)**	***Step Temperature Acid Leach* (STAL)**
Jumlah *smelter*		4 (2023)	1* (2023)	1* (2023)
Konsumsi energi		93 GJ/ton Ni	NA	NA
Biaya produksi (AISC)		5–8 ribu USD/ton Ni	NA	NA
Proses	Input	Bijih limonit	Bijih limonit dan saprolit	Bijih laterit (> 1%Ni & < 5%Mg)
	Tahapan (Proses–Alat)	Persiapan bijih – *Screener, mill plant,* dan *agitator* ↓ Pemanasan awal – *Preheater* ↓ *Pressure acid leaching – Autoclave* ↓ Netralisasi & presipitasi – Reaktor & tangki presepitasi ↓ *Tailing*	Persiapan bijih – *Screener* dan *crusher plant* ↓ Penimbunan – Area penimbunan ↓ Pelindian – Area penimbunan ↓ Pengumpulan & pemurnian larutan – Tangki presipitasi & kristalinator ↓ Residu padat	Persiapan bijih – *Screening* dan *milling unit* ↓ Pelindian – Reaktor STAL ↓ *Deferrization* – Reaktor ↓ Presipitasi & kristalisasi – Tangki presipitasi & kristalinator ↓ $MgSO_4$
	Produk	MHP (35–40%Ni)	MHP (35–40%Ni)	MHP (35–40%Ni)

** Masih dalam tahap uji produksi*

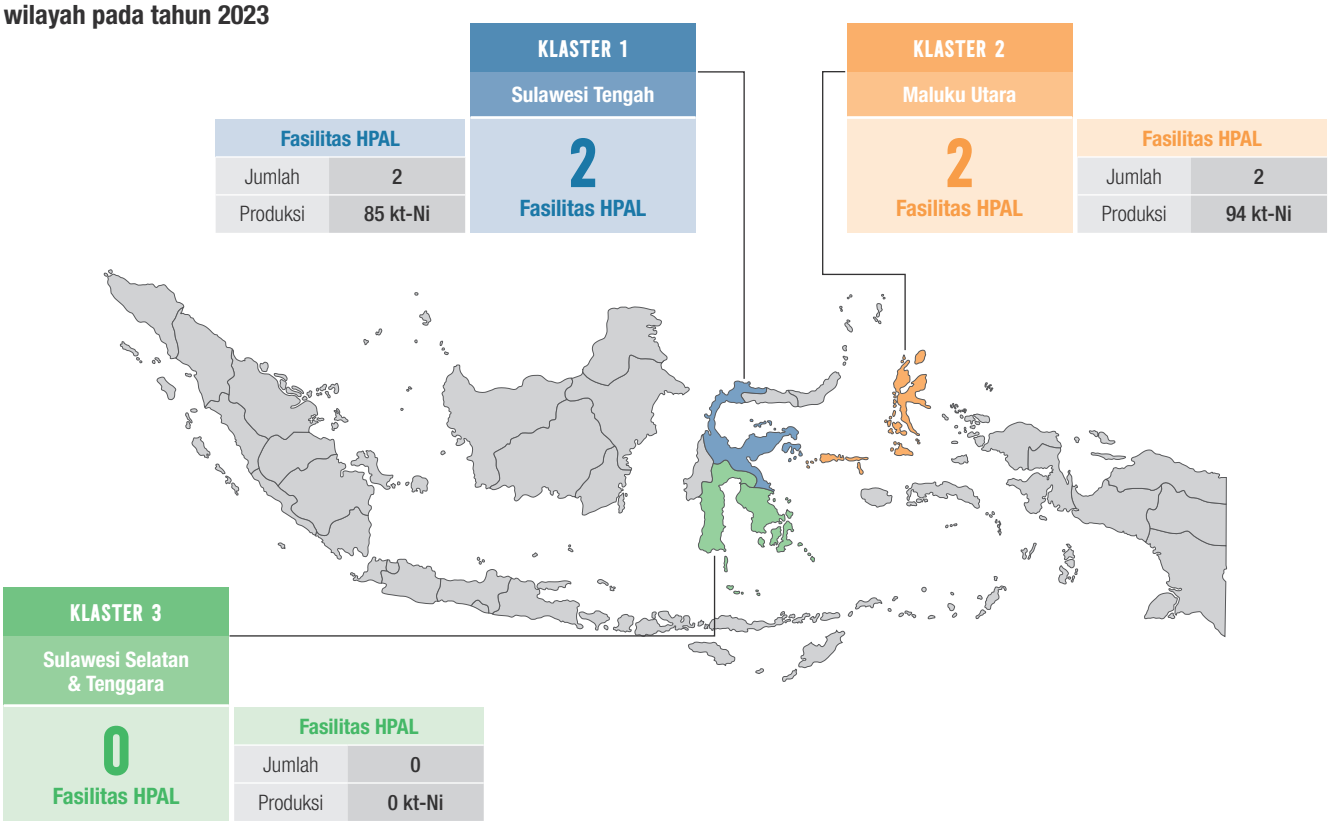
Sumber: Penulis

2.3.1

PERSEBARAN *SMELTER* DAN KAPASITAS PRODUKSI

Pada tahun 2023, jumlah produksi nikel dari pabrik HPAL secara nasional diperkirakan sebesar 179 kt-Ni dalam produk *Mixed Hydroxide Precipitate* (MHP). Lokasi pabrik HPAL tersebut tersebar secara merata di Klaster 1 dan 2. Sementara itu, tidak ada fasilitas HPAL yang beroperasi di Klaster 3 sepanjang tahun 2023. HPAL pertama di kawasan ini baru beroperasi pada 2024.

Gambar 35.
Jumlah fasilitas HPAL berdasarkan wilayah pada tahun 2023



Berdasarkan data Kementerian Koordinator Bidang Maritim dan Investasi, kapasitas produksi MHP nasional telah mencapai 265 kt-Ni pada tahun 2024. Kemudian, terdapat sejumlah fasilitas yang sedang dalam fase konstruksi dengan tambahan kapasitas produksi mencapai 533 kt-Ni, serta *smelter* yang dalam fase perencanaan dengan tambahan kapasitas produksi mencapai 340 kt-Ni. Berdasarkan rencana pengembangan tersebut, diperkirakan proyeksi pertumbuhan kapasitas produksi nikel melalui jalur produksi hidrometalurgi masih akan bertumbuh mencapai 1.138 kt-Ni pada tahun 2030.

2.3.2
PROFIL ENERGI DAN EMISI

Prinsip utama dari proses HPAL adalah melarutkan nikel dan kobalt dengan asam kuat pada kondisi sistem bertekanan tinggi dan temperatur tinggi, sehingga memisahkannya dari logam besi dan pengotor lainnya. Untuk menciptakan kondisi sistem yang dibutuhkan, proses HPAL menggunakan *autoclave* sebagai komponen utama dalam proses pelindian.

Pengangkutan dan persiapan bijih

Untuk dapat masuk ke dalam proses pelindian, bijih limonit yang masuk ke dalam sistem harus dalam kondisi basah dengan karakteristik menyerupai bubur *(slurry).* Untuk itu, bijih limonit perlu dibenefikasi dengan melakukan pemisahan *(screening)*, penghalusan *(grinding)*, dan pencucian *(washing).* Kandungan air pada *slurry* diatur untuk dapat mencapai sekitar 62% sebelum masuk ke dalam proses pelindian. Tahap ini menggunakan sumber energi berupa listrik untuk operasi peralatan dan mesin dan bahan bakar untuk mengangkut bijih ke pabrik. Pengangkutan bijih nikel dari tambang ke fasilitas HPAL mengonsumsi bahan bakar sebanyak 6,9 GJ/ton Ni dan menghasilkan emisi sebesar 0,5 tCO_2e/ton Ni.

Pemanasan awal, pelindian *(pressure acid leaching)*, dan pendinginan

Tahap pelindian dilakukan di dalam *autoclave*, yaitu suatu reaktor tertutup dengan temperatur dan tekanan yang tinggi. Bijih nikel yang mengandung logam, seperti nikel, dalam bentuk oksida (NiO) diberi larutan asam sulfat pekat. Tujuannya adalah melarutkan sebagian jenis logam, termasuk nikel, sehingga terpisah dari material lain, seperti logam besi yang akan terendapkan.

Untuk meringankan beban *autoclave* dalam pelindian, umumnya *slurry* dipanaskan dahulu *(preheating)* hingga mencapai temperature sekitar 190–205ºC. *Slurry* yang sudah dipanaskan tersebut kemudian masuk ke dalam *autoclave* dan dilindikan menggunakan larutan asam sulfat pekat pada kondisi temperatur 240–270ºC dan tekanan 3.400–5.600 kPa. Keluar dari *autoclave*, *slurry* diturunkan temperaturnya secara cepat dalam *flash vessel.* Uap yang dihasilkan dari pendinginan tersebut kemudian dialirkan kembali ke *preheater*.

Pada tahap ini, proses pelindian di dalam *autoclave* merupakan tahapan yang paling intensif dalam konsumsi energi. Hal ini disebabkan oleh kebutuhan uap dalam jumlah besar untuk memanaskan sistem dan meningkatkan tekanannya. Beberapa fasilitas HPAL di Indonesia memiliki pabrik asam sulfat terintegrasi, yang menghasilkan kelebihan uap panas. Uap ini tidak hanya dimanfaatkan untuk proses pelindian, tetapi juga dapat digunakan untuk pembangkitan listrik. Sebaliknya, fasilitas yang tidak memiliki pabrik asam sulfat umumnya menggunakan *boiler* berbahan bakar batubara untuk memproduksi uap. Pabrik asam sulfat sendiri mengolah sulfur mentah menjadi larutan asam sulfat yang digunakan dalam proses pelindian di *autoclave*. Dalam beberapa kasus, perusahaan tetap membeli asam sulfat dari pihak ketiga, baik karena kualitas produksi internal tidak memenuhi spesifikasi, maupun karena tidak memiliki fasilitas produksi sendiri.

Rata-rata kebutuhan energi proses pelindian adalah sebesar 19,4 GJ/ton Ni. Uap panas yang digunakan pada proses ini sebagian besar telah menggunakan sisa uap *(waste heat)* dari produksi asam sulfat yang terintegrasi dengan proses pengolahan nikelnya. Berdasarkan data yang dikumpulkan, rata-rata kontribusi sisa uap dalam menyediakan energi pada proses pelindian dapat mencapai 76,6%. Sisanya, yaitu sebesar 23,4%, masih menggunakan ketel uap berbahan bakar batubara. Berdasarkan profil energi tersebut, intensitas emisi dari proses perlindian adalah sebesar 0,5 tCO_2e/ton Ni. Emisi tersebut hanya dikontribusikan oleh pembakaran batubara pada *boiler*.



Netralisasi dan presipitasi

Untuk memisahkan logam besi (Fe) dan aluminium (Al), batu kapur terlarut (berupa *slurry*) dicampurkan dengan hasil pelindian. Batu kapur digunakan sebagai bahan penetral asam. Proses ini disertai dengan menghembuskan udara ke dalam larutan lindi dan batu kapur untuk mengoksidasi besi. Di akhir proses penetralan, pH produk dipertahankan di sekitar 3,6–4,8 untuk dapat menghidrolisis Fe dan Al serta mengendapkannya. Kondisi ini juga dapat memisahkan *silicon dioxide.* Setelah Fe dan Al dipisahkan, produk sisa *(waste)* yang mengendap memiliki karakteristik lumpur yang kemudian dipadatkan dan dipisahkan. Larutan produk *(overflow)* yang tidak mengendap kemudian masuk ke proses selanjutnya.

Setelah Fe dan Al diendapkan, *overflow* dari proses sebelumnya perlu diolah lebih lanjut untuk memisahkan dan mengendapkan logam nikel dan kobalt. Pengendapan kedua logam ini dapat dilakukan dengan menggunakan teknologi presipitasi nikel dengan reagen soda api (NaOH) dan *quicklime* (CaO). Proses presipitasi ini diperkirakan dapat mengendapkan sekitar 90% ion nikel dan kobalt dalam bentuk hidroksida yang kemudian dipisahkan dengan filter press. Produk hasil filtrasi tersebut dapat langsung dijual sebagai MHP atau dapat diolah lebih lanjut untuk menghasilkan nikel sulfat dan kobalt sulfat.

Secara keseluruhan, proses netralisasi dan presipitasi ini tidak membutuhkan energi tambahan selain listrik untuk keperluan operasional mesin. Namun, penggunaan batu kapur pada tahap netralisasi akan menghasilkan reaksi yang melepaskan CO_2. Untuk proses presipitasi, dibutuhkan penambahan *quicklime* yang dapat diperoleh dalam bentuk jadi atau melalui kalsinasi batukapur.

Berdasarkan data yang dikumpulkan, rata-rata intensitas emisi untuk keperluan netralisasi dan presipitasi adalah sebesar 4,7 tCO_2e/ton Ni. Seluruh emisi tersebut berasal dari penggunaan batu kapur yang dikonsumsi untuk keseluruhan proses.

Utilitas kelistrikan

Pada studi ini, konsumsi energi listrik dari seluruh tahap produksi (permesinan) dan keperluan operasional kantor dihitung secara agregat. Mengingat seluruh fasiltias HPAL menggunakan energi listrik dari PLTU *captive*, maka energi dan emisi yang dihitung berdasarkan energi primer yang menjadi bahan bakar PLTU. Hasilnya, didapatkan



rata-rata intensitas energi sebesar 32,8 GJ/t-Ni. Dari seluruh penggunaan energi untuk listrik tersebut, diketahui bahwa 33,3% kebutuhan listrik dipenuhi dari pemanfaatan kembali sisa uap *(waste heat recovery)* yang dihasilkan pada pabrik pembuatan asam sulfat. Sisanya, yaitu sebesar 66,7%, berasal dari batubara sebagai bahan bakar utama PLTU. Dari profil energi tersebut, dapat ditentukan intensitas emisi untuk utilitas kelistrikan sebesar 4,5 tCO_2e/ton Ni. Seluruh emisi tersebut dikontribusikan oleh pembakaran batubara untuk pembangkitan listrik.

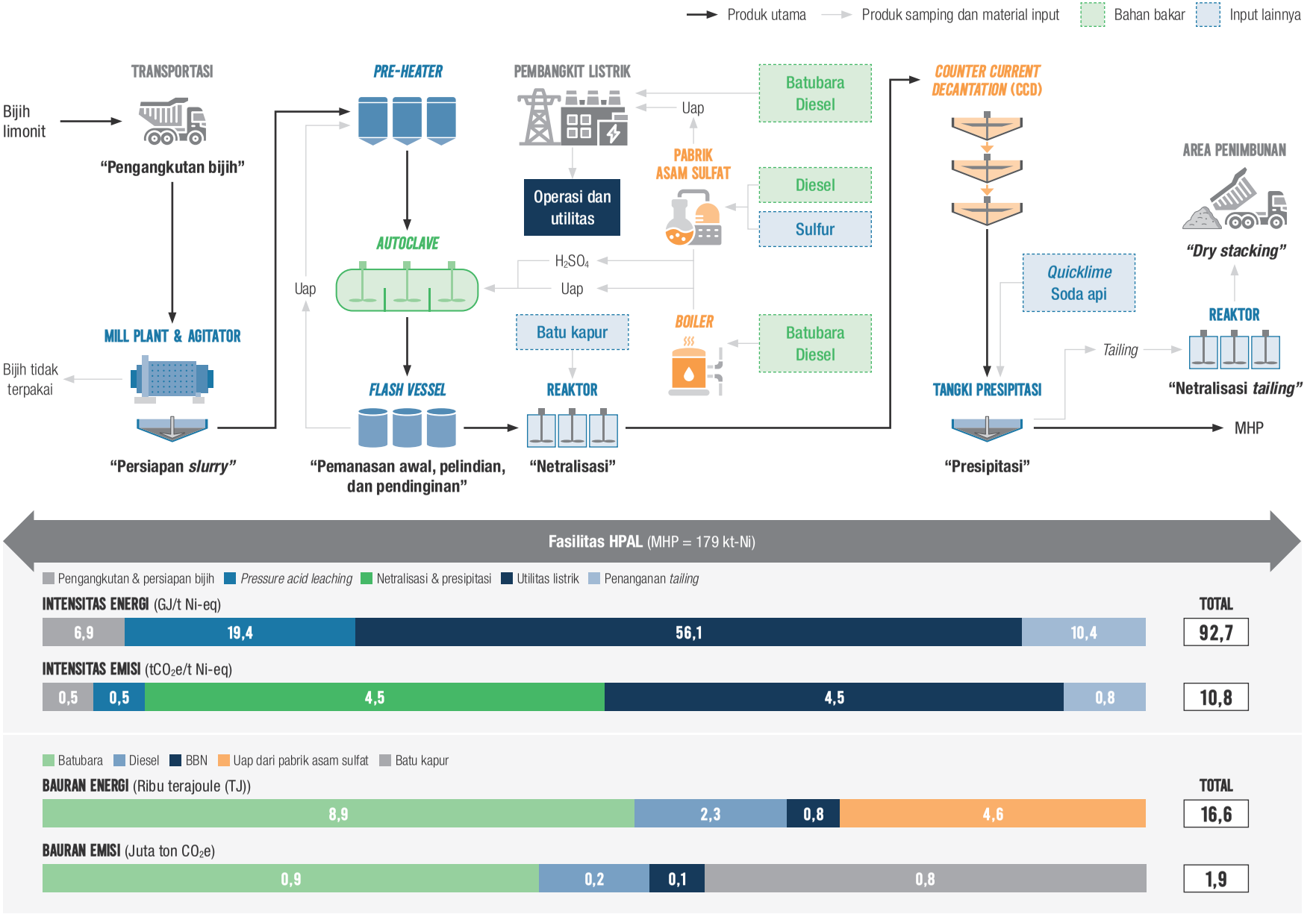
Penanganan *tailing*

Di samping menghasilkan produk utama berupa MHP, proses pemurnian nikel dengan teknologi HPAL juga menghasilkan produk samping berupa *tailing*. Sebelum diolah, *tailing* memiliki kandungan asam dan air yang tinggi. Maka dari itu, dilakukan proses netralisasi dan filtrasi sebelum akhirnya disimpan pada area pembuangan. Penyimpanan akhir *tailing* umumnya menggunakan metode *dry stacking* atau penimbunan pada area terbuka menggunakan alat berat, seperti *dump truck, excavator,* dan *bulldozer*. Penggunaan alat berat pada tahap ini mengkonsumsi energi sebesar 10,4 GJ/ton Ni. Sebesar 74,5% kebutuhan energi tersebut berasal dari bahan bakar diesel, sedangkan sisanya disediakan oleh biodiesel (25,2%) dan bensin (0,2%). Berdasarkan profil energi tersebut, intensitas emisi dari operasional peralatan bergerak dapat mencapai 0,8 tCO_2e/ton Ni.

Sebagai kesimpulan, diestimasikan bahwa total intensitas energi dan emisi dari keseluruhan proses produksi MHP dari bijih nikel adalah sebesar 92,7 GJ/ton Ni dan 10,8 tCO_2e/ton Ni. Jika dibandingkan dengan beberapa referensi, intensitas energi tersebut tergolong relatif rendah. Hal ini disebabkan oleh penggunaan teknologi generasi terbaru pada fasilitas HPAL di Indonesia, yang sebagian besar telah menerapkan pemanfaatan panas berlebih *(waste heat utilization)*. Sebagai contoh, Zhang *et al.* (2025) melaporkan bahwa intensitas energi proses HPAL dapat mencapai 272 GJ/ton Ni, dengan jejak karbon sebesar 19 tCO_2e/ton Ni. Temuan ini berdasarkan studi kasus pada fasilitas HPAL di Ramu (Papua Nugini), Goro (Kaledonia Baru), dan Ambatovy (Madagaskar).

Diagram alir proses hidrometalurgi, disertai dengan intensitas energi yang dibutuhkan dan intensitas emisi yang dilepaskan pada setiap proses, ditampilkan pada **Gambar 36**.

Gambar 36.
Alur pengolahan bijih nikel berbasis hidrometalurgi



2.4

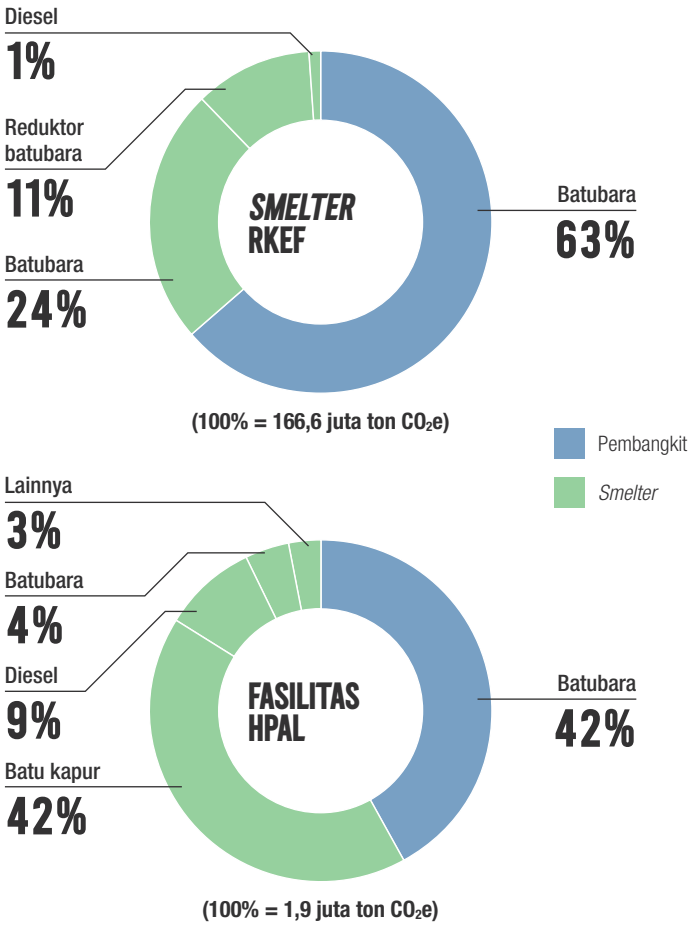
HIGHLIGHT PEMBANGKIT LISTRIK SEBAGAI SUMBER UTAMA EMISI

Sebagaimana diuraikan dalam bagian 2.2 dan 2.3, pemrosesan nikel melalui *smelter* RKEF maupun fasilitas HPAL memerlukan konsumsi listrik yang sangat besar. Konsekuensinya, pembangkit listrik menjadi sumber utama emisi, masing-masing menyumbang 63,5% dari total emisi pada *smelter* RKEF dan 42,3% pada fasilitas HPAL. Sementara itu, emisi selebihnya berasal dari proses pembakaran bahan bakar dan penggunaan material di dalam fasilitas produksi.

Secara nasional, Pembangkit listrik yang terintegrasi dengan *smelter* RKEF diestimasikan menghasilkan emisi sebesar 106,2 juta ton CO_2e, sedangkan pembangkit pada fasilitas HPAL menghasilkan 0,8 juta ton CO_2e. Jika digabungkan, emisi dari kedua jenis fasilitas tersebut mencapai 107,0 juta ton CO_2e, atau setara dengan 26% dari total emisi sektor pembangkitan listrik nasional.

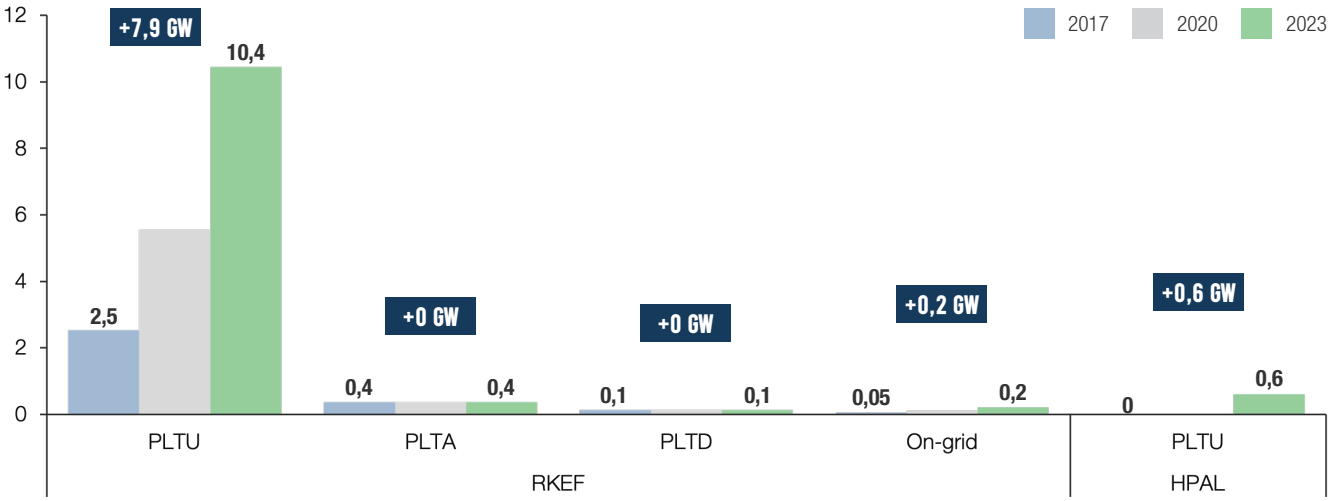
Tingginya emisi dari pembangkit listrik di industri nikel tidak lepas dari tren pembangunan PLTU yang eksponensial. Selama periode 2017–2023, kapasitas terpasang PLTU *captive* di industri nikel meningkat dari 2,5 menjadi 11,5 GW. Jumlah ini terdiri dari 10,4 GW untuk *smelter* RKEF dan 0,6 GW untuk *smelter* HPAL. Namun, di saat yang sama, tidak terjadi penambahan pada pembangkit listrik jenis lain, seperti PLTA dan PLTD. Selain itu, belum ada juga pembangunan pembangkit listrik rendah karbon lainnya, seperti PLTGU, PLTP, PLTS, dan PLTB. Terdapat beberapa perusahaan yang membangun PLTS skala kecil untuk keperluan kantor dan infrastruktur pendukung lainnya, tetapi tidak diperhitungkan dalam peta jalan ini.

Gambar 37.
Emisi GRK industri nikel berdasarkan lokasi emisi dihasilkan



Sumber: Penulis

Gambar 38.
Kapasitas terpasang pembangkit listrik di industri nikel
GW



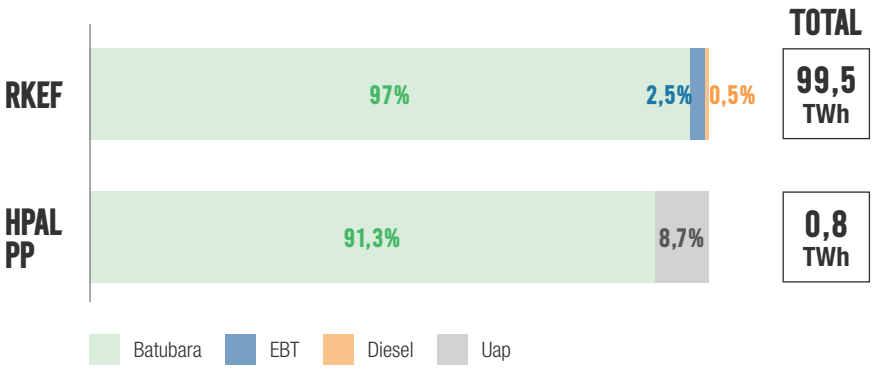
Sumber: Kemenkomarves (2024), Laporan perusahaan

Kebutuhan listrik yang intensif dari pemrosesan nikel menjadi faktor utama yang mendorong pembangunan PLTU secara masif, khususnya untuk *smelter* RKEF. Berdasarkan data dari enam sampel *smelter* RKEF, konsumsi listrik untuk memproduksi NPI/FeNi dari bijih nikel laterit berkisar di antara 35–50 MWh/ton Ni.

Variasi konsumsi listrik pada *smelter* RKEF dipengaruhi oleh kualitas bijih nikel serta efisiensi proses. Kualitas bijih, khususnya kadar nikel, yang semakin rendah akan meningkatkan kebutuhan energi untuk menghasilkan volume produk yang sama. Di sisi lain, efisiensi proses menggambarkan seberapa besar energi yang hilang selama pemrosesan. Pada *electric furnace,* konsumsi listrik turut dipengaruhi oleh jenis tungku yang digunakan. Umumnya, *smelter* RKEF di Indonesia menggunakan tipe tungku *submerged arc furnace*, yaitu tungku dengan elektroda yang sebagian tenggelam ke dalam lelehan kalsin. Tipe ini cenderung mengonsumsi lebih banyak listrik dibanding *open arc furnace,* yang menggunakan elektroda mengambang di atas lelehan. Meskipun demikian, tipe *submerged* lebih stabil karena tidak menimbulkan fluktuasi daya listrik dan biayanya relatif lebih rendah, sehingga lebih banyak dipilih.

Tingginya konsumsi listrik tersebut juga berdampak pada total konsumsi listrik dari industri nikel yang mencapai 100,3 TWh secara nasional. Dalam konteks dekarbonisasi, jumlah ini menggambarkan besarnya tantangan yang dihadapi dalam mencari alternatif energi yang bersih, namun tetap dapat memenuhi kebutuhan agar proses produksi tidak terganggu.

Gambar 39.
Bauran kelistrikan pada industri nikel
%



2.5

UPAYA DEKARBONISASI YANG TELAH DITERAPKAN

Pemetaan upaya dekarbonisasi dilakukan melalui wawancara yang dilakukan terhadap perwakilan dari 20 perusahaan pertambangan dan pengolahan nikel. Hasilnya menunjukkan bahwa upaya yang dapat mereduksi emisi secara signifikan masih jarang diterapkan. Sebaliknya, upaya dengan tingkat reduksi emisi yang relatif kecil merupakan yang banyak diterapkan. Hal ini disebabkan oleh kondisi industri nikel yang masih cukup baru. Dengan demikian, upaya dengan potensi reduksi emisi yang besar, seperti penggunaan energi bersih untuk aktivitas produksi, umumnya masih dalam tahap pengkajian.

Upaya dekarbonisasi dengan tingkat adopsi paling tinggi di antara perusahaan-perusahaan sampel adalah penggunaan Bahan Bakar Nabati (BBN) sebagai bahan bakar alat berat di pertambangan dan *smelter*. BBN juga mulai untuk menggantikan sebagian bahan bakar diesel pada *generator set* (genset) di area pertambangan. BBN yang digunakan berupa biodiesel berbasis minyak kelapa sawit jenis B30 dan B35. Hal ini sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 12 Tahun 2015 yang mewajibkan campuran minimal 30% dimulai sejak tahun 2020 dan Surat Edaran Dirjen EBTKE Nomor 10 Tahun 2022 yang meningkatkannya menjadi 35% mulai dari Februari 2023.

Pada fasilitas HPAL, penggunaan kembali sisa uap panas *(waste heat)* dari produksi asam sulfat merupakan praktik yang telah diterapkan pada sebagian besar perusahaan, meski dengan skala yang berbeda-beda. Upaya ini telah terbukti berhasil mengurangi pembakaran batubara untuk memasok uap panas pada proses pelindian dengan tekanan tinggi dalam *autoclave*.

Praktik dekarbonisasi lain yang banyak dilakukan adalah penanaman pohon, baik di dalam area industri, seperti pembuatan Ruang Terbuka Hijau (RTH), maupun di luar, seperti program restorasi lahan. Perusahaan tambang nikel juga melakukan penanaman pohon di lahan bekas tambang sebagaimana diwajibkan oleh UU Nomor 3 Tahun 2020 dengan mengikuti kaidah pelaksanaan yang diatur dalam Keputusan Menteri ESDM Nomor 1827 Tahun 2018. Perlu digarisbawahi bahwa penanaman pohon tidak mengurangi emisi secara absolut, tetapi menyerap emisi dari atmosfer *(removal)*.

Beberapa perusahaan telah mencoba menerapkan aksi dekarbonisasi yang lebih signifikan. Pada pertambangan, terdapat upaya elektrifikasi *dump truck* yang mulai diterapkan di salah satu tambang nikel di Halmahera Tengah. Konsumsi energi truk listrik lebih efisien dibanding truk konvensional karena menggunakan teknologi *regenerative braking* yang mengkonversi friksi pengereman kendaraan menjadi daya listrik yang disimpan dalam baterai.

Pada *smelter* RKEF, sebagian perusahaan juga telah menerapkan pemanfaatan panas berlebih dengan mengalirkan panas dari *electric furnace* dan *rotary kiln* ke *rotary dryer*. Konfigurasi dari praktik ini dapat bervariasi pada masing-masing perusahaan. Perusahaan yang belum menerapkan praktik ini umumnya sejak awal tidak merancang desain yang mendukung, sehingga sulit untuk melakukan modifikasi.

Selain itu, beberapa perusahaan juga mulai mencoba penggunaan biomassa sebagai bahan bakar dan reduktor pengganti batubara. Biomassa digunakan sebagai campuran bahan bakar PLTU secara bertahap. Biomassa, seperti cangkang kelapa sawit, juga mulai digunakan sebagai reduktor, menggantikan antrasit dan semikokas. Penggunaan biomassa merupakan opsi yang saat ini paling mungkin diterapkan untuk mengurangi emisi dari material reduktor. Sebab, alternatif lainnya, yaitu penggunaan gas hidrogen, masih sangat terbatas dan mahal.

Upaya dekarbonisasi yang dapat mereduksi emisi secara signifikan adalah penggunaan pembangkit EBT untuk proses produksi. Namun, sejauh ini baru ada satu perusahaan yang menerapkannya melalui penggunaan PLTA. Beberapa kawasan industri berencana membangun pembangkit EBT yang bersifat intermiten, seperti PLTS dan PLTA, untuk memenuhi target bauran EBT nasional.

Gambar 40.
Upaya dekarbonisasi yang telah diterapkan industri nikel sampai tahun 2024

Tingkat adopsi	Pertambangan	*Smelter* RKEF	Fasilitas HPAL
Tinggi	**Terkait proses produksi:** • Penggunaan Bahan Bakar Nabati (BBN) sebagai bahan bakar alat berat • Penggunaan BBN sebagai bahan bakar *generator set* (genset) **Lainnya:** Reklamasi tambang	**Terkait proses produksi:** Penggunaan BBN untuk alat berat **Lainnya:** Penanaman pohon dan pembuatan Ruang Terbuka Hijau (RTH)	**Terkait proses produksi:** • Pemanfaatan panas berlebih dari pabrik asam sulfat pada *autoclave* dan pembangkit listrik • Penggunaan BBN untuk alat berat **Lainnya:** Penanaman pohon dan pembuatan RTH
Terbatas	**Terkait proses produksi:** • Penggunaan *electric dump truck* • Penyesuaian *fleet size* dan kondisi/medan jalan **Lainnya:** Instalasi solar PV untuk fasilitas pendukung	**Terkait proses produksi:** • Pemanfaatan panas berlebih dari *furnace* dan *rotary kiln* pada *rotary dryer (waste heat utilization)* • Penggunaan reduktor berbasis biomassa berkelanjutan • *Co-firing* BBN pada *rotary dryer* dan *rotary kiln* • *Co-firing* biomassa pada PLTU • Penggantian pembangkit Listrik *off-grid* ke sistem *on-grid* disertai pembelian *Renewable Energy Certificate* (REC) • Penggunaan PLTA untuk fasilitas produksi **Lainnya:** • Penggunaan bus listrik untuk pekerja • Instalasi solar PV untuk fasilitas pendukung	**Terkait proses produksi:** • Transportasi bijih dari tambang ke *smelter* menggunakan *slurry pipeline* • Pengendalian karakteristik bijih input **Lainnya:** Instalasi solar PV untuk fasilitas pendukung
Perencanaan	**Terkait proses produksi:** • Penggunaan *dump truck* Listrik • Penyesuaian *fleet size* dan kondisi/medan jalan **Lainnya:** Penggunaan lampu surya	**Terkait proses produksi:** • Instalasi solar PV untuk fasilitas produksi • Penggunaan gas bumi sebgai bahan bakar *rotary kiln* dan *rotary dryer* • Penggunaan PLTGU untuk fasilitas produksi **Lainnya:** -	**Terkait proses produksi:** Instalasi solar PV untuk fasilitas produksi **Lainnya:** -

B A B

03

KERANGKA DAN POTENSI DEKARBONISASI



Strategi dekarbonisasi dalam peta jalan ini difokuskan pada sub-sektor ekstraksi primer berbasis pirometalurgi, mengingat besarnya kontribusi emisinya. Empat pendekatan utama dipertimbangkan untuk menurunkan emisi absolut, diantaranya:

- **Pencegahan dan efisiensi**, dengan fokus pada optimalisasi neraca massa dan energi untuk menghindari aktivitas penghasil emisi.
- **Pergantian bahan bakar beremisi tinggi ke alternatif rendah karbon**, dengan memperhitungkan karakteristik teknis dan pembakaran masing-masing bahan bakar.
- **Substitusi material**, yakni penggantian bahan baku atau reaksi kimia dalam proses produksi agar menghasilkan lebih sedikit emisi gas rumah kaca.
- **Elektrifikasi**, dengan mendorong penggunaan pembangkit listrik rendah karbon dan menilai potensi penggantian energi berdasarkan kapasitas dan efisiensi teknis.

Peta jalan ini menekankan pengurangan emisi melalui pendekatan reduksi emisi GRK secara absolut *(abatement)*, sehingga upaya sekuestrasi *(removal)* tidak dimasukkan ke dalam trajektori dekarbonisasi. Sebab, teknologi penangkapan karbon bisa dipertimbangkan di tahap berikutnya, setelah upaya reduksi sudah dilakukan secara maksimal.

Gambar 41.
Kerangka strategi dekarbonisasi di industri nikel



Dari keempat pilar dekarbonisasi secara reduksi absolut *(abatement)*, peta jalan ini menentukan alternatif dekarbonisasi untuk masing-masing pilar berdasarkan empat kriteria yang mencakup aspek dampak, teknologi, dan biaya:

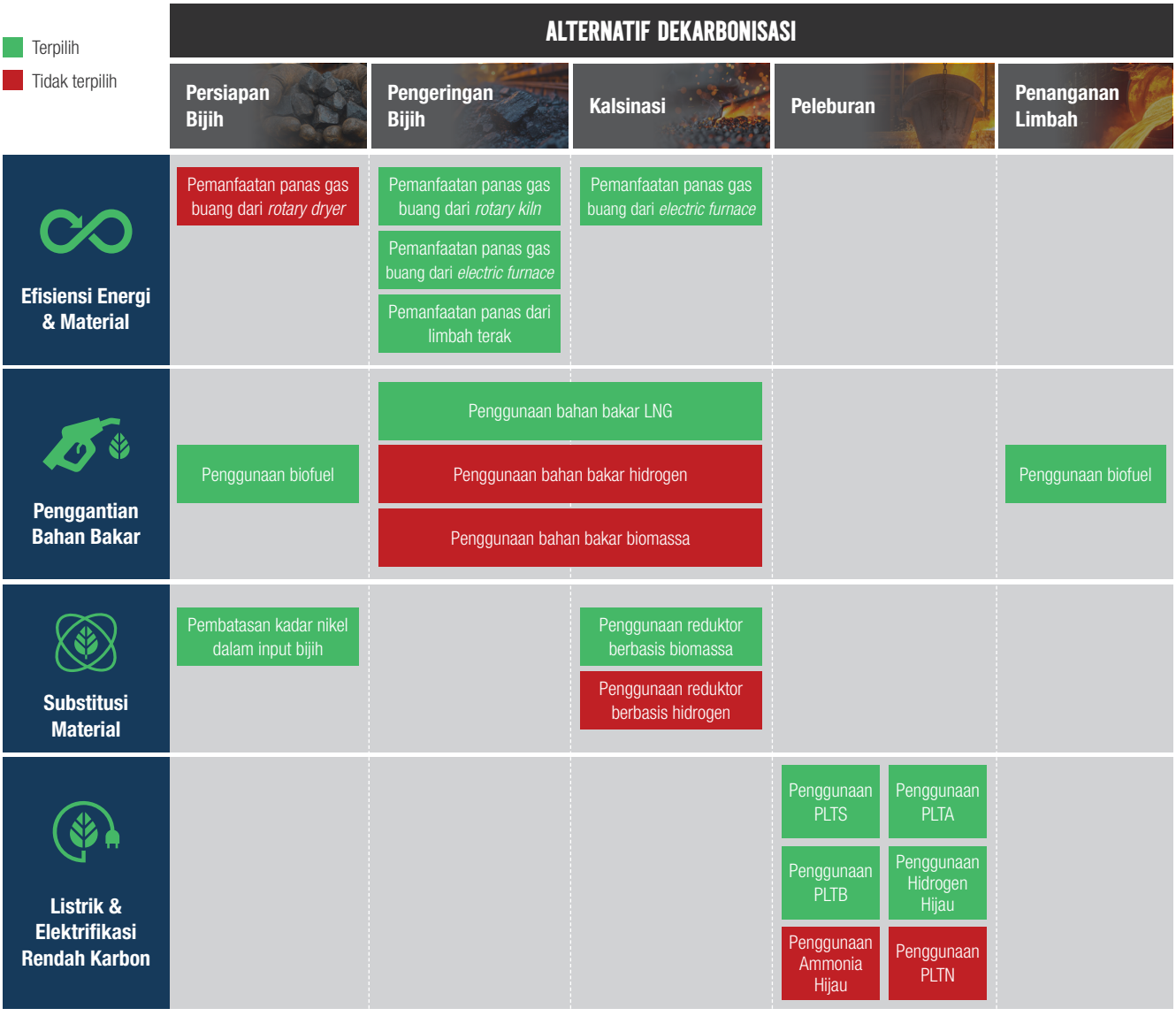
- Potensi reduksi emisi
- Kesiapan teknologi (*Technological Readiness Level*/TRL)
- Dampak penerapan aksi dekarbonisasi terhadap proses produksi dan kualitas produk
- Besar biaya modal dan operasi

Berdasarkan tingkat kesiapan teknologi, beberapa alternatif tidak dimasukkan dalam skenario dekarbonisasi studi ini. Hanya alternatif dengan TRL minimal 8 (setidaknya telah mulai diterapkan) yang dipertimbangkan. Namun, terdapat pengecualian untuk penggunaan

hidrogen sebagai alternatif pembangkit listrik di Klaster 2 (Maluku Utara), mengingat keterbatasan ketersediaan energi baru dan terbarukan konvensional (PLTA, PLTS, dan PLTB). Risiko terhadap proses dan produk eksisting turut menjadi pertimbangan.

Risiko diklasifikasikan ke dalam tiga tingkat: tinggi (berpengaruh signifikan terhadap kualitas produk dan proses), sedang (berpengaruh terhadap salah satu), dan rendah (pengaruh minimal). Selain itu, risiko terhadap parameter lingkungan non-emisi juga dianalisis. Risiko tinggi mencakup dampak negatif pada lebih dari satu parameter lingkungan, sedang pada satu parameter, dan rendah apabila dampaknya tidak signifikan. Beberapa alternatif terpilih memiliki risiko signifikan, seperti penggunaan biomassa sebagai reduktor yang menghadapi ketidakpastian pasokan, serta penggunaan listrik bersih yang dapat berdampak pada penggunaan lahan dalam skala besar. **Gambar 42** merangkum alternatif yang dipertimbangkan dalam skenario dekarbonisasi studi ini.

Gambar 42.
Alternatif aksi dekarbonisasi terpilih dalam peta jalan



3.1

EFISIENSI ENERGI

Pilar 1
Efisiensi Energi
(pemanfaatan panas dalam gas buang)

	Alternatif aksi dekarbonisasi	TRL	Keterangan	Ketersediaan	Risiko Proses
■	Dari *rotary dryer* ke *stockpile* bijih	3	Belum diterapkan, meski memungkinkan	14% panas dalam gas buang dapat dimanfaatkan	Sedang
■	Dari *rotary kiln* ke *rotary dryer*	9	Telah diterapkan oleh minimal 2 RKEF	14% panas dalam gas buang dapat dimanfaatkan	Rendah
■	Dari *electric furnace* ke *rotary dryer*	9	Telah diterapkan oleh minimal 2 RKEF	34% panas dalam gas buang dapat dimanfaatkan	Rendah
■	Dari *electric furnace* ke *rotary kiln*	7	Telah diterapkan oleh minimal 1 RKEF	34% panas dalam gas buang dapat dimanfaatkan	Tinggi
■	Dari *slag* ke *rotary dryer*	8	Telah diterapkan oleh minimal 1 RKEF dan banyak pabrik pengolahan baja	20% panas dalam gas buang dapat dimanfaatkan	Rendah



■ Terpilih ■ Tidak terpilih

Upaya efisiensi energi yang efektif mengurangi emisi dan telah diimplementasikan di industri nikel adalah penggunaan kembali sisa panas *(waste heat utilization)*. Upaya ini dapat dilakukan baik melalui penggunaan panas secara langsung maupun digunakan untuk membangkitkan listrik. Pada *smelter* RKEF, potensi sisa panas yang dapat dimanfaat kembali dapat bersumber dari *rotary dryer, rotary kiln, electric furnace,* dan *tapping out slag*. Untuk menentukan besaran potensi panas yang dapat digunakan kembali, studi ini menggunakan neraca energi tipikal pada *smelter* RKEF (Liu *et al.*, 2016).

Rotary dryer ke *ore stockpile*

Pada *rotary dryer*, sekitar 23% energi panas terbuang melalui gas buang, sementara hanya 64% dimanfaatkan untuk penguapan air dalam proses pengeringan bijih. Gas bakar masuk dengan temperatur ~800°C, sedangkan gas buang keluar pada ~120°C. Karena suhu ini jauh di bawah kebutuhan pengeringan, pemanfaatan ulang gas buang ke *rotary dryer* tidak memungkinkan. Meski secara teknis gas buang dapat diarahkan untuk pengeringan bijih di tempat penyumpinan *(stockpile)*, opsi ini tidak dikaji lebih lanjut dalam studi ini karena potensi efisiensi rendah akibat kehilangan panas di ruang terbuka dan risiko keselamatan tambahan bagi pekerja.

Rotary kiln ke *rotary dryer*

Pada *rotary kiln*, sekitar 22% energi panas dalam *rotary kiln* terbuang melalui gas buang, sementara hanya 42% dimanfaatkan untuk reaksi utama (penguapan air terperangkap, reduksi, dan dekomposisi batu kapur). Temperatur gas buang dari *rotary kiln* (~250°C) tidak cukup untuk dimanfaatkan kembali dalam kiln itu sendiri (dibutuhkan ≥900°C), namun dapat digunakan sebagai sumber panas untuk *rotary dryer* (kebutuhan ~220°C). Hingga 2013, dua *smelter* nikel laterit telah menerapkan pemanfaatan gas buang *kiln* ke *dryer* melalui *heat exchanger,* tanpa kendala besar terkait suhu tinggi dan debu, serta dengan kestabilan operasi yang relatif tinggi. Teknologi ini terbukti andal (TRL 9/11) dan telah digunakan luas di industri logam. Namun, efisiensi panas yang dapat dimanfaatkan hanya ~14%, dengan lebih dari 80% panas tetap terbuang akibat kehilangan selama transfer dan pembakaran parsial. Biaya investasi awal diperkirakan sebesar USD 6,6 juta, dengan potensi penghematan operasional sekitar USD 0,9 juta per tahun.

Electric furnace ke *rotary dryer*

Pada *electric furnace,* hanya 35% energi panas yang dimanfaatkan untuk proses reduksi dan pelelehan, sementara 3% terbuang melalui gas buang bersuhu ~900°C. Karena temperatur operasi *electric furnace* mencapai 1.550°C, pemanfaatan ulang gas buang ke *furnace* tidak memungkinkan. Namun, gas buang ini dapat digunakan sebagai sumber panas untuk *rotary dryer* (~220°C) dan *rotary kiln* (~850°C). Pemanfaatan gas buang *furnace* ke *rotary dryer* telah diterapkan pada setidaknya dua *smelter* RKEF sejak 2013. Sistem ini dianggap andal (TRL 9/11), murah, dan cukup fleksibel terhadap fluktuasi suhu dan aliran gas, meskipun perawatan debu bertemperatur tinggi tetap diperlukan. Efisiensi energi pada *dryer* dapat mencapai ~34%, namun lebih dari 60% panas tetap hilang selama transfer dan pembakaran parsial. Temperatur masuk ke *dryer* dapat mencapai ~300°C, cukup untuk menguapkan kadar air bebas. Investasi awal diperkirakan USD 9 juta dengan penghematan operasional hingga USD 2 juta per tahun.

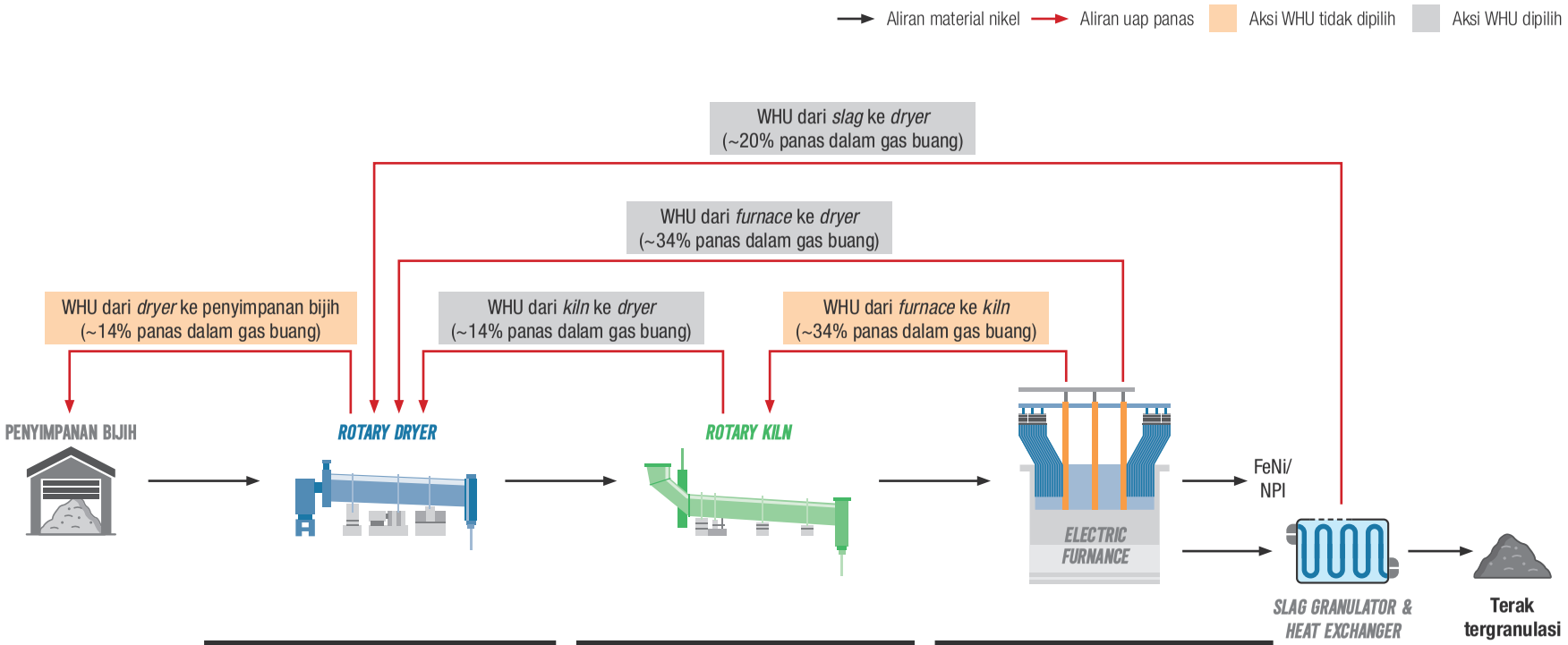
Electric furnace ke *rotary kiln*

Sementara itu, pemanfaatan gas buang *furnace* ke *rotary kiln* telah dicoba oleh Eramet SLN di Kaledonia Baru, namun dinilai lebih menantang secara teknis karena fluktuasi gas buang akibat variasi proses peleburan. Sistem *kiln* yang ideal perlu mengumpulkan gas buang dari beberapa *furnace* untuk menstabilkan aliran. Dengan pertimbangan tersebut, opsi ini dinilai memiliki TRL 7/11 dan tidak dikaji lebih lanjut dalam studi ini.

Slag tapping out ke *rotary dryer*

Potensi pemanfaatan panas terbesar terdapat pada terak *(slag),* yang diperkirakan mengandung 44% dari total energi sistem. Dalam kondisi ideal, panas ini dapat dimanfaatkan untuk *rotary dryer* dan *kiln*. Salah satu contoh penerapannya adalah di Pacific Metals (Pamco), Jepang, yang memanfaatkan udara panas dari proses granulasi *slag* melalui *counter-current heat exchanger* untuk memanaskan *rotary dryer.* Sistem ini juga menghasilkan *saturated steam* dan terak yang stabil dan bernilai jual. Meskipun teknologinya tersedia secara komersial, sistem penangkapan panas secara penuh masih memerlukan desain khusus, sehingga TRL-nya diperkirakan 8/11. Efisiensi energi yang dicapai untuk *rotary dryer* hanya sekitar 20%, dengan ~80% panas hilang selama transfer dan proses granulasi. Gas panas yang disalurkan ke *dryer* bisa mencapai suhu ~300°C yang cukup untuk menguapkan kadar air bebas pada bijih. Biaya investasi awal sistem ini diperkirakan USD 50 juta, dengan potensi penghematan operasional hingga USD 3,7 juta per tahun.

Gambar 43.
Neraca energi dan potensi pemanfaatan ulang panas pada *smelter* RKEF



Neraca energi (% energi terkandung)			
Input (100%)		Output (100%)	
Bahan bakar	95%	Evaporasi	64%
Kandungan air	3%	Gas buang	23%
Bijih	2%	Bijih kering	5%
Udara	0,3%	Lainnya	8%

Neraca energi (% energi terkandung)			
Input (100%)		Output (100%)	
Bahan bakar	81%	Evaporasi	21%
Reaksi reduksi	18%	Gas buang	23%
Lainnya	1%	Kalsin	35%
		Lainnya	22%

Neraca energi (% energi terkandung)			
Input (100%)		Output (100%)	
Bahan bakar	55%	Terak	44%
Reaksi pembentukan terak	21%	Reaksi endotermik	22%
Input kalsin	16%	Peleburan	13%
Reaksi gas CO	8%	Lainnya	21%

3.2

PENGGANTIAN BAHAN BAKAR

Pilar 2
Penggantian Bahan Bakar

	Alternatif aksi dekarbonisasi	TRL	Keterangan	Ketersediaan	Risiko Proses
■	Penggantian bahan bakar batubara *rotary dryer* dan *rotary kiln* dengan LNG	9	Telah diterapkan oleh minimal 2 RKEF	Cadangan gas nasional memadai dan sedang dibangun 7 terminal penerimaan LNG di Sulawesi dan Maluku	Rendah
■	Penggantian bahan bakar batubara *rotary dryer* dan *rotary kiln* dengan hidrogen	3	Belum diterapkan, meski memungkinkan	Rencana kapasitas produksi berdasarkan peta jalan hidrogen Indonesia: • 2035 = 1,3 mtpa • 2040 = 5,3 mtpa • 2045 = 7,9 mtpa	Rendah
■	Penggantian bahan bakar batubara *rotary dryer* dan *rotary kiln* dengan biomassa	3	Belum diterapkan, meski memungkinkan	Potensi tahunan cangkang kelapa sawit nasional: 6,6 mtpa	Rendah



■ Terpilih ■ Tidak terpilih

Berdasarkan profil *smelter* RKEF, emisi terbesar dalam *rotary dryer* dan kiln berasal dari pembakaran batubara *sub-bituminous* sebagai energi utama. Jenis batubara ini memiliki faktor emisi tinggi, yakni 100.575 $kgCO_2e/TJ$ (ESDM, 2018), tetapi masih menjadi pilihan utama karena harganya yang relatif murah, yaitu rata-rata sekitar USD 2.932/TJ di Indonesia. Mengingat kontribusinya yang dominan terhadap emisi, beberapa alternatif bahan bakar kini tengah dipertimbangkan untuk menggantikan batubara.

Gas alam/LNG pada *rotary dryer* & *kiln*

Alternatif pertama adalah gas alam, yang memiliki faktor emisi sebesar 57.640 $kgCO_2e/TJ$ atau 43% lebih rendah dibandingkan batubara. Namun, dengan harga rata-rata mencapai USD 12.141/TJ, biaya operasional meningkat lebih dari empat kali lipat. Ketiadaan kebijakan batas atas harga LNG dan regasifikasi untuk industri nikel berkontribusi pada besarnya selisih biaya dengan batubara tersebut. Estimasi biaya pengurangan emisi mencapai USD 215/tCO_2e, belum termasuk investasi infrastruktur gas (penyimpanan dan transportasi), dengan perkiraan CAPEX USD 16.481/TJ dan OPEX tambahan USD 1.097/TJ. Beberapa *smelter* di luar negeri, seperti Loma de Niquel (Venezuela) dan Cerro Matoso (Kolombia), telah mengimplementasikan sistem ini. Dengan demikian, teknologi ini tergolong matang dan dinilai memiliki TRL 9/11.

Hidrogen pada *rotary dryer* dan *kiln*

Hidrogen yang diproduksi menggunakan energi bersih *(green hydrogen)* juga dipertimbangkan sebagai pengganti batubara, dengan faktor emisi nol dan nilai kalor tinggi (120 MJ/kg, NCV), melebihi gas alam. Namun, implementasinya di industri pengolahan nikel masih sangat terbatas dan memerlukan riset lanjutan, meskipun penggunaannya mulai dijajaki di industri besi dan baja. Dengan harga mencapai USD 45.193/TJ, biaya pengurangan emisi diperkirakan sekitar USD 256 per tCO_2e. Investasi awal dan biaya operasional diperkirakan sedikit lebih tinggi (~5%) dibanding LNG. Hingga kini belum ada penerapan hidrogen pada *rotary dryer* maupun *kiln*, sehingga tingkat kesiapan teknologi (TRL) diperkirakan baru mencapai 3/11.

Biomassa pada *rotary dryer* dan *kiln*

Alternatif lain adalah *co-firing* biomassa berkelanjutan, yang dapat mencegah timbulnya emisi karena dianggap netral karbon selama siklus hidupnya. Dengan harga rata-rata biomassa (arang cangkang sawit) sekitar USD 3.490/TJ, biaya pengurangan emisi diperkirakan hanya USD 6 per tCO_2e. Jenis biomassa tertentu memiliki karakteristik yang mirip dengan batubara, yaitu kandungan karbon tinggi dan air yang rendah. Dengan begitu, kebutuhan investasi tambahan relatif kecil dan terbatas pada modifikasi sistem pembakaran. Tantangan utama biomassa adalah keterbatasan pasokan dan ketidakpastian kualitas. Nilai kalor biomassa yang rendah (~29,5 MJ/kg) membuat kebutuhan volume bahan bakar jauh lebih tinggi, sehingga menambah sumber daya untuk transportasi dan penyimpanan. Hingga kini belum ada penggunaan biomassa sebagai bahan bakar *rotary dryer* atau *kiln*, meskipun *co-firing* telah umum di PLTU. Oleh karena itu, TRL-nya diperkirakan masih pada level 3/11.

Ketersediaan alternatif terpilih

Meninjau ketiga alternatif tersebut, penggantian batubara termal pada *dryer* dan *kiln* dengan gas alam (LNG) diprioritaskan pada kajian ini, karena kesiapan teknologi dan rantai pasok yang lebih baik dibandingkan dengan dua alternatif lainnya.

Untuk menerapkan upaya dekarbonisasi terpilih, ketersediaan cadangan gas alam tidak menjadi persoalan. Pada tahun 2023, Indonesia memiliki cadangan sebesar 39,4 TSCF yang mayoritasnya terletak di Maluku dan Papua. Sebagian dari gas alam tersebut diolah di dalam negeri menjadi produk LNG sebanyak 16 juta metrik ton pada tahun 2023. Sekitar 65% dari jumlah tersebut diekspor, sedangkan sisanya dipasok ke pembangkit listrik PLN dan industri, seperti petrokimia, baja, dan keramik. Dengan adanya *offtake agreement* tersebut, dibutuhkan peningkatan produksi LNG untuk memenuhi kebutuhan *smelter* nikel.

Tantangan lainnya terletak pada ketersediaan infrastruktur penunjang yang masih terbatas di wilayah Sulawesi dan Maluku. Infrastruktur terminal penerimaan *(receiving)* dengan fasilitas penyimpanan dan regasifikasi dibutuhkan untuk memasok LNG ke kawasan industri nikel. Namun, hingga tahun 2024, belum ada terminal penerimaan LNG yang beroperasi dengan tujuh proyek yang dalam tahap perencanaan/konstruksi. Sebagian besar proyek tersebut merupakan bagian dari proyek *Sulawesi-Maluku Cluster* yang digarap oleh PLN EPI dan konsorsium AG&P (lihat **Tabel 2**). Proyek ini ditargetkan akan memiliki total kapasitas regasifikasi sebesar 2,3 mtpa untuk memasok pembangkit listrik.

Tabel 2.
Daftar infrastruktur terminal LNG di Sulawesi dan Maluku

Wilayah	Nama fasilitas	Jenis	Status	Kapasitas (Mtpa)	Tahun beroperasi	Pemilik/Operator
Sulawesi Tengah (Klaster 1)	Donggi-Senoro LNG	Pengiriman	Beroperasi	2.0	2015	PT Donggi-Senoro LNG (Mitsubishi, KOGAS, Pertamina, MedcoEnergi)
	Palu LNG	Penerimaan	Dihentikan sementara	2.0	-	LNG Alliance
Maluku Utara (Klaster 2)	Ternate LNG	Penerimaan	Direncanakan	Skala kecil	2026	PLN EPI & AG&P Indonesia (Sulawesi-Maluku Cluster)
Sulawesi Selatan dan Tenggara (Klaster 3)	Sengkang LNG	Pengiriman	Dalam konstruksi	2.0	-	Energy World Corporation (EWC)
	Kendari LNG	Penerimaan	Direncanakan	Skala kecil	2026	PLN EPI & AG&P Indonesia *(Sulawesi-Maluku Cluster)*
	Bau-Bau LNG	Penerimaan	Direncanakan	Skala kecil	2026	
	Pomalaa LNG	Penerimaan	Direncanakan	Skala kecil	2026	
Lainnya di Sulawesi dan Maluku	Gorontalo LNG	Penerimaan	Direncanakan	Skala kecil	2026	
	Ambon LNG	Penerimaan	Direncanakan	Skala kecil	2026	



3.3

PENGGANTIAN MATERIAL

Pilar 3
Penggantian Material

	Alternatif aksi dekarbonisasi	TRL	Keterangan	Ketersediaan	Risiko Proses
■	Pembatasan kandungan logam nikel pada bijih nikel input	11	Praktik *blending* bijih nikel sudah umum dilakukan	Target kandungan nikel dalam bijih: 1,73%	Sedang
■	Penggantian batubara reduktan dengan biomassa	8	Telah diterapkan oleh minimal 1 RKEF	Potensi limbah cangkang kelapa sawit Indonesia: 6,56 mtpa	Tinggi
■	Penggantian batubara reduktan dengan hidrogen	3	Belum diterapkan, meski memungkinkan	Rencana kapasitas produksi berdasarkan peta jalan hidrogen Indonesia: • 2035 = 1,3 mtpa • 2040 = 5,3 mtpa • 2045 = 7,9 mtpa	Tinggi



■ Terpilih ■ Tidak terpilih

Penggantian material bertujuan untuk mengurangi konsumsi energi dan emisi yang dihasilkan dari proses produksi nikel. Material yang dapat digantikan mencakup input bijih nikel serta bahan baku lainnya, seperti reduktor, pasta elektroda, dan batu kapur. Penggantian ini dilakukan dengan menggunakan material sejenis berkualitas lebih tinggi atau material yang berbeda. Sama halnya dengan penggantian bahan bakar, upaya penggantian material umumnya hanya memerlukan modifikasi minimal pada fasilitas produksi, sehingga tidak membutuhkan biaya investasi besar. Namun, upaya ini dapat meningkatkan biaya operasional dan memengaruhi stabilitas operasi jika material pengganti lebih mahal atau memiliki pasokan yang terbatas.

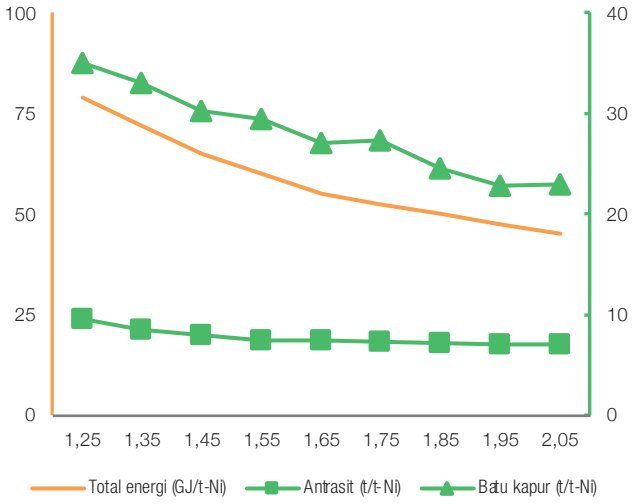
Penggunaan bijih nikel dengan kadar tinggi

Kualitas bijih nikel, terutama kadar nikel di dalamnya, menentukan konsumsi energi pada proses pengolahan. Semakin rendah kadar nikel yang terkandung dalam bijih, maka semakin besar energi yang dibutuhkan untuk memproduksi barang yang sama. Selain itu, bijih dengan kualitas lebih rendah juga memerlukan lebih banyak penggunaan material input, seperti antrasit dan batu kapur, yang menghasilkan emisi karbon selama proses (lihat **Gambar 44**). Akibatnya, untuk

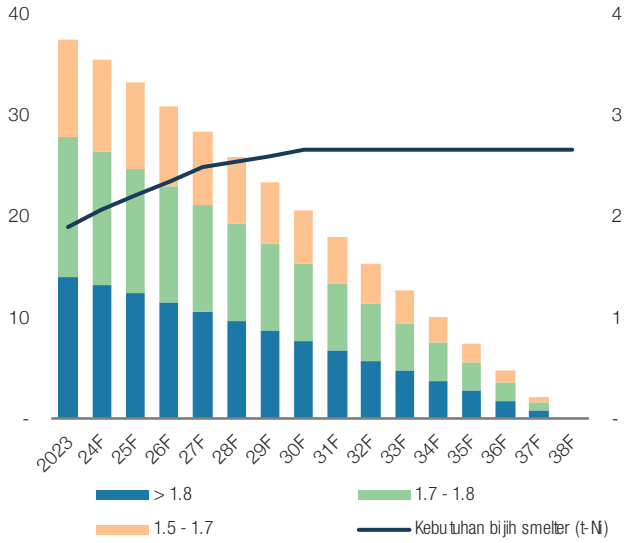
memproduksi produk akhir yang sama, penggunaan bijih nikel dengan kadar rendah menghasilkan emisi karbon lebih tinggi.

Untuk mengatasi permasalahan tersebut, diperlukan pengendalian terhadap penggunaan bijih nikel di *smelter* agar kadar nikel yang digunakan tetap relatif stabil dari waktu ke waktu. Hal ini penting mengingat di lapangan telah terdapat *smelter-smelter* RKEF yang menggunakan bijih nikel dengan kadar sekitar 1,5%atau bahkan lebih rendah. Di sisi lain, data menunjukkan bahwa cadangan bijih nikel nasional dengan kadar lebih dari 1,5% mencapai 37,5 juta ton nikel, di mana sebanyak 37% di antaranya memiliki kadar di atas 1,8% (Kementerian ESDM, 2024). Berdasarkan data cadangan tersebut, rata-rata kadar nikel mencapai 1,73%. Dengan demikian, apabila dilakukan pencampuran bijih secara optimal, penggunaan bijih nikel dengan kadar rata-rata tersebut dapat dipertahankan hingga seluruh cadangan habis. Berdasarkan proyeksi kebutuhan bijih untuk *smelter* pirometalurgi, cadangan bijih dengan kadar di atas 1,5% diperkirakan dapat mencukupi hingga tahun 2038, dengan asumsi tidak ada penemuan cadangan baru (lihat **Gambar 45**). Oleh karena itu, pengutamaan penggunaan bijih nikel berkadar tinggi dapat menjadi strategi dekarbonisasi yang layak untuk dilakukan.

Gambar 44.
Kebutuhan energi dan material pada *smelter* RKEF
Energi (GJ/t-Ni); Material (t/t-Ni)



Gambar 45.
Proyeksi cadangan nikel nasional
t-Ni



Penggantian reduktor berbasis batubara dengan biomassa

Selain itu, berdasarkan profil emisi dari pengolahan nikel melalui jalur proses produksi pirometalurgi, sumber emisi terbesar dari penggunaan material input selain bahan bakar berasal dari penggunaan batubara sebagai reduktor. Sebagaimana dijelaskan pada Bagian 2.2, reduktor dibutuhkan untuk mereduksi logam Ni dan Fe dalam bijih yang telah dikeringkan. reduktor yang mengandung banyak karbon akan mereduksi oksida mineral dengan menyediakan cukup gas CO yang bersifat reduktif di dalam sistem. Secara teoritis, reaksi yang terjadi dari proses reduksi di *rotary kiln* dapat dijelaskan sebagai berikut.

$$C(s) + NiO(s) \xrightarrow{800^{o}C} CO(g) + Ni(s)$$
In coal

$$CO(g) + NiO(s) \xrightarrow{800^{o}C} CO_2(g) + Ni(s)$$

$$CO_2(g) + C(s) \xrightarrow{800^{o}C} 2CO(g)$$

$$CO(g) + Fe_2O_3(s) \xrightarrow{800^{o}C} CO_2(g) + 2FeO(s)$$

Batubara dan produk turunannya merupakan material reduktan yang paling banyak digunakan karena tingginya kandungan karbon, pasokan yang mudah didapatkan, dan harganya yang kompetitif. Terdapat tiga jenis reduktan berbasis batubara yang digunakan pada proses pirometalurgi nikel, yaitu antrasit, semi kokas, dan *carbon raiser*. Antrasit merupakan jenis batubara dengan kualitas terbaik, ditandai dengan tingginya nilai kalor dan rendahnya zat pengotor. Sementara itu, semi kokas dan *carbon riser* adalah produk olahan batubara dengan proses karbonisasi untuk meningkatkan kandungan karbon dan mengurangi zat pengotor.

Mengingat kandungan karbon *(fixed carbon)* merupakan parameter utama yang menentukan keberhasilan proses reduksi, maka material alternatif pengganti reduktan berbasis batubara juga perlu memiliki karakteristik yang tidak jauh berbeda. Namun, perlu juga dipertimbangkan parameter lain nilai kalor, kandungan air, dan kadar abu yang dapat mempengaruhi profil temperatur pada *rotary kiln* serta kualitas produk nikel. Pada **Tabel 3**, ditunjukkan bahwa antrasit memiliki kandungan karbon yang paling tinggi, yaitu mencapai 87,9 wt%.

Biomassa merupakan material pengganti reduktan berbasis batubara yang telah cukup banyak diteliti dan bahkan diimplementasikan. Beberapa jenis biomassa yang telah diteliti penggunaannya sebagai reduktan nikel diantaranya adalah arang kayu lamtoro, arang batok kelapa, arang cangkang kelapasawit, sekam padi kering, dan arang jerami. Dari kelima jenis biomassa tersebut, arang jerami dan cangkang kelapa sawit memiliki kandungan karbon tetap tertinggi (lihat **Tabel 4**). Bahkan, nilainya mendekati kandungan karbon tetap pada antrasit. Selain itu, biomassa memiliki kandungan *volatile matter* (VM), berupa CH_4 dan CO, yang lebih tinggi dari reduktan berbasis batubara yang dapat membantu proses reduksi. Terlebih, ketersediaannya yang melimpah di Indonesia menjadi biomassa sebagai alternatif yang menjanjikan di masa depan.

Tabel 3.
Karakteristik material reduktan berbasis batubara

Parameter	Antrasit[1]	Semi kokas[2, 3]	*Carbon raiser*[1, 3]
Kadar air (%)	2,3	5,7 – 6,0	4,7
Volatile matter (%)	7,4	8,9 – 15,0	12,6
Kadar abu (%)	2,5	8,0 – 16,4	13,5
Karbon tetap (%)	87,9	70,2 – 72,1	69,2
NCV (MJ/kg)	33	26,3 – 27,7	39,2
Harga (USD/ton)	135	140	214

Sumber: [1] Petrus, *et al.* (2019); [2] Nurisman, *et al.* (2017); [3] Kementerian ESDM (2021)

Tabel 4.
Karakteristik material reduktan berbasis biomassa

Parameter	Arang kayu lamtoro[1]	Arang batok kelapa[2]	Arang cangkang kelapa sawit[3]	Sekam padi kering[4]	Arang jerami[5]
Kadar air (%)	7,0	6,2	9,1	8,7	9,8
Volatile matter (%)	17,8	26,8	8,6	54,1	6,3
Kadar abu (%)	4,4	2,3	6,0	23,9	3,8
Karbon tetap (%)	70,8	64,7	76,3	13,4	80,1
NCV (MJ/kg)	29,7	23,7	31,6	21,6	23 – 27
Harga (USD/ton)	NA				

Sumber: [1] Petrus, *et al.* (2017); [2] Sari, *et al.* (2024a); [3] Sari, *et al.* (2024b); [4] Maksum, *et al.* (2018); [5] Guo, *et al.* (2021)

Namun, penggunaan biomassa sebagai reduktan juga membutuhkan infrastruktur *pre-treatment* untuk mengolah bahan mentah menjadi arang *(biochar)*. Proses tersebut dibutuhkan untuk mencapai spesifikasi yang cukup baik sebagaimana ditunjukkan pada **Tabel 4**. Selain itu, dibutuhkan penelitian dan *piloting* lebih lanjut untuk mencapai penggunaan skala komersial. Sampai dengan tahun 2023, baru terdapat satu perusahaan yang mengaplikasikan biomassa dari cangkang kelapa sawit untuk menggantikan sebagian kecil batubara pada proses reduksi. Maka dari itu, TRL untuk alternatif ini diperkirakan mencapai 8 dari 11.

Penggantian reduktor berbasis batubara dengan hidrogen

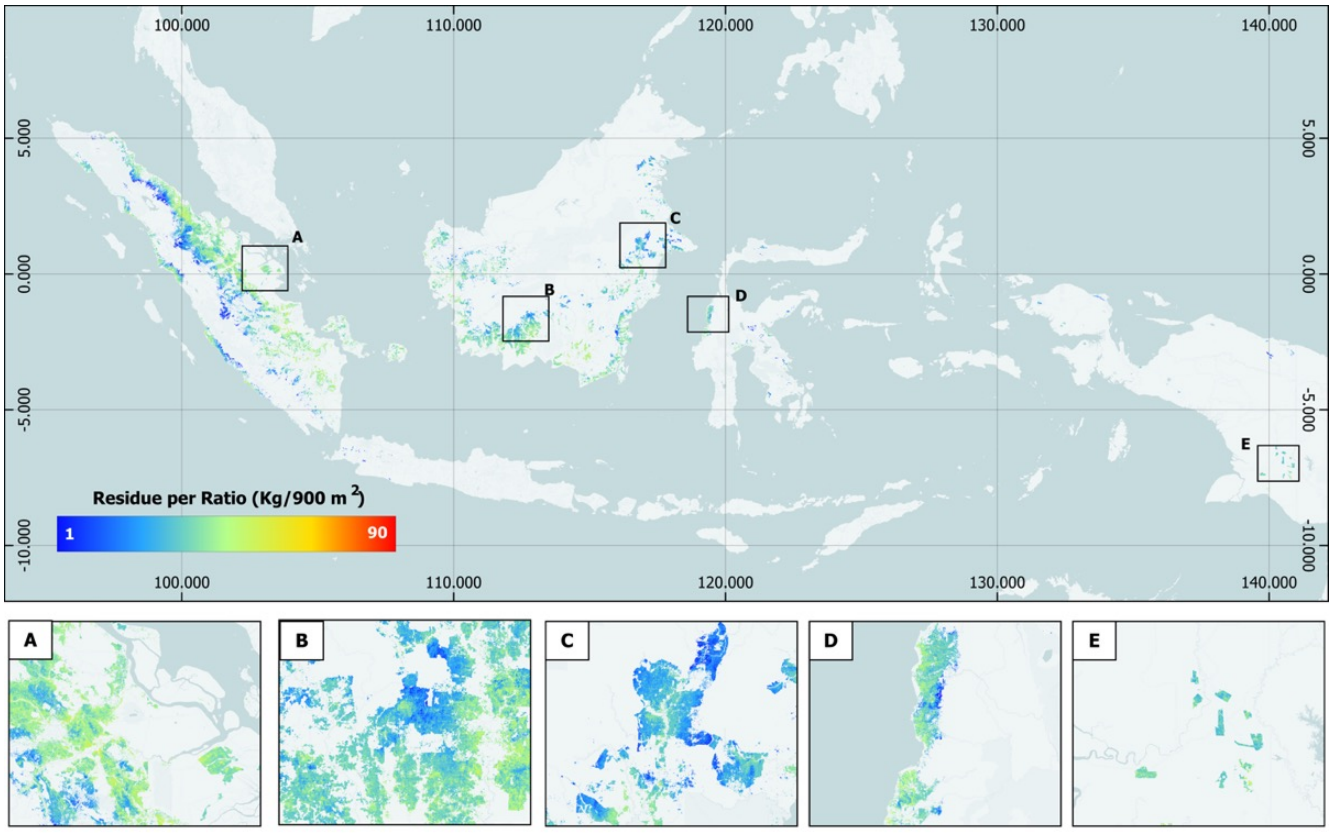
Selain reduktan berbasis batubara dan biomassa, terdapat alternatif lain seperti gas alam, hidrogen, dan sampah perkotaan. Gas alam, dengan kandungan karbon mencapai 74%wt, telah digunakan pada industri besi dan baja dengan teknologi *Direct Reduced Iron* (DRI), tetapi belum digunakan dalam pengolahan nikel dengan teknologi RKEF. Sementara itu, hidrogen dan sampah perkotaan memiliki potensi sebagai reduktan, tetapi masih dalam tahap penelitian skala lab. Dibandingkan biomassa, kajian dan aplikasi gas alam dan alternatif lainnya sebagai reduktan masih sangat terbatas, sehingga tingkat kesiapan teknologi (TRL) untuk opsi-opsi ini diperkirakan mencapai 3 dari 11.

Ketersediaan alternatif terpilih

Berdasarkan pertimbangan kesiapan teknologinya, studi ini berfokus kepada penggantian reduktan batubara antrasit dengan biomassa.

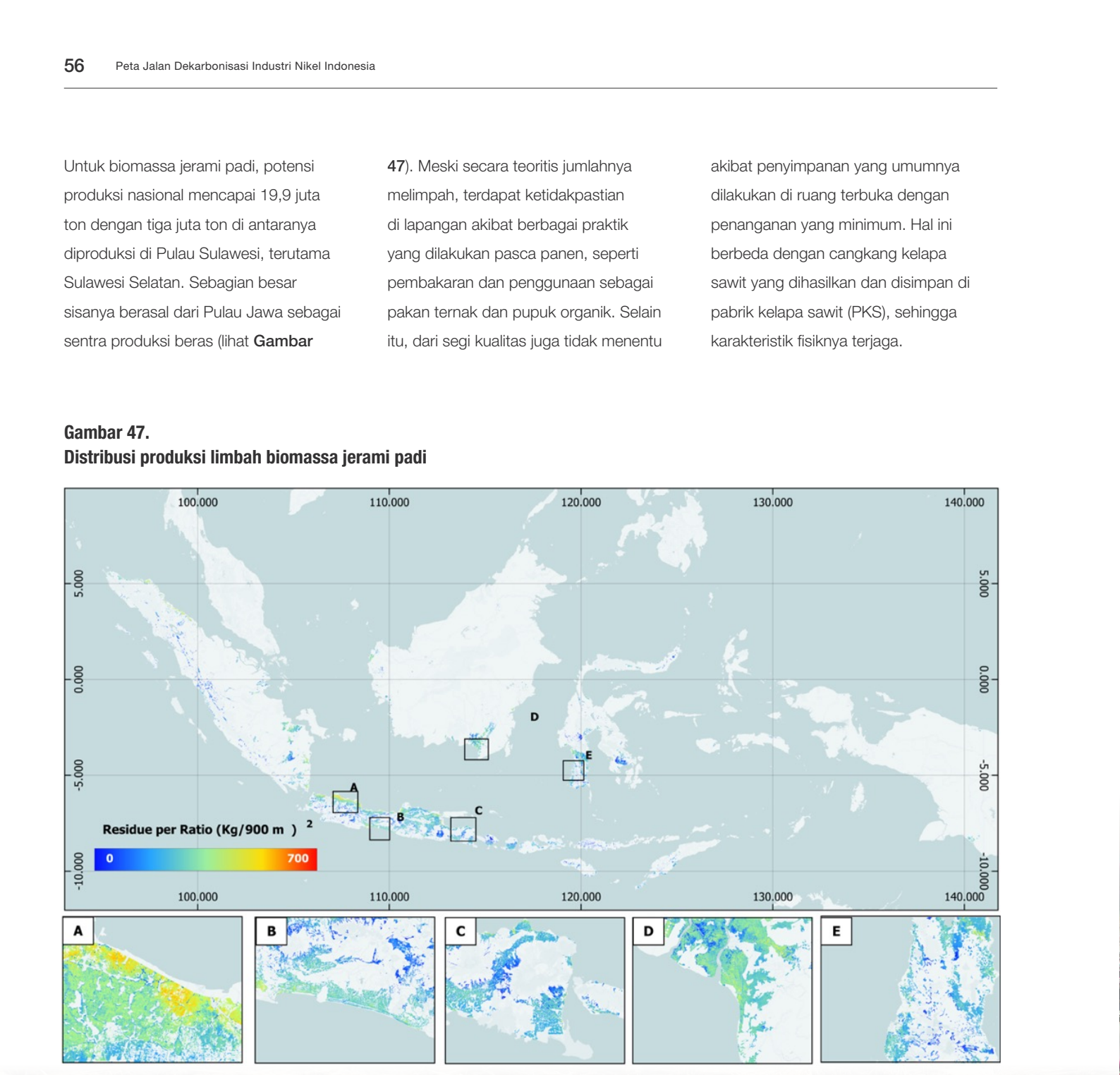
Secara nasional, potensi produksi cangkang kelapa sawit mencapai 6,56 juta ton per tahun. Namun, sebaran perkebunan kelapa sawit terkonsentrasi di pulau Sumatera dan Kalimantan. Sedangkan, potensi produksi cangkang sawit di Pulau Sulawesi hanya mencapai 58,7 ribu ton per tahun. Dari jumlah tersebut, sebagian besar terdapat di Sulawesi Barat, sebagaimana ditunjukan titik D pada **Gambar 46**.

Gambar 46.
Distribusi produksi limbah biomassa cangkang kelapa sawit



Untuk biomassa jerami padi, potensi produksi nasional mencapai 19,9 juta ton dengan tiga juta ton di antaranya diproduksi di Pulau Sulawesi, terutama Sulawesi Selatan. Sebagian besar sisanya berasal dari Pulau Jawa sebagai sentra produksi beras (lihat **Gambar 47**). Meski secara teoritis jumlahnya melimpah, terdapat ketidakpastian di lapangan akibat berbagai praktik yang dilakukan pasca panen, seperti pembakaran dan penggunaan sebagai pakan ternak dan pupuk organik. Selain itu, dari segi kualitas juga tidak menentu akibat penyimpanan yang umumnya dilakukan di ruang terbuka dengan penanganan yang minimum. Hal ini berbeda dengan cangkang kelapa sawit yang dihasilkan dan disimpan di pabrik kelapa sawit (PKS), sehingga karakteristik fisiknya terjaga.

Gambar 47.
Distribusi produksi limbah biomassa jerami padi



3.4

ELEKTRIFIKASI & PENGGUNAAN LISTRIK RENDAH KARBON

Pilar 4
Elektrifikasi & Penggunaan Listrik Rendah Karbon

	Alternatif aksi dekarbonisasi	TRL	Keterangan	Ketersediaan	Risiko Proses
■	Pembangkit Listrik Tenaga Surya	8	Dalam fase pembangunan di beberapa *smelter*	Total potensi tenaga surya pada ketiga klaster wilayah mencapai 160,8 TWh/ tahun secara minimum	Sedang
■	Pembangkit Listrik Tenaga Bayu	9	Telah diterapkan oleh *smelter* nikel di negara lain	Total potensi tenaga bayu pada ketiga klaster wilayah mencapai 13,4 TWh/tahun secara minimum	Sedang
■	Pembangkit Listrik Tenaga Air	11	Telah diterapkan oleh *smelter* nikel di Indonesia dan negara lain	Total potensi tenaga air pada ketiga klaster wilayah mencapai 55,9 TWh/tahun secara minimum	Rendah
■	Pembangkit Listrik berbasis Hidrogen Hijau (khusus untuk klaster 2)	3	Belum diterapkan, meski memungkinkan	Masih terbatas, tetapi dapat diproduksi dari *excess* listrik pembangkit energi terbarukan	Rendah
■	Pembangkit Listrik berbasis Nuklir	3	Belum diterapkan, meski memungkinkan	Baru akan dibangun di Sumatera dan Kalimantan sekitar tahun 2030–2034	Rendah
■	Pembangkit Listrik berbasis Ammonia Hijau	3	Belum diterapkan, meski memungkinkan	Ammonia hijau dihasilkan dari hidrogen hijau, sehingga kurang efisien	Rendah

■ Terpilih ■ Tidak terpilih

Berdasarkan profil emisi dari pengolahan nikel melalui jalur proses produksi pirometalurgi, sumber emisi terbesar berasal dari pembangkitan listrik. Hampir seluruh smelter nikel di Indonesia menggunakan PLTU batubara yang dikelola sendiri. Sebagian kecil lainnya menggunakan diesel dan pembangkit listrik tenaga air.

Pada studi ini, dilakukan pemetaan potensi beberapa energi baru terbarukan seperti tenaga surya, angin, dan air di tiga klaster wilayah. Pemetaan potensi energi dilakukan menggunakan metode *machine learning* dengan algoritma *random forest* berdasarkan lebih dari 10 kriteria berbeda untuk masing-masing jenis energi (lihat **Tabel 5**). Hasil pemetaan potensi energi kemudian diseleksi lebih lanjut dengan peta tutupan lahan dan ambang batas teknis. Potensi energi yang berada pada hutan dan lahan pertanian tidak dipilih untuk menghindari timbulnya risiko lingkungan dan sosial yang kontra produktif. Ambang batas teknis, seperti minimum intensitas cahaya matahari, digunakan sebagai pertimbangan keekonomian proyek pembangunan pembangkit listrik terkait.

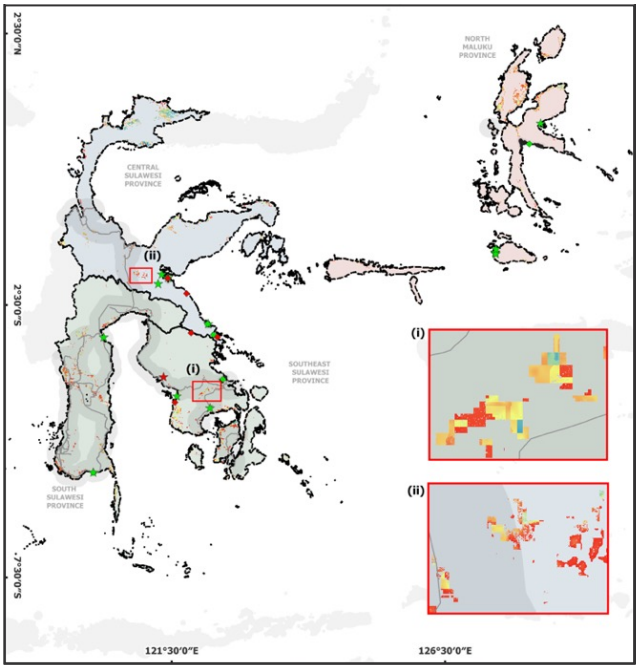
Tabel 5.
Kriteria pemetaan potensi energi baru dan terbarukan

	Tenaga Surya				Tenaga Bayu			Tenaga Air	
Variabel pemetaan potensi dengan *machine learning*	*Global Horizontal Irradiation* (GHI)	*Global Tilted Irradiation* (GTI)	*Diffuse Horizontal Irradiation* (DIF)	*Direct Normal Irradiation* (DNI)	Elevasi	AOD	Suhu	Kemiringan lereng	*Stream order*
	Land Surface Temperature (LST)	*Aerosol Optical Depth* (AOD)	Fraksi Awan	Presipitasi	Kemiringan lereng	Presipitasi	*Cloud Fraction*		
	Elevasi	*Slope*	Polarisasi VV Sentinel-1	Polarisasi VH Sentinel-1	Aspek Lahan	Cahaya Malam	Kecepatan Angin		
						NDVI			
Kriteria pemilihan potensi	Radiasi solar > 550 W/m^2				Kecepatan angin > 4 m/s			Optimisasi agar tidak lebih dari 1 titik terpilih di sungai yang sama	
	Terpilih: lahan terbuka, semak belukar, padang rumput, dan area pertambangan Tidak terpilih: Hutan, pertanian								

Pembangkit Listrik Tenaga Surya

Berdasarkan pemetaan potensi surya, didapatkan profil total potensi energi surya yang bervariasi sepanjang tahun di ketiga klaster. Klaster 3 memiliki potensi energi surya tertinggi dibandingkan kedua klaster lainnya. Potensi energi surya terbesar di klaster 3 dapat mencapai rata-rata bulanan sebesar 18,1 TWh pada bulan September dan terendah sebesar 9,2 TWh di bulan Februari. Klaster 2 memiliki potensi energi surya terendah dengan rata-rata bulanan terbesar hanya mencapai 1,7 TWh di bulan November. Klaster 1 memiliki potensi tenaga surya bulanan tertinggi sebesar 6,6 TWh dan terendah sebesar 3,2 TWh. Mempertimbangkan fluktuasi ketersediaan bangkitan listriknya, sedangkan kebutuhan listrik *smelter* yang stabil sepanjang tahun, maka peta jalan ini menggunakan potensi bulanan minimum untuk analisis dekarbonisasi di Bab 4 dan 5.

Gambar 48.
Total potensi energi surya sepanjang tahun per klaster



	1 Sulawesi Tengah	2 Maluku Utara	3 Sulawesi Selatan & Tenggara
Januari			
Februari			
Maret			
April			
Mei			
Juni			
Juli			
Agustus			
September			
Oktober			
November			
Desember			
Potensi Bulanan minimum (TWh)	3,2	1,0	9,2

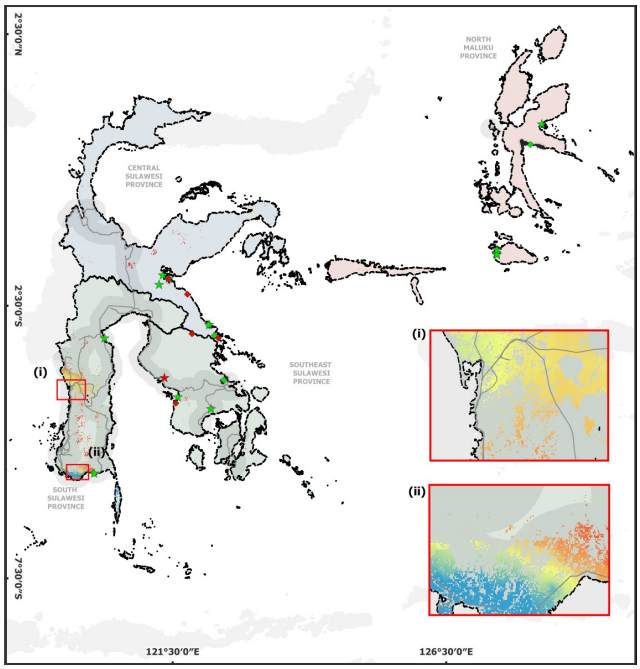
Min. — Maks.

★ *Smelter* (konstruksi) ★ *Smelter* (beroperasi)
◆ Area Industri (konstruksi) ◆ Area Industri (beroperasi) — Jaringan Listrik

Pembangkit Listrik Tenaga Bayu

Profil total potensi energi bayu juga menunjukkan karakteristik yang berfluktuatif sepanjang tahun dan bervariasi di ketiga klaster tinjauan. Sama seperti potensi energi surya, klaster 3 juga menunjukkan ketersediaan potensi energi bayu yang lebih tinggi dibandingkan klaster lainnya. Klaster 3 diperkirakan mengalami puncak potensi energi bayu pada bulan Agustus dan terendah pada bulan April. Klaster 2 memiliki potensi terendah dibandingkan kedua klaster lainnya, meski pola titik puncak dan terendah sama, yaitu pada bulan Agustus dan April. Pola yang sama juga ditemukan pada klaster 1. Untuk keperluan perhitungan pada Bab 4 dan 5, studi ini menggunakan potensi bulanan terendah agar menjamin pasokan listrik bersih yang stabil.

Gambar 49.
Total potensi energi bayu sepanjang tahun per klaster



	1 Sulawesi Tengah	2 Maluku Utara	3 Sulawesi Selatan & Tenggara
Januari			
Februari			
Maret			
April			
Mei			
Juni			
Juli			
Agustus			
September			
Oktober			
November			
Desember			
Potensi Bulanan minimum (TWh)	0,01	0,002	1,1

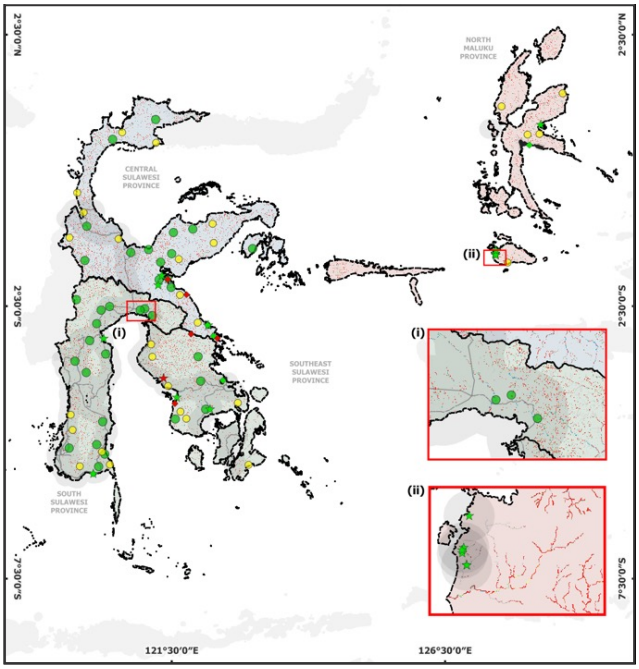
Min. — Maks.

★ *Smelter* (konstruksi) ★ *Smelter* (beroperasi)
◆ Area Industri (konstruksi) ◆ Area Industri (beroperasi) — Jaringan Listrik

Pembangkit Listrik Tenaga Air

Berbeda dengan tenaga surya dan angin yang dipetakan terhadap hamparan area, potensi tenaga air diidentifikasi berdasarkan karakteristik sungai. Identifikasi ini dilakukan melalui proses optimisasi untuk menentukan lokasi indikatif Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) terbaik yang tersebar di area studi. Hasilnya menunjukkan bahwa potensi tenaga air bulanan lebih stabil dibandingkan dengan tenaga surya dan angin. Dengan mempertimbangkan hal tersebut—serta fakta bahwa tenaga air dapat dioptimalkan melalui skema bendungan—studi ini menggunakan potensi rata-rata bulanan untuk tenaga air. Pendekatan ini berbeda dengan tenaga surya dan angin yang menggunakan potensi minimum bulanan. Potensi tenaga air terbesar terdapat pada klaster 1, dengan potensi rata-rata bulanan mencapai 2,5 TWh. Klaster 3 memiliki potensi yang hampir setara, yakni sekitar 2,1 TWh per bulan. Sementara itu, klaster 2 memiliki potensi terendah di antara ketiga klaster, dengan rata-rata bulanan hanya sebesar 0,03 TWh.

Gambar 50.
Total potensi energi air sepanjang tahun per klaster



	1 Sulawesi Tengah	2 Maluku Utara	3 Sulawesi Selatan & Tenggara
Januari			
Februari			
Maret			
April			
Mei			
Juni			
Juli			
Agustus			
September			
Oktober			
November			
Desember			
Potensi Bulanan minimum (TWh)	2,5	0,03	2,1

Min. — Maks.

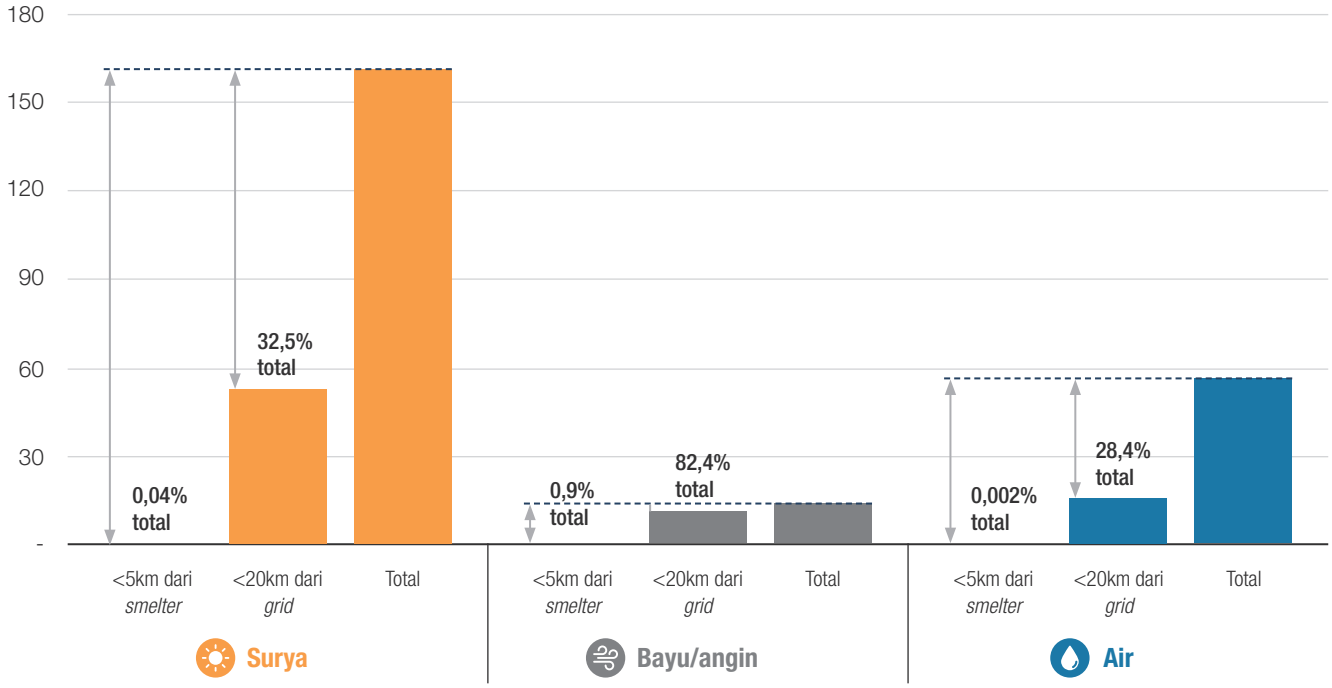
★ *Smelter* (konstruksi) ★ *Smelter* (beroperasi)
◆ Area Industri (konstruksi) ◆ Area Industri (beroperasi) — Jaringan Listrik

Ketersediaan alternatif terpilih

Meskipun ketersediaan energi baru dan terbarukan di Sulawesi dan Maluku Utara cukup menjanjikan, lokasinya yang berjauhan dari kawasan industri nikel menjadi tantangan tersendiri dalam pemanfaatannya. Dari total potensi energi surya, bayu, dan air yang telah dipetakan, diketahui bahwa kurang dari 0,1% berada di sekitar lokasi *smelter* (radius kurang dari 5km). Rendahnya potensi di sekitar *smelter* disebabkan oleh ketidaksesuaian kondisi alam, seperti tingkat radiasi matahari, kecepatan angin, kemiringan lahan, temperatur permukaan, curah hujan, dan faktor lainnya (lihat **Tabel 5**). Selain itu, banyak *smelter* berada di lokasi terpencil yang dikelilingi oleh tutupan hutan, sehingga semakin membatasi potensi energi yang dapat dimanfaatkan.

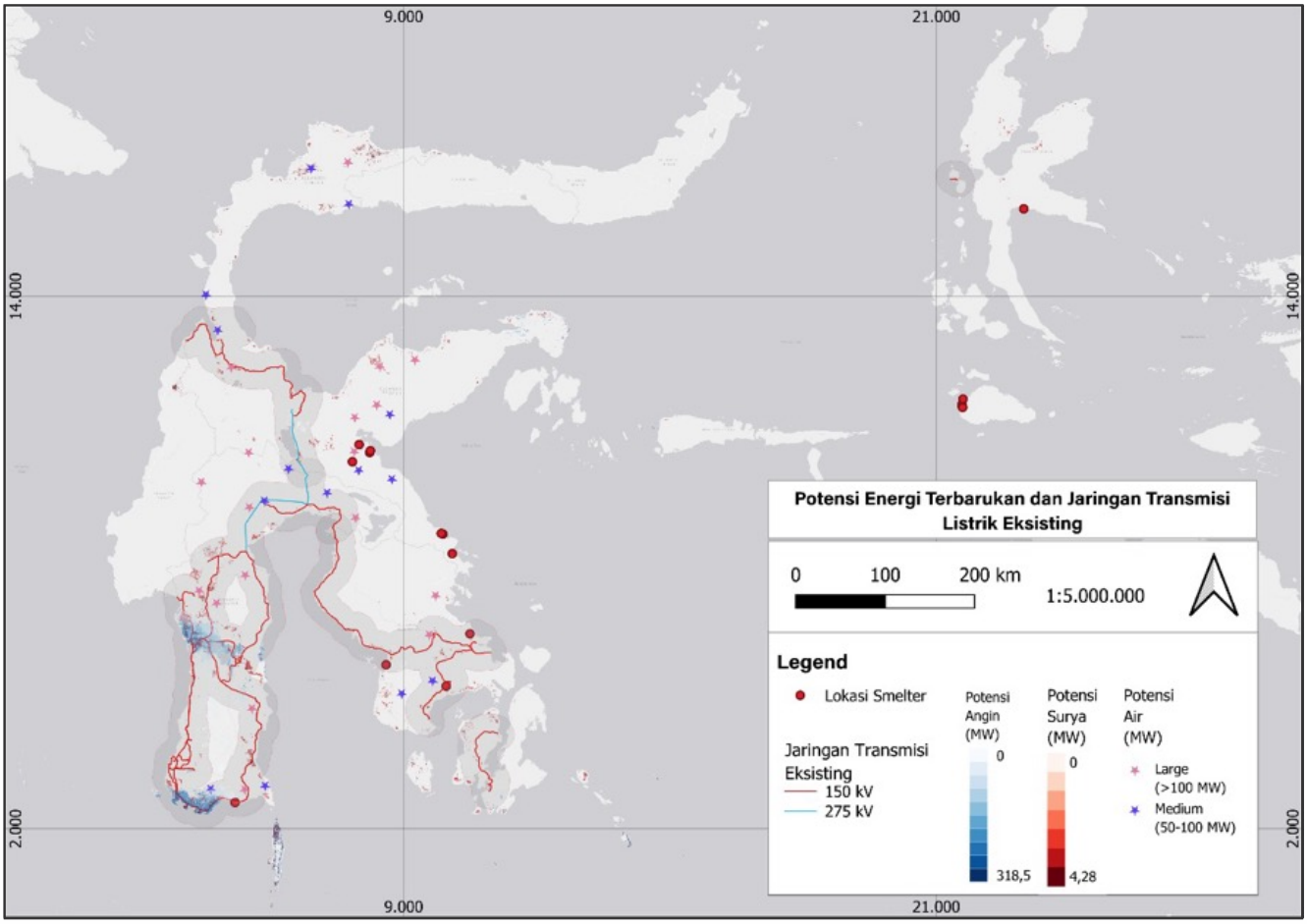
Rendahnya potensi energi di sekitar *smelter* menyebabkan perlunya pembangunan jaringan transmisi listrik untuk memasok listrik bersih dari wilayah yang lebih jauh. Sayangnya, jaringan transmisi yang tersedia saat ini hanya mencakup sebagian kecil dari potensi energi baru terbarukan di area studi. Dalam radius 20km dari jaringan transmisi, terdapat 34,4% potensi energi baru terbarukan, dengan rincian: tenaga surya sebesar 32,5 persen, tenaga angin 82,4%, dan tenaga air 28,4%. Selain itu, jaringan transmisi belum menjangkau sebagian besar *smelter*, di mana hanya satu kawasan industri dalam area studi yang saat ini dipasok listrik oleh PLN.

Gambar 51.
Total potensi tahunan energi baru terbarukan di Sulawesi Tengah, Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara, dan Maluku Utara berdasarkan jenis energi dan lokasi
TWh/tahun



Di antara ketiga klaster wilayah studi, klaster 3 (Sulawesi Selatan dan Sulawesi Tenggara) merupakan area dengan potensi energi baru terbarukan (EBT) terbesar dalam radius 5 kilometer dari *smelter* dan 20 kilometer dari jaringan transmisi listrik. Dari ketiga jenis EBT yang dipetakan di klaster 3, sebanyak 49,9% berada dalam jangkauan *smelter* dan jaringan transmisi listrik. Hampir seluruh potensi tenaga bayu di klaster 3, yaitu sebesar 83,9% dari total, berada dalam jangkauan sebagaimana ditunjukkan pada **Gambar 51**. Sementara itu, potensi tenaga surya sebesar 44,0% dan tenaga air sebesar 58,2% juga berada dalam radius tersebut. Sebaliknya, di klaster 2 (Maluku Utara), hanya terdapat 0,3% potensi EBT yang berada dalam jangkauan *smelter*, dan belum terdapat jaringan transmisi karena infrastruktur tersebut belum dibangun. Dengan mempertimbangkan keterbatasan tersebut, studi ini memasukkan opsi penggunaan hidrogen hijau sebagai alternatif untuk menurunkan emisi dari sektor pembangkit listrik. Hidrogen hijau dapat diproduksi di wilayah lain yang memiliki potensi EBT besar, kemudian ditransportasikan ke Maluku Utara untuk menggantikan penggunaan batu bara secara bertahap.

Gambar 52.
Persebaran potensi energi baru dan terbarukan, jaringan transmisi listrik, dan kawasan industri *smelter* nikel





B A B

04

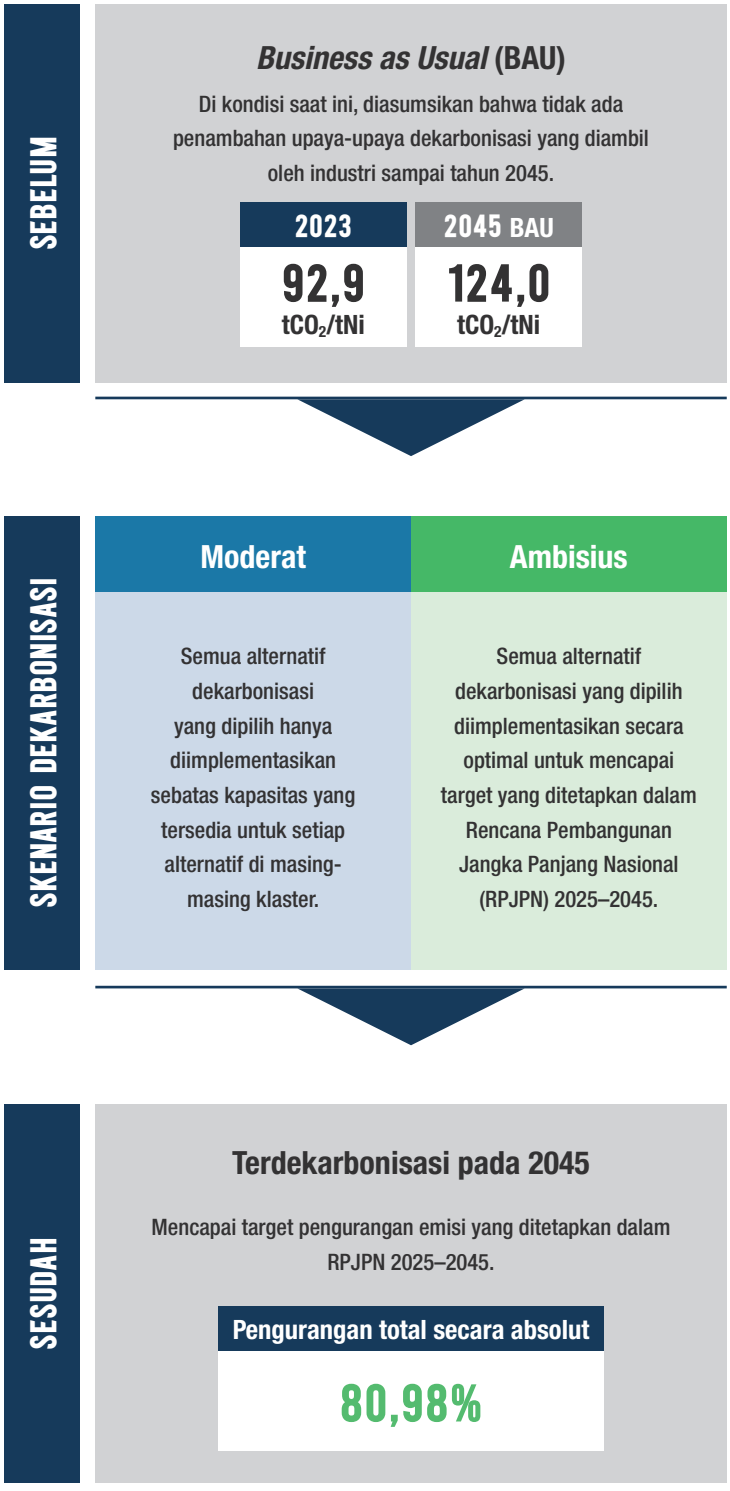
TRAJEKTORI MENUJU INDUSTRI NIKEL RENDAH KARBON



Peta jalan ini menyediakan trajektori dekarbonisasi industri nikel hingga tahun 2045 yang bertepatan dengan momentum Indonesia Emas 2045. Terdapat tiga skenario yang digunakan dalam peta jalan ini, yaitu *Business as Usual* (BAU), Moderat, dan Ambisius. Proyeksi emisi dalam ketiga skenario ini sama-sama menggunakan basis data peningkatan produksi dari Kemenkomarves tahun 2024 (lihat **Gambar 32**) dan memasukkan pertimbangan penurunan kadar nikel dalam bijih sebagai faktor utama yang memengaruhi konsumsi energi (lihat **Gambar 44**). Perbedaan di antara ketiga skenario ini terletak pada asumsi aksi dekarbonisasi yang akan diterapkan:

- Pada **Skenario *Business as Usual* (BAU)**, diasumsikan tidak akan ada aksi dekarbonisasi baru selain yang sudah dilakukan hingga tahun 2023.
- Pada **Skenario Moderat**, diasumsikan bahwa dekarbonisasi akan berjalan dan berkembang, namun hanya dengan memaksimalkan pemanfaatan infrastruktur yang sudah ada (misalnya jaringan listrik, terminal LNG) dan material yang tersedia, tanpa adanya pembangunan infrastruktur baru maupun kebijakan dekarbonisasi tambahan setelahnya.
- Pada **Skenario Ambisius**, diasumsikan bahwa aksi dekarbonisasi yang diperlukan akan diimplementasikan untuk mencapai target penurunan emisi GRK nasional yang ditetapkan dalam RPJPN 2025–2045, yaitu sebesar 80,98% terhadap *baseline* pada tahun 2045. Dengan mengadopsi target RPJPN tersebut, industri nikel juga akan berada pada jalur menuju pencapaian *Net Zero Emission* (NZE) pada tahun 2050.

Gambar 53.
Skenario dekarbonisasi industri nikel dalam peta jalan



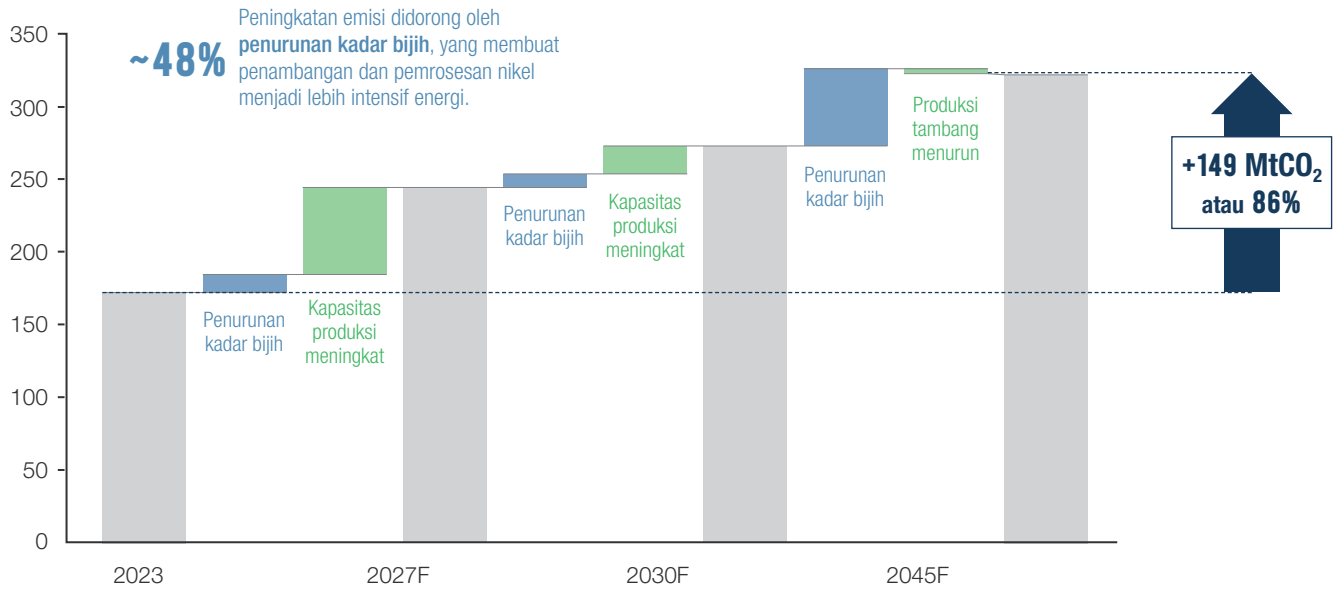
4.1

SKENARIO *BUSINESS AS USUAL* (BAU)

Pada skenario *business as usual*, konsumsi energi dan emisi yang dihasilkan meningkat secara signifikan. Hal ini disebabkan oleh tidak adanya aksi dekarbonisasi yang dapat mengkompensasi dampak dari ekspansi pembangunan *smelter* baru dan penurunan kadar nikel dalam bijih. Penurunan kadar nikel diproyeksikan menggunakan data cadangan dan konsumsi bijih nikel berdasarkan kelas kandungan nikel. Dengan asumsi bahwa industri akan memprioritaskan penggunaan bijih dengan kadar yang lebih tinggi, maka produksi nikel yang semakin masif akan berdampak pada penurunan kadar nikel. Pada bijih nikel saprolit, rata-rata kadar nikel diperkirakan akan menurun dari 2% menjadi 1,44% di tahun 2039. Setelahnya, kadar nikel diasumsikan tetap karena 1,4% merupakan spesifikasi minimum bagi *smelter* RKEF.

Berdasarkan proyeksi produksi dan kandungan nikel rata-rata yang dijadikan input di dalam proses, produksi emisi tahunan dapat diproyeksikan hingga tahun 2050. Diperkirakan pada tahun 2045, akan terjadi peningkatan emisi absolut hingga 86% dibandingkan dengan emisi di tahun 2023. Sekitar 48% peningkatan emisi absolut tersebut disebabkan oleh penurunan kandungan nikel pada bijih masukan ke dalam proses. Peningkatan emisi akibat penambahan kapasitas produksi diperkirakan akan mencapai puncaknya pada tahun 2030, dan akan secara relatif konstan hingga tahun 2045.

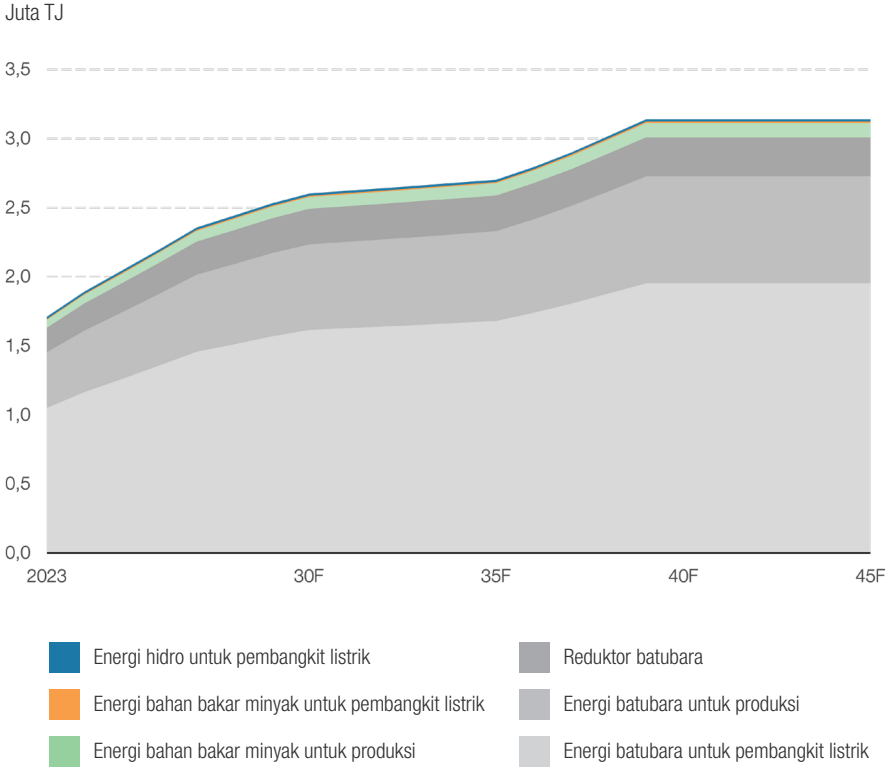
Gambar 54.
Proyeksi peningkatan emisi di industri nikel pada kondisi BAU dari tahun 2023–2045
Juta ton CO_2



Peningkatan kapasitas produksi akan meningkatkan kebutuhan energi absolut pada industri pengolahan nikel melalui jalur proses pirometalurgi. Sedangkan, penurunan kandungan nikel pada bijih input akan meningkatkan intensitas kebutuhan energi. Seperti yang telah dijelaskan pada Bab 2, batubara merupakan bahan bakar utama untuk produksi panas pada proses pirometalurgi eksisting begitu pula untuk pembangkitan listrik. Dengan adanya peningkatan kapasitas produksi dan penurunan kandungan nikel, diperkirakan akan terjadi peningkatan kebutuhan batubara dari sekitar 1,7 juta TJ hingga mencapai lebih dari 3 juta TJ di tahun 2045.

Meninjau pembangkitan listrik yang merupakan sumber emisi terbesar dari seluruh aktivitas proses produksi nikel melalui jalur pirometalurgi, diproyeksikan akan terjadi peningkatan konsumsi listrik dari 97 TWh di tahun 2023 menjadi 180 TWh di tahun 2045. Untuk mencapainya, dengan kondisi bauran bahan bakar eksisting, diperkirakan akan terjadi peningkatan konsumsi batubara dari 1,05 TJ di tahun 2023 menjadi 1,95 TJ di tahun 2045. Kondisi ini tentu saja menjadi tantangan besar untuk menggantikan lebih dari 180 TWh atau setara dengan kapasitas PLTU mencapai 2.136 MW bangkitan listrik dari batubara menjadi energi baru terbarukan. Nilai ini setara dengan 2,55% dari realisasi kapasitas total pembangkit listrik Indonesia di tahun 2023.

Gambar 55.
Proyeksi peningkatan konsumsi bahan bakar pada kondisi BAU dari tahun 2023–2045



Merujuk kepada Rencana Pembangungan Jangka Panjang Nasional (2025–2045), pemerintah Indonesia telah menetapkan target penurunan emisi tahunan hingga mencapai 80,98% di tahun 2045. Studi ini bertujuan untuk menentukan alternatif peta jalan dekarbonisasi untuk mencapai target reduksi emisi tersebut. Seluruh alternatif upaya dekarbonisasi yang telah dijelaskan pada Bab 3 dipertimbangkan untuk menentukan serangkaian program yang dinilai memungkinkan untuk dilakukan dan sebisa mungkin mencapai target reduksi.

Untuk mencapainya, diformulasikan dua skenario dekarbonisasi, yaitu skenario moderat dan skenario ambisius. Perbedaan utama dari kedua skenario ini terletak pada target kapasitas implementasi alternatif dekarbonisasi, yang didorong oleh batasan ketersediaan infrastruktur eksisting sehingga dapat meminimasi biaya dan kompleksitas teknis. Kedua skenario dibandingkan dengan skenario *business as usual* untuk menentukan potensi reduksi emisi dari kedua skenario dekarbonisasi serta potensi tambahan biaya produksi nikel jika seluruh rangkaian program diimplementasikan.

Gambar 56.
Penjabaran skenario dekarbonisasi moderat dan ambisius

			KLASTER 1: Sulawesi Tengah					KLASTER 2: Maluku Utara					KLASTER 3: Sulawesi Selatan & Tenggara				
			2025	2030	2035	2040	2045	2025	2030	2035	2040	2045	2025	2030	2035	2040	2045
EFISIENSI ENERGI	*Heat recovery* dari *electric furnace* ke *rotary dryer**	Pabrik Lama	0	20	45	70	80	0	20	45	70	80	0	20	45	70	80
		Pabrik Baru	0	100	100	100	100	0	100	100	100	100	0	100	100	100	100
	Heat recovery dari *rotary kiln* ke *rotary dryer**	Pabrik Lama	0	5	30	55	80	0	5	30	55	80	0	5	30	55	80
		Pabrik Baru	0	100	100	100	100	0	100	100	100	100	0	100	100	100	100
	Heat recovery dari *slag granulator* ke *rotary dryer**	Pabrik Lama	0	5	30	55	80	0	5	30	55	80	0	5	30	55	80
		Pabrik Baru	0	100	100	100	100	0	100	100	100	100	0	100	100	100	100
PENGGANTIAN BAHAN BAKAR	Biodiesel untuk bahan bakar kendaraan	Moderat	B30	B40	B40	B50	B50	B30	B40	B40	B50	B50	B30	B40	B40	B50	B50
		Ambisius	B30	B40	B50	B60	B70	B30	B40	B50	B60	B70	B30	B40	B50	B60	B70
	Penggantian batubara dengan LNG di *rotary dryer* & *kiln**	Moderat	0	15	40	65	90	0	15	40	50	61	0	13,5	13,5	13,5	13,5
		Ambisius	0	5	15	23	23	0	30	80	100	100	0	5	15	23	23
PENGGANTIAN BAHAN BAKU	Penggantian reduktan berbahan batubara dengan biomasa*	Moderat	0	15	17	17	17	0	15	17	17	17	0	15	17	17	17
		Ambisius	0	10	30	75	75	0	30	80	100	100	0	10	30	75	80
	Pembatasan *ore grade*	Semua	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
LISTRIK RENDAH KARBON	Bauran energi dari surya, bayu, & air*	Moderat	0	0,18	1,84	3,82	3,82	0	0,01	0,03	0,05	0,05	0	1,95	29,96	98,43	98,43
		Ambisius	0	1,92	29,51	90,58	98,43	0	0,01	0,82	6,76	12,81	0	2,34	31,07	90,32	98,42
	Bauran energi dari hidrogen hijau*	Moderat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Ambisius	0	0	0	0	0	0	0	6,07	53,55	66,85	0	0	0	0	0
	Bauran lainnya (batubara, residual *fuel*, IDO, B30/ B35)*	Moderat	100	99,82	98,16	96,17	96,17	100	99,99	99,96	99,94	99,94	100	98,05	70,04	1,57	1,57
		Ambisius	100	98,08	70,49	9,42	1,57	100	99,99	93,10	39,67	20,34	100	97,65	68,93	9,68	1,58

** dalam persen*



4.2

SKENARIO MODERAT

Pada skenario moderat, alternatif dekarbonisasi dipilih berdasarkan kesiapannya untuk diimplementasikan, di mana kontrol terbesar dari implementasi program dimiliki oleh masing-masing perusahaan pengolah nikel. Kapasitas setiap program juga dibatasi oleh ketersediaan bahan baku yang diperlukan. Sehingga, pencapaian reduksi emisi dapat berbeda antara satu klaster dengan klaster yang lainnya Laju adopsi dari setiap program juga ditentukan secara bertahap dari tahun ke tahun untuk mengurangi beban *overnight capital cost* serta memastikan transisi yang mulus.

Gambar 57.
Penjabaran implementasi strategi dekarbonisasi pada Skenario Moderat



4.2.1

DESKRIPSI SKENARIO: *BREAKDOWN* TEMPORAL DAN SPASIAL

Pada skenario ini, diusulkan 14 (empat belas) program dekarbonisasi untuk masing-masing klaster. Setiap jenis alternatif dekarbonisasi beserta target adopsinya dijelaskan sebagai berikut.

A EFISIENSI ENERGI



Upaya efisiensi energi yang dipertimbangkan pada skenario ini dilakukan melalui tiga teknologi penggunaan kembali sisa panas, seperti yang dijelaskan pada Bab 3. Seluruh klaster diberikan target dalam mengimplementasikan penggunaan kembali sisa panas dari *electric furnace* ke *rotary dryer,* dari *rotary kiln* ke *rotary dryer,* dan dari granulasi *slag* ke *rotary dryer.*

Pada skenario ini, alternatif untuk efisiensi energi dilakukan dengan laju adopsi dan kapasitas adopsi yang sama untuk setiap klaster. Nilai yang sama tersebut dipilih karena efisiensi energi tidak secara sensitif dipengaruhi oleh variabel spasial seperti lokasi perusahaan pengolah nikel. Namun, perbedaan kapasitas efisiensi energi secara sensitif dipengaruhi oleh desain *layout* pabrik. Sehingga, untuk setiap program efisiensi yang diajukan, ditentukan target yang berbeda untuk pabrik pengolahan nikel yang baru dan pabrik yang lama.

Pada pabrik pengolahan nikel yang baru, diasumsikan bahwa desain *layout* masih dapat dimodifikasi untuk dapat mengakomodasi target optimal dari efisiensi energi. Sehingga, pencapaian target energi dinilai dapat langsung mencapai 100% sejak tahun pertama program penggunaan kembali sisa panas diimplementasikan. Teknologi penggunaan kembali sisa panas dari *electric furnace* ke *rotary dryer* diusulkan dapat diimplementasikan 100% untuk perusahaan-perusahaan pengolahan nikel yang akan mulai beroperasi dan menambah kapasitas produksinya di tahun 2027. Sedangkan untuk teknologi teknologi penggunaan kembali sisa panas dari *rotary kiln* ke *rotary dryer* dan *slag* ke *rotary dryer,* diusulkan implementasi 100% untuk perusahaan pengolahan nikel yang akan mulai beroperasi dan menambah kapasitas produksinya di tahun 2030.

Pada studi ini, yang dimaksud dengan pabrik pengolahan nikel yang lama adalah pabrik yang telah beroperasi sebelum dimulainya program efisiensi energi pengolahan nikel baru. Untuk memudahkan transisi pabrik-pabrik ini, target efisiensi ditingkatkan secara bertahap setiap tahun. Peningkatan target efisiensi ini memberikan ruang kepada perusahaan untuk melakukan *trial and error* serta waktu untuk *ramp up* teknologi penggunaan kembali sisa panas. Untuk mengakomodasi perusahaan pengolah nikel eksisting yang jarak antar unit prosesnya berjauhan, target pencapaian kapasitas efisiensi diturunkan hingga mencapai 80%. Untuk teknologi penggunaan kembali sisa panas dari *electric furnace* ke *rotary dryer* diusulkan target implementasi sebesar 5% pada tahun 2027 dan akan mengalami peningkatan 5% per tahun hingga mencapai 80% di tahun 2042. Sedangkan untuk teknologi penggunaan kembali sisa panas dari *rotary kiln* dan *slag granulation* ke *rotary dryer,* diusulkan target implementasi sebesar 5% pada tahun 2030 dan akan meningkat 5% setiap tahun hingga mencapai 80% pada tahun 2045.

B PENGGANTIAN BAHAN BAKAR



Pada skenario ini, upaya penggantian bahan bakar menjadi lebih rendah karbon memprioritaskan penggantian minyak diesel menjadi biodiesel dan penggantian batubara menjadi gas alam berupa LNG. Penggantian minyak diesel dapat dimaksimalkan mengingat kapasitas produksi biodiesel dari kelapa sawit yang tinggi. Sedangkan, penggantian batubara pada unit proses *rotary dryer* dan *rotary kiln* diprioritaskan dengan mempertimbangkan keterbatasan ketersediaan kapasitas LNG dan tersedianya alternatif pengganti sumber listrik dari PLTU.

Penggantian minyak diesel menjadi biodiesel ditargetkan dapat dilakukan pada seluruh kendaraan yang dioperasikan oleh perusahaan. Pada kondisi eksisting, sebagian besar perusahaan telah menggunakan bahan bakar berjenis B30 untuk kendaraannya. Dari tahun 2025 hingga 2029, prioritas utama adalah memastikan seluruh kendaraan dan peralatan non-listrik yang dioperasikan oleh perusahaan *smelter* nikel menggunakan bahan bakar dengan bauran biodiesel sebesar 30%. Melalui penelitian dan *piloting* lebih lanjut, diharapkan pada tahun 2030, ditetapkan peningkatan bauran biodiesel menjadi 40% untuk seluruh kendaraan dan peralatan non-listrik perusahaan *smelter* nikel. Pada tahun 2050, bauran biodiesel ditingkatkan lagi menjadi 50% dan diharapkan dapat diimplementasikan oleh seluruh kendaraan dan peralatan non-listrik perusahaan *smelter* nikel.

Pada penggantian batubara menjadi gas alam, setiap klaster memiliki batasan kapasitas maksimum penggantian sesuai dengan kapasitas fasilitas LNG eksisting di sekitar masing-masing klaster. Adopsi transisi dilakukan secara bertahap sejak tahun 2028 dan meningkat dengan laju peningkatan maksimum 5% setiap tahun, hingga mencapai kapasitas terminal LNG eksisting yang tersedia.

Pada klaster 1, terdapat dua terminal LNG, yaitu Terminal Donggi-Senoro dan Terminal Palu, dengan kapasitas total 4 mtpa. Kapasitas produksi tersebut setara dengan 176.800 TJ, yang dapat menggantikan batubara dengan jenis *sub-bituminous* hingga 90% dari *rotary dryer* dan *rotary kiln*.

Pada klaster 2, tidak terdapat terminal LNG eksisting yang beroperasi. Namun, terdapat tiga fasilitas terminal LNG di sekitar klaster 2 yang digunakan pada skenario ini, yaitu: (1) Fasilitas FSRU *(Floating Storage and Regasification Unit)* Gorontalo yang berlokasi di Provinsi Gorontalo dengan kapasitas 0,2 mtpa; (2) Fasilitas FSRU *(Floating Storage and Regasification Unit)* Amurang di Provinsi Sulawesi Utara dengan kapasitas 0,1 mtpa; dan (3) Fasilitas FSRU *(Floating Storage and Regasification Unit)* AG&P dengan kapasitas 2,3 mtpa. Kapasitas total dari ketiga fasilitas LNG tersebut dapat mencapai 2,6 mtpa yang setara dengan 114.920 TJ. Dengan kapasitas tersebut, kebutuhan batubara di *rotary dryer* dan *rotary kiln* dapat digantikan hingga 60,53%.

Pada klaster 3, terdapat satu terminal LNG yaitu Terminal Sengkang dengan kapasitas eksisting hingga 0,5 mtpa. Kapasitas tersebut setara dengan 22.100 TJ yang dapat menggantikan hingga 13,50% kebutuhan batubara pada *rotary dryer* dan *rotary kiln*.

C PENGGANTIAN BAHAN BAKU



Pada skenario moderat, peningkatan intensitas emisi yang diakibatkan oleh menurunnya kandungan nikel rata-rata pada bijih input dicegah melalui penetapan batas bawah kadar nikel pada bijih input. Batas bawah kandungan nikel bijih input ditetapkan lebih dari atau sama dengan 1,73%. Adopsi program ini dapat dimulai sejak tahun 2026.

Pada skenario moderat, penggantian reduktan berjenis batubara menjadi biomassa dilakukan dengan membatasi jumlah biomassa yang dapat digunakan sesuai dengan potensi produksi biomassa eksisting, yaitu ~6,56 juta ton per tahun (hanya mempertimbangkan cangkang). Sehingga, persentase batubara reduktan maksimum yang dapat digantikan untuk setiap klaster adalah sebesar 16,65%. Adopsi program substitusi ini diharapkan dapat mulai dilakukan sejak tahun 2028 secara bertahap.

D ELEKTRIFIKASI DAN LISTRIK RENDAH KARBON



Pada skenario moderat, penggantian sumber listrik dari pembangkit listrik tenaga uap menjadi energi terbarukan dibatasi oleh ketersediaan potensi energi terbarukan yang berlokasi dalam rentang 20km dari infrastruktur listrik eksisting serta di dalam radius 5km dari lokasi *smelter*. Adopsi program penggantian pembangkit listrik tenaga uap ini dilakukan secara bertahap dari tahun 2030 dan terus meningkat hingga mencapai batas maksimum ketersediaan potensi energi. Penetapan besaran kapasitas listrik rendah karbon dilakukan dengan memprioritaskan pembangkit listrik tenaga air dan pembangkit listrik tenaga angin terlebih dahulu sebelum kemudian menentukan penggantian menggunakan pembangkit listrik tenaga surya. Hal ini dilakukan dengan pertimbangan kestabilan ketersediaan listriknya.

Pada klaster 1, bauran listrik dari pembangkit listrik tenaga air dapat mencapai maksimum 0,7% dengan total kapasitas mencapai 88,54 MW. Sedangkan, bauran listrik dari pembangkit listrik tenaga angin hanya dapat mencapai maksimum kurang dari 0,001% dengan total kapasitas mencapai 7 MW. Secara praktis, perusahaan *smelter* dapat mengadopsi program ini dengan membangun pembangkit listrik tenaga air berkapasitas 0,1 kW/tNi dan pembangkit listrik tenaga angin berkapasitas 0,008 kW/tNi.

Bauran sumber listrik dari pembangkit listrik tenaga surya dapat mencapai maksimum 3,12% dengan total kapasitas mencapai 3,3 GW. Untuk memastikan ketersediaan listrik secara kontinyu di sepanjang hari, selama tiga hari, diperlukan sistem baterai dengan kapasitas maksimum 13,2 GW. Berdasarkan ketersediaan sistem baterai saat ini yang memiliki *discharge time* masing-masing 4 jam, diperlukan total 4 baterai dengan kapasitas masing-masingnya 3,3 GW. Secara praktis, perusahaan *smelter* dapat mengadopsi sistem ini dengan pemasangan solar PV berkapasitas 3,75 kW/tNi dan sistem baterai sebesar 15 kW/tNi.

Pada klaster 2, tidak terdapat potensi energi dari pembangkit listrik tenaga air. Sedangkan, bauran listrik dari pembangkit listrik tenaga angin hanya dapat mencapai maksimum kurang dari 0,001% dengan total kapasitas mencapai 4,49 MW. Secara praktis, perusahaan *smelter* dapat mengadopsi program ini dengan membangun pembangkit listrik tenaga angin dengan kapasitas 0,005 kW/tNi.

Bauran sumber listrik dari pembangkit listrik tenaga surya dapat mencapai maksimum 0,05% dengan total kapasitas mencapai 61,7 MW. Untuk memastikan ketersediaan listrik secara kontinyu di sepanjang hari, selama tiga hari, diperlukan sistem baterai dengan kapasitas maksimum 246,81 MW. Berdasarkan ketersediaan sistem baterai saat ini yang memiliki *discharge time* masing-masing 4 jam, diperlukan total 4 baterai dengan kapasitas masing-masingnya 61,7 MW. Secara praktis, perusahaan *smelter* dapat mengadopsi sistem ini dengan pemasangan solar PV berkapasitas 0,069 kW/tNi dan sistem baterai sebesar 0,28 kW/tNi.

Pada klaster 3, bauran listrik dari pembangkit listrik tenaga air dapat mencapai maksimum 32,88% dengan total kapasitas mencapai 1,24 GW. Sedangkan, bauran listrik dari pembangkit listrik tenaga angin dapat mencapai maksimum 24,55% dengan total kapasitas mencapai 11,51 GW. Secara praktis, perusahaan *smelter* dapat mengadopsi program ini dengan membangun pembangkit listrik tenaga air berkapasitas 1,68 kW/tNi dan pembangkit listrik tenaga angin berkapasitas 15,68 kW/tNi.

Bauran sumber listrik dari pembangkit listrik tenaga surya dapat mencapai maksimum 41,01% dengan total kapasitas mencapai 13,03 GW. Untuk memastikan ketersediaan listrik secara kontinyu di sepanjang hari, selama tiga hari, diperlukan sistem baterai dengan kapasitas maksimum 52,11 GW. Berdasarkan ketersediaan sistem baterai saat ini yang memiliki *discharge time* masing-masing 4 jam, diperlukan total 4 baterai dengan kapasitas masing-masing sebesar 13,03 GW. Secara praktis, perusahaan *smelter* dapat mengadopsi sistem ini dengan pemasangan solar PV berkapasitas 17,74 kW/tNi dan sistem baterai sebesar 70,96 kW/tNi.

4.2.2

PROYEKSI EMISI DAN KESESUAIAN DENGAN TARGET RPJPN

Melalui skenario ini, intensitas emisi diperkirakan akan mencapai puncaknya pada tahun 2030 dan mengalami penurunan hingga tahun 2050. Adopsi skenario moderat diestimasi dapat menurunkan emisi industri nikel Indonesia melalui jalur produksi pirometalurgi hingga mencapai 41,14% pada tahun 2050. Intensitas emisi rata-rata dapat mencapai 73,00 tCO_2e/tNi pada tahun 2050. Dibandingkan dengan target penurunan emisi yang ditetapkan melalui Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) 2025–2045, adopsi skenario ini masih belum dapat mencapai target penurunan emisi bahkan hingga tahun 2045. Untuk mencapai target ini, masih dibutuhkan penurunan emisi tahunan hingga 124,47 juta tCO_2e.

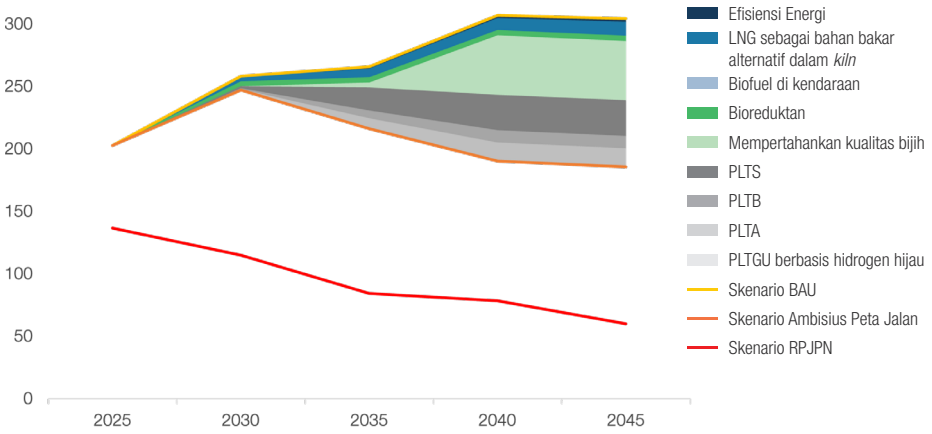
Pada tahun 2045, seluruh program dekarbonisasi pada skenario ini telah mencapai maksimum, sesuai dengan kapasitas eksisting. Penggantian sumber listrik menjadi listrik rendah karbon memberikan kontribusi tertinggi pada penurunan emisi, yaitu mencapai 17,60%. Di mana, penggunaan pembangkit listrik tenaga surya mendominasi, akibat ketersediaan potensi energinya yang lebih besar di masing-masing klaster. Penggantian material rendah karbon berkontribusi pada penurunan 16,58% emisi, yaitu melalui penetapan batas bawah kandungan nikel pada bijih input (15,20%) dan penggantian batubara reduktan menjadi biomassa (1,39%).

Penggantian bahan bakar rendah karbon memberikan kontribusi penurunan emisi hingga 3,57%. Sedangkan efisiensi energi dapat menurunkan emisi hingga 3,39%. Kapasitas program efisiensi energi dan penggantian material input rendah karbon dinilai tidak dipengaruhi oleh lokasi *smelter*. Sehingga, potensi reduksi emisinya sama di setiap klaster. Perbedaan performa reduksi emisi di ketiga klaster akan sensitif terhadap ketersediaan potensi energi terbarukan dan infrastruktur LNG.

Gambar 58.
Lajur reduksi emisi untuk seluruh klaster pada Skenario Moderat

Total emisi absolut

Juta ton CO_2e



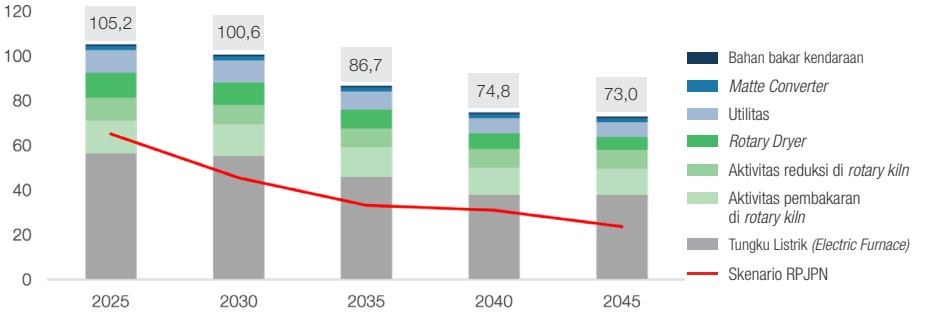
Total pengurangan emisi terhadap *baseline*

%



Intensitas emisi

ton CO_2e/ton Ni-eq

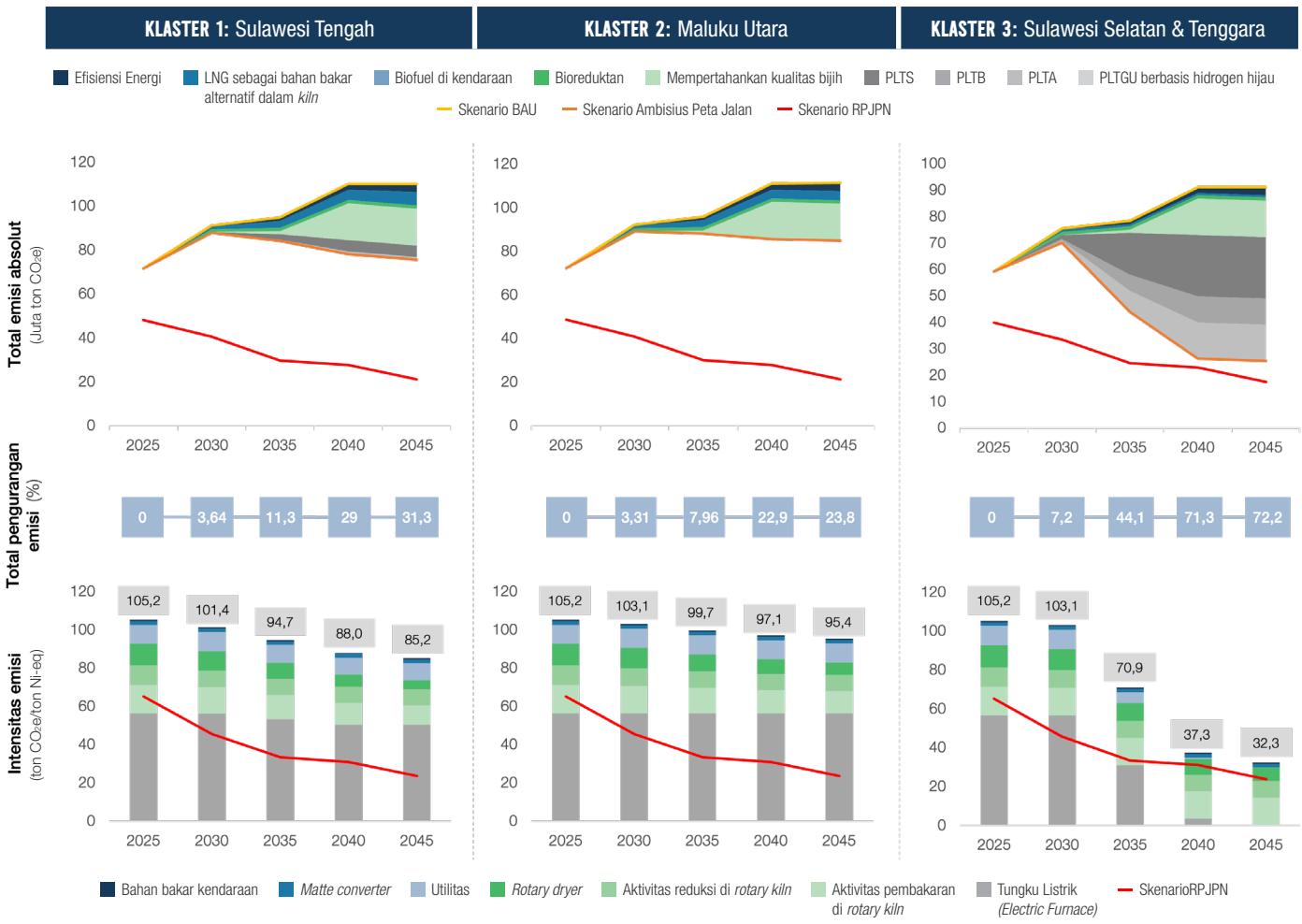


Pada klaster 1, reduksi emisi pada tahun 2045 dapat mencapai 31,34%, dengan intensitas emisi akhir sebesar 85,15 tCO_2e/tNi. Penurunan emisi tersebut masih belum mencapai target emisi yang ditetapkan oleh RPJPN. Terbatasnya potensi energi terbarukan membuat kontribusi penurunan emisi dari listrik rendah karbon hanya mencapai 5,75%. Sedangkan kondisi infrastruktur LNG eksisting pada klaster ini juga membuat kontribusi penurunan emisi dari penggantian bahan bakar rendah karbon dapat mencapai 7,00%, lebih tinggi dibandingkan rata-rata ketiga klaster.

Pada klaster 2, reduksi emisi pada tahun 2045 dapat mencapai 23,84%, dengan intensitas emisi akhir sebesar 94,46 tCO_2e/tNi. Penurunan emisi tersebut masih belum mencapai target emisi yang ditetapkan oleh RPJPN. Terbatasnya potensi energi terbarukan membuat kontribusi penurunan emisi dari listrik rendah karbon hanya mencapai 0,09%. Sedangkan kondisi infrastruktur LNG eksisting pada klaster ini juga membuat kontribusi penurunan emisi dari penggantian bahan bakar rendah karbon dapat mencapai 3,78%, lebih tinggi dibandingkan rata-rata ketiga klaster.

Pada klaster 3, reduksi emisi pada tahun 2045 dapat mencapai 74,11%, dengan intensitas emisi akhir sebesar 32,11 tCO_2e/tNi. Penurunan emisi tersebut juga masih belum mencapai target emisi yang ditetapkan oleh RPJPN. Pada klaster ini potensi energi terbarukan jauh lebih tinggi dibandingkan kedua klaster lainnya. Sehingga, kontribusi penurunan emisi dari listrik rendah karbon dapat mencapai 53,30%. Sedangkan kondisi infrastruktur LNG eksisting pada klaster ini lebih rendah dari klaster 1 dan 2, sehingga kontribusi penurunan emisi dari penggantian bahan bakar hanya mencapai 0,84%, lebih rendah dibandingkan rata-rata ketiga klaster.

Gambar 59.
Lajur reduksi emisi per klaster pada Skenario Moderat





4.3

SKENARIO AMBISIUS

Pada Skenario Ambisius, alternatif dan kapasitas dekarbonisasi ditentukan untuk mencapai target reduksi emisi seperti yang ditetapkan di dalam RPJPN Indonesia. Kapasitas setiap program tidak dibatasi oleh ketersediaan bahan baku yang diperlukan, kecuali kapasitas energi listrik terbarukan. Pengecualian ini ditetapkan dengan alasan kesulitan dalam pembangunan transmisi listrik antar pulau. Namun, pada skenario ini, potensi energi listrik terbarukan yang terdapat pada masing-masing klaster akan diutilisasi seluruhnya hingga mencapai target reduksi emisi. Laju adopsi dari setiap program juga ditentukan secara bertahap dari tahun ke tahun untuk mengurangi beban *overnight capital cost* serta memastikan transisi yang mulus.

Gambar 60.
Penjabaran implementasi strategi dekarbonisasi pada Skenario Ambisius



4.3.1

DESKRIPSI SKENARIO: *BREAKDOWN* TEMPORAL DAN SPASIAL

Pada skenario ini, diusulkan 15 (lima belas) program dekarbonisasi untuk masing-masing klaster. Setiap jenis alternatif dekarbonisasi beserta target adopsinya dijelaskan sebagai berikut.

A EFISIENSI ENERGI



Sama seperti skenario moderat, upaya efisiensi energi yang dipertimbangkan pada skenario ini dilakukan melalui tiga teknologi penggunaan kembali sisa panas. Seluruh klaster diberikan target dalam mengimplementasikan penggunaan kembali sisa panas dari *electric furnace* ke *rotary dryer*, dari *rotary kiln* ke *rotary dryer,* dan dari granulasi *slag* ke *rotary dryer.*

Pada skenario ini, alternatif untuk efisiensi energi dilakukan dengan laju adopsi dan kapasitas adopsi yang sama untuk setiap klaster. Target kapasitas penggunaan kembali panas sisa sama seperti pada skenario moderat, namun dengan laju adopsi yang lebih cepat dan ambisius. Penggunaan kembali panas sisa dari *electric furnace* ke *rotary dryer* diharapkan dapat dimulai lebih cepat dari skenario moderat, yaitu sejak tahun 2026 untuk pabrik baru dan tahun 2027 untuk pabrik lama. Adopsi pada pabrik lama dimulai dengan 10% dan terus meningkat hingga mencapai 50% pada tahun 2030. Setelah tahun 2030, peningkatan target adopsi mengalami peningkatan sebesar 5% per tahun hingga mencapai maksimum 80% di tahun 2035. Penggunaan kembali sisa panas dari *rotary kiln* ke *rotary dryer* diharapkan dapat dimulai sejak tahun 2026 untuk pabrik baru dan tahun 2028 untuk pabrik lama. Adopsi pada pabrik lama dimulai dengan 10% dan meningkat hingga 50% di tahun 2030. Setelah tahun 2030, peningkatan target adopsi mengalami peningkatan sebesar 5% per tahun hingga mencapai maksimum 80% di tahun 2035. Penggunaan kembali sisa panas dari *slag granulator* ke *rotary dryer* dimulai sejak tahun 2026 untuk pabrik baru dan tahun 2030 untuk pabrik lama. Namun, target adopsi untuk pabrik lama diharapkan sudah dapat mencapai 50% pada tahun 2030 dan akan meningkat secara konstan sebesar 5% per tahun hingga mencapai 100% di tahun 2040.

B PENGGANTIAN BAHAN BAKAR



Pada skenario ini, penggantian minyak diesel menjadi biodiesel ditargetkan untuk diadopsi pada seluruh kendaraan yang dioperasikan oleh perusahaan. Sama seperti skenario moderat, dari tahun 2025 hingga 2029, prioritas utama program adalah memastikan seluruh kendaraan dan peralatan non-listrik yang dioperasikan oleh perusahaan *smelter* nikel menggunakan bahan bakar dengan bauran biodiesel di atas 30%. Melalui penelitian dan *piloting* lebih lanjut, diharapkan pada tahun 2030, dapat ditetapkan peningkatan bauran biodiesel menjadi 40% untuk seluruh kendaraan dan peralatan non-listrik perusahaan *smelter* nikel. Setiap lima tahun, bauran biodiesel diharapkan dapat meningkat hingga 10%. Sehingga, pada tahun 2045, bauran biodiesel dapat mencapai 70% dan konstan hingga 2050.

Untuk dapat mengadopsinya, dibutuhkan biodiesel hingga maksimum 770,7 juta liter per tahun. Di mana, penggunaan biodiesel tersebut setara dengan 306 liter per ton nikel. Pada tahun 2024, realisasi produksi biodiesel Indonesia mencapai 13,9 miliar liter. Dari keseluruhan produksi biodiesel tersebut, sebanyak 27,4 juta liter biodiesel diekspor. Sehingga, dengan mempertimbangkan keseluruhan kebutuhan biodiesel untuk industri nikel diambil dari proporsi ekspor eksisting, diperlukan tambahan produksi biodiesel sebesar 743 juta liter, tanpa mengganggu kapasitas serapan industri lain.

Untuk program penggantian bahan bakar batubara menjadi gas alam, kapasitas yang ditargetkan ditentukan dengan terlebih dahulu memaksimalkan penggunaan listrik dari sumber energi terbarukan. Setelah potensi energi terbarukan di setiap klaster dimaksimalkan, kapasitas penggantian LNG dibatasi dengan ketercapaian target reduksi emisi.

Pada klaster 1 dan 3, diharapkan terjadi penggantian bahan bakar batubara di *rotary dryer* dan *rotary kiln* hingga mencapai 23%. Peningkatan target adopsi dilakukan secara bertahap sejak tahun 2030 sebesar 5% dan meningkat 3% per tahun hingga mencapai maksimal pada tahun 2038. Untuk dapat memenuhi target ini, dibutuhkan LNG hingga maksimum 1 mtpa pada klaster 1 dan 0,8 mtpa pada klaster 3. Nilai ini setara dengan 1,06 ton LNG/tNi.

Pada klaster 2, akibat dari terbatasnya potensi listrik terbarukan untuk menurunkan emisi dari penggunaan listrik, diperlukan kapasitas adopsi penggantian ke LNG yang lebih besar. Diharapkan, terjadi penggantian bahan bakar batubara di *rotary dryer* dan *rotary kiln* hingga 100% pada tahun 2040. Tahapan dalam adopsi juga harus dilakukan secara lebih cepat, di mana pada tahun 2030, 30% batubara yang digunakan sebagai bahan bakar di *rotary dryer* dan *rotary kiln* sudah dapat digantikan dengan LNG. Peningkatan kapasitas adopsi diharapkan dapat meningkat hingga 10% per tahun, hingga mencapai maksimal pada tahun 2037. Untuk dapat memenuhi target ini, dibutuhkan LNG hingga maksimum 4,1 mtpa yang setara dengan 4,6 ton LNG/tNi.

Dengan total kapasitas infrastruktur LNG eksisting hingga 7,1 mtpa di sekitar ketiga klaster tinjauan, kebutuhan LNG total dari ketiga klaster yang mencapai 5,9 mtpa masih dapat dipenuhi.

C PENGGANTIAN BAHAN BAKU



Pada skenario ambisius, penggantian reduktan berjenis batubara menjadi biomassa dilakukan secara lebih ambisius untuk mencapai target penurunan emisi yang diharapkan. Pada klaster 1 dan 3, dengan tersedianya cukup potensi energi terbarukan untuk menurunkan emisi dari penggunaan listrik, persentase penggantian batubara reduktan mencapai 80%. Adopsi dilakukan secara bertahap sejak tahun 2030 sebesar 10% dan meningkat 4% per tahun hingga mencapai 30% pada tahun 2035. Dari tahun 2035, adopsi program diharapkan dapat meningkat lebih cepat hingga 9% per tahun hingga mencapai 75% pada tahun 2040. Setelah tahun 2040, adopsi program ini dapat meningkat lebih lambat hingga 1% per tahun. Pada kondisi adopsi tertinggi, kebutuhan biomassa untuk menggantikan batubara reduktan dapat mencapai 3,10 juta ton di klaster 1 dan 2,57 juta ton di klaster 3. Nilai ini setara dengan 3,49 ton biomassa (setara dengan cangkang kelapa sawit, mentah) per ton nikel yang diproduksi.

Pada klaster 2, dengan terbatasnya potensi energi terbarukan untuk mengurangi emisi keseluruhan, penggantian batubara reduktan menjadi biomassa harus dilakukan secara lebih ambisius. Diharapkan, terjadi penggantian batubara menjadi biomassa sebagai reduktan, hingga mencapai 100%. Program ini dapat mulai diimplementasikan sejak tahun 2030 dengan kapasitas awal implementasi sudah mencapai 30%. Kapasitas adopsi diharapkan dapat meningkat 10% per tahun hingga mencapai maksimal 100% pada tahun 2037. Pada kondisi adopsi maksimum, klaster 2 membutuhkan biomassa setara dengan cangkang kelapa sawit, hingga 2,56 juta ton per tahun. Nilai ini setara dengan 4,37 ton biomassa per ton nikel yang diproduksi.

Pada kondisi adopsi tertinggi, dibutuhkan total ~9,6 juta ton biomassa setara cangkang kelapa sawit mentah per tahun. Jika dibandingkan dengan potensi produksi biomassa nasional, kapasitas eksisting masih belum dapat memenuhi keseluruhan kebutuhan biomassa industri produksi nikel dari jalur pirometalurgi.

D ELEKTRIFIKASI DAN LISTRIK RENDAH KARBON



Pada skenario ambisius, penggantian sumber listrik dari pembangkit listrik tenaga uap menjadi energi terbarukan hanya dibatasi oleh ketersediaan potensi energi terbarukan yang berlokasi di masing-masing klaster. Adopsi program penggantian pembangkit listrik tenaga uap ini dilakukan secara bertahap dari tahun 2030 dan terus meningkat hingga mencapai batas maksimum ketersediaan potensi energi. Penetapan besaran kapasitas listrik rendah karbon dilakukan dengan memprioritaskan pembangkit listrik tenaga air dan pembangkit listrik tenaga angin terlebih dahulu sebelum kemudian menentukan penggantian menggunakan pembangkit listrik tenaga surya. Hal ini dilakukan dengan pertimbangan kestabilan ketersediaan listriknya.

Pada klaster 1, bauran listrik dari pembangkit listrik tenaga air dapat mencapai maksimum 55,34% dengan total kapasitas mencapai 2,52 GW. Sedangkan, bauran listrik dari pembangkit listrik tenaga angin hanya dapat mencapai maksimum kurang dari 0,23% dengan total kapasitas mencapai 0,01 GW. Secara praktis, perusahaan *smelter* dapat mengadopsi program ini dengan membangun pembangkit listrik tenaga air berkapasitas 2,84 kW/tNi dan pembangkit listrik tenaga angin berkapasitas 0,15 kW/tNi.

Bauran sumber listrik dari pembangkit listrik tenaga surya dapat mencapai maksimum 42,87% dengan total kapasitas mencapai 16,46 GW. Untuk memastikan ketersediaan listrik secara kontinyu di sepanjang hari, selama tiga hari, diperlukan sistem baterai dengan kapasitas maksimum 65,82 GW. Berdasarkan ketersediaan sistem baterai saat ini yang memiliki *discharge time* masing-masing 4 jam, diperlukan total 4 baterai dengan kapasitas masing-masingnya 16,46 GW. Secara praktis, perusahaan *smelter* dapat mengadopsi sistem ini dengan pemasangan solar PV berkapasitas 18,54 kW/tNi dan sistem baterai sebesar 74,18 kW/tNi.

Pada klaster 2, potensi energi angin dan air sangat terbatas. Sehingga, bauran listrik dari pembangkit listrik tenaga air hanya dapat mencapai maksimum 0,34% dan tenaga angin mencapai angin 0,03%. Total kapasitas pembangkit yang bisa diutilisasi adalah mencapai 27,38 MW untuk pembangkit tenaga air dan 27,12 MW untuk pembangkit tenaga angin. Secara praktis, perusahaan *smelter* dapat mengadopsi program ini dengan membangun pembangkit listrik tenaga air dan tenaga angin dengan kapasitas masing-masing sebesar 0,031 kW/tNi dan 0,030 kW/tNi.

Bauran sumber listrik dari pembangkit listrik tenaga surya hanya dapat mencapai maksimum 12,44% dengan total kapasitas mencapai 8,39 GW. Untuk memastikan ketersediaan listrik secara kontinyu di sepanjang hari, selama tiga hari, diperlukan sistem baterai dengan kapasitas maksimum 33,54 GW. Berdasarkan ketersediaan sistem baterai saat ini yang memiliki *discharge time* masing-masing 4 jam, diperlukan total 4 baterai dengan kapasitas masing-masingnya 8,39 GW. Secara praktis, perusahaan *smelter* dapat mengadopsi sistem ini dengan pemasangan solar PV berkapasitas 9,35 kW/tNi dan sistem baterai sebesar 37,38 kW/tNi.

Untuk dapat menggantikan batubara hingga 100% dan mencapai target penurunan emisi, dipertimbangkan pula tiga alternatif sumber listrik rendah karbon lainnya, seperti nuklir, hidrogen hijau, dan ammoniak. Pada skenario ini, hidrogen hijau dipilih berdasarkan biaya implementasi yang lebih murah dibandingkan kedua alternatif lainnya. Untuk mencapai target emisi, bauran energi listrik dari pembangkit berbasis hidrogen harus dapat mencapai 66,85% dengan kapasitas pembangkit sebesar 5,1 GW atau setara dengan 5,7 kW/tNi. Pada kondisi adopsi tertinggi, dibutuhkan hidrogen hijau hingga mencapai 2,3 mtpa.

Pada klaster 3, bauran listrik dari pembangkit listrik tenaga air dapat mencapai maksimum 56,54% dengan total kapasitas mencapai 2,1 GW. Sedangkan, bauran listrik dari pembangkit listrik tenaga angin dapat mencapai maksimum 28,05% dengan total kapasitas mencapai 13,16 GW. Secara praktis, perusahaan *smelter* dapat mengadopsi program ini dengan membangun pembangkit listrik tenaga air berkapasitas 2,90 kW/tNi dan pembangkit listrik tenaga angin berkapasitas 17,92 kW/tNi.

Bauran sumber listrik dari pembangkit listrik tenaga surya dapat mencapai maksimum 13,83% dengan total kapasitas mencapai 4,39 GW. Untuk memastikan ketersediaan listrik secara kontinyu di sepanjang hari, selama tiga hari, diperlukan sistem baterai dengan kapasitas maksimum 17,57 GW. Berdasarkan ketersediaan sistem baterai saat ini yang memiliki *discharge time* masing-masing 4 jam, diperlukan total 4 baterai dengan kapasitas masing-masing sebesar 4,39 GW. Secara praktis, perusahaan *smelter* dapat mengadopsi sistem ini dengan pemasangan solar PV berkapasitas 5,98 kW/tNi dan sistem baterai sebesar 23,93 kW/tNi.

4.3.2

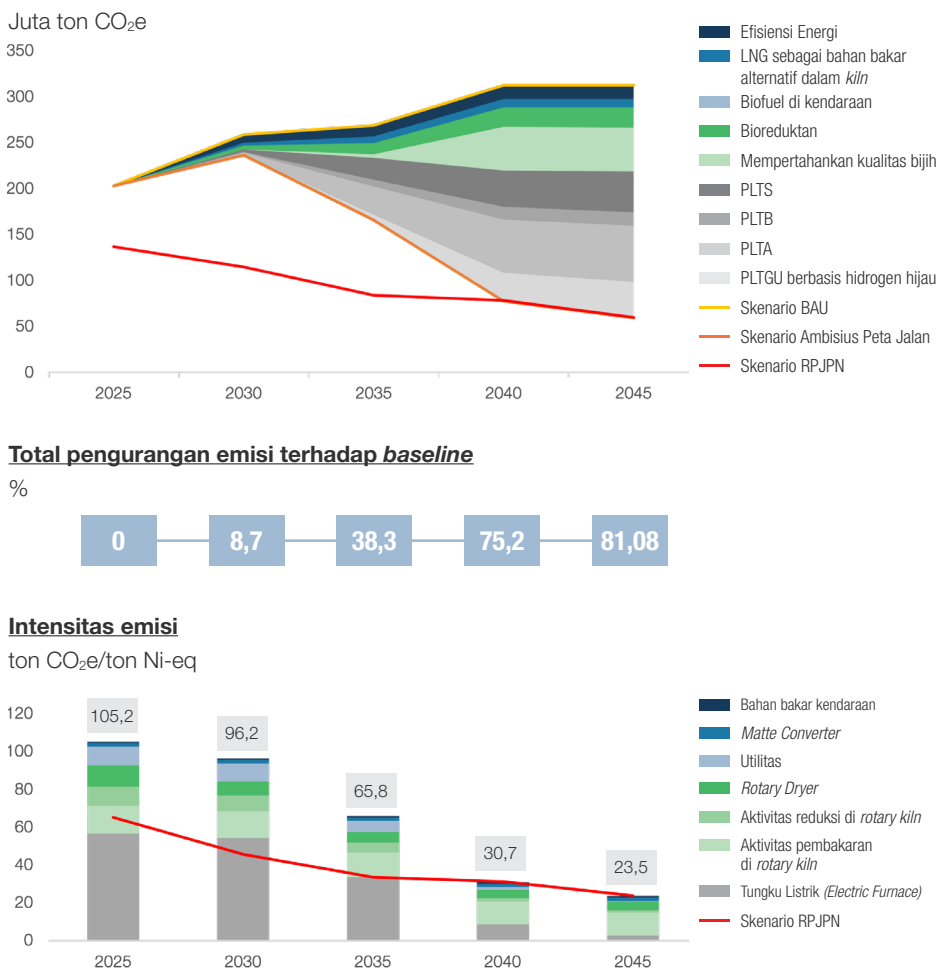
PROYEKSI EMISI DAN KESESUAIAN DENGAN TARGET RPJPN

Adopsi seluruh program dalam skenario ambisius ini diestimasi dapat menurunkan emisi industri nikel Indonesia melalui jalur produksi pirometalurgi hingga mencapai 81,09% pada tahun 2045. Intensitas emisi rata-rata dapat mencapai 23,47 tCO_2e/tNi pada tahun 2050. Dibandingkan dengan target penurunan emisi RPJPN hingga 80,90%, adopsi skenario ini telah mencapai target penurunan emisi dari tahun 2040 dan seterusnya.

Setelah tahun 2045, penggantian sumber listrik menjadi listrik rendah karbon memberikan kontribusi tertinggi pada penurunan emisi, yaitu mencapai 51,14%. Di mana, penggunaan pembangkit listrik tenaga air mendominasi total bauran energi, disusul dengan pembangkit listrik tenaga air, pembangkit berbasis hidrogen, dan pembangkit listrik tenaga angin secara berurutan. Penggantian material rendah karbon berkontribusi pada penurunan 22,31% emisi, yaitu melalui penetapan batas bawah kandungan nikel pada bijih input (15,20%) dan penggantian batubara reduktan menjadi biomassa (7,11%). Penggantian bahan bakar rendah karbon memberikan kontribusi penurunan emisi hingga 2,91%, yang mana kontribusi reduksi ini lebih kecil dibandingkan dengan skenario moderat. Sedangkan, efisiensi energi dapat menurunkan emisi hingga 4,72%. Kapasitas program efisiensi energi dan penggantian material bijih input tidak berbeda di setiap klaster. Sehingga, potensi reduksi emisinya sama di setiap klaster. Perbedaan performa reduksi emisi di ketiga klaster akan sensitif terhadap ketersediaan potensi energi terbarukan, yang berpengaruh kepada kapasitas penggantian bahan bakar rendah karbon, material reduktan rendah karbon, dan alternatif energi terbarukan tambahan.

Skenario ini berfokus kepada reduksi emisi dari sumber emisi terbesar, yaitu penggunaan listrik untuk keperluan *electric furnace*. Sehingga, setelah tahun 2045 profil emisi mengalami perubahan. Di mana, emisi yang tersisa dikontribusikan utamanya oleh pembakaran di *rotary kiln* dan *rotary dryer.* Emisi dari kedua unit proses tersebut utamanya dihasilkan oleh pembakaran bahan bakar berupa batubara dan LNG. Sehingga, reduksi emisi lebih lanjut untuk mencapai target reduksi yang lebih ambisius dapat dilakukan dengan meningkatkan kapasitas penggantian bahan bakar batubara menjadi LNG atau penggunaan alternatif bahan bakar lain yang lebih rendah karbon seperti hidrogen atau amonia.

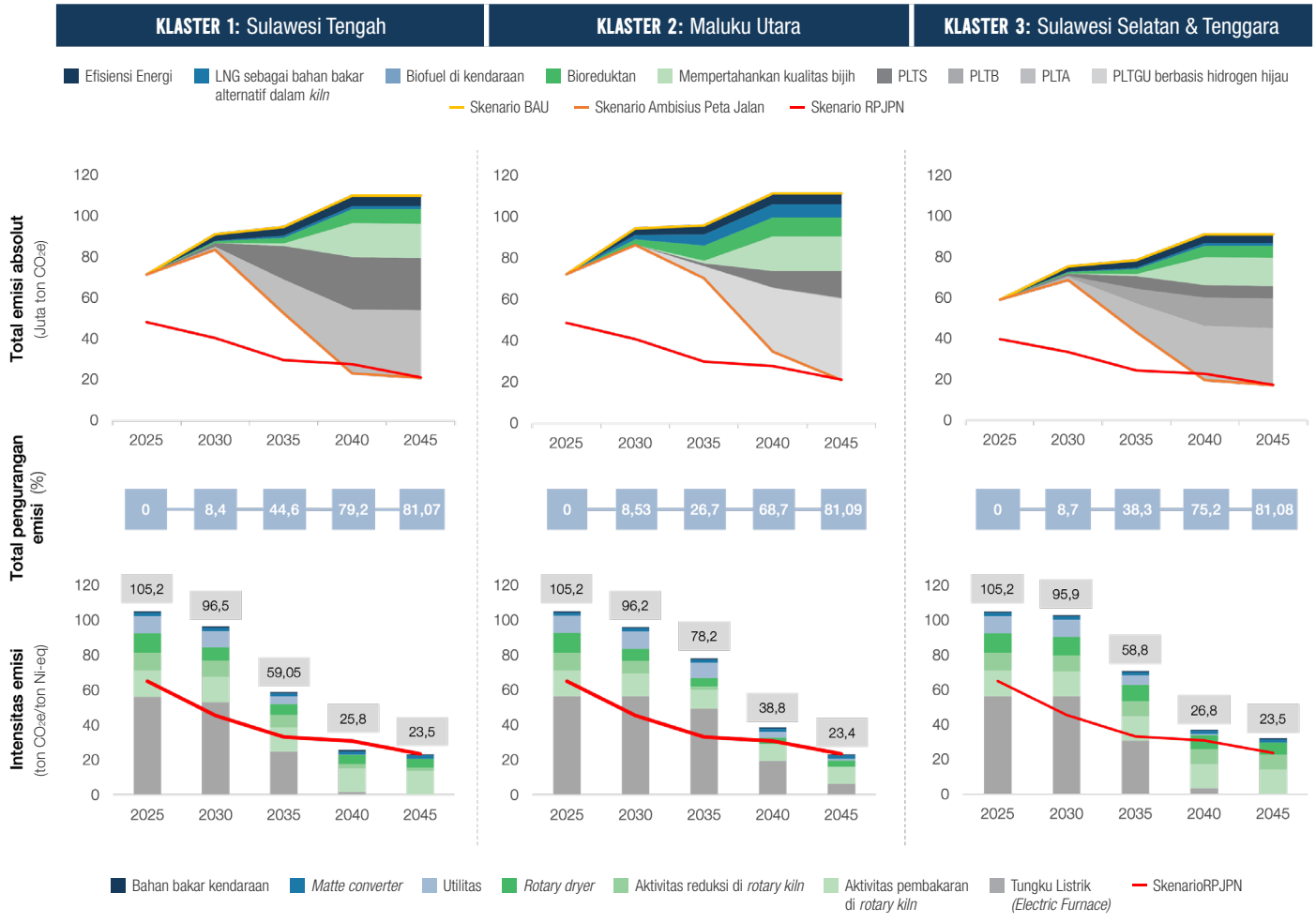
Gambar 61.
Lajur reduksi emisi untuk seluruh klaster pada Skenario Ambisius



Pada klaster 1 dan 3, reduksi emisi pada tahun 2045 dapat mencapai 81,09%, dengan intensitas emisi akhir sebesar 23,45 tCO_2e/tNi. Reduksi emisi pada kedua klaster ini dapat memenuhi target RPJPN sejak tahun 2040. Dengan potensi energi terbarukan berupa solar, air, dan angin yang mampu menggantikan seluruh pembangkit listrik berbasis batubara, membuat kontribusi penurunan emisi dari listrik rendah karbon dapat mencapai 53,30%. Sebagai dampaknya, kontribusi reduksi emisi hingga 1,33% dari penggantian bahan bakar rendah karbon pada *rotary dryer* dan *rotary kiln* dinilai sudah cukup untuk mencapai target emisi. Hal ini berdampak kepada jumlah LNG dan biomassa yang diperlukan untuk mengganti batubara.

Jika dibandingkan dengan klaster 2 yang memiliki potensi energi terbarukan yang lebih sedikit, kontribusi reduksi emisi dari penggunaan listrik berbasis solar, air, dan angin hanya mampu mencapai 12,04%. Sehingga, diperlukan LNG dan biomassa yang lebih banyak per satuan produksi nikel. Bahkan dengan memaksimalkan penggantian batubara menjadi LNG dan biomassa hingga 100%, total reduksi emisi baru dapat mencapai 45,89%. Penggunaan alternatif energi terbarukan, dalam hal ini pembangkit listrik berbasis hidrogen pada skenario ini dapat menutup galat reduksi emisi untuk mencapai target. Kontribusi reduksi emisi dari pembangkit listrik berbasis hidrogen pada skenario ini dapat mencapai 35,21%. Sehingga, adopsi seluruh program pada klaster 2 dapat mencapai 81,09% sejak tahun 2045, dengan intensitas emisi mencapai 23,45 tCO_2e/tNi. Adopsi hidrogen yang lebih lama untuk memudahkan transisi membuat pencapaian target reduksi emisi baru dapat tercapai di tahun 2045. Namun, dengan klaster 1 dan klaster 3 yang telah melampaui target reduksi pada tahun 2040, pembelian hak karbon dari kedua klaster tersebut dinilai cukup untuk mencapai target reduksi klaster 3.

Gambar 62.
Lajur reduksi emisi per klaster pada Skenario Ambisius



4.4

PERBANDINGAN SKENARIO

Skenario BAU dengan asumsi tanpa tambahan aksi reduksi emisi menjelaskan kondisi di mana perusahaan pengolahan nikel di Indonesia melakukan aktivitas produksinya seperti yang telah dilakukan selama ini. Sehingga, dari tahun ke tahun terjadi peningkatan emisi gas rumah kaca secara nasional akibat peningkatan kapasitas produksi, ditambah dengan peningkatan emisi dari setiap perusahaan secara rata-rata akibat dari penurunan kadar nikel dalam input bijih. Dibandingkan dengan skenario moderat dan ambisius, aktivitas produksi perusahaan diintervensi dengan berbagai program dekarbonisasi untuk menurunkan emisi.

Meninjau program efisiensi energi, pada skenario moderat dan ambisius, ditetapkan progres penerapan efisiensi melalui penggunaan kembali sisa panas dengan laju yang sama. Diharapkan, dengan penerapan program efisiensi energi, intensitas energi pada unit proses *rotary dryer* dapat menurun hingga 93% dibandingkan pada kondisi BAU. Sehingga, intensitas energi dapat mencapai 70 GJ/t-Ni di *rotary dryer.*

Meninjau program penggantian bahan bakar, terdapat perbedaan kapasitas penerapan program ini beserta lajunya untuk setiap klaster. Hal ini dipengaruhi oleh ketersediaan bahan bakar alternatif di setiap klaster dan kapasitas penerapan program dekarbonisasi lainnya. Untuk produksi nikel di klaster 1, skenario moderat menerapkan penggantian batubara menjadi LNG dengan persentase penggantian yang lebih besar dibandingkan dengan skenario ambisius. Hal ini terjadi karena skenario ambisius menetapkan target yang lebih tinggi terhadap kapasitas penggantian sumber listrik dan penggantian reduktan yang dinilai lebih murah dibandingkan dengan LNG. Berbeda dengan klaster 1, pada klaster 2 dan 3, kapasitas penerapan penggantian dengan LNG skenario moderat ditetapkan lebih rendah dibandingkan dengan skenario ambisius. Hal ini terjadi akibat ketersediaan kapasitas infrastruktur LNG di klaster 1 lebih besar dibandingkan kedua klaster lainnya. Terbatasnya potensi energi terbarukan di klaster 2 membuat kebutuhan penggantian batubara dengan LNG menjadi lebih besar dari kedua klaster lainnya. Penetapan ini mempertimbangkan harga penggantian dengan LNG lebih rendah dibandingkan dengan penggantian pembangkit listrik berbasis hidrogen.

Pada program penggantian material berupa penetapan batas bawah kandungan nikel dalam bijih input, skenario moderat dan ambisius memiliki target yang sama. Dimana pada awal tahun pemodelan skenario BAU, yaitu hingga tahun 2033, rata-rata kandungan nikel dalam bijih input lebih tinggi dibandingkan skenario moderat dan ambisius. Kondisi ini membuat konsumsi energi dan material per ton produk pada skenario BAU menjadi lebih rendah dibandingkan kedua skenario dekarbonisasi. Namun, setelah tahun 2033, akibat pengaturan kualitas bijih

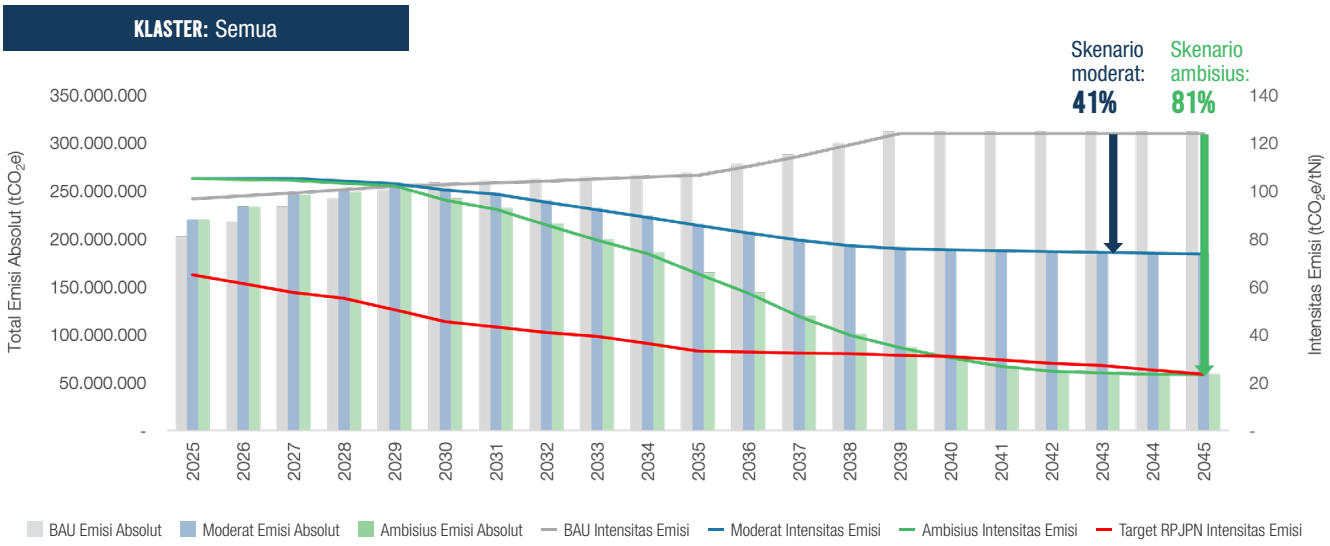
input, intensitas energi dan material per ton produk dapat diturunkan menjadi lebih rendah dibandingkan skenario BAU.

Pada program penggantian material reduktan dari batubara menjadi biomassa, skenario moderat hanya dapat mencapai penggantian batubara hingga 17% untuk setiap perusahaan dengan mempertimbangkan ketersediaan biomassa berupa cangkang sawit di Indonesia. Namun, pada skenario ambisius, diperlukan penggantian hingga 80% pada klaster 1 dan 3, serta 100% pada klaster 2. Kondisi ini ditetapkan dengan mempertimbangkan pencapaian reduksi emisi yang ditetapkan serta kapasitas penerapan program lainnya, khususnya penggantian sumber listrik ke listrik terbarukan.

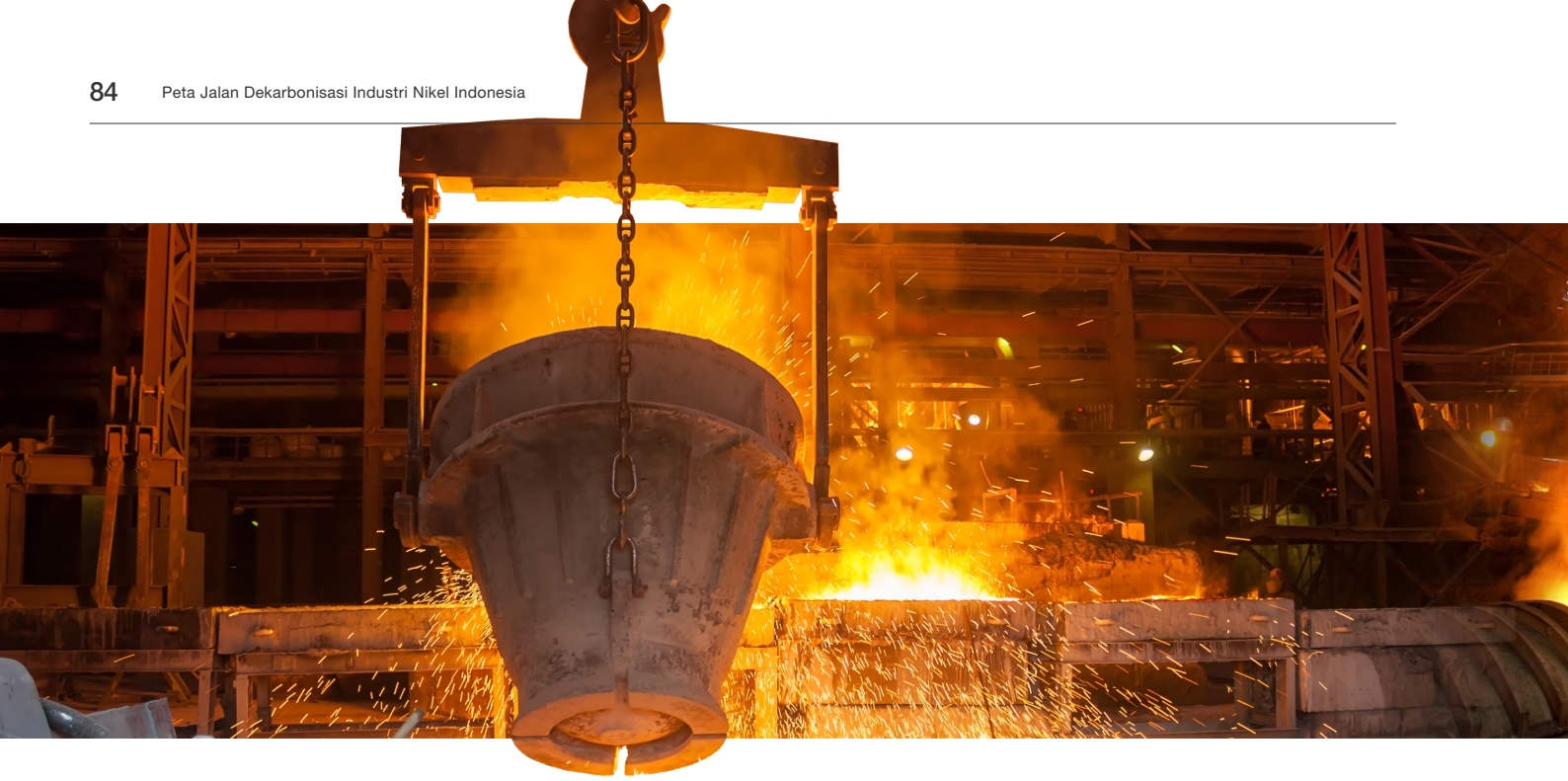
Pada program penggantian sumber listrik dari batubara ke energi baru dan terbarukan, ketiga klaster membutuhkan kapasitas penggantian pembangkit berbasis batubara yang lebih besar untuk skenario ambisius. Dimana, bauran energi dari pembangkit berbasis batubara diturunkan dari 96,1% menjadi 4,1% pada tahun 2045. Hal ini dapat dilakukan dengan membangun pembangkit listrik dari sumber energi baru dan terbarukan, seperti pembangkit listrik tenaga surya, air, angin, dan hidrogen. Pada skenario moderat, dengan mempertimbangkan ketersediaan potensi energi baru di ketiga klaster, membuat adanya perbedaan target bauran energi terbarukan di ketiga klaster. Target bauran energi terbarukan pada klaster 1 dan 2 hanya dapat mencapai 3,8% dan 0,05% akibat keterbatasan potensi energi terbarukan di sekitar *smelter* dan infrastruktur transmisi eksisting. Sedangkan, pada klaster 3, pencapaian target bauran dapat mencapai 100%.

Perbedaan kapasitas penerapan program di ketiga skenario berimplikasi langsung terhadap perbedaan emisi absolut dan intensitas emisinya. Pada skenario ambisius, intensitas emisi rata-rata secara nasional dapat menurun dari 124,02 tCO_2e/t-Ni menjadi 23,47 tCO_2e/t-Ni. Sedangkan, pada skenario moderat, intensitas emisi gas rumah kaca rata-rata hanya dapat menurun dari 124,02 tCO_2e/t-Ni menjadi 73,00 tCO_2e/t-Ni.

Gambar 63.
Perbandingan total emisi absolut dan intensitas emisi seluruh skenario terhadap kondisi BAU pada seluruh klaster



SKENARIO		2025	2030	2035	2040	2045
Moderat	Persen Reduksi	-8,7%	2,0%	18,7%	39,7%	41,1%
	Selisih Terhadap Target Reduksi Akhir	89,6%	78,9%	62,2%	41,2%	39,8%
Ambisius	Persen Reduksi	-8,7%	6,3%	38,3%	75,2%	81,1%
	Selisih Terhadap Target Reduksi Akhir	89,6%	74,6%	42,6%	5,7%	-0,2%

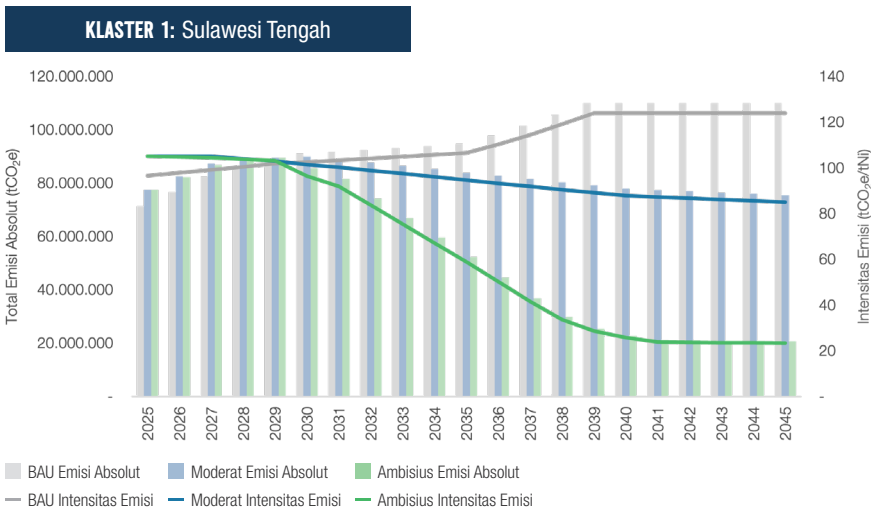


Secara nasional, emisi gas rumah kaca dari produksi nikel melalui jalur produksi pirometalurgi dapat mencapai 81% pada skenario ambisius. Sedangkan, pada skenario moderat, emisi gas rumah kaca rata-rata nasional hanya dapat menurun hingga 41,2% dibandingkan dengan skenario BAU. Dengan kata lain, hanya skenario ambisius yang dinilai dapat memenuhi target reduksi emisi yang ditetapkan di dalam RPJPN 2025–2045. Dimana pada skenario moderat, masih terdapat 39,8% emisi yang perlu diturunkan lebih lanjut demi memenuhi ekspektasi RPJPN.

Meskipun secara nasional pencapaian reduksi emisi skenario moderat sudah dapat mencapai 41%, namun reduksi emisi ini sebagian besar dikontribusikan oleh klaster 3. Hal ini terjadi akibat perbedaan ketersediaan material dan energi di masing-masing klaster, dimana potensi energi terbarukan di klaster 3 lebih besar dari kedua klaster lainnya.

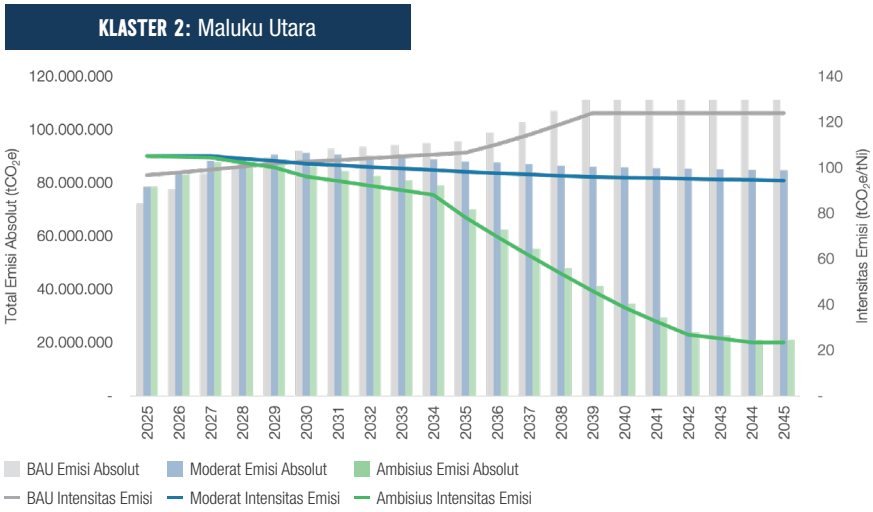
Pada klaster 1, intensitas emisi rata-rata hanya dapat mencapai 85,15 tCO_2/t-Ni di tahun 2045, dalam skenario moderat. Nilai ini setara dengan reduksi emisi hingga 31% dari skenario BAU di tahun yang sama. Namun, jika dibandingkan dengan intensitas emisi rata-rata pada tahun 2023, intensitas emisi skenario moderat hanya mampu mereduksi emisi hingga 9,81%. Akibat dari peningkatan kapasitas produksi, reduksi emisi pada skenario moderat ini masih belum mampu mereduksi emisi absolut pada tahun 2023. Dimana emisi absolut skenario moderat masih lebih tinggi hingga 27%. Dengan meningkatkan target kapasitas implementasi program skenario moderat hingga mencapai skenario ambisius, intensitas emisi tahun 2045 dapat mencapai 23,48 tCO_2e/t-Ni, setara dengan penurunan hingga 81,1% dari skenario BAU di tahun yang sama dan 75,13% dari intensitas emisi rata-rata di tahun 2023.

Gambar 64.
Perbandingan total emisi absolut dan intensitas emisi seluruh skenario terhadap kondisi BAU pada klaster 1





Gambar 65.
Perbandingan total emisi absolut dan intensitas emisi seluruh skenario terhadap kondisi BAU pada klaster 2

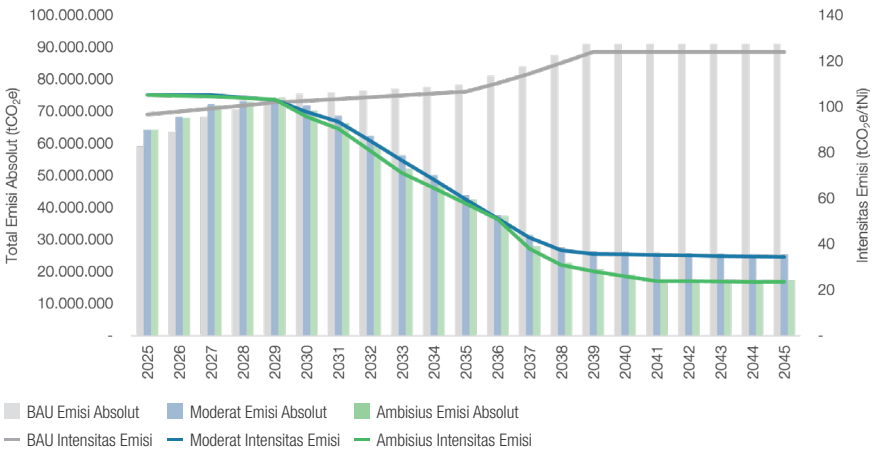


Pada klaster 2 dan skenario moderat, intensitas emisi rata-rata hanya dapat mencapai 94,46 tCO_2/t-Ni di tahun 2045. Nilai ini setara dengan reduksi emisi hingga 24% dari skenario BAU di tahun yang sama. Namun, skenario moderat belum mampu menurunkan intensitas emisi menjadi lebih rendah dari kondisi intensitas emisi pada tahun 2023 akibat dari penurunan kandungan logam nikel dalam bijih. Lebih jauh lagi, akibat peningkatan kapasitas produksi, emisi absolut total pada skenario moderat masih lebih tinggi hingga 40% dibandingkan dengan emisi absolut pada tahun 2023. Namun, dengan meningkatkan target kapasitas implementasi hingga mencapai skenario ambisius, intensitas emisi tahun 2045 dapat mencapai 23,45 tCO_2e/t-Ni, setara dengan penurunan hingga 81,1% dari skenario BAU di tahun yang sama dan 75,17% dari intensitas emisi rata-rata di tahun 2023.

Pada klaster 3 skenario moderat, intensitas emisi rata-rata dapat mencapai 32,11 tCO_2/t-Ni di tahun 2045. Nilai ini setara dengan reduksi emisi hingga 74,1% dari skenario BAU di tahun yang sama. Jika dibandingkan dengan intensitas emisi rata-rata pada tahun 2023, intensitas emisi skenario moderat mampu mereduksi emisi hingga 65,99%.

Dengan meningkatkan target kapasitas implementasi program skenario moderat hingga mencapai skenario ambisius, intensitas emisi tahun 2045 dapat mencapai 23,48 tCO_2/t-Ni, setara dengan penurunan hingga 81,1% dari skenario BAU di tahun yang sama dan 75,14% dari intensitas emisi rata-rata di tahun 2023.

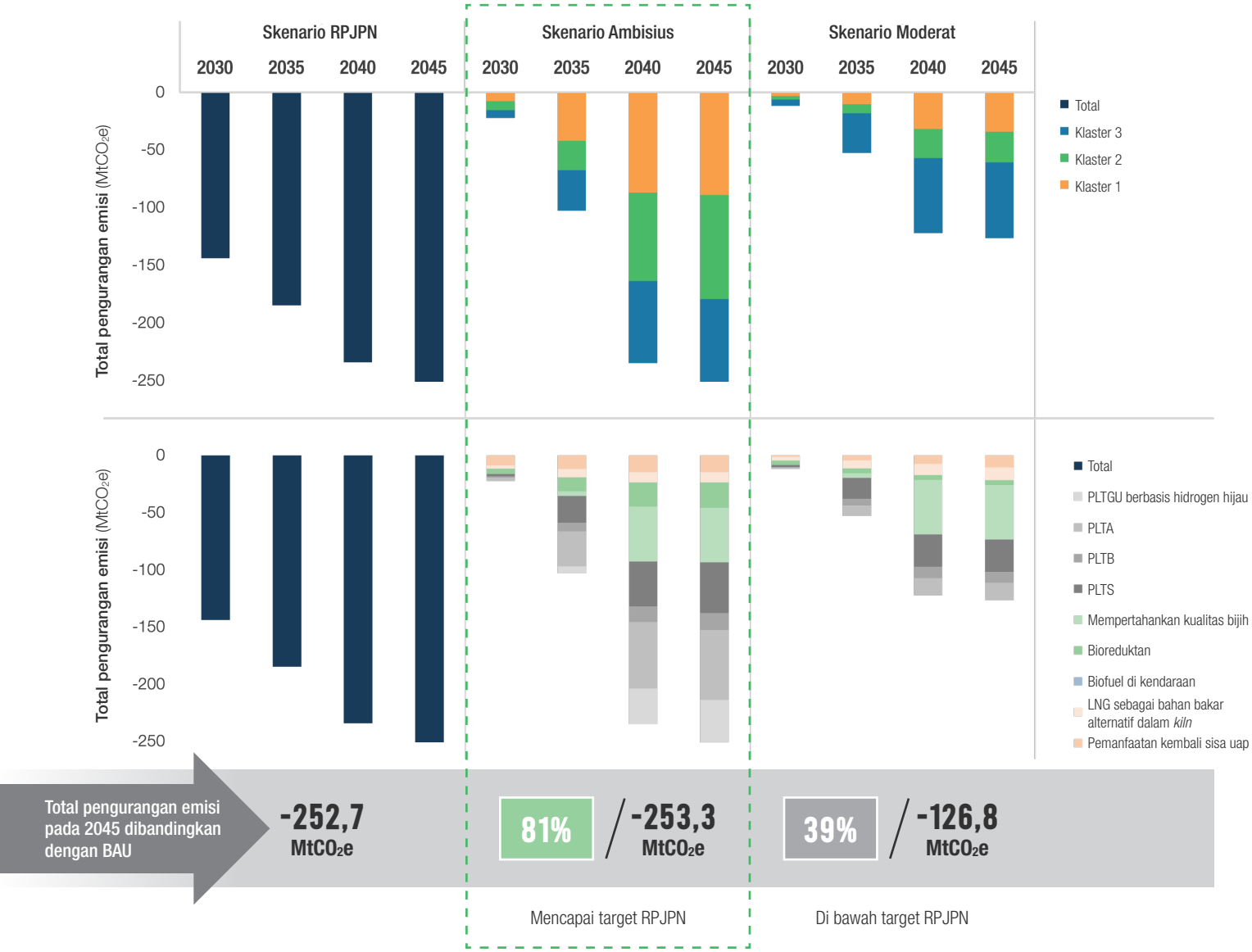
Gambar 66.
Perbandingan total emisi absolut dan intensitas emisi seluruh skenario terhadap kondisi BAU pada klaster 3



Dengan kata lain, pada skenario moderat, hanya klaster 3 yang dapat menurunkan emisi absolut tahunan dari tahun 2023. Sedangkan kedua klaster lainnya, meskipun dapat menurunkan intensitas emisi dari skenario BAU pada tahun yang sama, namun penurunan intensitas emisi ini belum dapat *canceling out* peningkatan emisi absolut akibat penambahan kapasitas produksi.

Oleh karena itu, skenario yang terpilih untuk ditindaklanjut adalah skenario ambisius yang mampu mencapai total reduksi emisi sebesar 253,3 juta tCO_2e pada tahun 2045 jika dibandingkan dengan total emisi pada kondisi BAU, sejalan dan bahkan lebih besar jika dibandingkan dengan target reduksi emisi dari RPJPN di tahun yang sama yaitu 252,7 juta tCO_2e (80,98% reduksi dari BAU). Skenario ini menghasilkan penurunan emisi dua kali lipat lebih besar jika dibandingkan skenario moderat yang menarget reduksi 126,8 juta tCO_2e di tahun 2045.

Gambar 67.
Hasil reduksi emisi sampai tahun 2045 pada Skenario Ambisius dan Skenario Moderat



B A B

05

REKOMENDASI KEBIJAKAN UNTUK MENDUKUNG IMPLEMENTASI SKENARIO DEKARBONISASI TERPILIH





Merujuk pada Bab 4, skenario yang terpilih untuk diimplementasikan lebih lanjut adalah **Skenario Ambisius**, dengan target penurunan emisi industri sebesar 81% pada tahun 2045. Skenario ini diproyeksikan mampu mereduksi total emisi sebesar 253,3 juta tCO_2e dari tahun 2025 hingga 2045, sejalan dengan target reduksi emisi dalam RPJPN.

Untuk mewujudkan skenario tersebut, dibutuhkan transformasi atas ekosistem produksi nikel saat ini. Terdapat delapan arah kebijakan utama (**Gambar 68**) yang akan diterapkan dalam 4 tahap yaitu:

Pembangunan Fondasi Transisi
(2025–2029)

Pengembangan Infrastruktur Dasar dan Adopsi Strategi Fase Awal
(2030–2034)

Adopsi Strategi Fase Lanjut dan Perkembangan Menuju Pasar yang Matang
(2035–2039)

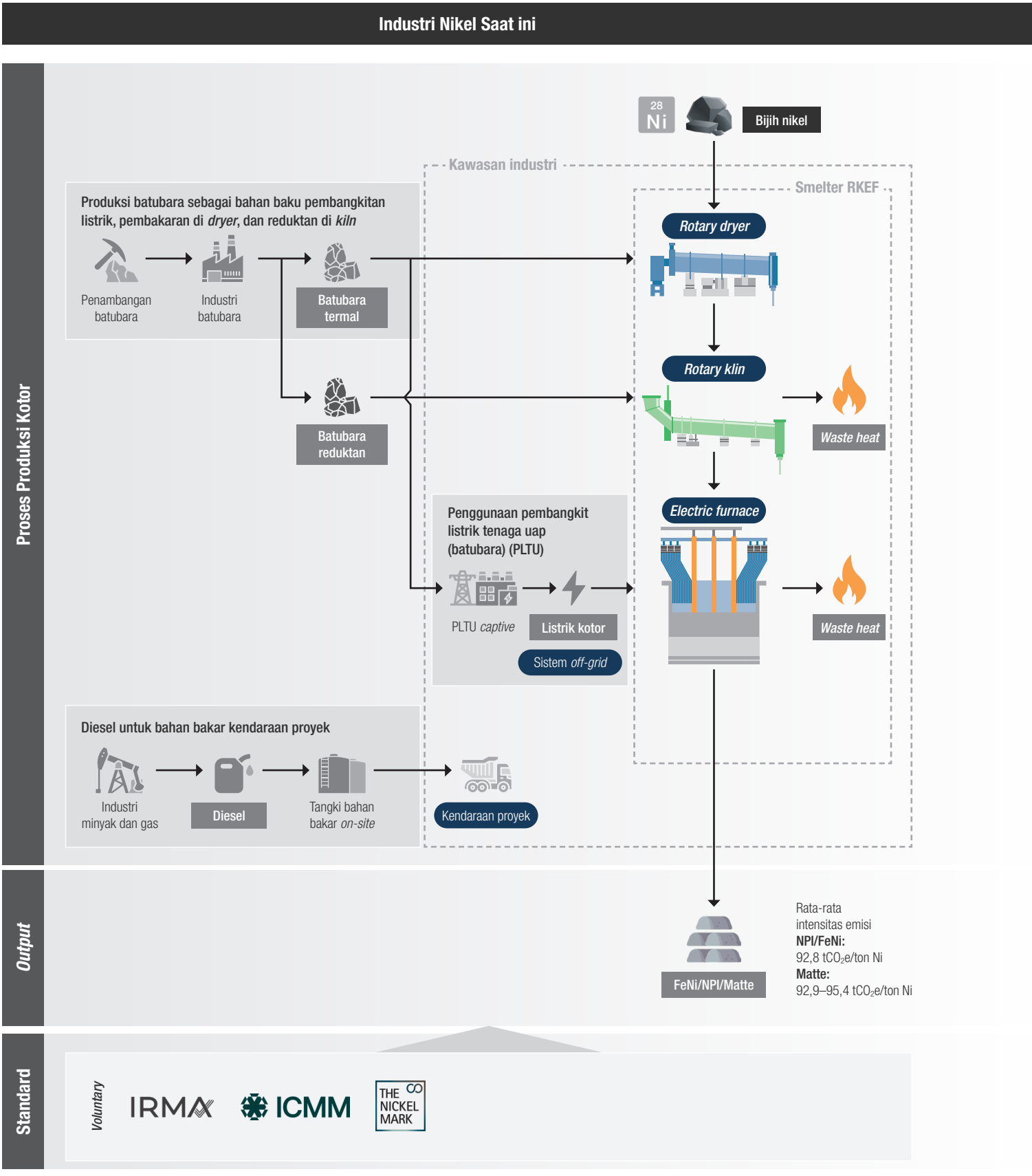
Adopsi Strategi Fase Optimal dan Pencapaian Target Reduksi Emisi
(2040–2045)

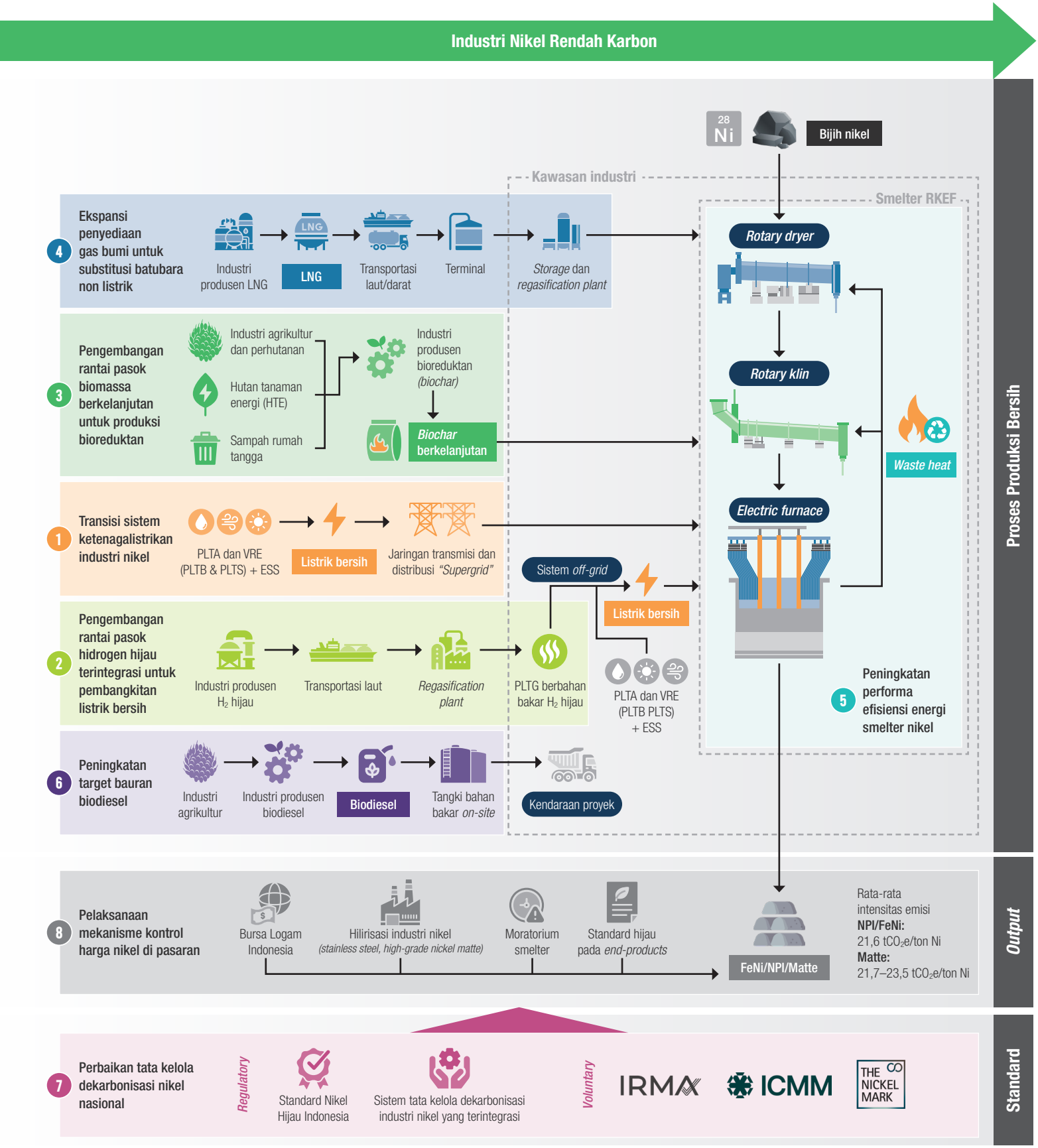
Wujud transformasi pada rantai pasok industri nikel setelah kebijakan tersebut diimplementasi dijelaskan dalam **Gambar 68.**

Gambar 68.
Delapan arah kebijakan untuk mewujudkan industri nikel rendah karbon di Indonesia (2025–2045)



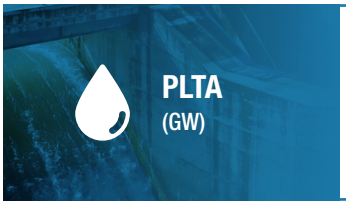
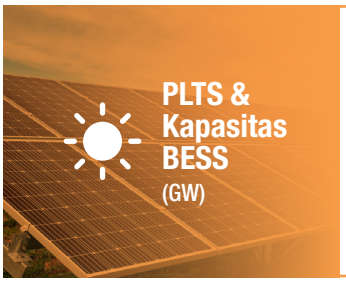
Gambar 69.
Transformasi ekosistem pendukung yang dibutuhkan untuk mendekarbonisasi industri nikel




Industri Nikel Rendah Karbon
28 Ni
Bijih nikel
Kawasan industri
Smelter RKEF
4 Ekspansi penyediaan gas bumi untuk substitusi batubara non listrik
Industri produsen LNG
LNG
Transportasi laut/darat
Terminal
Storage dan regasification plant
3 Pengembangan rantai pasok biomassa berkelanjutan untuk produksi bioreduktan
Industri agrikultur dan perhutanan
Hutan tanaman energi (HTE)
Sampah rumah tangga
Industri produsen bioreduktan (biochar)
Biochar berkelanjutan
1 Transisi sistem ketenagalistrikan industri nikel
PLTA dan VRE (PLTB & PLTS) + ESS
Listrik bersih
Jaringan transmisi dan distribusi "Supergrid"
2 Pengembangan rantai pasok hidrogen hijau terintegrasi untuk pembangkitan listrik bersih
Industri produsen H2 hijau
Transportasi laut
Regasification plant
PLTG berbahan bakar H2 hijau
Sistem off-grid
Listrik bersih
PLTA dan VRE (PLTB PLTS) + ESS
6 Peningkatan target bauran biodiesel
Industri agrikultur
Industri produsen biodiesel
Biodiesel
Tangki bahan bakar on-site
Kendaraan proyek
Rotary dryer
Rotary klin
Electric furnace
Waste heat
5 Peningkatan performa efisiensi energi smelter nikel
Proses Produksi Bersih
8 Pelaksanaan mekanisme kontrol harga nikel di pasaran
Bursa Logam Indonesia
Hilirisasi industri nikel (stainless steel, high-grade nickel matte)
Moratorium smelter
Standard hijau pada end-products
FeNi/NPI/Matte
Rata-rata intensitas emisi
NPI/FeNi: 21,6 tCO2e/ton Ni
Matte: 21,7–23,5 tCO2e/ton Ni
Output
7 Perbaikan tata kelola dekarbonisasi nikel nasional
Regulatory
Standard Nikel Hijau Indonesia
Sistem tata kelola dekarbonisasi industri nikel yang terintegrasi
Voluntary
IRMA
ICMM
THE NICKEL MARK
Standard

Gambar 70.
Total kebutuhan energi, bahan baku, dan material untuk dekarbonisasi industri nikel 2025–2045

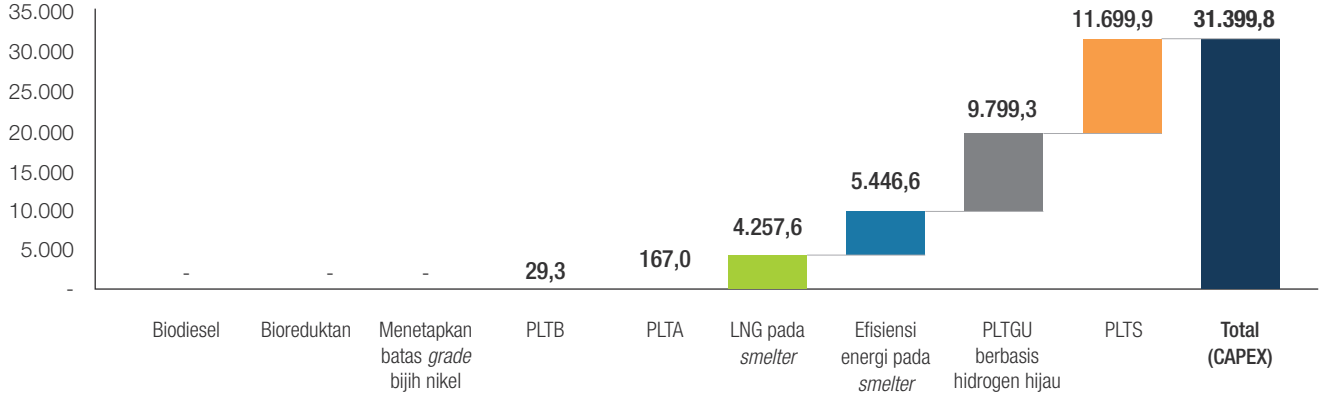
Total kebutuhan energi, bahan baku, dan material untuk dekarbonisasi industri nikel (2023–2045)

		2023	2030	2035	2040	2045
 **PLTA** (GW)	Klaster 1	0	0,13	1,3	2,4	2,5
	Klaster 2	0	~0	0,002	0,02	0,03
	Klaster 3	0	0,11	1,1	2,0	2,1
	Total	0	0,24	2,4	4,4	4,6
 **PLTB** (GW)	Klaster 1	0	0,006	0,06	0,12	0,13
	+ untuk H_2	0	0	0	0	0,002
	Klaster 2	0	0	0,002	0,02	0,03
	Klaster 3	0	0,7	6,9	13,1	13,2
	+ untuk H_2	0	0	37,6	75,2	75,2
	Total	0	0,7	44,6	88,4	88,5
 **PLTS & Kapasitas BESS** (GW)	Klaster 1	0	1,05	10,6	16,4	16,4
	+ untuk H_2	0	0	7,9	15,8	15,8
	Klaster 2	0	0,007	0,87	5,0	8,4
	Klaster 3	0	0,74	4,4	4,4	4,4
	+ untuk H_2	0	0	28,2	56,3	56,3
	Total	0	1,8	51,9	97,9	101,3
 **PLTG berbasis hidrogen hijau** (GW)	Klaster 1	0	0	0	0	0
	Klaster 2	0	0	0,75	4,7	5,1
	Klaster 3	0	0	0	0	0
	Total	0	0	0,75	4,67	5,1
 **LNG** (juta ton)	Klaster 1	0	0,2	0,6	1,0	1,0
	Klaster 2	0	1,4	3,5	4,1	4,1
	Klaster 3	0	0,2	0,6	0,8	0,8
	Total	0	1,8	4,7	5,9	5,9
 **Biomassa** (juta ton)	Klaster 1	0	0,4	1,2	2,9	3,1
	Klaster 2	0	1,2	3,1	3,9	3,9
	Klaster 3	0	0,3	1	2,4	2,6
	Total	0	1,9	5,3	9,2	9,6
 **Biodiesel** (juta liter)	Klaster 1	96,8	155,1	193,9	232,7	271,5
	Klaster 2	97,9	156,9	196,1	235,3	274,5
	Klaster 3	80,1	128,4	160,5	192,6	224,7
	Total	274,8	440,4	550,5	660,6	770,7

Gambar 71.
Total kebutuhan pendanaan untuk dekarbonisasi industri nikel 2025–2045

Strategi Dekarbonisasi	Biaya modal (CAPEX) (juta $)	Biaya operasional (OPEX) (juta $)	Biaya energi/ bahan baku (juta $)	Total biaya tambahan (juta $)	Biaya reduksi emisi (LCC) ($/tCO$_2$e)	Cakupan komponen pembiayaan dalam pemodelan	
						Tercakup	Tidak tercakup
PLTA	166,9	-9,5	-120,7	14,4	8,86	• Biaya konstruksi pembangkit listrik • Biaya pembelian baterai penyimpanan • Biaya pembelian listrik *on-grid*	Biaya konstruksi jaringan listrik *on-grid*
PLTB	29,3	-5,4	-9,6	14,4	45,34		
PLTS + BESS	11.700	-939,7	-4.380	6.379	42,46		
PLTG berbasis hidrogen hijau	9.799	-2.097	8.141	15.843	31,75	• Biaya pembelian hidrogen hijau • Biaya konstruksi pembangkit listrik	• Biaya produksi dan infrastruktur hidrogen hijau (co: *electrolyzer*) • Biaya konstruksi jaringan listrik *off-grid*
LNG	4.258	5.191	15.381	24.829	149,37	• Biaya pembelian LNG • Biaya konstruksi *regasification plant*	Biaya produksi dan infrastruktur LNG (co: terminal)
Bioreduktan	-	-	4.952	4.952	13,66	Biaya pembelian bioreduktan	Biaya produksi bioreduktan
Biodiesel	-	-	354	354	378,81	Biaya pembelian biodiesel	Biaya produksi dan infrastruktur biodiesel
Menetapkan batas *grade* bijih nikel	-	-	6.545	6.546	12,93	Biaya pembelian bijih nikel	Biaya aktivitas penyaringan bijih nikel
Efisiensi energi	5.447	4.214	-8.352	1.309	4,57	Biaya penyesuaian mesin pada pabrik *(retrofitting)*	
Total	**31.400**	**-32.041**	**94.908**	**94.267**	**25,39**		

Gambar 72.
Biaya modal yang dibutuhkan untuk mengimplementasi strategi dekarbonisasi di industri nikel sampai 2045 (CAPEX)
Juta USD



Gambar 73.
Kompilasi strategi pendanaan untuk dekarbonisasi industri nikel 2023–2045

Strategi Dekarbonisasi	Komponen pembiayaan	Penanggung jawab proyek	Skema pembiayaan	Sumber pendanaan	Dukungan tambahan				
					Koreksi harga	Pengusulan dan penetapan proyek dalam daftar rencana KPBU	Penyediaan jaminan pembiayaan	Reformasi regulasi	Insentif
Transisi sistem ketenaga-listrikan industri nikel	Konstruksi pembangkit listrik EBT baru (PLTA, PLTS, PLTB)	*Independent Power Producer* (IPP)	Investasi swasta	*Commercial loan*	Ya. Koreksi harga patokan tertinggi penjualan listrik bersih sehingga menguntungkan untuk PLN, IPP, dan terjangkau melalui amandemen Perpres No. 112 Tahun 2022		Ya oleh PT PII, karena strategis untuk transisi energi dan pemenuhan RUPTL	Revisi regulasi untuk memperbaiki iklim investasi proyek pembangkit listrik bersih, meliputi: • Perpanjangan periode Perjanjian Jual-Beli Listrik (menurunkan resiko proyek) • Percepatan penerbitan izin lingkungan dan lahan	
		PT PLN Persero	Kerjasama Pemerintah & Badan Usaha (KPBU)	*Blended financing*		Ya, pengusulan proyek konstruksi jaringan listrik di Sulawesi dan Maluku Utara	Ya oleh PT PII, karena IRR proyek rendah		
	Konstruksi dan modernisasi jaringan listrik	PT PLN Persero	KPBU	*Blended financing*					
Pengembangan rantai pasok hidrogen hijau terintegrasi untuk pembangkitan listrik bersih	Konstruksi industri produsen hidrogen hijau	PT PLN Persero	KPBU	*Blended financing*	Ya. Subsidi harga hidrogen hijau khusus untuk industri nikel di Maluku Utara	Ya, pengusulan proyek konstruksi industri hidrogen hijau di Sulawesi	Ya oleh PT PII, karena strategis untuk transisi energi dan *profitability* proyek rendah		Pembebasan bea masuk untuk impor teknologi kunci (co: *electrolyzer, storage*, mesin PLTGU)
	Konstruksi PLTGU *captive* dan infrastruktur pendukungnya	Industri nikel	Investasi swasta	*Blended financing*	Ya. Koreksi harga listrik hijau, dampak dari subsidi harga hidrogen hijau	Ya, pengusulan proyek konstruksi PLTGU berbasis hidrogen hijau & jaringan distribusi listrik *captive* di Maluku Utara			
Pengembangan rantai pasok biomassa berkelanjutan untuk produksi bioreduktan	Konstruksi industri produsen bioreduktan	Industri swasta (co: PLN EPI, dll)	Investasi swasta	*Commercial loan*	Ya. Koreksi harga biomassa melalui penetapan HBmA yang lebih tinggi daripada harga jual ekspor		Ya oleh PT PII, karena strategis untuk transisi energi dan belum tentu *development bank* mau membiayai solusi transisi seperti biomassa		Pelaksanaan kajian untuk mengalokasikan dana pungutan ekspor sawit *(levy)* untuk mensubsidi pengembangan rantai pasok biomassa
Ekspansi penyediaan gas alam untuk substitusi batubara non-listrik	Penambahan kapasitas industri LNG dan konstruksi infrastruktur distribusi LNG	Industri swasta (co: Medco, Inpex, Pertamina, Shell)	Investasi swasta	*Blended financing*	Ya. Perluasan HGBT, mencakup industri nikel		Ya oleh *non-bank financial institusions* sebagai *de-risking parties*, karena *profitability* proyek tinggi		
	Konstruksi *regasification plant*	Industri nikel	Investasi swasta	*Commercial loan*				Percepatan addendum izin terminal khusus (tersus)	Pembebasan bea masuk untuk impor teknologi kunci (co: *regasification plant*)
Peningkatan performa efisiensi energi *smelter* nikel	Retrofit untuk implementasi *waste heat recovery*	Industri nikel	ESCO	*Commercial loan*					
Peningkatan target bauran biodiesel	Produksi biodiesel	PT Pertamina Persero	Investasi swasta	*Commercial loan*	Pelaksanaan kajian untuk menerapkan strategi pembatasan kenaikan harga biodiesel terhadap industri seiring dengan peningkatan target bauran				Melanjutkan subsidi produksi biodiesel dari Badan Pengelola Dana Perkebunan (BPDP)

5.1

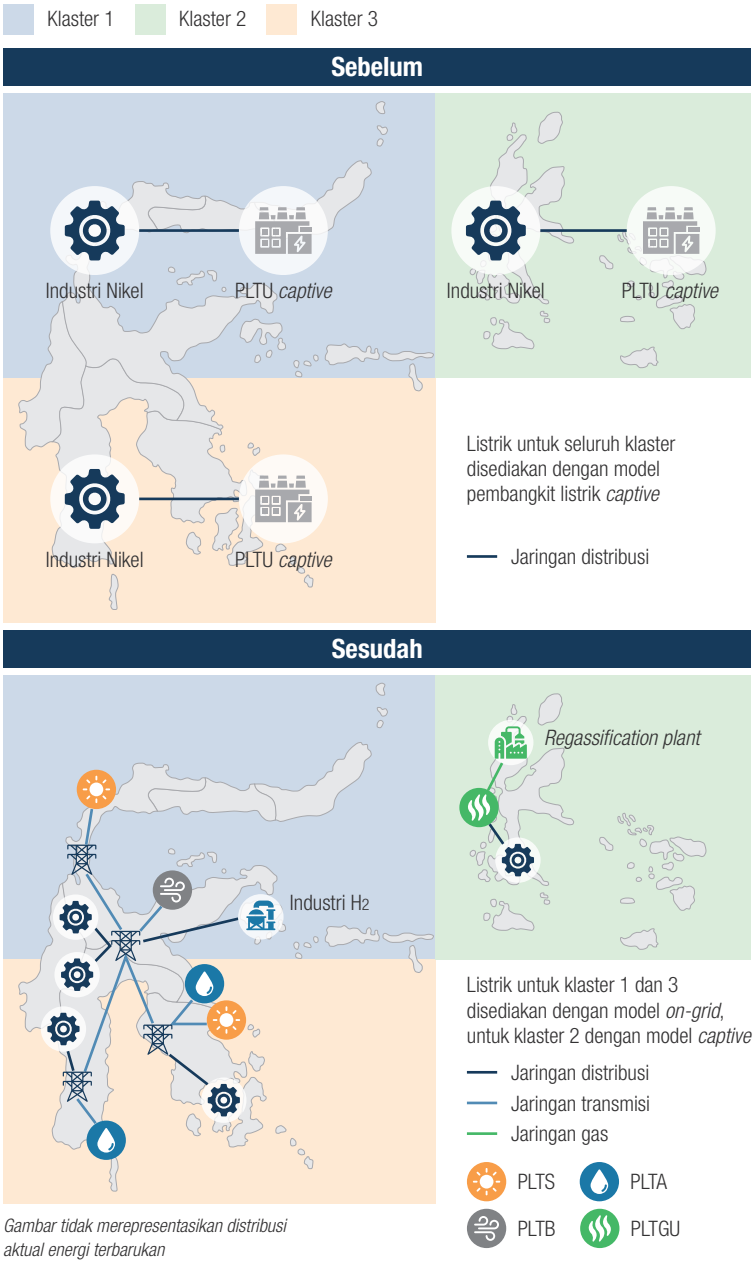
TRANSISI SISTEM KETENAGALISTRIKAN INDUSTRI NIKEL

Sumber emisi terbesar industri nikel berasal dari pembangkitan listrik dengan konstribusi mencapai 63,5% dari total seluruh emisi di *smelter*. Hal ini disebabkan oleh penggunaan PLTU *captive* yang dominan akibat keterbatasan cakupan sistem ketenagalistrikan *on-grid* di sekitar wilayah *smelter* nikel.

Untuk menurukan emisi, dibutuhkan transisi bertahap dari PLTU ke sumber energi baru terbarukan. Elemen kunci dalam implementasi strategi ini adalah memastikan sumber energi terbarukan tersedia sesuai kebutuhan konsumsi listrik bersih *smelter (availability)*, memastikan listrik bersih dapat diakses oleh industri melalui jaringan listrik yang ekspansif, modern, dan andal *(accessibility)*, serta menjamin harga dan biaya listrik bersih yang terjangkau *(affordability).*

Terkait aspek *availability*, terdapat kesenjangan potensi energi terbarukan (surya, bayu, dan air) antara Klaster 1 dan 3 dengan Klaster 2. Klaster 1 dan 3 memiliki potensi yang melimpah, sehingga akan mengoptimalkan konsumsi listrik bersih dari sumber tersebut. Sementara itu, Klaster 2 memiliki potensi yang sangat terbatas untuk energi yang sama, sehingga hidrogen hijau alternatif utama (dibahas pada Bagian 5.2). Total kebutuhan energi listrik dari sumber energi terbarukan konvensional untuk industri nikel pada tahun 2025–2045 dijelaskan pada **Gambar 70**.

Gambar 74.
Ilustrasi perubahan skema penyediaan listrik untuk menerapkan skenario dekarbonisasi



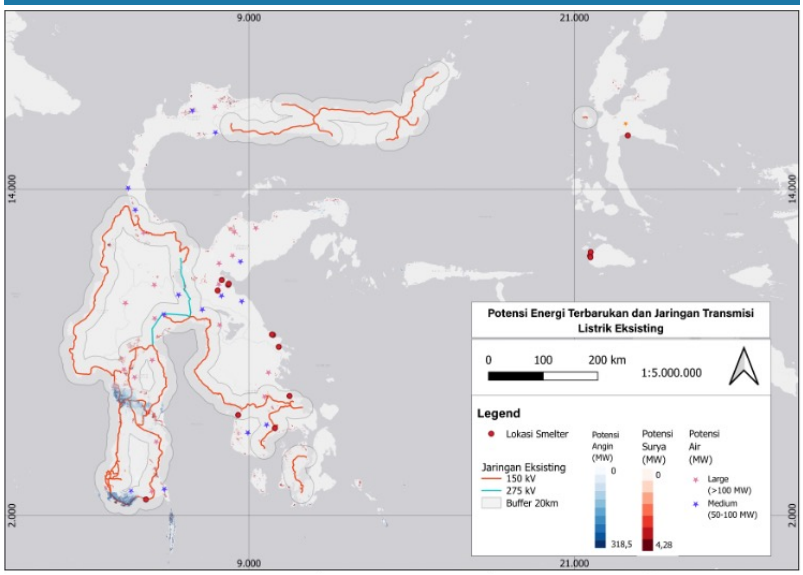
Gambar tidak merepresentasikan distribusi aktual energi terbarukan

Meski potensi listrik bersih mencukupi, keterbatasan jangkauan jaringan listrik seringkali menjadi penyebab potensi tersebut tidak termanfaatkan secara optimal. Maka, untuk menjamin *accessibility*, peta jalan ini merekomendasikan model penyediaan listrik *on-grid* untuk industri nikel pada Klaster 1 dan 3 yang berada di Sulawesi, sedangkan model untuk Klaster 2 (Maluku Utara) adalah *off-grid*. Pada model *on-grid*, dibutuhkan ekspansi jaringan transmisi dan distribusi milik PLN di Sulawesi yang terkoneksi dengan industri nikel di Klaster 1 dan 3. Pada model *off-grid,* pengembangan sistem transmisi dan distribusi juga dibutuhkan tetapi dengan skala yang lebih terbatas dan dilakukan oleh sektor swasta.

Pemilihan model penyediaan listrik tersebut sejalan dengan RUKN 2025–2060 yang merencanakan ekspansi jaringan transmisi listrik secara signifikan di Sulawesi. Di Sulawesi, RUKN merencanakan pengembangan jaringan transmisi tenaga listrik *backbone supergrid* yang akan mendukung interkoneksi di internal pulau dan antar pulau. Untuk interkoneksi internal pulai Sulawesi akan dikembangkan jaringan Sulbagut-Sulbagsel, sedangkan untuk antar pulau nantinya Sulawesi dihubungkan dengan Kalimantan pada tahun 2041 dan dengan Sumbawa pada tahun 2045. Lebih lanjut, RUPTL 2025–2034 merinci rencana pengembangan transmisi di Sulawesi yang akan mencakup wilayah Morowali, Morowali Utara, Konawe, Konawe Utara, dan Kolaka. Wilayah tersebut merupakan sentra produksi nikel dan produk turunannya. Selain mendekati area *smelter*, rencana ekspansi transmisi juga mendekati sumber energi terbarukan yang potensial, seperti contohnya di Sulawesi Tengah bagian timur (Kabupaten Banggai dan sekitarnya) dan bagian utara (Kabupaten Buol dan sekitarnya) sebagaimana ditunjukkan pada **Gambar 75**. Apabila potensi energi baru dan terbarukan (EBT) dalam radius 20 kilometer di sepanjang jaringan transmisi yang tercantum dalam RUPTL dan RUKN dimanfaatkan secara optimal, maka potensi tersebut akan mencukupi hampir seluruh kebutuhan dekarbonisasi dalam Skenario Ambisius.

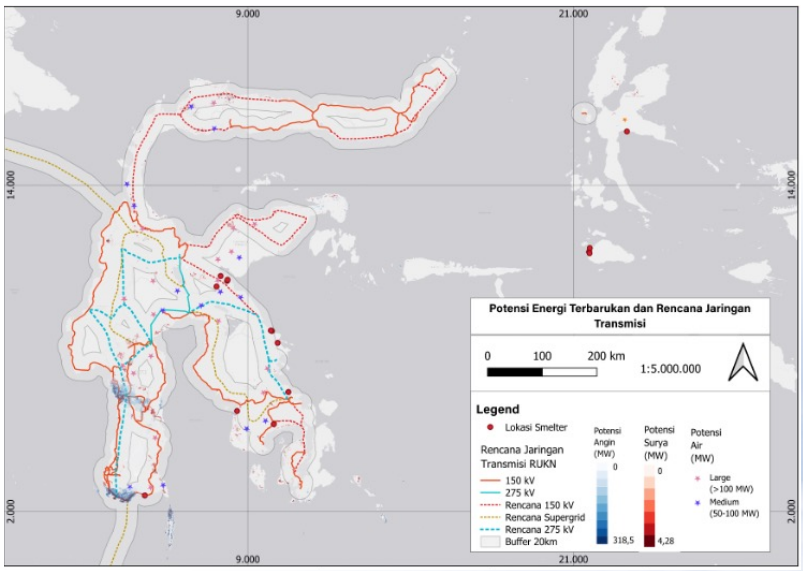
Gambar 75.
Perbandingan konfigurasi dan cakupan potensi EBT jaringan transmisi saat ini (atas) dan rencana (bawah)

Saat Ini



% Potensi EBT dalam radius 20km dari jaringan transmisi	Surya	Bayu	Air
Klaster 1 (Sulawesi Tengah)	12,2%	5,4%	3,5%
Klaster 2 (Maluku Utara)	0,7%	16,5%	NA
Klaster 3 (Sulawesi Selatan dan Tenggara)	29,6%	83,2%	58,1%

Rencana



% Potensi EBT dalam radius 20km dari jaringan transmisi	Surya	Bayu	Air
Klaster 1 (Sulawesi Tengah)	75,3%	35,8%	72,9%
Klaster 2 (Maluku Utara)	0,8%	16,5%	NA
Klaster 3 (Sulawesi Selatan dan Tenggara)	29,6%	84,8%	67,0%

Selain itu, akses juga berkaitan dengan keandalan dan kestabilan jaringan listrik. Dikarenakan output energi terbarukan bergantung pada cuaca dan waktu, terjadi variabilitas dan ketidakpastian akibat adanya ketidaksesuaian antara besaran produksi dan waktu permintaan listrik secara *real time.* Untuk mengatasi hal ini, jaringan juga perlu dilengkapi dengan sistem penyimpanan energi, seperti baterai skala besar (BESS) dan bendungan (PLTA *pumped storage*), agar surplus energi dapat disimpan dan digunakan saat dibutuhkan.

Secara umum, arah kebijakan "Transisi Sistem Ketenagalistrikan Industri Nikel" selaras dengan perencanaan sektor ketenagalistrikan sebagaimana tertuang dalam dokumen RUKN 2025–2060 dan RUPTL 2025–2034. Namun, terdapat beberapa perbedaan yang menjadi rekomendasi kebijakan lebih lanjut untuk menerapkan peta jalan ini, diantaranya:

- Kapasitas PLTS yang akan dibangun sampai dengan tahun 2034 masih di bawah kebutuhan Skenario Ambisius dekarbonisasi industri nikel. Dalam jangka panjang, kapasitas PLTS, PLTB, dan PLTA dalam RUKN juga masih lebih rendah dari proyeksi kebutuhan. Sebab, Skenario Ambisius merencanakan akselerasi pembangunan pembangkit listrik bersih dimulai dari tahun 2035 (lihat **Tabel 6**).
- Realisasi seluruh potensi energi terbarukan di sepanjang jalur jaringan transmisi eksisting dan rencana belum memenuhi keseluruhan kebutuhan dekarbonisasi industri nikel, sehingga dibutuhkan penambahan ekspansi jaringan lebih lanjut (lihat **Tabel 6**).
- Penyediaan listrik bersih ke *smelter* nikel melalui integrasi rencana ekspansi jaringan transmisi dan pengembangan infrastruktur EBT ke industri nikel yang masih menggunakan model *captive/off-grid.*

Oleh karena itu, dibutuhkan pembaharuan perencanaan dalam RUKN dan RUPTL untuk menerapkan peta jalan ini secara optimal. Penyelarasan dokumen perencanaan tersebut penting dalam mendukung pendanaan dekarbonisasi industri nikel, mengingat beberapa mekanisme pendanaan, seperti *Energy Transition Mechanism* (ETM), mensyaratkan proyek konstruksi pembangkit energi terbarukan dan jaringan listrik baru untuk tercantum dalam RUPTL untuk bisa mendapatkan fasilitas pendanaan tersebut. Rekomendasi bentuk pembaharuannya adalah sebagai berikut.



Tabel 6.
Rekomendasi pembaharuan rencana pembangkitan listrik bersih di RUKN 2024–2060 dan RUPTL periode selanjutnya (2035–2044)

Klaster[1]	Sumber energi	Kapasitas pembangkit listrik EBT di tahun 2034 (GW)		Kapasitas pembangkit listrik EBT di tahun 2045 (GW)		Rekomendasi untuk RUKN (2025–2060) dan RUPTL selanjutnya (2035–2044)[2]
		Kebutuhan dekarbonisasi industri nikel	RUPTL 2025–2034 (seluruh sekor)	Kebutuhan dekarbonisasi industri nikel	RUKN 2025–2060 (seluruh sekor)	
1 (Sulawesi Tengah) dan **3** (Sulawesi Selatan dan Tenggara)	Surya	1,79	1,53	20,39	6,0	Membangkitkan seluruh potensi energi terbarukan di sepanjang jaringan transmisi dalam RUPTL dan RUKN (47,01 GW) untuk memenuhi kebutuhan dekarbonisasi industri (20,39 GW) dan sektor lainnya.
	Bayu	0,70	1,01	13,95	6,6	• Membangkitkan seluruh potensi energi terbarukan di sepanjang jaringan transmisi eksisting dan rencana dalam RUPTL dan RUKN (11,78 GW) • Ekspansi jaringan transmisi lebih lanjut untuk menambah pembangkit listrik 2,17 GW
	Air	0,23	4,6	4,64	6,9	• Membangkitkan seluruh potensi energi terbarukan di sepanjang jaringan transmisi eksisting dan rencana dalam RUPTL dan RUKN (3,26 GW) • Ekspansi jaringan transmisi lebih lanjut untuk menambah pembangkit listrik 1,39 GW
2 (Maluku Utara)	Surya	0,007	1,47	8,38	66,4	Membangun sistem penyediaan listrik bersih dengan model *captive/off-grid*
	Bayu	0	0,14	0,027	8,6	
	Air	~0	0,179	0,027	2,1	

Terakhir, terkait aspek *affordability*. Lonjakan kebutuhan suplai listrik bersih untuk industri nikel harus dibarengi dengan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan baru yang memadai. Oleh karena itu, ketersediaan strategi pembiayaan menjadi sangat krusial. Untuk Klaster 1 dan 3, mengingat model pembiayaan listrik ditargetkan untuk bertransformasi menjadi *on-grid,* PLN akan menjadi penanggungjawab utama kegiatan pembangunan ini. Sedangkan untuk Klaster 2, pembiayaan dilakukan sepenuhnya oleh industri nikel mengingat infrastruktur yang dibangun bersifat *off-grid.*

Secara umum terdapat dua komponen utama yang memerluka pembiayaan, yaitu konstruksi pembangkit listrik dan konstruksi jaringan listrik. Untuk pembangunan pembangkit listrik, diproyeksikan bahwa akan dibutuhkan 81,3 miliar USD untuk memenuhi kebutuhan listrik bersih sesuai

[1] Di RUKN dan RUPTL, Klaster 1 dan 3 digabungkan sebagai satu wilayah pelayanan yang sama yaitu "Sulawesi". Sedangkan Klaster 2 digabungkan dengan beberapa wilayah lain di luar ruang lingkup peta jalan yaitu "Maluku, Nusa Tenggara, dan Papua". Penulisan tabel mengikuti kategorisasi RUKN dan RUPTL sehingga Klaster 1 dan 3 digabung dan Klaster 2 berdiri sendiri.

[2] Angka dalam rekomendasi ini didapat dari hasil pemodelan untuk mencapai target Skenario Ambisius dalam peta jalan ini.

Skenario Ambisius peta jalan ini. Untuk merealisasikannya, diperlukan andil besar dari sektor swasta. Dalam RUPTL 2025–2034, Kementerian ESDM telah mengalokasikan ruang partisipasi sebesar 73 persen kepada produsen listrik swasta (*Independent Power Producer*/IPP) untuk pembangunan pembangkit listrik. Sementara itu, untuk pembangunan jaringan transmisi, skema pembiayaan yang paling tepat adalah melalui Kerja Sama Pemerintah dan Badan Usaha (KPBU), mengingat tingkat pengembalian investasi (IRR) pada proyek jaringan listrik relatif rendah.

Namun, terdapat tiga tantangan utama yang membuat implementasi strategi pembiayaan di atas terhambat, diantaranya: (1) Iklim investasi yang kurang atraktif bagi investor; (2) Tingginya *interest rate* untuk proyek komersil; dan (3) Kurang optimalnya penerapan pembiayaan inovatif dalam sektor ketenagalistrikan.

Pertama, iklim investasi yang kurang atraktif bagi investor terjadi karena empat hal,yaitu tarif listrik yang tidak kompetitif, peraturan TKDN yang bersifat terlalu restriktif dan protektif, lamanya proses perizinan pembukaan lahan, serta premanisme dan mark up harga lahan. Pemerintah, melalui Perpres No. 112 Tahun 2022, telah mengganti skema *feed-in tariff* dengan *ceiling price* (harga patokan tertinggi pembelian tenaga listrik). Namun, kebijakan ini menyebabkan harga aktual pembelian tenaga listrik harus ditentukan melalui proses negosiasi dan lelang, yang pada akhirnya memperpanjang waktu pengembangan proyek dari rata-rata dari 7 menjadi 10–12 tahun.

Dalam proses negosiasi, fokus utama biasanya tertuju pada pencapaian harga pembelian terendah, yang sering kali tidak menguntungkan bagi IPP. Padahal, berdasarkan perhitungan dalam studi ini, penggunaan harga patokan tertinggi sekalipun masih menghasilkan margin negatif bagi IPP, yaitu sebesar -$0,15/kWh s.d -$4,43/kWh tergantung sumber energinya.

Di sisi lain, Indonesia memang sebelumnya menerapkan persyaratan TKDN untuk proyek pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan, yang berujung pada mandeknya delapan proyek pendanaan luar negeri senilai Rp51,5 triliun, termasuk proyek pembangunan jaringan transmisi 275 kV sepanjang 830 kilometer sirkuit (kms) dengan target COD pada tahun 2027. Namun, pada pertengahan 2024, tiga peraturan baru tentang relaksasi TKDN telah dikeluarkan, salah satunya adalah Peraturan KESDM No. 11 Tahun 2024 yang memberlakukan pengecualian syarat TKDN khusus proyek pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan dengan pendanaan minimum 50% dari *development fund* (baik pinjaman maupun hibah). Peraturan baru ini diharapkan dapat menghapus kesan lampau calon pendana terhadap peluang investasi ketenagalistrikan di Indonesia.

Lalu terkait lamanya proses perizinan pembukaan lahan, pada dasarnya hal ini terjadi akibat proses AMDAL dan penerbitan surat kesesuaian lahan. Proses AMDAL cenderung memakan waktu karena belum ada panduan *best practice* penanganan potensi dampak lingkungan dari proyek pembangkit dan jaringan listrik, sehingga tingkat keketatan analisis antar proyek dapat berbeda tergantung standar masing-masing asesor. Sedangkan penerbitan surat kesesuaian lahan memakan waktu yang lama karena tidak sejak awal proyek listrik bersih memiliki alokasi area pembangunan khusus, sehingga pemerintah harus melakukan serangkaian kajian untuk meninjau kondisi saat ini dan memikirkan alternatif jika terdapat bentrok dalam penggunaan ruang.

Terdapat dua solusi utama untuk menciptakan iklim investasi yang lebih atraktif bagi pengembangan sistem ketenagalistrikan berbasis EBT, yaitu: (1) mengoreksi harga patokan tertinggi pembelian tenaga listrik, dan (2) memberikan kepastian hukum atas regulasi yang memengaruhi proses perizinan proyek konstruksi. Penyesuaian harga patokan listrik yang dibeli PLN dari IPP akan berdampak pada harga jual listrik PLN ke industri nikel. Rekomendasi besaran koreksi harga tercantum dalam **Tabel 7** dan **8**. Perubahan ini ditargetkan menghasilkan margin jual-beli minimal 5 persen bagi masing-masing PLN dan IPP, sambil tetap menjaga margin minimal 10 persen bagi industri nikel sebagai konsumen akhir. Terkait kepastian hukum, pemerintah diharapkan hadir dalam tiga bentuk. Pertama, menyusun panduan AMDAL proyek ketenagalistrikan guna menstandarkan komponen analisis, metode pengukuran, dan mitigasi dampak lingkungan sesuai *best practices*. Kedua, menetapkan area pembangunan khusus proyek listrik bersih dalam RTRW Nasional sebagai turunan dari RUPTL. Ketiga, menetapkan batas atas harga lahan untuk menekan praktik premanisme.

Tabel 7.
Rekomendasi harga patokan tertinggi pembelian listrik dari IPP oleh PLN

Sumber Listrik Bersih	Klaster	Kapasitas Pembangkit	Harga Beli PLN (cent USD/kWh)				LCOE Model
			Sebelum*		Rekomendasi		
			Tahun 1–10	Tahun 11–30	Tahun 1–10	Tahun 11–25	
Air (tenaga aliran/ terjunan air)	1	20–50 MW	9,746	5,54	5,35 ↓	3,041 ↓	4,31
	2	20–50 MW	11,075	5,54	6,15 ↓	3,496 ↓	5,39
	3	20–50 MW	9,746	5,54	5,35 ↓	3,040 ↓	4,31
Bayu	1	>20 MW	10,494	5,73	13,7 ↑	7,493 ↑	10,95
	2	>20 MW	11,925	5,73	14,9 ↑	8,190 ↑	13,1
	3	>20 MW	10,494	5,73	13,7 ↑	7,495 ↑	10,96
Surya (Fotovoltaik)	1	>20 MW	7,645	4,17	13,3 ↑	13,677 ↑	10,36
	2	>20 MW	8,6875	4,17	12,9 ↑	7,069 ↑	11,3
	3	>20 MW	7,645	4,17	13,6 ↑	7,396 ↑	10,1

**) Sumber: Perpres No. 112 Tahun 2022*

Tabel 8.
Rekomendasi harga penjualan listrik PLN ke industri

Klaster	Harga penjualan listrik PLN ke industri (IDR/kWh)	
	Sebelum	Rekomendasi
1 dan 3	996,74	1.139,8 ↑

Tantangan kedua dalam pembiayaan infrastruktur ketenagalistrikan adalah tingginya *interest rate* untuk proyek ketenagalistrikan yang bersifat komersil (seperti konstruksi pembangkit listrik EBT). Saat ini, *interest rate* rata-rata bank di Indonesia adalah senilai 6,25%, lebih tinggi daripada sejumlah negara maju[3]. Di mata bank, profil risiko proyek pengembangan pembangkit listrik bersih di Indonesia cukup tinggi karena rata-rata periode kontrak jual beli listrik antara IPP dengan PLN dan industri berkisar 1–5 tahunan. Durasi ini sangat pendek jika dibandingkan dengan proyeksi balik modal pembangkit yang baru tercapai setelah ~20 tahun.

Untuk mengatasi hal tersebut, profil risiko proyek pengembangan pembangkit listrik harus diturunkan. Hal ini dapat dilakukan dengan memperpanjang masa kontrak jual beli tenaga listrik *(Power Purchase Agreement)* menjadi 20 tahun dan menyediakan jaminan/*guarantee* dari pemerintah melalui PT PII mengingat infrastruktur ini krusial untuk transisi energi. Di satu sisi, saat ini Bank Indonesia melalui PBI No. 24/3/PBI/2022 telah mewajibkan bank untuk mengalokasikan 30% portofolio pembiayaannya kepada industri-industri yang telah ditetapkan oleh Bank Indonesia, termasuk melalui pembiayaan yang berkaitan dengan ESG. Pemerintah perlu menghadirkan insentif atas kepatuhan bank terhadap PBI tersebut. Harapannya, kombinasi *enabling condition* ini akhirnya dapat memotivasi bank untuk menurunkan *interest rate* dan meningkatkan jumlah pendanaan hijau yang diluncurkan kepada pasar.

Tantangan ketiga dalam pembiayaan infrastruktur ketenagalistrikan adalah belum optimalnya implementasi mekanisme KPBU maupun pendanaan inovatif dalam membiayai proyek ketenagalistrikan yang bersifat non-komersil (seperti konstruksi jaringan listrik dan pemensiunan dini PLTU). Indonesia telah memiliki beberapa

[3] OliverWyman, 2024

mekanisme pendanaan inovatif seperti PT SMI (yang mewadahi ETM) dan JETP. Namun sampai saat ini, portofolio proyek ketenagalistrikan kedua instansi tersebut masih sangat minim dan bahkan belum membiayai konstruksi jaringan listrik maupun pemensiunan dini PLTU sama sekali. Proyek ketenagalistrikan yang dibiayai oleh PT SMI barulah 52 proyek konstruksi pembangkit listrik EBT dengan total kapasitas >2 GW.[4] Sedangkan proyek ketenagalistrikan yang dibiayai oleh JETP barulah untuk konstruksi PLTS di Jawa dan PLTP di Sumatera dengan total kapasitas pembangkit sebesar 0,23 GW.[5] Jumlah yang masih sangat kecil jika dibandingkan dengan kebutuhan industri nikel nasional saja.

Secara kebutuhan, *blended financing* adalah strategi kunci untuk membiayai proyek-proyek yang bersifat penting untuk publik namun memiliki profit rendah dan risiko tinggi. Proyek komersial memiliki alternatif seperti *commercial loan*, namun tidak dengan proyek non-komersial. Oleh karena itu, mekanisme pembiayaan inovatif seharusnya dapat diprioritaskan untuk pendanaan proyek-proyek non-komersial tersebut. Terdapat setidaknya dua hal yang menjadi penyebab kurang optimal pembiayaan inovatif dalam menunjang dekarbonisasi industri di Indonesia, yaitu belum tercakupnya proyek-proyek penunjang dekarbonisasi industri dalam Daftar Proyek Prioritas KPBU dalam daftar Kementerian PPN/ Bappenas, dan kurang kuatnya mandat yang diberikan kepada PT SMI (berikut instrumen pembiayaan di bawahnya seperti ETM) dalam menjalankan pembiayaan untuk proyek dekarbonisasi non-komersil, sehingga proyek-proyek komersil juga turut masuk dalam portofolio pembiayaan instansi tersebut.

Untuk mengatasi hal tersebut, terdapat dua solusi yang diajukan. Solusi pertama adalah pembaharuan Daftar Proyek Prioritas KPBU untuk tahun 2025 (dan seterusnya) agar sejalan dengan visi dekarbonisasi industri, dan solusi kedua adalah memperbaiki kerangka pendanaan untuk proyek dekarbonisasi industri non-komersil di Indonesia.

Pada solusi pertama, seluruh proyek konstruksi jaringan listrik dan proyek konstruksi pembangkit listrik terpilih yang tidak dibiayai IPP di kawasan Sulawesi perlu masuk dalam daftar Proyek Prioritas KPBU Nasional yang diterbitkan oleh Kementerian PPN/Bappenas. Selain itu, proyek dekarbonisasi lain yang berkaitan dengan industri nikel yang disarankan menggunakan skema pembiayaan KPBU (seperti pembangunan rantai pasok industri hidrogen hijau) juga perlu masuk dalam daftar tersebut. Daftar proyek tersebut kemudian diserahkan kepada PT SMI dan *platform* pendanaan lainnya (seperti ETM, Danantara, IIF) sebagai rujukan prioritas program pendanaan yang dipantau progressnya. Selain itu, daftar tersebut juga dapat diserahkan kepada Kementerian Keuangan sebagai rujukan pemberian subsidi dan kompensasi. Harapannya dengan tersedianya daftar proyek prioritas tersebut, aktivitas pembiayaan PT SMI dan *platform* pendanaan lainnya menjadi lebih tepat sasaran.

Lalu terkait solusi kedua, pembiayaan proyek dekarbonisasi membutuhkan struktur risiko *(risk structure)* yang jelas dan kuat sehingga pembagian risiko antara institusi pendanaan non-bank, bank swasta, dan lembaga-lembaga publik lainnya dapat dilakukan secara proporsional dan efektif. Untuk menjawab kebutuhan ini, *guideline blended financing* perlu diterbitkan sebagai *soft infrastructure* atau panduan pembiayaan proyek.

Lebih jauh lagi, untuk menjawab kesenjangan pembiayaan jangka menengah-panjang yang dihadapi proyek-proyek dekarbonisasi berisiko tinggi dan berorientasi publik, Indonesia harus memiliki *platform* pendanaan yang diberi mandat khusus dan eksplisit untuk mendukung transformasi ekonomi rendah karbon melalui pembiayaan proyek-proyek penunjang dekarbonisasi industri, terutama yang bersifat non-komersil. Mandat ini dapat diberikan baik kepada PT SMI atau memperluas mandat dari ETM, ataupun diwujudkan dengan mendukung wacana pembentukan lembaga keuangan hijau nasional *(National Green Development Bank)* untuk ambil alih pembiayaan mengenai hal ini mengingat PT SMI memiliki ragam prioritas pendanaan di luar aspek dekarbonisasi dan ekonomi hijau seperti perumahan, transportasi, maupun telekomunikasi. Indonesia dapat membangun dan mempelajari model bisnis Bank Pembangunan Nasional negara lain seperti KfW Jerman, dan IIFCL India dapat menjadi angin segar bagi upaya pembiayaan proyek-proyek dekarbonisasi non komersil.

[4] Materi paparan PT SMI (Mei 2025)

[5] https://portfolio.jetp-id.org/project/muara-laboh-geothermal-power-plant per Juni 2025

Tabel 9.
Kerangka kebijakan untuk mengakselerasi transisi sistem ketenagalistrikan di industri nikel 2025–2045

Arah Kebijakan	**Transisi sistem ketenagalistrikan industri nikel**
Tujuan	**Listrik bersih untuk kebutuhan dekarbonisasi industri nikel tersedia, mudah diakses, dan biayanya terjangkau *(available, accessible, and affordable)***

Tantangan	Rencana Aksi	Ukuran Keberhasilan	*Milestone*					Penanggung Jawab	Pihak Lain Terkait
			2025–2029		2030–2034	2035–2039	2040–2045		
Rencana penambahan kapasitas pembangkitan listrik bersih dan ekspansi jaringan listrik nasional belum mampu memenuhi kebutuhan dekarbonisasi industri nikel	Pembaharuan dokumen perencanaan ketenagalistri-kan nasional	Target konstruksi pembangkit dan jaringan penyediaan listrik di Sulawesi dan Maluku dalam RUKN dan RUPTL terperbaharui dan terimplementasi	Penetapan model penyediaan listrik untuk tiap klaster serta penetapan porsi konstruksi pembangkit listrik *off-grid* dan *on-grid*	Pembaharuan target konstruksi pembangkit listrik di RUKN 2024–2060 dan RUPTL	2,74 GW listrik bersih tersedia - 0,23 GW PLTA - 0,7 GW PLTB - 1,81 GW PLTS	25,18 GW listrik bersih tersedia - 2,33 GW PLTA - 7,02 GW PLTB - 15,83 GW PLTS	47,3 GW listrik bersih tersedia - 4,67 GW PLTA - 13,31 GW PLTB - 29,32 GW PLTS	Kementerian ESDM	PLN, IPP, industri nikel
				Pembaharuan target ekspansi dan modernisasi jaringan listrik di RUKN 2024–2060 dan RUPTL	Ekspansi jaringan listrik menjangkau 1,5% penambahan kebutuhan energi terbarukan	Ekspansi jaringan listrik menjangkau 23% penambahan kebutuhan energi terbarukan	Ekspansi jaringan listrik menjangkau 91% penambahan kebutuhan energi terbarukan		PLN
					Insepsi 1,81 GW baterai ke jaringan listrik	Insepsi 15,83 GW baterai ke jaringan listrik	Insepsi 29,32 GW baterai ke jaringan listrik		
Iklim investasi untuk proyek pembangkit listrik kurang menarik karena tarif listrik murah, proses perizinan pembukaan lahan berjalan lama, dan premanisme dan praktik *mark up* harga lahan	Pembangunan iklim investasi yang atraktif untuk pembiayaan konstruksi pembangkit listrik (1/2)	Reformasi regulasi untuk mempermudah dan mempercepat kontruksi proyek listrik bersih	Tersusunnya studi evaluasi mekanisme administrasi pengembangan proyek konstruksi pembangkit dan jaringan listrik bersih	Penetapan area pembangunan khusus untuk proyek konstruksi pembangkit dan jaringan listrik bersih di dalam RTRW Nasional	Penetapan batas atas harga pembebasan lahan untuk menghindari praktik premanisme			Kementerian ESDM	Kementerian ATR-BPN, Pemerintah Daerah
				Penerbitan petunjuk teknis analisis dampak lingkungan proyek ketenagalistrikan untuk men-standardisasi komponen analisis, metode pengukuran dampak, dan langkah mitigasi dampak lingkungan yang sesuai dengan *best practice* (menggunakan format Amdal)					Kementerian Lingkungan Hidup
		Harga beli dan jual listrik bersih diubah sehingga lebih menguntungkan bagi industri, IPP, dan PLN	Amandemen Perpres 112 2022 untuk mengubah harga patokan tertinggi pembelian listrik bersih *on-grid* dari IPP oleh PLN		Harga pembelian listrik bersih *on-grid* dari IPP oleh PLN mengikuti harga rekomendasi yang lebih atraktif karena dapat membawa keuntungan 5% bagi IPP, 5% bagi PLN, namun tetap mempertahankan 10% margin untuk industri				PLN
					Harga penjualan listrik bersih *on-grid* dari PLN ke industri mengikuti harga rekomendasi yang lebih atraktif karena dapat membawa keuntungan 5% bagi IPP, 5% bagi PLN, namun tetap mempertahankan 10% margin untuk industri				

<table>
<tr><th rowspan="2">Tantangan</th><th rowspan="2">Rencana Aksi</th><th rowspan="2">Ukuran Keberhasilan</th><th colspan="4">Milestone</th><th rowspan="2">Penanggung Jawab</th><th rowspan="2">Pihak Lain Terkait</th></tr>
<tr><th colspan="2">2025–2029</th><th>2030–2034</th><th>2035–2039</th><th>2040–2045</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Suku bunga untuk proyek ketenagalistrik-an komersil (co: konstruksi pembangkit listrik) lebih tinggi dari rata-rata negara maju (6,25%)</td><td rowspan="2">Pembangunan iklim investasi yang atraktif untuk pembiayaan konstruksi pembangkit listrik (2/2)</td><td rowspan="2">Profil risiko proyek konstruksi pembangkit listrik menurun sehingga memotivasi bank untuk menurunkan suku bunga pinjaman (ke 5%)</td><td colspan="2">Memperpanjang jangka waktu perjanjian jual-beli listrik IPP-PLN dan PLN-industri untuk menurunkan resiko proyek dan meningkatkan keyakinan institusi finansial untuk menurunkan suku bunga pinjaman</td><td rowspan="2">Pemberian insentif untuk bank yang mengalokasikan 30% portofolio perbankannya untuk kredit hijau sesuai PBI No. 24/3/PBI/2022</td><td rowspan="2"></td><td>Kementerian ESDM</td><td>PLN, IPP</td></tr>
<tr><td colspan="2">Penyediaan guarantee bagi proyek konstruksi pembangkit listrik di Sulawesi dan Maluku Utara oleh PT PII</td><td>Kementerian Keuangan, Bank Indonesia</td><td>PT PII, Institusi Finansial, JETP</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Sumber pendanaan untuk proyek ketenagalistrik-an non-komersil (co: konstruksi jaringan listrik dan pemensiunan dini PLTI) terbatas</td><td rowspan="3">Optimisasi KPBU untuk pembiayaan konstruksi jaringan serta pembangkit listrik</td><td>Proyek konstruksi pembangkit listrik ditetapkan sebagai KPBU dan mendapatkan pendanaan</td><td>Proyek pembangkit listrik di Sulawesi masuk dalam daftar KPBU nasional yang diterbitkan oleh Bappenas</td><td rowspan="2">Penyaluran dana oleh infrastruktur pembiayaan eksisting (co: PT SMI, ETM, SDG Indonesia One, IIF, Danantara) dan pelaporan serta evaluasi berkala</td><td colspan="3" rowspan="2">Penyediaan guarantee bagi proyek konstruksi jaringan transmisi dan distribusi listrik di Sulawesi oleh PT PII</td><td rowspan="2">Kementerian Keuangan</td><td rowspan="2">Kementerian PPN/ Bappenas, PT SMI, IIF, Danantara, JETP, PT PII, institusi finansial</td></tr>
<tr><td>Proyek konstruksi jaringan listrik ditetapkan sebagai KPBU dan mendapatkan pendanaan</td><td>Proyek jaringan listrik di Sulawesi masuk dalam daftar KPBU nasional yang diterbitkan oleh Bappenas</td></tr>
<tr><td>Kerangka Pendanaan proyek dekarbonisasi industri diperkuat</td><td>Tersusunnya guideline blended financing yang memperjelas skema pembagian risiko antara sektor publik dan swasta, dengan BPN/ SMI berperan sebagai anchor/ seeder pembiayaan awal</td><td>Penyusunan daftar proyek dekarbonisasi industri nikel yang layak dibiayai melalui skema KPBU dan masuk dalam pipeline nasional Bappenas

Penyusunan regulasi pembentukan Bank Pembangunan Nasional (BPN) untuk mendukung pembiayaan proyek beresiko tinggi</td><td colspan="3">• Penyaluran dana melalui skema blended financing oleh BPN dan/atau PT SMI
• Penguatan sistem pelaporan dan monitoring berkala atas capaian dan penggunaan dana</td><td>Kementerian Keuangan</td><td>Bank Pembangunan Nasional, PT SMI, Kementerian PPN/ Bappenas</td></tr>
</table>

Tantangan | Rencana Aksi | Kebijakan tentang teknologi dan infrastruktur | Kebijakan tentang standard dan regulasi | Kebijakan tentang pendanaan dan investasi

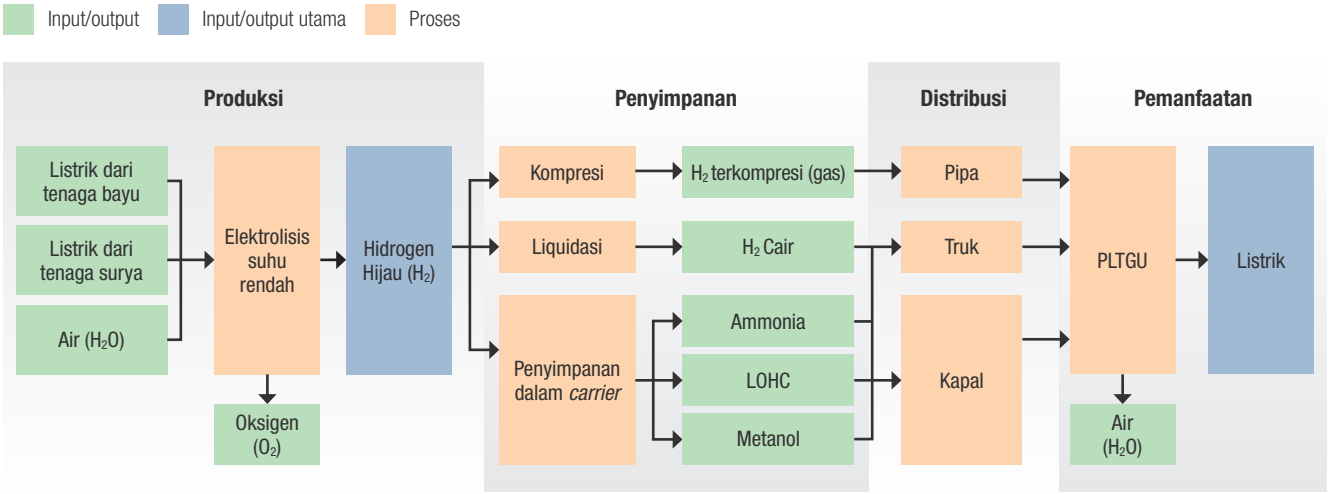
5.2

PENGEMBANGAN RANTAI PASOK HIDROGEN HIJAU TERINTEGRASI

Untuk mendekarbonisasi sepenuhnya sistem ketenagalistrikan di klaster 2 yang memiliki potensi energi terbarukan terbatas, Skenario Ambisius membutuhkan tambahan listrik bersih yang diproduksi menggunakan hidrogen hijau *(power-to-power)*. Elemen kunci dalam implementasi strategi ini adalah memastikan rantai pasok hidrogen hijau untuk pembangkitan listrik bersih di industri beroperasi (*availability* dan *accessibility*), harga hidrogen hijau terjangkau (*affordability*), dan akuntabilitas hidrogen hijau terjaga (*safeguard*).

Hidrogen hijau adalah hidrogen yang diproduksi melalui elektrolisis air, sebuah proses yang memecah air (H_2O) menjadi oksigen (O_2) dan hidrogen (H_2). Hal yang membuat hidrogen ini menjadi "hijau" adalah karena listrik yang digunakan dalam proses elektrolisis bersumber dari energi terbarukan seperti surya dan bayu. Untuk memastikan listrik bersih yang diproduksi menggunakan hidrogen hijau *available* dan *accessible*, rantai pasoknya harus tersedia dari hulu sampai hilir sesuai **Gambar 76** berikut, agar bisa menghasilkan tambahan jumlah listrik bersih untuk klaster 2 sesuai yang tercantum dalam **Gambar 70**.

Gambar 76.
Rantai pasok hidrogen hijau untuk pembangkitan listrik bersih



Terdapat tiga infrastruktur yang harus dikembangkan. Pertama, industri hidrogen cair terpusat. Industri ini berfungsi untuk membangkitkan/membeli listrik bersih, memproduksi hidrogen hijau, dan menyimpan hidrogen dalam bentuk yang mudah untuk ditransportasikan. Permasalahannya, kebutuhan hidrogen hijau untuk dekarbonisasi industri nikel lebih besar daripada rencana produksi nasional yang tercantum dalam RUKN dan Peta Jalan Hidrogen dan Amonia Nasional (RHAN). Di RUKN 2025–2060, pembangunan industri hidrogen hijau di Papua dan NTT yang mulai produksi pada 2031 hanya dapat membangkitkan listrik bersih sebanyak 0,52 GW hingga tahun 2045, di saat kebutuhannya adalah 5,1 GW (defisit 4,58 GW). Sedangkan di RHAN, pada tahun 2045 seluruh hidrogen hijau yang diproduksi dapat membangkitkan listrik bersih senilai 3,57 GW (defisit 1,53 GW). Walau besar defisitnya lebih kecil, namun, mengingat belum ada kepastian dimana letak produksinya dan kepada siapa saja alokasi hidrogen hijau akan diberikan, kapasitas produksi dalam RAHN belum dapat dijadikan patokan.

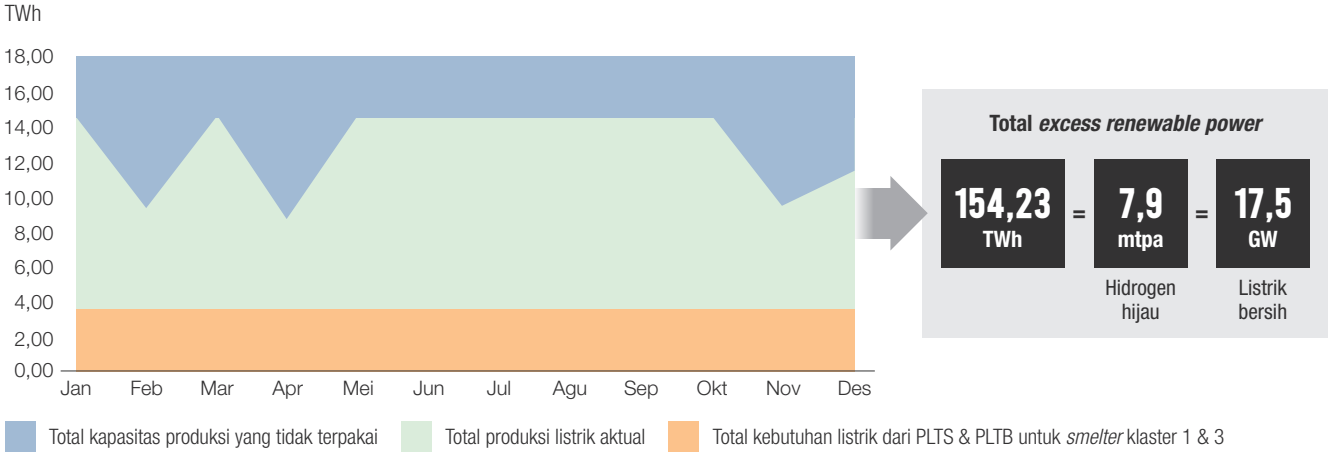
Tabel 10.
Perbandingan kebutuhan industri nikel atas listrik bersih yang dibangkitkan dari hidrogen hijau terhadap rencana penyediaan di RHAN dan RUKN

	Kebutuhan industri nikel (GW)	Rencana penyediaan dalam Peta Jalan Hidrogen dan Amonia Nasional (PHAN)* (GW)	Rencana penyediaan dalam RUKN untuk wilayah Papua dan NTT (GW)	Status
2025	0	0	0	Industri nikel belum membutuhkan hidrogen pada periode ini
2030	0	0,05 ↑	0	
2035	0,75	0,52 ↓	0,092 ↓	Defisit 0,23 GW dari PHAN dan 0,658 GW dari RUKN
2040	4,67	2,045 ↓	0,229 ↓	Defisit 2,625 GW dari PHAN dan 4,441 GW dari RUKN
2045	5,1	3,57 ↓	0,527 ↓	Defisit 1,53 GW dari PHAN dan 4,58 GW dari RUKN

**) diolah dari target kapasitas electrolyzer terpasang*

Mempertimbangkan defisitnya rencana penyediaan hidrogen dalam RUKN dan RHAN, kami merekomendasikan penambahan pembangunan industri hidrogen cair terpusat di Sulawesi yang memanfaatkan sisa potensi energi terbarukan dari Klaster 1 dan 3. Untuk memenuhi kebutuhan hidrogen hijau di klaster 2 yang mencapai 2,3 mtpa, diperlukan pemanfaatan energi yang tidak terpakai untuk *smelter* hingga 154,23 TWh/tahun. Untuk memenuhinya, dilakukan optimasi untuk mencapai jumlah minimum kapasitas pembangkit yang bersifat *idle*. Berdasarkan hasil perhitungan kami, dibutuhkan kapasitas pembangkit dengan total produksi tahunan mencapai 216,56 TWh. Di mana, terdapat kapasitas pembangkit idle hingga 20,03 TWh. Maka dari itu, dibutuhkan penambahan kapasitas pembangkit listrik tenaga surya dari 16,45 GW menjadi 32,24 GW di Klaster 1, serta tambahan dari 4,39 GW menjadi 60,72 GW di klaster 3. Selain itu, diperlukan penambahan kapasitas listrik tenaga bayu dari 0,128 GW menjadi 0,13 GW di Klaster 1 dan dari 13,15 GW menjadi 88,31 GW di klaster 3. Seluruh penambahan kapasitas ini berlokasi di dalam jangkauan 20km dari jaringan transmisi listrik yang direncanakan di dalam RUKN. Di mana, bangkitan energi tahunan yang dihasilkan dapat memenuhi seluruh kebutuhan listrik bersih untuk *smelter* di Klaster 1 dan 3, serta produksi hidrogen hijau yang diperlukan untuk membangkitkan listrik di Klaster 2.

Gambar 77.
Jumlah listrik bersih berlebih yang diproduksi oleh klaster 1 dan 3 jika pembangkitan dilakukan pada kondisi optimum

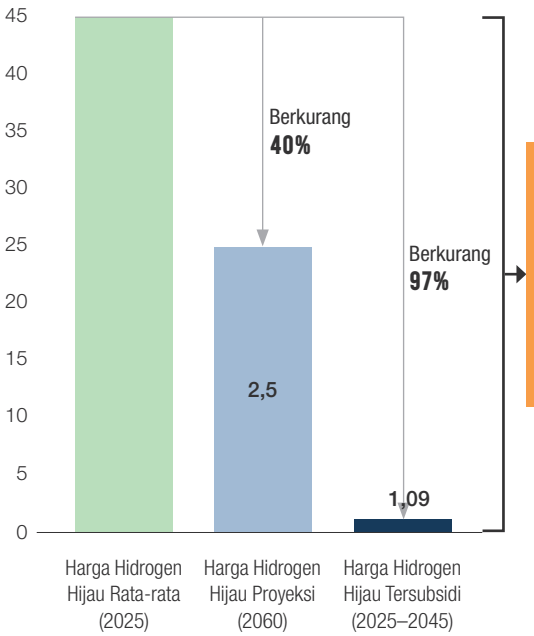


Kedua, infrastruktur distribusi hidrogen. Hidrogen hijau perlu dibawa dari Sulawesi, NTT, dan Papua ke klaster 2 di Maluku Utara. Berbeda dengan tahap produksi hidrogen hijau yang sudah mulai diuji coba di Indonesia, tahap penyimpanan dan distribusi hidrogen masih jauh dari siap. Oleh karena itu RHAN mengalokasikan Tahap Inisiasi (2025–2034) untuk melakukan studi mengenai penyimpanan hidrogen, serta penyiapan infrastruktur dan demonstrasi transportasi hidrogen melalui jalur darat dan laut. Dalam Skenario Ambisius ini, hidrogen hijau disimpan dalam fasa cair dan diangkut menggunakan kapal sehingga dibutuhkan riset tangki penyimpanan hidrogen cair, riset bahan bakar kapal yang rendah karbon agar reduksi emisi yang dilakukan dari penggunaan hidrogen tidak ternegasi oleh emisi dari perkapalan, dan pengembangan infrastruktur penyimpanan sementara hidrogen cair di pelabuhan dan lokasi logistik.

Ketiga, infrastruktur pemanfaatan listrik bersih. Dari pelabuhan, hidrogen cair dibawa ke infrastruktur regasifikasi terpusat yang terletak di 2–3 titik, beberapa di area kawasan industri mengingat mayoritas industri di klaster 2 terletak dalam kawasan industri (IWIP dan Obi Industrial Park). Hidrogen kemudian dibangkitkan di PLTGU dan produksi listrik bersihnya dialirkan ke industri masing-masing. Oleh karena itu dibutuhkan investasi terhadap *regasification plant*, PLTGU, dan terminal listrik per kawasan.

Elemen selanjutnya, *affordability*. Harga hidrogen hijau dan harga listrik berbasis hidrogen hijau yang dijual ke industri nikel adalah faktor penentu keterjangkauan strategi ini. Berdasarkan pemodelan kami, membeli hidrogen hijau dengan harga rata-rata saat ini (tahun 2025) untuk membangkitkan listrik bersih akan menghasilkan margin negatif bagi industri, mencapai -2,45%. Oleh karena itu dibutuhkan subsidi khusus untuk menurunkan harga hidrogen hijau yang akan digunakan pada klaster 2. Untuk menjaga margin di angka min. 10%, subsidi yang dibutuhkan adalah sebesar $50,2 miliar secara kumulatif dari tahun 2025–2045 untuk menurunkan harga hidrogen hijau sebesar 97% (dari $45.913/TJ ke $1.094/TJ). Alhasil, harga listrik bersih yang perlu dibayarkan oleh industri nikel di klaster 2 adalah sebesar Rp713,81/kWh, lebih murah 28% daripada harga listrik saat ini.

Gambar 78.
Perbandingan harga hidrogen hijau dan kebutuhan subsidinya
Ribu USD/TJ



Kebutuhan subsidi (2025–2045)
50,2 MILIAR USD

Tabel 11.
Rekomendasi harga penjualan listrik dari hidrogen hijau ke industri

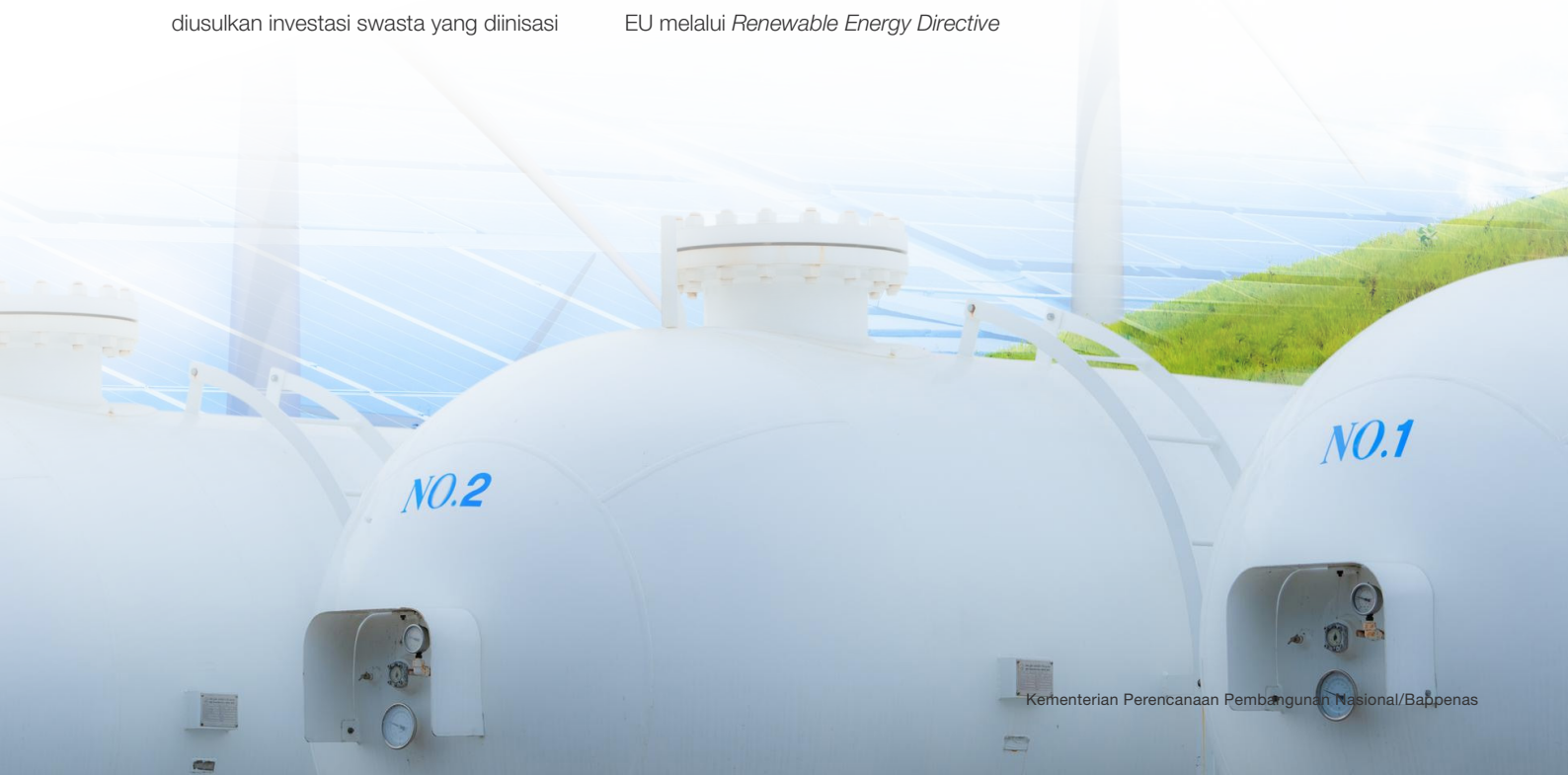
Klaster	Sumber energi: BAU (IDR/kWh)	Sumber energi: hidrogen hijau (IDR/kWh)
2	996,74	713,81 ↓

Untuk mewujudkannya, kami melihat peluang dari implementasi PP No. 19 Tahun 2025 yang akan menaikkan tarif royalti bagi perusahaan nikel penghasil FeNI dan NPI dari sebelumnya 2% dan 5% menjadi 7% dari harga produk per ton. Peningkatan penerimaan negara dari royalti ini dapat dimanfaatkan kembali oleh industri nikel melalui skema realokasi dana, dengan tujuan memberikan subsidi secara terarah terhadap harga hidrogen hijau di Klaster 2. Untuk memenuhi kebutuhan subsidi tersebut, royalti yang perlu direalokasikan kembali untuk kepentingan dekarbonisasi industri nikel adalah sebesar 75% dari total penerimaan.

Dengan tingginya ketergantungan dekarbonisasi Klaster 2 terhadap hidrogen hijau, pembiayaan juga perlu didukung oleh skema KPBU untuk menjamin pembangunan berbagai infrastruktur rantai pasok, meliputi produksi, penyimpanan, dan transportasi. Kemudian, di bagian penggunaan hidrogen oleh industri nikel, diusulkan investasi swasta yang diinisasi oleh industri nikel (misal pemilik kawasan industri) untuk membangun PLTGU *captive* dan infrastruktur pendukungnya. Pembiayaan ini kemudian dilengkapi dengan pemberian insentif kepada industri-industri di sepanjang rantai pasok berupa pembebasan bea masuk untuk impor teknologi kunci seperti *electrolyzer*, *storage*, dan teknologi di PLTGU.

Terakhir, diperlukan instrumen *safeguard* untuk memastikan produksi hidrogen hijau memenuhi prinsip keberlanjutan lingkungan dan akuntabilitas emisi. Terdapat dua tantangan utama terkait akuntabilitas penggunaan listrik bersih dalam produksi hidrogen hijau di Indonesia. Pertama, belum ada standar nasional yang mengatur definisi hidrogen hijau berdasarkan intensitas emisi. Padahal, standardisasi ruang lingkup emisi dari seluruh rantai pasok – mulai dari sumber listrik, transportasi, hingga distribusi – penting untuk mencegah *greenwashing* dan memastikan klaim emisi dapat diverifikasi. Di tingkat global, kebijakan hidrogen rendah karbon masih bervariasi. Dalam skema wajib, EU melalui *Renewable Energy Directive II* menetapkan batas emisi sebesar 3,4 kg CO_2/kg H_2, sedangkan dalam skema sukarela, *China Hydrogen Alliance* menetapkan batas emisi hidrogen terbarukan dan bersih sebesar 4,9 kg CO_2/kg H_2 dan hidrogen rendah karbon sebesar 14,5 kg CO_2/kg H_2 (KESDM, 2025).

Kedua, belum tersedia sistem sertifikasi formal untuk memverifikasi atribut lingkungan listrik bersih yang digunakan dalam atau dihasilkan dari produksi hidrogen. Tanpa sistem seperti *Guarantee of Origin* (GO) – atau seperti REC dalam konteks Indonesia, sulit membuktikan bahwa hidrogen diproduksi dari energi terbarukan dan lebih bersih dibanding alternatif berbasis batubara. Di EU sistem sertifikasi hidrogen hijau seperti *CertiHy* sudah tersedia dan mencakup aspek seperti korelasi waktu dan lokasi (kapan listrik terbarukan diproduksi, apakah lokasi produksi listrik bersih sama dengan hidrogen), *additionality*, serta intensitas emisi. Hal ini dapat menjadi referensi pengembangan skema sertifikasi hidrogen hijau bagi Indonesia.



Tabel 12.
Kerangka kebijakan untuk mengembangkan rantai pasok hidrogen hijau untuk industri nikel 2025–2045

Arah Kebijakan	**Pengembangan rantai pasok hidrogen hijau terintegrasi**
Tujuan	**Hidrogen hijau untuk produksi listrik bersih di klaster 2 memiliki rantai pasok yang beroperasi secara terintegrasi, biayanya terjangkau, dan akuntabilitasnya terjaga *(available, accessible, affordable, and safeguarded)***

<table>
<tr><th rowspan="2">Tantangan</th><th rowspan="2">Rencana Aksi</th><th rowspan="2">Ukuran Keberhasilan</th><th colspan="5">Milestone</th><th rowspan="2">Penanggung Jawab</th><th rowspan="2">Pihak Lain Terkait</th></tr>
<tr><th colspan="2">2025–2029</th><th>2030–2034</th><th>2035–2039</th><th>2040–2045</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Belum ada rantai pasok hingga pembangkit listrik tenaga hidrogen yang beroperasi secara kormesil di wilayah industri nikel</td><td rowspan="2">Pembuatan dan implementasi rencana teknis pembangunan rantai pasok hidrogen hijau terintegrasi di wilayah industri nikel sebagai turunan dokumen strategi dan peta jalan hidrogen nasional serta RUKN</td><td rowspan="2">Rencana teknis rantai pembangunan pasok hidrogen hijau terintegrasi di wilayah industri nikel (Sulawesi dan Maluku) diimplementasi</td><td>Penyusunan kajian pembangunan rantai pasok hidrogen hijau untuk penyediaan listrik bersih di Maluku Utara (termasuk penetapan model dan identifikasi infrastruktur untuk produksi hidrogen hijau, metode penyimpanan dan distribusi, mekanisme pembangkitan listrik bersih, serta identifikasi calon industri/aktor pengisi tiap tahapan rantai pasok)</td><td>Penetapan KBLI khusus untuk hidrogen (hijau)</td><td>Pilot project khusus untuk penyimpanan dan distribusi hidrogen hijau, serta pembangkitan listrik bersih menggunakan PLTGU</td><td>0,75 GW listrik bersih tersedia dari 0,34 mtpa hidrogen hijau yang diproduksi menggunakan tambahan pembangkitan listrik bersih di Sulawesi sebesar:
PLTB: 37,58 GW
PLTS: 36,06 GW</td><td>5,1 GW listrik bersih tersedia dari 2,3 mtpa hidrogen hijau yang diproduksi menggunakan tambahan pembangkitan listrik bersih di Sulawesi sebesar:
PLTB: 75,162 GW
PLTS: 72,12 GW</td><td rowspan="2">Kementerian ESDM</td><td rowspan="2">PLN, Industri logistik, IPP, industri nikel</td></tr>
<tr><td>Penyusunan demand assessment dari industri nikel</td><td>Penjajakan dan negosiasi awal off-take agreement dengan industri nikel</td><td>Penandatangan-an off-take agreement jangka menengah-panjang</td><td colspan="2">Terlaksananya evaluasi dan pemetaan demand secara berkala untuk peningkatan skala operasi dan perluasan basis pembeli</td></tr>
<tr><td>Penyiapan skema pendanaan dan insentif fiskal untuk mendukung pembangunan dan investasi terhadap rantai pasok hidrogen hijau</td><td>Skema pendanaan dan insentif fiskal pengembangan rantai pasok hidrogen hijau untuk produksi listrik bersih tersedia</td><td>Proyek konstruksi industri hidrogen di Sulawesi serta konstruksi PLTGU berbasis hidrogen hijau dan jaringan distribusi listrik captive di Maluku Utara masuk dalam daftar KPBU nasional yang diterbitkan oleh Bappenas</td><td>Penyaluran dana oleh infrastruktur pembiayaan eksisting (co: PT SMI, ETM, SDG Indonesia One, IIF, Danantara) dan pelaporan serta evaluasi berkala</td><td colspan="2">Pembebasan bea masuk untuk impor peralatan kunci seperti electrolyzer, storage, dan lainnya</td><td rowspan="2">Kementerian Keuangan, Kementerian ESDM</td><td>Kementerian PPN/ Bappenas, PT SMI, IIF, Danantara, institusi finansial, PT PII</td></tr>
<tr><td colspan="4">Penyediaan guarantee bagi proyek-proyek konstruksi industri hidrogen di Sulawesi serta konstruksi PLTGU berbasis hidrogen hijau dan jaringan distribusi listrik captive di Maluku Utara oleh PT PII</td><td>PLN, industri logistik, IPP, industri nikel</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th rowspan="2">Tantangan</th><th rowspan="2">Rencana Aksi</th><th rowspan="2">Ukuran Keberhasilan</th><th colspan="4">Milestone</th><th rowspan="2">Penanggung Jawab</th><th rowspan="2">Pihak Lain Terkait</th></tr>
<tr><th colspan="2">2025–2029</th><th>2030–2034</th><th>2035–2039</th><th>2040–2045</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Mengimplementasi hidrogen hijau dengan harga eksisting akan menghasilkan margin -2,45% bagi industri nikel</td><td rowspan="3">Pemberian subsidi terarah untuk harga hidrogen hijau bagi industri nikel di klaster Maluku Utara</td><td rowspan="3">Harga pasar hidrogen hijau dan listrik bersih dari hidrogen hijau tersesuaikan</td><td rowspan="3">Penyusunan kajian tentang justifikasi kebutuhan, simulasi harga, dan mekanisme realokasi penerimaan negara (dari royalti yang dibayarkan industri nikel) untuk memfasilitasi subsidi hidrogen hijau untuk industri nikel di Maluku Utara demi menjaga keseimbangan antara pencapaian target reduksi emisi dengan kestabilan ekonomi industri</td><td rowspan="3">Terbitnya peraturan atau keputusan menteri tentang subsidi hidrogen hijau untuk industri nikel di Maluku Utara</td><td colspan="3">Pemberlakuan subsidi hidrogen hijau terarah untuk industri nikel di Maluku Utara</td><td rowspan="3">Kementerian Keuangan, Kementerian ESDM</td><td rowspan="3">PLN, IPP, industri nikel</td></tr>
<tr><td colspan="3">Harga penjualan hidrogen hijau dari PLN ke IPP/industri mengikuti harga rekomendasi setelah implementasi subsidi untuk mempertahankan min. 10% margin bagi industri nikel di Maluku Utara</td></tr>
<tr><td colspan="3">Harga penjualan listrik bersih off-grid dari IPP ke industri mengikuti harga rekomendasi, imbas dari subsidi terhadap harga hidrogen hijau, untuk mempertahankan min. 10% margin bagi industri nikel di Maluku Utara</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Belum adanya definisi hidrogen hijau dan cara verifikasi atribut lingkungan hidrogen hijau</td><td rowspan="2">Penetapan standard teknis dan lingkungan atas hidrogen hijau (dan listrik bersih yang dihasilkan, jika diperlukan)</td><td>Standard nasional untuk hidrogen hijau tersedia</td><td colspan="2">Penyusunan SNI untuk hidrogen hijau yang digunakan untuk produksi listrik bersih</td><td rowspan="2">Pengembangan dan uji coba mekanisme sertifikasi hidrogen hijau</td><td rowspan="2">Implementasi sertifikasi di industri dan evaluasi berkala</td><td rowspan="2">Kementerian ESDM, Kementerian Perindustrian</td><td rowspan="2">BSN, LSPro, pihak ketiga penyedia registry system</td></tr>
<tr><td>Threshold intensitas emisi hidrogen hijau dan/atau listrik dari hidrogen hijau serta mekanisme sertifikasinya tersedia di Indonesia</td><td colspan="2">Penyusunan definisi dan threshold intensitas emisi hidrogen hijau dan/atau listrik dari hidrogen hijau dalam regulasi pemerintah yang mengacu pada praktik internasional</td></tr>
</table>

Tantangan | Rencana Aksi | Kebijakan tentang teknologi dan infrastruktur | Kebijakan tentang standard dan regulasi | Kebijakan tentang pendanaan dan investasi

5.3

PENGEMBANGAN RANTAI PASOK BIOMASSA BERKELANJUTAN UNTUK PRODUKSI BIOREDUKTAN

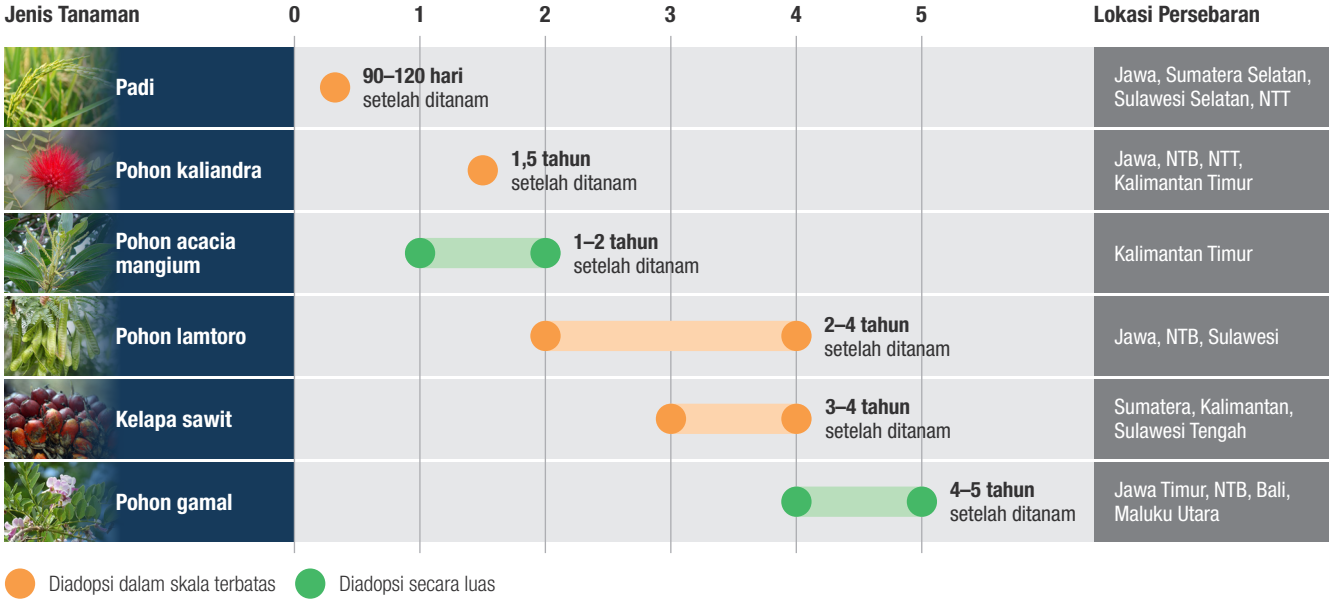
Aktivitas lain yang menjadi salah satu penyumbang terbesar emisi di industri nikel adalah proses *calcine reduction* yang berkontribusi pada 26% dari total emisi industri nikel. Pada aktivitas ini, terjadi proses reduksi logam Ni dan Fe dalam bijih nikel yang telah dikeringkan dengan menggunakan reduktan berupa batubara antrasit. Untuk mendekarbonisasi aktivitas ini, batu bara akan disubstitusi dengan bioreduktan. Oleh karena itu, elemen kunci dalam implementasi strategi ini adalah ketersediaan dan keterjangkauan rantai pasok biomassa dalam memenuhi kuantitas produksi untuk dekarbonisasi (*availability* dan *accessibility*), standard kualitas teknis dan lingkungan yang ketat *(safeguard)*, serta strategi harga yang mendukung model bisnis biomassa yang berkelanjutan *(affordability)*.

Terkait aspek *availability* dan *accessibility*, penerapan Skenario Ambisius dekarbonisasi industri nikel membutuhkan 9,6 juta ton biomassa per tahun[6] pada kondisi adopsi tertinggi sesuai **Gambar 70**. Namun, terdapat tiga tantangan, yaitu ketidakcukupan produksi biomassa, ketidakastian kuantitas dan kualitas pasokan, dan belum adanya fasilitas *pre-treatment*. Pertama, jumlah produksi biomassa nasional belum mencukupi kebutuhan dekarbonisasi. Arang cangkang sawit adalah jenis biomassa yang paling diminati oleh *smelter* karena karakteristiknya mirip dengan batubara dan sudah digunakan secara terbatas. Namun, potensi produksi nasional hanya sekitar 6,56 juta ton/tahun (hanya 68,3% dari kebutuhan) dan terkonsentrasi di Sumatera dan Kalimantan. Sulawesi hanya dapat menyumbang 58,7 ribu ton/tahun (sekitar 6,1% dari kebutuhan). Di saat bersamaan, cangkang kelapa sawit tidak dapat diasumsikan seluruhnya *available* untuk industri nikel. Pada praktiknya, limbah cangkang sawit banyak digunakan kembali secara internal oleh industri pertanian atau industri terdekat seperti pulp dan kertas untuk *co-firing* PLTU *captive* di *mill*.

Kedua, semakin beragam jenis biomassa yang digunakan, semakin bervariasi lokasi dan siklus panennya (seperti yang ditunjukkan oleh **Gambar 79**). Hal ini dapat mengganggu stabilitas pasokan dan mengurangi kepercayaan diri industri untuk bertransisi. Serta ketiga, tidak semua biomassa sudah langsung memenuhi syarat kualitas untuk dipakai langsung sebagai reduktan. Sebelum dapat digunakan di dalam *rotary kiln*, biomassa harus diolah terlebih dahulu untuk mengurangi kadar air, kadar abu, dan *volatile matter*. Untuk mencapainya, perlu dilakukan *pre-treatment* untuk mengolah biomassa mentah menjadi arang melalui proses pirolisis.

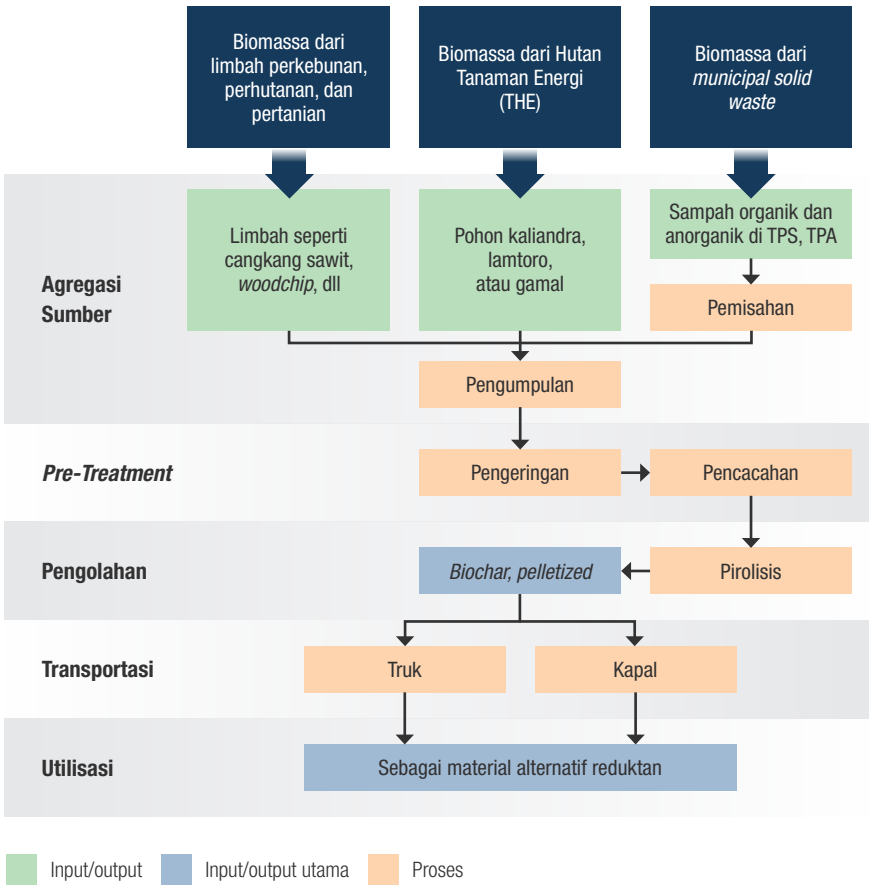
[6] Setara cangkang kelapa sawit

Gambar 79.
Variasi lokasi dan waktu panen beberapa sumber biomassa



Untuk memenuhi kebutuhan nasional, perencanaan penyedian biomassa tidak dapat dilakukan per komoditas melainkan harus dilakukan secara terintegrasi. Oleh karena itu, dibutuhkan sebuah rantai pasok terintegrasi yang dipimpin oleh industri baru yaitu industri produsen bioreduktan. Industri ini akan memegang peran sentral sebagai *demand-planner* di level nasional yang menghubungkan industri penghasil bahan baku biomassa, industri nikel, dan penyedia jasa transportasi. Industri ini pula yang akan mencari strategi dan komoditas tanaman baru untuk mengisi *gap* kebutuhan nasional, berinovasi dalam teknis diversifikasi, *blending*, dan rekayasa waktu tanam untuk penyediaan bahan baku biomassa, melakukan *pre-treatment* yang dibutuhkan, riset teknologi, sampai membangun pasar. Desain rantai pasok tersebut dari hulu ke hilir adalah sesuai **Gambar 80** berikut.

Gambar 80.
Rantai pasok reduktan berbahan biomassa



Dalam iterasi awal, ada tiga potensi sumber biomassa yaitu 1) limbah perkebunan, perhutanan, dan pertanian; 2) Hutan Tanaman Energi (HTE); dan 3) *municipal solid waste* (MSW). Utilisasi sumber produksi 1 dan 2 sudah lazim di Indonesia – walau HTE lebih seringnya digunakan untuk pengadaan bahan baku *co-firing* PLTU, sedangkan utilisasi sumber produksi 3 masih butuh riset dan *piloting*. Pemerintah juga sudah mengalokasikan 15.000 ha untuk HTE dalam Renstra KLHK 2020–2024 dan meluncurkan izin usaha HTE hingga 1 juta ha, namun implementasinya masih minim.

Dalam operasionalisasi rantai pasok, industri penghasil bahan baku biomassa, industri produsen *biochar*, dan penyedia jasa transportasi akan memegang fungsi yang berbeda. Industri penyedia bahan baku (seperti industri perkebunan, perhutanan, pertanian, serta pengelola sampah) berperan untuk melakukan pembukaan lahan, penanaman, dan panen tanaman atau pengumpulan dan pemilahan sampah. Intervensi pada industri tersebut dapat dilakukan melalui penerapan regulasi terkait *recycling rate* agar keberadaan pasokan limbah untuk industri setelahnya terjamin. Hal ini sejalan dengan rencana pemerintah untuk mengeluarkan Perpres yang akan mewajibkan dan menggabungkan penanganan sampah rumah tangga dan *marine* debris di level daerah, sehingga memberikan kepastian ketersediaan sumber bahan baku biomassa dari MSW oleh pemerintah daerah. Selanjutnya, industri produsen *biochar* berperan untuk mengumpulkan biomassa, melaksanakan *pre-treatment*, dan melakukan pirolisis sampai dihasilkannya *biochar*. Khusus skema HTE, industri ini juga dapat berperan sebagai penyedia bahan baku dengan mengajukan izin usaha tanaman industri. Terakhir adalah penyedia jasa transportasi berperan dalam memobilisasi *biochar* sampai ke industri nikel. Posisi sentral dalam skema ini sebenarnya telah mulai dijalankan secara terbatas oleh PLN Energi Primer Indonesia (EPI), walau masih fokus pada penyediaan biomassa untuk pembangkitan listrik.

Belajar dari *best practice* pengarusutamaan biofuel dan biogas, untuk mewujudkan rantai pasok seperti ini dibutuhkan: 1) Strategi nasional atau regulasi yang menetapkan target produksi bioreduktan, untuk memberikan *legal standing* dan urgensi formal pengembangan rantai pasok; 2) Rencana aksi pengembangan rantai pasok dan KBLI khusus untuk produsen bioreduktan, sehingga ketentuan dan mandat operasi industri dapat teratur; dan 3) Standard nasional (SNI) atas kualitas produk, dibedakan berdasarkan jenis biomassa. Hingga kini, ketiganya masih belum tersedia di Indonesia.

Dari sisi *safeguard*, produksi bioreduktan membawa kekhawatiran dari segi teknis dan lingkungan. Kekhawatiran teknis, berupa konsistensi kualitas, dapat dijawab melalui penerbitan SNI. Di samping itu, terdapat kekhawatiran lingkungan terkait risiko praktik deforestasi, khususnya jika menggunakan biomassa dari HTE). Dengan demikian, penggunaan bioreduktan berpotensi menghasilkan emisi tidak langsung dari proses produksi yang meliputi pembukaan lahan, pengumpulan bahan baku, penggunaan mesin untuk pengeringan dan pencacahan, sampai bahan bakar dari alat transportasi.

Terkait emisi, sama seperti pada kasus hidrogen hijau, di Indonesia belum ada regulasi atau standard formal yang mengatur kriteria biomassa atau bioreduktan berkelanjutan. Namun standar *voluntary* seperti RSPO dan ISPO (untuk kelapa sawit) atau FSC (untuk *wood chip* dan *wood pellet*) dapat digunakan sebagai acuan awal. Pokok pengaturannya mencakup larangan deforestasi, kewajiban menerapkan *sustainable forest management practice,* dan dorongan transparansi perhitungan LCA.

Sedangkan terkait deforestasi, menurut IEA, prinsip produksi biomassa secara berkelanjutan diantaranya adalah 1) mengutamakan penggunaan limbah dan sisa tanaman, bukan membuka hutan baru; dan 2) bila penanaman diperlukan, harus di lahan terdegradasi. Rute produksi No. 1 dan 3 sudah sejalan dengan prinsip pertama, sedangkan terkait prinsip kedua, sebenarnya pemerintah telah berjanji bahwa HTE akan berasal dari rehabilitasi lahan dan bukan hutan alam (FWI, 2025). Secara kebijakan pun (Permen LH No. 62 Tahun 2019), seharusnya HTE berada di kawasan hutan tidak produktif. Tetapi praktik di lapangan menunjukkan bahwa hutan alam tetap ditebang untuk

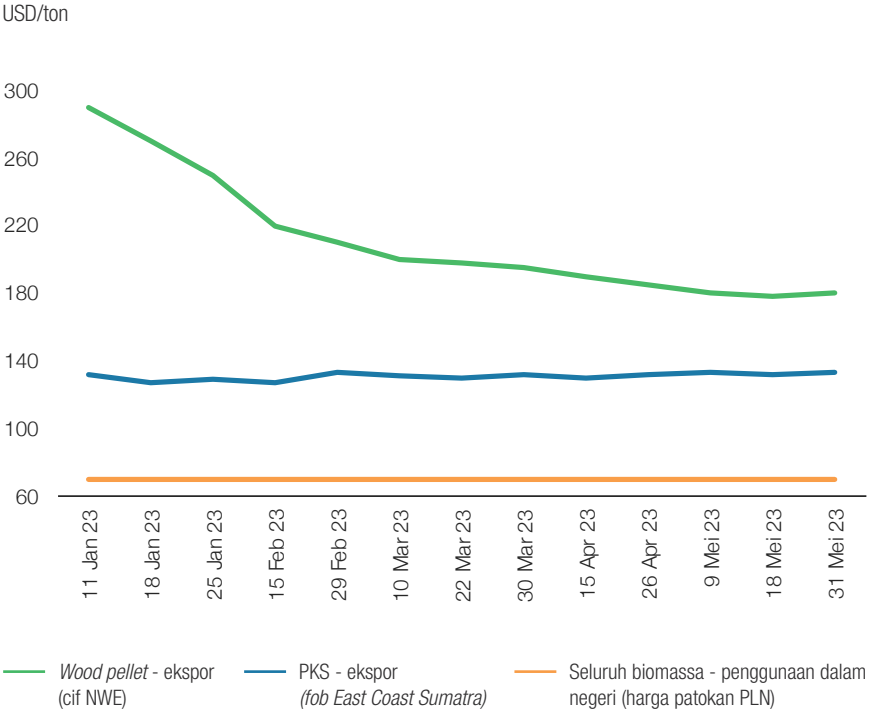
tanaman energi seperti sengon, gamal, dan kaliandra (Tempo, 2025). Maka, ekspansi HTE harus disertai dengan penegakan hukum yang kuat.

Terakhir dari aspek *affordability*, pengadaan bioreduktan untuk industri ditargetkan sebagai solusi yang bergantung sepenuhnya pada mekanisme pasar, oleh karena itu model bisnis dalam rantai pasok di atas harus berjalan. Saat ini, di tengah keterbatasan kapasitas produksi biomassa di Indonesia, banyak industri yang justru memilih melakukan ekspor biomassa jenis *wood pellet* ke Korea Selatan dan Jepang, dikarenakan harga jual biomassa ke pasar global yang tinggi yaitu mencapai $127–133/ton (harga tahun 2023). Harga ini jauh lebih tinggi dibandingkan dengan harga jual biomassa domestik, yang saat ini sebagian besar diserap oleh PLN untuk kebutuhan pembangkit listrik dan bersaing dengan harga DMO batu bara sebesar $70 per ton. Menurut data dari BPS, volume ekspor cangkang sawit di tahun 2022 bisa mencapai 4,65 juta ton, sekitar 23% dari kebutuhan dekarbonisasi industri nikel.

Oleh karena itu, peta jalan ini merekomendasikan untuk ditetapkannya harga acuan biomassa sebesar $140/ton yang juga sejalan dengan rekomendasi MEBI (2023). Model kami telah mensimulasikan bahwa *margin* industri akan tetap minimal di atas 10% untuk masing-masing klaster, sehingga harga ini dapat memotivasi industri penyedia biomassa untuk menjual lebih banyak ke pasar domestik sembari tidak mengurangi kemampuan beli industri nikel. Selain itu, untuk menghindari fluktuasi harga komoditas, pemerintah perlu menetapkan harga acuan untuk biomassa (HBmA) yang sejalan dengan harga rekomendasi tersebut yang saat ini belum ada. Sumber energi lain sudah memiliki harga acuan seperti contohnya gas alam dan biodiesel.

Selain itu, dalam pembiayaan pengembangan rantai pasok biomassa untuk produksi bioreduktan, skema yang diusulkan adalah melalui investasi swasta. Salah satu contohnya adalah utilisasi *commercial loan* untuk pengembangan lini binis dan skala produksi sektor privat, seperti PT PLN EPI yang saat ini memasok biomassa secara terbatas untuk pembangkit listrik milik PLN. Di saat bersamaan, dana pungutan ekspor sawit yang saat ini banyak digunakan untuk pengembangan biodiesel juga berpotensi untuk digunakan untuk pengembangan rantai pasok produksi bioreduktan di Indonesia. Perlu dilakukan kajian tersendiri untuk meninjau fisibilitas dan besaran alokasi yang tepat.

Gambar 81.
Harga penjualan biomassa ke dalam dan luar negeri (2023)[7]



[7] Argus (2023), PLN (2023)

Tabel 13.
Kerangka kebijakan untuk mengembangkan rantai biomassa berkelanjutan untuk produksi bioreduktan untuk industri nikel 2025–2045

Arah Kebijakan	**Pengembangan rantai pasok biomassa berkelanjutan**
Tujuan	**Bioreduktan untuk kebutuhan dekarbonisasi industri nikel memiliki rantai pasok yang tersedia dan terjangkau, menerapkan standard kualitas dan teknis yang ketat, serta biayanya mendukung model bisnis dalam negeri yang berkelanjutan *(available, accessible, affordable, and safeguarded)***

Tantangan	Rencana Aksi	Ukuran Keberhasilan	*Milestone*					Penanggung Jawab	Pihak Lain Terkait
			2025–2029		2030–2034	2035–2039	2040–2045		
Jumlah produksi biomassa nasional belum mencukupi kebutuhan dekarbonisasi industri nikel	Pendirian infrastruktur dasar rantai pasok biomassa berkelanjutan	Strategi nasional atau regulasi yang mengatur target produksi biomassa untuk kebutuhan pembuatan reduktan tersedia	Pengesahan dokumen strategis pemerintah tentang target produksi biomassa untuk kebutuhan pembuatan reduktan nasional	Penetapan KBLI untuk bioreduktan	1,9 juta ton biomassa tersedia - Klaster 1 (Sulawesi Tengah): 0,4 juta ton - Klaster 2 (Maluku Utara): 1,2 juta ton - Klaster 3 (Sulawesi Selatan dan Tenggara): 0,3 juta ton	5,3 juta ton biomassa tersedia - Klaster 1 (Sulawesi Tengah): 1,2 juta ton - Klaster 2 (Maluku Utara): 3,1 juta ton - Klaster 3 (Sulawesi Selatan dan Tenggara): 1 juta ton	9,6 juta ton biomassa tersedia - Klaster 1 (Sulawesi Tengah): 3,1 juta ton - Klaster 2 (Maluku Utara): 3,9 juta ton - Klaster 3 (Sulawesi Selatan dan Tenggara): 2,6 juta ton	Kementerian ESDM	PLN EPI, Industri produsen biomassa, Industri logistik, pemerintah daerah, industri nikel
			Pengesahan regulasi yang menetapkan *recycling rate* pada industri/aktor penghasil biomassa untuk menjamin ketersediaan sumber bahan baku biomassa						
Semakin beragam jenis biomassa yang digunakan, semakin bervariasi lokasi dan siklus panennya		Rencana aksi pengembangan rantai pasok biomassa untuk kebutuhan pembuatan reduktan terlaksana	Penyusunan rencana induk pembangunan rantai pasok biomassa berkelanjutan (termasuk pemetaan potensi bahan baku, prioritisasi bahan baku, strategi pemenuhan demand, dan calon industri/aktor pengisi tiap tahapan rantai pasok)	*Pilot project* produksi dan skema kemitraan bioreduktan					
			Penyusunan *demand assessment* dari industri nikel	Penjajakan & negosiasi awal *off-take agreement* dengan industri nikel	Penandatanganan *off-take agreement* jangka menengah-panjang	Terlaksananya evaluasi dan pemetaan demand secara berkala untuk peningkatan skala operasi dan perluasan basis pembeli			
	Penyiapan skema pendanaan dan insentif fiskal untuk mendukung pembangunan rantai pasok	Skema pendanaan dan insentif fiskal pengembangan rantai pasok biomassa untuk kebutuhan pembuatan reduktan tersedia	Penyusunan kajian untuk mengalokasikan sebagai dari dana sawit hasil pungutan ekspor *(levy)* untuk pengembangan rantai pasok biomassa untuk kebutuhan pembuatan reduktan	Implementasi hasil kajian untuk mengurangi CAPEX dan mensubsidi riset teknik rekayasa tanam untuk industri produsen *biochar*	Penyediaan *guarantee* bagi proyek konstruksi industri produsen bioreduktan oleh PT PII			Kementerian Keuangan, Kementerian ESDM	PLN EPI, Badan Pengelola Dana Perkebunan (BPDP), PT PII, institusi finansial

Tantangan	Rencana Aksi	Ukuran Keberhasilan	*Milestone*				Penanggung Jawab	Pihak Lain Terkait
			2025–2029		2030–2034	2035–2039	2040–2045	
Produsen biomassa banyak yang melakukan ekspor biomassa di saat kebutuhan dalam negeri belum terpenuhi	Penetapan harga acuan biomassa dan/atau bioreduktan berkelanjutan	Model bisnis rantai pasok biomassa berkelanjutan di dalam negeri berjalan dengan baik	Penetapan Harga Biomassa Acuan (HBmA) melalui Kepmen ESDM yang lebih tinggi dari rata-rata harga ekspor namun tetap mempertahankan margin min. 10% bagi industri seluruh klaster		Harga bioreduktan mengikuti HBmA			Kementerian Keuangan, Kementerian ESDM	PLN EPI
Bioreduktan adalah produk yang baru dan masih dalam tahap pengembangan sehingga dikhawatirkan akan menghasilkan inkonsistensi secara kualitas teknis	Penetapan standard teknis dan lingkungan atas biomassa dan/atau bioreduktan	Standard nasional untuk bioreduktan tersedia	Penerbitan standard nasional tentang biomassa berkelanjutan yang sejalan dengan standard internasional (mencakup intensitas emisi, *traceability,* kewajiban implementasi praktik pengelolaan lahan berkelanjutan)	Penerbitan SNI untuk bioreduktan berkelanjutan yang dibedakan berdasarkan jenis biomassa	Pelaksanaan sertifikasi dan evaluasi berkala			Kementerian ESDM, Kementerian Perindustrian	BSN, LSPro
Produksi bioreduktan beresiko meningkatkan deforestasi (khusus HTE) dan emisi terutama dari pembukaan lahan		Penegakan hukum dan sistem *monitoring* untuk pengelolaan HTE berjalan lebih ketat	Pelaksanaan evaluasi keberjalanan HTE selama ini utamanya dalam aspek pemilihan lahan yang harus tetap di kawasan terdegradasi, bukan hutan alam	Penerbitan regulasi turunan tentang panduan pengawasan HTE	Pelaksanaan pengawasan, pelaporan, dan evaluasi berkala			Kementerian Lingkungan Hidup, Kementerian Kehutanan	Pemerintah Daerah

Tantangan | Rencana Aksi | Kebijakan tentang teknologi dan infrastruktur | Kebijakan tentang standard dan regulasi | Kebijakan tentang pendanaan dan investasi

5.4

EKSPANSI PENYEDIAAN GAS BUMI UNTUK SUBSTITUSI BATUBARA NON-LISTRIK

Untuk mereduksi emisi dari *rotary dryer* dan *rotary kiln*, diperlukan penggantian bahan bakar batubara menjadi LNG. Untuk dapat menggantikan batubara dengan memastikan setiap *smelter* dapat menghasilkan produk sesuai dengan kapasitasnya, terdapat tiga kriteria yang harus dipenuhi, yaitu ketersediaan LNG sesuai dengan kapasitas yang dibutuhkan untuk dekarbonisasi *(availability),* akses terhadap LNG yang handal *(accessibility),* serta menjamin harga LNG hingga sampai di *smelter* terjangkau *(affordability).*

Terkait aspek *availability*, klaster 1 membutuhkan konsumsi LNG hingga 1 mtpa. Sedangkan pada klaster 3, terdapat kebutuhan konsumsi LNG hingga 0,8 mtpa. Berdasarkan Neraca Gas Indonesia 2018–2027, diketahui bahwa terdapat total pasokan gas eksisting di Sulawesi yang mencapai 2,908 mtpa, yaitu dari JOBP-ME&PTS-Senoro dan Matindok. Kebutuhan LNG dari *smelter* di klaster 1 dan 3 dapat dipenuhi sepenuhnya dari kedua lapangan gas di Sulawesi Tengah tersebut. Selain itu, pada tahun 2024, PT Pertamina EP berhasil menemukan cadangan gas baru di Sumur Tedong dengan potensi kapasitas mencapai 11.871 MMSCFD yang setara dengan 82,763 mtpa yang berlokasi di Morowali Utara, Sulawesi Tengah. Pembangunan lapangan gas pada lokasi sumur baru ini dapat memenuhi keseluruhan kebutuhan LNG untuk *smelter* di klaster 1 dan 3 tanpa mengganggu neraca penyediaan LNG eksisting.

Sedangkan pada klaster 2, dengan kebutuhan hingga mencapai 4,1 mtpa, diketahui bahwa tidak terdapat terminal LNG eksisting yang beroperasi. Namun, berdasarkan Neraca Gas Indonesia 2018–2027, diketahui terdapat kapasitas produksi LNG dari Lapangan Gas Masela yang berlokasi di Maluku hingga mencapai 3,02 mtpa. Pada tahun 2025, diketahui bahwa INPEX Masela, Ltd., anak usaha dari INPEX Corporation telah resmi memulai fase inisiasi *Front-End Engineering Design* (FEED) untuk pembangunan kilang LNG *onshore*. Direncanakan, proyek kilang LNG *onshore* Abadi di Masela ini akan terdiri dari dua unit kilang dengan total kapasitas produksi 9,5 mtpa. Sehingga, dengan optimasi pembangunan kilang LNG Masela tersebut, kebutuhan LNG di klaster 2 dapat dipenuhi. Untuk memastikan tercapainya pembangunan lapangan gas alam baru seperti Sumur Tedong dan Lapangan Gas Abadi di Masela, pemerintah diharapkan dapat memberikan dasar hukum pelaksanaan proyek pembangunan dengan merevisi neraca gas bumi nasional serta menetapkannya sebagai Proyek Strategis Nasional.

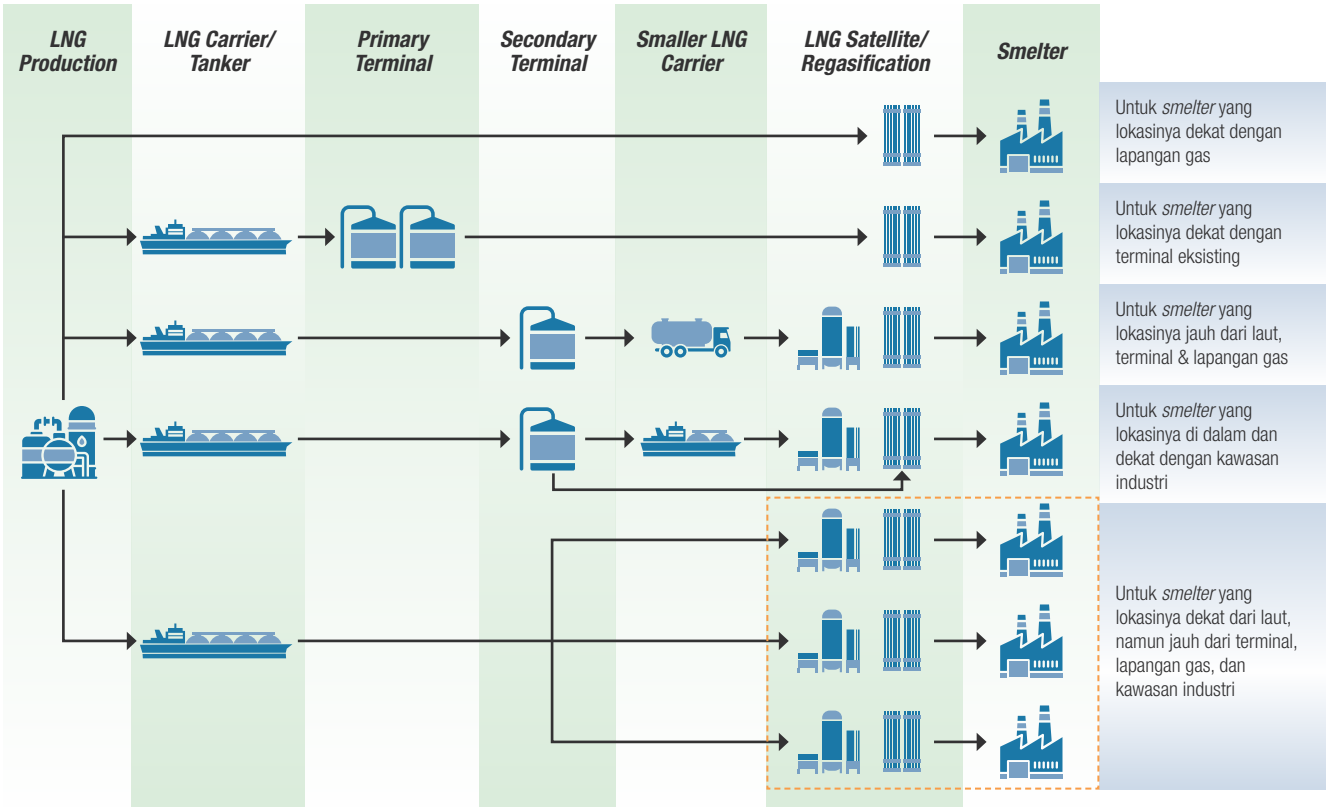
Terkait dengan *accesibility*, merujuk pada Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional Tahun 2024–2033 melalui Kepmen ESDM Nomor: 173.K/MG.01/MEM/M/2024, diketahui tidak terdapat rencana pembangunan jaringan transmisi dan distribusi LNG di Sulawesi dan Maluku. Sehingga, penyaluran gas alam melalui pipa gas tidak memungkinkan dengan rencana tersebut hingga tahun 2033. Selain pengangkutan gas alam dalam fase gas, pengangkutan LNG melalui jalur laut juga dinilai menjanjikan. Lokasi *smelter* nikel yang seluruhnya berada di dekat laut dengan fasilitas pelabuhan yang telah terintegrasi dengan kawasan smelter, dapat digunakan sebagai terminal satelit tanpa memerlukan terminal *secondary* secara terpusat. Namun, penggunaan terminal satelit di setiap pelabuhan yang dimiliki masing-masing *smelter*, memerlukan investasi tambahan berupa tangki penyimpanan, fasilitas regasifikasi, dan pipa gas di masing-masing pelabuhan *smelter*. Kebutuhan kapasitas tangki penyimpanan LNG di masing-masing *smelter* akan bergantung kepada kebutuhan LNG dan kapasitas *LNG Carrier Vessels* yang akan digunakan.

Kapasitas tangki penyimpanan dan kapal *tanker* akan menentukan jumlah ritasi kapal yang akan mempengaruhi biaya pembelian LNG total di *plant gate* dan kebutuhan kapasitas *storage* satelit LNG. Melakukan kerja sama dengan perusahaan-perusahaan *smelter* yang berdekatan juga dapat memperkecil biaya, dengan menggunakan kapal

tanker berkapasitas lebih besar, untuk mengurangi jumlah kapasitas kapal *tanker* LNG yang *idle*. Untuk sebagian kecil *smelter* yang berlokasi jauh dari laut, moda transportasi darat menggunakan ISO *tanker* atau menggunakan pipa gas yang tersambung dari terminal satelit perusahaan *smelter* terdekat dapat dipertimbangkan. Perusahaan *smelter* yang termasuk kategori ini dapat bekerjasama dengan perusahaan *smelter* terdekat yang memiliki pelabuhan untuk menyediakan tangki penyimpanan dan/atau fasilitas regasifikasi.

Kajian secara mendalam oleh kementerian terkait dan masing-masing *smelter* diperlukan untuk menentukan skenario penyediaan LNG dengan biaya yang paling rendah.

Gambar 82.
Skenario penyediaan LNG untuk industri nikel



Tabel 14.
Daftar produsen LNG

Nama Fasilitas	Kapasitas (mtpa)	Lokasi
JOBP-ME&PTS-Senoro	2,183	Kab. Banggai, Sulawesi Tengah
Matindok	0,725	Kab. Banggai, Sulawesi Tengah
Sumur Tedong (potensi)	82,763	Kab. Morowali Utara, Sulawesi Tengah
Masela	9,5	Pulau Masela, Maluku Barat Daya

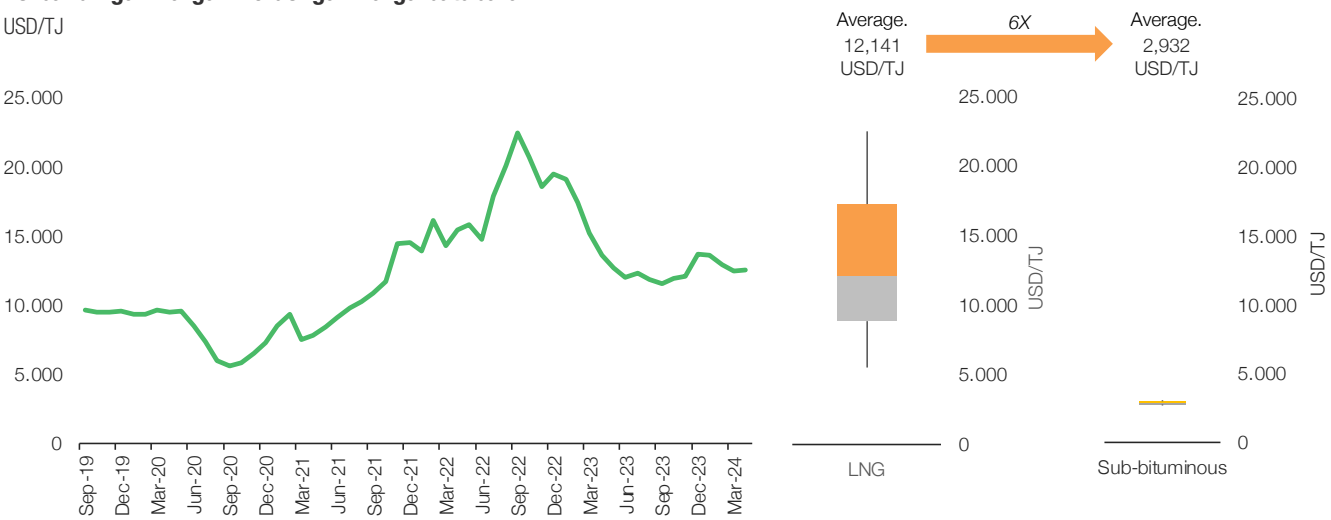
Tabel 15.
Daftar terminal primer dan fasilitas regasifikasi LNG

Nama Fasilitas	Kapasitas (mtpa)	Lokasi
Donggi-Senoro LNG Terminal	2	Luwuk, Sulawesi Tengah
Palu LNG Terminal	2	Palu, Sulawesi Tengah
Sengkang LNG Terminal	0,5	South Sulawesi coastline
Gorontalo FSRU	0,2	Gorontalo
Amurang FSRU	0,1	Amurang, Sulawesi Utara

Setelah melakukan kajian untuk menentukan skenario penyaluran gas alam yang paling murah, perencanaan dan pembangunan infrastruktur tambahan perlu disiapkan oleh masing-masing penanggung jawab. Terminal primer dan fasilitas regasifikasi di terminal primer serta pipa gas diharapkan menjadi tanggung jawab penuh dari pemerintah. Fasilitas terminal sekunder dapat menjadi tanggung jawab dari pemerintah ataupun kawasan industri. Sedangkan, fasilitas penyimpanan satelit dan regasifikasi merupakan tanggung jawab dari masing-masing smelter dan kawasan industri. Perencanaan infrastruktur tersebut diharapkan memiliki dasar hukum pelaksanaan melalui revisi Keputusan Menteri ESDM No. 173 Tahun 2024.

Terkait *affordability*, harga LNG di Indonesia mengalami fluktuasi yang bergantung pada kondisi *supply* dan *demand* secara domestik dan global. Berdasarkan data harga LNG dari September 2019 hingga Maret 2024, harga LNG berfluktuasi dengan harga minimum mencapai 5.573 USD/TJ dan maksimum dapat mencapai 22.492 USD/TJ. Rata-rata harga LNG 5 tahunan diperkirakan mencapai 12.141 USD/TJ yang lebih tinggi hampir 6 kali lipat dari batubara.

Gambar 83.
Perbandingan harga LNG dengan harga batubara



Pemerintah melalui Keputusan Menteri ESDM No. 76 Tahun 2025 telah mengatur harga gas bumi tertentu untuk tujuh (7) sektor industri. Keputusan ini menetapkan batas atas harga jual LNG di *plant gate* sebesar 5.687 USD/TJ atau setara dengan 6 USD/mmbtu, hingga 6.635 USD/TJ atau setara dengan 7 USD/mmbtu. Namun, pada peraturan ini, sektor industri nikel tidak mendapatkan alokasi LNG dengan harga yang dibatasi.

Berdasarkan hasil pemodelan, untuk mendapatkan margin total di atas 10% untuk setiap klaster, diperlukan penetapan harga gas bumi tertentu (HGBT) untuk industri nikel, khususnya jalur produksi pirometalurgi. Penetapan harga gas bumi harus ditetapkan maksimal 6.161 USD/TJ atau setara dengan 6,5 USD/mmbtu. Penetapan harga ini dapat dialokasikan kepada lapangan LNG baru yang akan direncanakan, yaitu Sumur Tedong dan Lapangan LNG Masela dengan mekanisme pengurangan PNBP dari sektor migas. Penetapan HGBT pada kedua sumber gas baru tersebut yang dialokasikan bagi *smelter* juga dapat mendorong kepastian permintaan, sehingga mengurangi risiko *(de-risking)* proyek pengembangan gas tersebut. Selain itu, mengingat pada praktiknya terdapat kasus dimana industri yang sudah ditetapkan sebagai penerima HGBT belum menerima pasokan LNG, maka perluasan sektor industri penerima manfaat HGBT perlu dibarengi dengan perbaikan tata kelola penyaluran LNG melalui pemantauan dan pemeriksaan berkala penerima energi.

Terakhir, usulan skema pembiayaan untuk konstruksi infrastruktur produksi dan distribusi LNG adalah melalui

blended financing untuk mendorong partisipasi investor swasta di sektor LNG Indonesia (misalnya Medco, Inpex, Shell, Pertamina). Untuk meningkatkan kelayakan investasi dan mengurangi risiko awal, dukungan berupa jaminan dari lembaga keuangan non-bank seperti PT Penjaminan Infrastruktur Indonesia (PII) atau lembaga multilateral juga direkomendasikan. Skema ini dinilai sesuai mengingat potensi profitabilitas proyek yang tinggi dan perannya dalam mendukung transisi energi nasional. Sementara itu, pembangunan fasilitas *regasification plant* direkomendasikan menggunakan model *shared regasification facilities* atau industrial *cluster approach* pada masing-masing kawasan industri nikel, sehingga dapat meningkatkan efisiensi biaya dan operasional. Pembangunan fasilitas tersebut dibiayai oleh investasi masing-masing industri nikel, misalnya melalui *commercial loan.*

Tabel 16.
Kerangka kebijakan untuk mengekspansi penyediaan gas bumi untuk substitusi batubara non-listrik pada industri nikel 2025–2045

Arah Kebijakan	**Ekspansi Penyediaan Gas Bumi untuk Substitusi Batubara Non Listrik pada Industri Nikel**
Tujuan	**Tersedianya gas bumi yang cukup, mudah diakses, dan biayanya terjangkau *(available, accessible, and affordable)* untuk menggantikan batubara pada *rotary dryer* dan *rotary kiln***

<table>
<tr><th rowspan="2">Tantangan</th><th rowspan="2">Rencana Aksi</th><th rowspan="2">Ukuran Keberhasilan</th><th colspan="4">*Milestone*</th><th rowspan="2">Penanggung Jawab</th><th rowspan="2">Pihak Lain Terkait</th></tr>
<tr><th colspan="2">2025–2029</th><th>2030–2034</th><th>2035–2039</th><th>2040–2045</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Kapasitas produksi gas bumi eksisting di sekitar Sulawesi dan Maluku Utara belum dialokasikan untuk pemenuhan kebutuhan Industri Nikel</td><td rowspan="3">Pembaharuan dokumen dan regulasi perencanaan gas bumi nasional</td><td rowspan="3">Target konstruksi lapangan dan infrastruktur penyediaan gas bumi dengan kapasitas yang memenuhi kebutuhan smelter nikel terperbaharui dan terimplemetasi</td><td>Revisi dokumen neraca gas Indonesia yang mempertimbang-kan potensi gas dari sumur baru di Morowali Utara (Sumur Tedong) dan kebutuhan gas bumi untuk smelter nikel di Sulawesi dan Maluku Utara</td><td rowspan="2">Penyusunan rencana induk konstruksi lapangan dan infrastruktur penyediaan gas bumi untuk memenuhi kebutuhan dekarbonisasi industri nikel (termasuk penetapan lokasi, skenario penyediaan gas bumi, dan identifikasi infrastruktur yang dibutuhkan)</td><td rowspan="3">1,84 mtpa LNG tersedia
- Klaster 1 dan 3 (Sulawesi): 0,42 mtpa
- Klaster 2 (Maluku Utara): 1,4 mtpa</td><td rowspan="3">4,68 mtpa LNG tersedia
- Klaster 1 dan 3 (Sulawesi): 1,18 mtpa
- Klaster 2 (Maluku Utara): 3,5 mtpa</td><td rowspan="3">5,82 mtpa LNG tersedia
- Klaster 1 dan 3 (Sulawesi): 1,72 mtpa
- Klaster 2 (Maluku Utara): 4,1 mtpa</td><td rowspan="3">Kementerian ESDM</td><td rowspan="3">Pertamina, Inpex Masela, Ltd., Medco E&P, industri nikel</td></tr>
<tr><td>Penetapan target produksi gas dan pembangunan sumur gas dengan kapasitas sesuai dengan kebutuhan dekarbonisasi smelter nikel di setiap tahun pada Peta Jalan Gas Bumi Nasional</td></tr>
<tr><td>Tidak tersedianya infrastruktur dan fasilitas penyediaan gas bumi ke produsen nikel (1/2)</td><td>Revisi Keputusan Menteri ESDM No. 173 Tahun 2024 dengan penetapan target pengembangan infrastruktur penyediaan gas bumi dari lapangan gas yang dialokasikan untuk dekarbonisasi industri nikel ke smelter nikel</td><td>Penetapan Lapangan Gas Tedong dan Lapangan Gas Masela sebagai Proyek Strategis Nasional dengan alokasi utama untuk keperluan dekarbonisasi smelter nikel di Sulawesi dan Maluku Utara</td></tr>
<tr><td colspan="3"></td><td colspan="2">Penyusunan feasibility study dan desain engineering untuk implementasi rencana induk</td><td colspan="3">Reformasi regulasi untuk percepatan adendum izin terminal khusus (tersus)</td><td></td><td></td></tr>
</table>

<table>
<tr><th rowspan="2">Tantangan</th><th rowspan="2">Rencana Aksi</th><th rowspan="2">Ukuran Keberhasilan</th><th colspan="4">Milestone</th><th rowspan="2">Penanggung Jawab</th><th rowspan="2">Pihak Lain Terkait</th></tr>
<tr><th colspan="2">2025–2029</th><th>2030–2034</th><th>2035–2039</th><th>2040–2045</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Tidak tersedianya infrastruktur dan fasilitas penyediaan gas bumi ke produsen nikel (2/2)</td><td rowspan="2">Penyediaan bantuan fiskal untuk mendukung pembangunan dan investasi terhadap infrastruktur gas bumi</td><td rowspan="2">Skema pendanaan dan insentif fiskal serta operasional pengembangan infrastruktur penyediaan gas bumi untuk substitusi batubara tersedia</td><td>Penyusunan demand assessment dari industri nikel</td><td>Penandatanganan off-take agreement antara smelter di Sulawesi dengan Lapangan Gas Donggi Matindok Field Regional Indonesia Timur di Morowali Utara dan smelter di Maluku Utara dengan Lapangan Gas Abadi di Masela</td><td colspan="3">Terlaksananya evaluasi dan pemetaan demand secara berkala untuk peningkatan skala operasi dan perluasan basis pembeli</td><td rowspan="2">Kementerian Keuangan, Kementerian ESDM</td><td rowspan="2">Pertamina, Inpex Masela, Ltd., Medco E&P, industri nikel, non-bank financial institution</td></tr>
<tr><td colspan="2">Pembebasan bea masuk untuk impor teknologi kunci (co: regasification plant)</td><td colspan="3">Penyediaan guarantee bagi proyek konstruksi lapangan dan infrastruktur distribusi gas bumi oleh non-bank financial institution</td></tr>
<tr><td>Harga gas bumi yang fluktuatif, dengan rata-rata harga historis yang lebih tinggi hampir 6 kali lipat dari batubara</td><td rowspan="2">Penetapan harga gas bumi tertentu (HGBT) untuk produsen nikel, khususnya yang melalui jalur produksi pirometalurgi</td><td>Harga gas bumi tertentu (HGBT) untuk industri nikel ditetapkan</td><td rowspan="2">Penyusunan kajian tentang justifikasi kebutuhan dan mekanisme realokasi penerimaan negara untuk memfasilitasi HGBT untuk industri nikel untuk menjaga keseimbangan antara pencapaian target reduksi emisi dengan kestabilan ekonomi industri</td><td rowspan="2">Revisi Keputusan Menteri ESDM No. 76 Tahun 2025 untuk memfasilitasi perluasan HGBT untuk industri nikel</td><td colspan="3">Pemberlakuan HGBT untuk industri nikel</td><td rowspan="2">Kementerian ESDM, Kementerian Perindustrian, Kementerian Keuangan</td><td rowspan="2">Pertamina, Inpex Masela, Ltd., Medco E&P</td></tr>
<tr><td>Tidak semua industri yang sudah dapat alokasi HGBT mendapat-kan penyediaan gas bumi sesuai kebutuhan</td><td>Tata kelola penyaluran gas bumi dengan HGBT berjalan dengan baik dan menjamin penyaluran suplai sesuai dengan jumlah dalam off-take agreement</td><td colspan="3">Pemantauan dan evaluasi berkala atas ketepatan penyaluran gas bumi teralokasi HGBT kepada industri nikel</td></tr>
</table>

Tantangan | Rencana Aksi | Kebijakan tentang teknologi dan infrastruktur | Kebijakan tentang standard dan regulasi | Kebijakan tentang pendanaan dan investasi

5.5

PENINGKATAN PERFORMA EFISIENSI ENERGI *SMELTER* NIKEL

Pada kondisi eksisting, teknologi penggunaan kembali sisa panas dari *rotary kiln, electric furnace,* dan *slag* sudah tersedia secara komersil. Tantangan utama dalam mengaplikasikan teknologi ini terletak pada desain *layout* pabrik, khususnya terkait jarak antara unit proses penghasil panas berlebih (*rotary kiln, electric furnace,* dan *slag granulator*) dengan penerima panas, yaitu *rotary dryer.* Semakin jauh jarak antar unit proses, semakin banyak panas yang terbuang dalam pipa dan sedikit sisa panas yang dapat dimanfaatkan kembali.

Di Indonesia, sebagian *smelter* RKEF dibangun dengan desain tata letak yang berjauhan, sehingga sulit untuk menerapkan pemanfaatan kembali sisa panas secara optimal. Umumnya, *smelter-smelter* ini telah dibangun sejak lama. Sebaliknya, *smelter* yang dibangun dalam beberapa tahun terakhir umumnya telah didesain secara kompak, dengan jarak antarunit proses yang berdekatan, sehingga memungkinkan optimalisasi efisiensi energi. Dengan mempertimbangkan hal tersebut, peta jalan ini menargetkan penerapan aksi dekarbonisasi pada 80% *smelter* yang telah beroperasi. Sementara itu, seluruh *smelter* RKEF yang akan mulai beroperasi setelah tahun adopsi awal (2030) diwajibkan untuk menerapkannya. Berdasarkan *Best Available Technology*, potensi pemanfaatan kembali sisa panas pada unit *rotary dryer* mencapai 34 persen dari panas dalam gas buang *electric furnace,* 14 persen dari *rotary kiln,* dan 20 persen dari *slag granulator.*

Pemerintah Indonesia, melalui Peraturan Pemerintah No. 33 Tahun 2023 dan Peraturan Menteri ESDM No. 8 Tahun 2025 telah menetapkan kewajiban untuk melaksanakan kegiatan konservasi energi melalui manajemen energi kepada industri yang menggunakan energi lebih besar atau sama dengan 4.000 setara ton minyak (TOE) per tahun yang setara dengan 0,042 TJ per tahun. Berdasarkan kriteria tersebut, seluruh *smelter* nikel melalui jalur produksi pirometalurgi seharusnya masuk ke dalam kategori industri yang wajib melakukan konservasi energi melalui manajemen energi.

Penegasan implementasi peraturan ini secara menyeluruh, khususnya kepada perusahaan *smelter* melalui jalur produksi RKEF dinilai penting untuk memastikan tercapainya efisiensi energi. Pemerintah dapat membuat target efisiensi energi khusus untuk perusahaan *smelter* melalui jalur produksi RKEF sebagai turunan dari peraturan menteri yang telah tersedia. Kerjasama dengan Kementerian Perindustrian dan Kementerian Lingkungan Hidup diharapkan dapat dilakukan untuk memastikan kajian, pengelolaan dan pemantauan berkala konsumsi energi masuk ke dalam dokumen Amdal dan RKL-RPL Rinci. Target efisiensi minimum dapat dijadikan standar kelayakan lingkungan dan level ketaatan dalam laporan.

Pemerintah diharapkan dapat mendorong transfer teknologi dari lembaga penelitian eksisting dan *technology inventor/ provider* serta mengumpulkan daftar kisah sukses industri dalam melakukan efisiensi energi di industri nikel. Sehingga, pemerintah dapat menyusun katalog teknologi dan inovasi efisiensi energi bagi *smelter* nikel serta panduan efisiensi energi yang diperbaharui secara berkala.

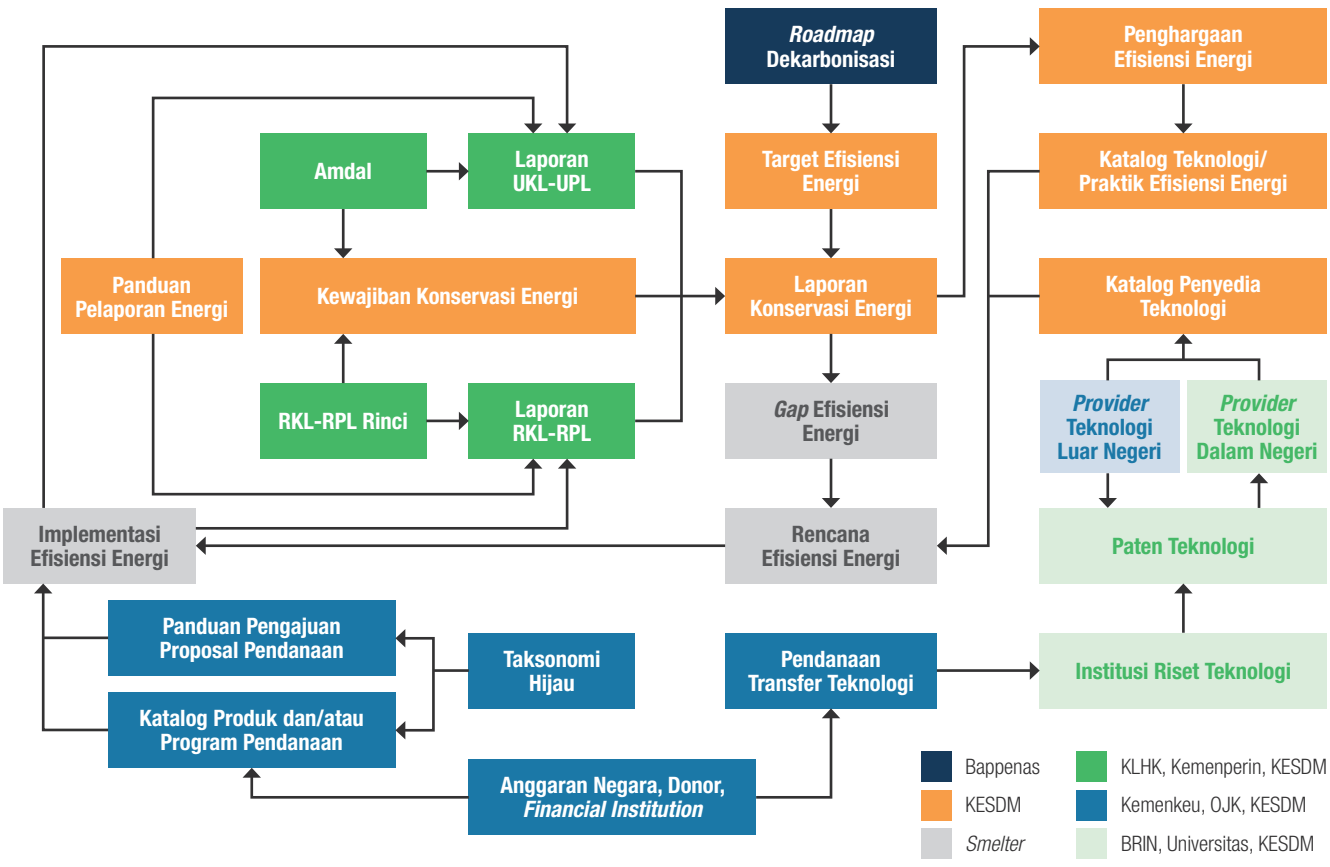
Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral telah memiliki sistem informasi Konservasi Energi (SINERGI) sebagai *platform* terintegrasi dalam upaya pelaporan energi. Di dalam sistem informasi tersebut, pemerintah telah menyediakan beberapa sarana yang diharapkan dapat memudahkan pelaku usaha dalam melakukan upaya konservasi energi. Melalui sistem informasi tersebut, pemerintah dapat mengintegrasikan panduan pelaporan dan perencanaan konservasi energi yang disertai dengan target efisiensi energi khusus untuk *smelter* nikel.

Secara paralel, pemerintah perlu mendorong transfer teknologi efisiensi energi melalui kolaborasi yang lebih

konkret antara lembaga riset seperti BRIN, universitas, penyedia teknologi, dan pelaku industri. Salah satu langkah yang dapat diambil adalah mengembangkan pusat-pusat riset metalurgi yang telah ada ke arah terapan serta menjadikannya pusat *pilot project* untuk komersialisasi teknologi. Berkaca dari kebijakan transfer teknologi Tiongkok, pemerintah dapat membuka institusi riset teknologi yang sesuai dan mendorong kerja sama dengan pelaku industri. Diperlukan juga peningkatan anggaran untuk keperluan penelitian tematik terkait industri nikel, salah satunya terkait efisiensi energi, untuk meningkatkan daya saing industri nikel Indonesia.

Untuk mendorong pembiayaan bagi integrasi teknologi efisiensi energi, OJK diharapkan dapat memasukkan kriteria spesifik dalam taksonomi hijaunya, khususnya terkait aktivitas efisiensi energi melalui pemanfaatan kembali sisa panas. Penambahan kriteria ini akan memungkinkan aktivitas pemanfaatan sisa panas diakui sebagai bagian dari kategori hijau dan memenuhi syarat untuk memperoleh pembiayaan dari bank komersial maupun bank pembangunan. OJK dapat merujuk kepada beberapa praktik internasional seperti *European Union's Taxonomy for Sustainable Activities* dan *China's Green Bond Endorsed Projects Catalogue* yang telah menyediakan kriteria sektor spesifik, yang di dalamnya juga memuat energi efisiensi. Selain itu, pemerintah melalui sistem informasi Konservasi Energi (SINERGI) dapat menyediakan ruang bagi lembaga pendanaan untuk mendaftarkan program atau produk pendanaan untuk efisiensi energi ke dalam sistem informasi ini. Pemerintah, bekerjasama dengan lembaga-lembaga pendanaan tersebut dapat membuat panduan pembuatan proposal pendanaan untuk keperluan efisiensi energi sesuai dengan standar taksonomi hijau dan standar internal masing-masing lembaga pendanaan.

Gambar 84.
Mekanisme penegakan implementasi strategi efisiensi energi di industri



Tabel 17.
Kerangka kebijakan untuk meningkatkan performa efisiensi energi pada industri nikel 2025–2045

Arah Kebijakan	**Peningkatan performa efisiensi energi *smelter* nikel**
Tujuan	**Tercapainya target performa efisiensi energi smelter dengan menyediakan teknologi dan praktik efisiensi yang mudah diakses dan biayanya terjangkau *(available, accessible, and affordable)***

<table>
<tr><th rowspan="2">Tantangan</th><th rowspan="2">Rencana Aksi</th><th rowspan="2">Ukuran Keberhasilan</th><th colspan="4">Milestone</th><th rowspan="2">Penanggung Jawab</th><th rowspan="2">Pihak Lain Terkait</th></tr>
<tr><th colspan="2">2025–2029</th><th>2030–2034</th><th>2035–2039</th><th>2040–2045</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Terbatasnya alternatif teknologi dan praktik efisiensi energi yang reliable, mudah diakses dan murah, bagi proses produksi smelter RKEF Indonesia</td><td rowspan="2">Pengembangan panduan teknis serta katalog teknologi dan best practice efisiensi energi yang mudah diakses, serta relevan dan terbukti berhasil untuk smelter RKEF</td><td>Tersusunnya panduan teknis serta katalog teknologi dan best practice efisiensi yang dapat diakses perusahaan smelter nikel</td><td>Melakukan kajian teknologi dan praktik efisiensi energi eksisting oleh smelter nikel di Indonesia</td><td>Inisiasi kerjasama bilateral antar negara terkait transfer teknologi efisiensi energi dan/atau pembelian paten terkait teknologi dan praktik efisiensi energi smelter nikel RKEF</td><td colspan="3">Penerbitan panduan teknis dan pembaharuan katalog teknologi berdasarkan perkembangan sains dan teknologi</td><td rowspan="2">Kementerian ESDM</td><td rowspan="2">BRIN, universitas, technology provider, industri nikel, BUMN</td></tr>
<tr><td>Berkembangnya industri penyediaan teknologi efisiensi dalam negeri</td><td colspan="2">Inisiasi institusi riset teknologi, bekerjasama dengan BRIN, universitas, dan perusahaan smelter nikel RKEF</td><td>Alokasi pembelian paten untuk riset dan pengembangan teknologi efisiensi energi dalam negeri

Aktivitas riset yang menghasilkan paten teknologi efisiensi energi melalui institusi riset teknologi</td><td>Pengembangan industri manufaktur dan/atau servis desain teknologi efisiensi energi dalam negeri, diinisiasi oleh BUMN</td><td>Pengembangan industri manufaktur dan/atau servis desain teknologi efisiensi energi dalam negeri, diinisiasi oleh BUMN</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Akses terhadap kapital untuk efisiensi energi masih terbatas</td><td rowspan="2">Pengembangan panduan pengajuan pendanaan untuk efisiensi energi</td><td>Kriteria efisiensi energi dalam taksonomi hijau yang comparable dengan standar internasional</td><td colspan="2">Penetapan kriteria efisiensi energi dalam taksonomi hijau dan pedoman kategorisasi proyek efisiensi energi yang comparable dengan taksonomi hijau negara-negara lain</td><td colspan="3">Pengarusutamaan skema ESCO untuk memfasilitasi adopsi strategi energi efisiensi di industri nikel</td><td rowspan="2">Kementerian Keuangan</td><td rowspan="2">OJK, KESDM, bank komersil, development bank, BPN, PT SMI, BRIN, industri nikel</td></tr>
<tr><td>Skema pendanaan dan insentif fiskal pengembangan rantai pasok biomassa untuk kebutuhan pembuatan reduktan tersedia</td><td>Realokasi anggaran untuk keperluan pengembangan riset teknologi di dalam negeri</td><td>Pengarusutamaan skema ESCO untuk memfasilitasi adopsi strategi energi efisiensi di industri nikel</td><td colspan="3">Mobilisasi anggaran untuk riset teknologi, pengembangan industri teknologi efisiensi, dan insentif efisiensi energi, serta monitoring bauran produk/ program pendanaan hijau untuk efisiensi energi dari bank komersil dan development bank di Indonesia</td></tr>
</table>

Tantangan | Rencana Aksi | Kebijakan tentang teknologi dan infrastruktur | Kebijakan tentang standard dan regulasi | Kebijakan tentang pendanaan dan investasi

5.6

PENINGKATAN TARGET BAURAN BIODIESEL DI INDONESIA

Sebanyak 0,78% emisi dari industri nikel dihasilkan dari penggunaan seluruh kendaraan yang dioperasikan oleh perusahaan. Strategi dekarbonisasi yang digunakan adalah substitusi bahan bakar kendaraan menjadi biodiesel, lalu menaikkan baurannya secara bertahap. Untuk mewujudkan strategi ini, jumlah dan spesifikasi bauran biodiesel harus tersedia sesuai kebutuhan dekarbonisasi *(availability)*, diproduksi dari sumber yang berkelanjutan *(safeguard)*, dan harganya terjangkau *(affordable)*.

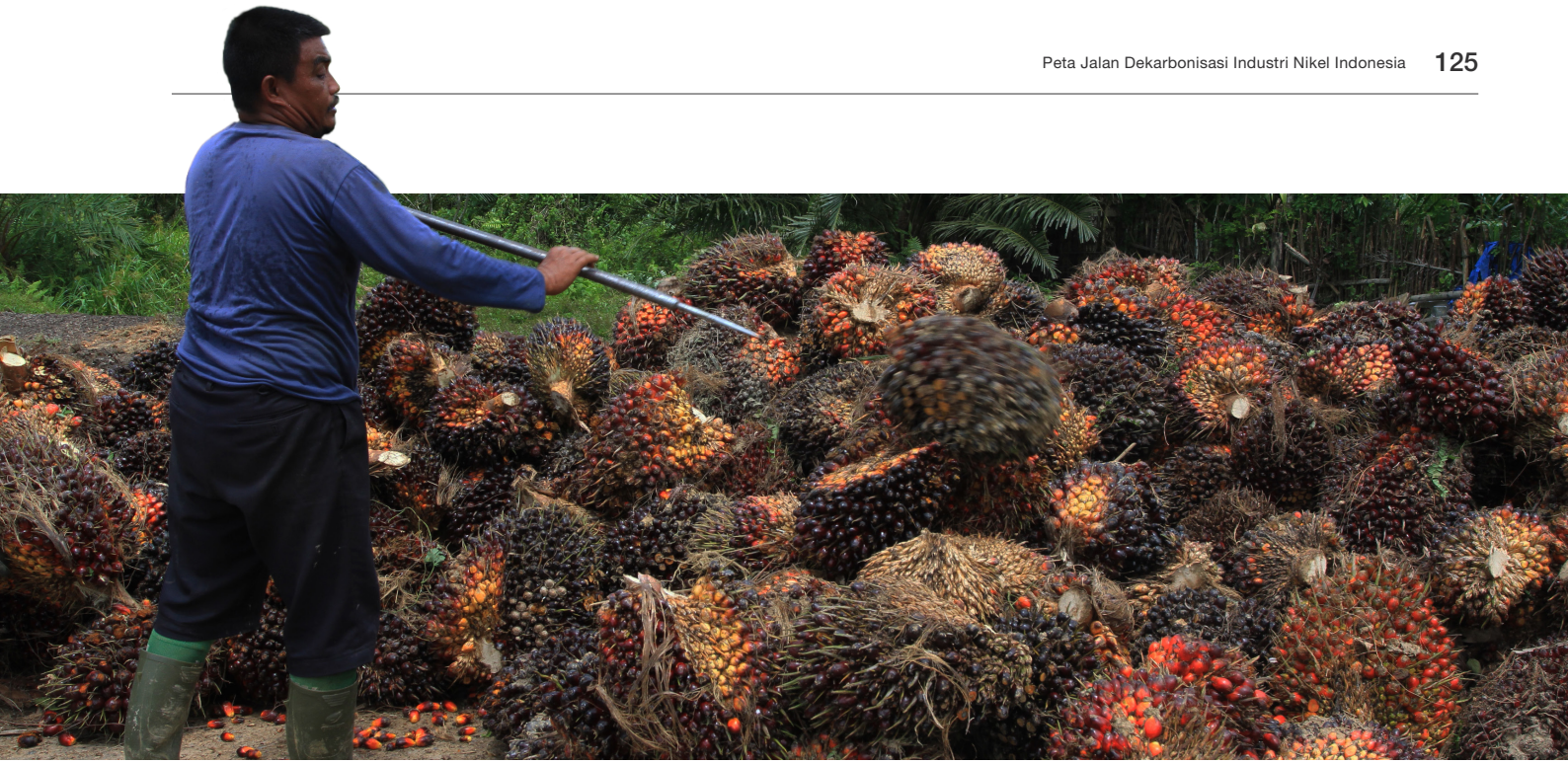
Penggunaan biodiesel adalah salah satu alternatif dekarbonisasi paling matang di Indonesia. Sejak tahun 2015, pemerintah telah mewajibkan pemanfaatan biodiesel secara bertahap melalui PermenESDM No. 12 Tahun 2015. Dalam peraturan tersebut, pemerintah menargetkan bauran biodiesel mencapai 30% dalam bahan bakar minyak pada Januari 2025. Pada kenyataannya, bauran telah mencapai 35% (B35) pada tahun 2024 dan meningkat lagi menjadi 40% (B40) pada tahun 2025. Pemerintah telah mencabut Permen ESDM No. 12 Tahun 2015 dan menggantinya dengan Permen ESDM No. 4 Tahun 2025, yang tidak lagi merinci tahapan tingkat pemanfaatan biodiesel. Dengan demikian, mandat pemanfaatan biodiesel akan ditetapkan melalui keputusan menteri.

Dari segi *availability*, ketiadaan target jangka menengah atau panjang terkait pentahapan tingkat pemanfaatan biodiesel dapat menimbulkan ketidakpastian. Sebab, dekarbonisasi industri nikel membutuhkan peningkatan bauran biodiesel setidaknya setiap lima tahun hingga tahun 2045. Maka dari itu, penting untuk memahami potensi *gap* yang akan terjadi di masa depan sebagaimana ditampilkan pada **Tabel 18** berikut.

Tabel 18.
Perbandingan bauran dan kapasitas produksi yang dibutuhkan industri nikel dengan yang disediakan oleh KESDM

	2025		2030		2035		2040		2045	
	Bauran	Volume (juta liter)	Bauran	Volume (juta liter)	Bauran	Volume (juta liter)	Bauran	Volume (juta liter)	Bauran	Volume (juta liter)
Pentahapan tingkat pemanfaatan biodiesel oleh KESDM	B40	8.070	B40*	8.070	B40*	8.070	B40*	8.070	B40*	8.070
Kebutuhan dekarbonisasi industri nikel	B30	274,8	B40	440,4	B50	550,5	B60	660,6	B70	770,7
Status	Terpenuhi		Terpenuhi		Bauran tidak terpenuhi		Bauran tidak terpenuhi		Bauran tidak terpenuhi	

**) Angka diasumsikan sama dengan tahun sebelumnya dikarenakan belum ada publikasi rencana KESDM terbaru setelah tahun 2025.*



Berdasarkan tabel di atas, kebutuhan industri nikel di tahun 2025 hanya 3% dari total kapasitas produksi nasional. Oleh karena itu, kapasitas produksi nasional lebih dari cukup untuk memenuhi kebutuhan industri nikel. Permasalahannya adalah belum ada rencana formal jangka menengah/panjang untuk menggambarkan pentahapan bauran dan produksi biodiesel setelah tahun 2025. Oleh karena itu untuk menjamin *availability* dari biodiesel, dapat dilakukan penyelarasan target dan mendorong kepastian permintaan. Pertama, menerbitkan pentahapan kewajiban minimal pemanfaatan biodiesel yang selaras dengan Skenario Ambisius dalam peta jalan ini. Hal ini juga disertai dengan akselerasi penelitan dan *piloting* untuk meningkatkan bauran biodiesel. Dan kedua, membuat *off-take agreement* antara industri-industri nikel dengan BUMN energi agar mendapatkan kepastian alokasi dari biodiesel yang telah diproduksi.

Di saat bersamaan, jika diasumsikan bahwa ternyata seluruh biodiesel yang diproduksi sudah ada penerima spesifiknya, kami melihat peluang pada strategi realokasi kuota ekspor biodiesel nasional. Saat ini, 27,4 liter biodiesel dieskpor. Dengan merealokasi hasil produksi tersebut ke pasar domestik, masih dibutuhkan tambahan produksi biodiesel hingga 743 juta liter.

Dari segi *safeguard*, kekhawatiran lingkungan yang menyertai penggunaan biodiesel mirip dengan bioreduktan (yang dijelaskan pada subbab 5.3). Industri tidak ingin menggunakan bahan baku yang berasal dari material yang menyebabkan deforestasi dan emisi pembukaan lahan yang tinggi. Oleh karena itu, biodiesel juga akan turut diuntungan dari salah satu strategi yang diusulkan pada subbab tersebut yang adalah untuk tersedianya "Standard Nasional tentang Biomassa Berkelanjutan". Ragam produk turunan biomassa seperti biodiesel, bioreduktan, bahkan biogas akan turut menjadi berkelanjutan ketika bahan bakunya telah diproduksi secara berkelanjutan sejak awal serta dilengkapi proses pengolahan lanjutan yang bersih. Terakhir dari segi *affordability*, meningkatnya bauran membuat B40 naik harga dari Rp13.000 menjadi sekitar Rp14.500–15.000 akibat kenaikan harga FAME *(Fatty Acid Methyl Ester).* Kekhawatiran kerap muncul karena industri – bersamaan dengan hotel, pertambangan, dan perkebunan – termasuk golongan yang tidak mendapatkan subsidi (non-PSO). Melalui HIP, pemerintah perlu terus memastikan bahwa kenaikan bauran tidak akan membuat kenaikan harga biodiesel terlalu tinggi mengingat untuk mencapai Skenario Ambisius, kenaikan harga biodiesel sebanyak 10% akan dirasakan per 5 tahun. Alternatif strategi lain yang dapat dipertimbangkan adalah menggunakan kendaraan berbasis *fuel cell* yang dimotori oleh hidrogen. Sayangnya, walau emisinya mendekati nol namun biayanya sangat tinggi.

Tabel 19.
Kerangka kebijakan untuk meningkatkan target bauran biodiesel untuk industri nikel 2025–2045

Arah Kebijakan	**Peningkatan target bauran biodiesel di Indonesia**
Tujuan	**Biodiesel untuk kebutuhan dekarbonisasi industri nikel jumlah dan spesifikasi baurannya tersedia sesuai kebutuhan, diproduksi menggunakan bahan baku yang berkelanjutan, dan harganya terjangkau *(available, safeguarded, and affordable)***

Tantangan	Rencana Aksi	Ukuran Keberhasilan	*Milestone*				Penanggung Jawab	Pihak Lain Terkait
			2025–2029	2030–2034	2035–2039	2040–2045		
Bauran biodiesel nasional belum sejalan dengan kebutuhan skenario dekarbonisasi industri nikel	Pembaharuan regulasi demi menyediakan target bauran biodiesel nasional untuk tahun 2025–2045	Rencana target bauran biodiesel nasional untuk tahun 2025–2045 tersedia dan sesuai spesifikasi kebutuhan dekarbonisasi industri nikel	Amandemen keempat terhadap Permen ESDM No. 12 Tahun 2015 untuk menambahkan rencana target bauran biodiesel dari 2025–2045 (sebelumnya baru sampai 2025)	Target bauran biodiesel menjadi B40	Target bauran biodiesel menjadi B50	Target bauran biodiesel menjadi B60–B70	Kementerian ESDM	Pertamina
Volume produksi biodiesel nasional sudah mencukupi kebutuhan dekarbonisasi industri nikel tetapi belum ada kepastian penggunaan oleh industri nikel	Pengalokasian volume produksi biodiesel nasional untuk industri nikel	Tersedia alokasi dan penyaluran biodiesel ke industri nikel	Penandatanganan *off-take agreement* jangka menengah-panjang	Biodiesel digunakan oleh industri				
Produksi biodiesel beresiko meningkatkan deforestasi dan emisi terutama dari pembukaan lahan	Penetapan standard lingkungan atas biomassa/biodiesel	Standard nasional (terkait aspek lingkungan) untuk biodiesel/biomassa tersedia	Penerbitan standard nasional tentang biomassa berkelanjutan yang sejalan dengan standard internasional (mencakup intensitas emisi, *traceability*, kewajiban implementasi praktik pengelolaan lahan berkelanjutan)	Pelaksanaan sertifikasi dan evaluasi berkala			Kementerian ESDM, Kementerian Perindustrian	BSN, LSPro
Semakin tingginya harga biodiesel seiring kenaikan bauran membebani biaya operasional	Pengawalan terhadap Harga Indeks Pasar (HIP) untuk biodiesel	Kenaikan harga biodiesel masih berada dalam *range* yang *affordable* untuk industri	Pelaksanaan studi tentang cara menjaga keunggulan dan ketertarikan industri terhadap biodiesel di tengah harga yang terus meningkat bersamaan dengan peningkatan bauran bahan baku bersihnya	Implementasi rekomendasi hasil studi			Kementerian ESDM, Kementerian Keuangan	Badan Pengelola Dana Perkebunan (BPDP), Pertamina
			Melanjutkan susbidi produksi biodiesel dari biaya pungutan ekspor kelapa sawit yang dikelola oleh Badan Pengelola Dana Perkebunan (BPDP)					

Tantangan | Rencana Aksi | Kebijakan tentang teknologi dan infrastruktur | Kebijakan tentang standard dan regulasi | Kebijakan tentang pendanaan dan investasi



5.7

PERBAIKAN TATA KELOLA DEKARBONISASI NIKEL NASIONAL

Setelah memahami seperangkat sumber emisi GRK yang dapat dihasilkan dari aktivitas industri nikel dan strategi dekarbonisasinya, hal yang paling penting adalah memastikan strategi tersebut diimplementasi di lapangan. Oleh karena itu, dibutuhkan 1) sistem tata kelola dekarbonisasi industri nikel yang dilengkapi oleh regulasi dan infrastruktur implementasi yang memadai (co: *platform* data, pengaturan kelembagaan) *(infrastructure and regulatory framework)*; dan 2) seperangkat instrumen pendukung yang dapat menstandardisasi dan mendorong kepatuhan atas pelaksanaan sistem tata kelola tersebut, diantaranya metodologi perhitungan emisi GRK untuk industri nikel, standard performa dekarbonisasi di industri nikel, serta skema insentif dan disinsentif *(methodology, performance standard, and incentive and disincentive mechanism)*.

Perlu diingat bahwa industri nikel menghasilkan ragam eksternalitas lingkungan mulai dari limbah cair, limbah padat, sampai kerusakan lahan, dan emisi GRK hanyalah salah satu dari eksternalitas tersebut. Berbeda dengan eksternalitas lingkungan lain yang sudah diakui keberadaannya sejak lama dan telah memiliki sistem tata kelola terpusat yang matang di bawah naungan KLH, emisi GRK baru mulai dikenali pasca ratifikasi *Paris Agreement* di 2015 sehingga sistem tata kelolanya masih cukup sporadis. Untuk mendapatkan gambaran perbedaan tingkat kematangan sistem tata kelolanya, mari perhatikan **Gambar 85** berikut.

Gambar 85.
Regulasi terkait manajemen dampak lingkungan dari aktivitas industri nikel di Indonesia

Mandatory, dengan sanksi | *Mandatory*, ruang lingkup terbatas, dengan insentif | *Mandatory*, tidak ada sanksi atas ketidaktaatan | *Voluntary*

	Impact Accounting Meminta industri mengidentifikasi sumber & dampak aktivitas yang akan menghasilkan dampak lingkungan	***Target Setting*** Menetapkan batas produksi dampak lingkungan yang tidak boleh dilampaui atau besar target reduksi dampak lingkungan yang harus dicapai oleh industri	***Strategy Making*** Menetapkan strategi reduksi dampak lingkungan yang harus dilakukan industri, dan/atau meminta industri membuat rencana aksi atas hal tersebut		***Reporting*** Meminta pelaporan progress implementasi strategi reduksi dampak lingkungan yang telah dilakukan		***Rating*** Menilai capaian implementasi strategi reduksi dampak lingkungan yang telah dilakukan
Penanganan Eksternalitas Lingkungan Umum							
Sistem 1: Kementerian Lingkungan Hidup (untuk semua industri nikel)							
Pencemaran Air	**PP No. 22 Tahun 2021 - AMDAL** Mencakup identifikasi aktivitas yang dapat menghasilkan: • Pencemaran air • Erosi • Limbah padat • Limbah B3 • Kerusakan lahan • Pencemaran udara	**PermenLH No. 9 Tahun 2006** Baku mutu air limbah untuk industri pertambangan & pengolahan nikel		**PP No. 22 Tahun 2021 - RKL-RPL** Mewajibkan industri untuk memuat rencana untuk: • Mengolah air limbah (co: IPAL) • Meminimalisir potensi erosi • Mengelola limbah non-B3 (co: pengurangan, pemanfaatan kembali) • Mengelola limbah B3 (co: penyimpanan) • Mengatasi kerusakan lahan • Mengelola polutan (co: CEMS)	**PP No. 22 Tahun 2021 - Laporan RKL-RPL** Memuat progres dari seluruh rencana pengelolaan eksternalitas lingkungan. Disampaikan ke KLH, Pemprov, dan Pemda	**PROPER - *compliance*** Memuat progres dari seluruh rencana pengelolaan eksternalitas lingkungan. Disampaikan ke KLH, Dewan Pertimbangan PROPER, dan publik	**PROPER - *compliance*** Penilaian hasil pengelolaan eksternalitas lingkungan
Kerusakan Badan Air			**PermenLHK No. 59 Tahun 2019** Mewajibkan pelaksanaan rehabilitas pada daerah aliran sungai dalam kawasan operasi				
Kontaminasi Limbah Non-B3			**PermenLHK No. 19 Tahun 2021** Acuan mekanisme pengelolaan *slag* sebagai sisa aktivitas industri nikel				
Kontaminasi Limbah B3		**PermenLHK No. 6 Tahun 2021** Baku mutu limbah B3 untuk industri (termasuk nikel)	**PermenLHK No. 6 Tahun 2021** Panduan penetapan limbah B3 (Uji TCLP) dan tata cara pengelolaannya				
Kerusakan Lahan			**PP No. 78 Tahun 2010** Mewajibkan kegiatan reklamasi pasca tambang **PP No. 23 Tahun 2021** Mewajibkan pemegang IPPKH (Izin Pinjam Pakai Kawasan Hutan) untuk melakukan reklamasi & rehabilitasi setelah kegiatan penambangan selesai				
Pencemaran Udara		**PermenLH No. 4 Tahun 2004** Baku mutu emisi sumber tidak bergerak bagi industri pertambangan (termasuk nikel) **PermenLHK No. 15 Tahun 2009** Baku mutu emisi pembangkit listrik tenaga termal (co: PLTU)					
Sistem 2: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (khusus industri pertambangan bijih nikel serta industri pertambangan & pengolahan nikel terintegrasi)							
Pencemaran Air	**PermenESDM No. 26 Tahun 2018 & KepmenESDM No. 1827k/2018** Mencakup identifikasi aktivitas yang dapat menghasilkan: • Pencemaran air • Kerusakan lahan		**PermenESDM No. 26 Tahun 2018 & KepmenESDM No. 1827k/2018** Mewajibkan pembuatan dokumen lingkungan hidup yang meliputi rencana: • *Wastewater management* • Pengelolaan lahan bekas tambang • *Overburden management*		**PermenESDM No. 26 Tahun 2018 & KepmenESDM No. 1827k/2018** Mewajibkan pembuatan laporan lingkungan hidup yang memuat progres kegiatan: • *Wastewater management* • Pengelolaan lahan bekas tambang • *Overburden management*		
Kerusakan Lahan							

Mandatory, dengan sanksi | *Mandatory*, ruang lingkup terbatas, dengan insentif | *Mandatory*, tidak ada sanksi atas ketidaktaatan | *Voluntary*

	Impact Accounting	***Target Setting***	***Strategy Making***	***Reporting***	***Rating***
	Meminta industri mengidentifikasi sumber & dampak aktivitas yang akan menghasilkan dampak lingkungan	Menetapkan batas produksi dampak lingkungan yang tidak boleh dilampaui atau besar target reduksi dampak lingkungan yang harus dicapai oleh industri	Menetapkan strategi reduksi dampak lingkungan yang harus dilakukan industri, dan/atau meminta industri membuat rencana aksi atas hal tersebut	Meminta pelaporan progress implementasi strategi reduksi dampak lingkungan yang telah dilakukan	Menilai capaian implementasi strategi reduksi dampak lingkungan yang telah dilakukan
Penanganan Emisi Gas Rumah Kaca (GRK)					
Peraturan/Sistem Payung					
Perubahan Iklim (Emisi GRK)	**Perpres NEK No. 98 Tahun 2021 PermenLHK No. 12 Tahun 2024** Memberikan dasar pengaturan tata kelola reduksi emisi GRK nasional untuk seluruh subsektor demi mencapai target NDC. Namun, dibutuhkan pengaturan lebih lanjut untuk mengkontekstualisasi pengaturan ke level industri. Kontekstualisasi ini dilakukan oleh masing-masing subsistem.				
Sub-sistem 1: Kementerian Perindustrian					
Perubahan Iklim (Emisi GRK)	**Permenperin No. 2 Tahun 2019, SE Menperin No. 2 Tahun 2025 (platform SIINas)** Mewajibkan inventarisasi & pelaporan data aktivitas untuk menghitung emisi GRK, meliputi: • Data aktivitas emisi energi • Data aktivitas emisi IPPU • Data aktivitas emisi limbah			**Permenperin No. 2 Tahun 2019, SE Menperin No. 2 Tahun 2025 (platform SIINas)** Melaporkan aktivitas reduksi emisi GRK, meliputi: • Sektor energi – penggunaan energi terbarukan (PLTS, PLTB, PLTA *captive*, biofuel, biomassa, RDF, *liquified and gasified coal, sludge*, dll) • Sektor limbah – metode pengelolaan limbah B3	
Sub-sistem 2: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral					
Perubahan Iklim (Emisi GRK)	***Platform* POME** Mewajibkan inventarisasi & pelaporan data aktivitas untuk menghitung emisi GRK, meliputi: • Data aktivitas emisi energi (di luar pembangkit listrik *captive*) ***Platform* APPLE-GATRIK** Mewajibkan inventarisasi & pelaporan data aktivitas untuk menghitung emisi GRK, meliputi: • Data aktivitas emisi energi (untuk pembangkit listrik *captive*)	**Perpres No. 112 Tahun 2022** Mewajiban PLTU untuk mereduksi emisi sebesar 35% (sampai 10 tahun dari waktu konstruksi pembangkit) & berhenti operasi di 2050	**PP No. 33 Tahun 2023** Mewajibkan pelaksanaan manajemen energi untuk industri ≥ 4.000 TOE	**Permen ESDM No. 8 Tahun 2025** Mewajibkan industri menunjuk manajer energi, menyusun program efisiensi energi, melaksanakan audit energi secara berkala, & melaksanakan rekomendasi hasil audit	***Platform* POME** Melaporkan aktivitas reduksi emisi GRK, meliputi: • Sektor energi – konservasi & efisiensi energi • Sektor energi – penggunaan energi terbarukan (PLTS, PLTB, PLTA captive, biofuel, dll) • Sektor energi – pembelian REC ***Platform* APPLE-GATRIK** Melaporkan aktivitas reduksi emisi GRK, meliputi: • Sektor energi – penggunaan energi terbarukan (PLTS, PLTB, PLTA *captive,* biofuel, dll)	
Sub-sistem 3: Kementerian Lingkungan Hidup					
Perubahan Iklim (Emisi GRK)				**PROPER – *beyond compliance*** Memuat progres dari seluruh rencana reduksi emisi GRK Disampaikan ke KLH, Dewan Pertimbangan PROPER, dan publik	**PROPER – *beyond compliance*** Penilaian hasil reduksi emisi GRK

Manajemen dampak lingkungan dari aktivitas industri mencakup lima tahapan utama: *impact accounting, target setting, strategy making, reporting,* dan *rating*. Dalam sistem tata kelola eksternalitas lingkungan lain di bawah KLH, dampak lingkungan diidentifikasi melalui Amdal, rencana/strategi pengelolaannya dijelaskan dalam RKL RPL, dan progres pengelolaannya dilaporkan dan dinilai melalui Laporan RKL RPL dan PROPER. Standard performa pengelolaan dampak lingkungan diatur melalui ragam peraturan terkait baku mutu (PP, PermenLH, PermenESDM, dan Perda) sehingga seluruh strategi pengelolaan eksternalitas lingkungan memiliki target yang jelas. Sebagai tindak lanjut, industri yang tidak membuat Amdal tidak akan terbit izin lingkungannya dan industri yang tidak menaati aturan baku mutu dapat diancam dicabut izin usahanya. Terdapat sistem tata kelola tambahan di bawah KESDM, namun hal ini khusus untuk industri pertambangan bijih nikel serta industri pertambangan dan pengolahan bijih nikel terintegrasi.

Di sisi lain, manajemen emisi GRK industri saat ini dinaungi oleh tiga sistem tata kelola yang tidak terintegrasi dan terfragmentasi yang berasal dari tiga kementerian berbeda. Hal ini terjadi akibat 1) industri menghasilkan tiga jenis emisi yang kewenangannya tersebar ke tiga kementerian tersebut – emisi sektor energi di bawah kewenangan KESDM, IPPU di bawah Kementerian Perindustrian (Kemenperin), dan limbah di bawah Kementerian Lingkungan Hidup (KLH); serta 2) PermenLHK No. 12 Tahun 2024 yang mengatur tata cara penyelenggaraan NDC baru yang keluar setelah ketiga sistem berjalan. Alhasil, beberapa tantangan yang ditemui adalah pertama, data aktivitas emisi dan aktivitas reduksi emisi GRK yang dilaporkan bersifat redundan dan parsial. *Platform* SIINas oleh Kemenperin dan serta APPLE-GATRIK oleh KESDM sama-sama meminta data emisi GRK tentang energi, namun di saat bersamaan format pelaporan data aktivitas di SIINas untuk emisi sektor IPPU dan limbah belum mencakup seluruh kemungkinan sumber emisi dari industri nikel (lihat penjelasan di **Tabel 20**). Selain itu, melaporkan komponen emisi di PROPER masuk dalam kategori *"beyond compliance"*, artinya tanpa mengelola emisi GRK pun, industri tetap bisa meraih PROPER biru dan mengamankan izin usaha.

Tantangan kedua adalah target atau standar terkait dekarbonisasi masih terbatas pada dekarbonisasi PLTU dan efisiensi energi, sedangkan masih banyak alternatif aksi dekarbonisasi yang dapat diterapkan. Untuk itu, perlu diterapkan standar emisi GRK untuk produk nikel untuk mendorong aksi dekarbonisasi yang lebih komprehensif. Salah satu instrumen yang dapat digunakan adalah Standar Industri Hijau (SIH) yang diterbitkan oleh Kemenperin. Namun, saat ini belum ada SIH untuk industri nikel, sehingga diperlukan penyusunan lebih lanjut. Terkait dengan instrumen target dekarbonisasi, Kemenperin tengah menyusun peta jalan dekarbonisasi untuk 9 subsektor industri yang akan memuat lajur penurunan emisi GRK lintas sektor yang wajib dicapai oleh industri dan strategi dekarbonisasi prioritas yang perlu diterapkan. Sembilan subsektor ini termasuk subsektor logam yang menaungi nikel, sehingga penting untuk menyelaraskan peta jalan ini dengan SIH dan peta jalan tersebut.

Tantangan ketiga, tidak ada sanksi atas ketidaktaatan dalam pengelolaan emisi GRK dan minimnya insentif untuk melakukan dekarbonisasi. Satu-satunya insentif pelaksanaan kegiatan dekarbonisasi yang telah secara konkrit disediakan adalah dari Permen ESDM No. 8 Tahun 2025 yang memberikan hak kepada industri untuk mendapatkan pelatihan, sertifikasi, hingga pendanaan audit energi untuk mendorong implementasi efisiensi energi; serta peluang dianugerahi PROPER hijau atau emas jika menyertakan komponen emisi GRK dalam laporan PROPER. Padahal, setidaknya ada dua kebijakan lain yang berpeluang membawa insentif tambahan untuk dekarbonisasi industri nikel yaitu 1) kebijakan *carbon pricing* – khususnya percepatan implementasi *cap-and-trade* fase dua di bawah KESDM untuk subsektor ketenagalistrikan yang direncanakan mencakup *captive power plant*; serta 2) PP No. 20 Tahun 2024 tentang Perwilayahan Industri yang menyatakan bahwa kawasan industri yang dapat memanfaatkan sumber daya alam secara efisien, ramah lingkungan, dan berkelanjutan berhak untuk menerima fasilitas fiskal dan nonfiskal dari pemerintah pusat dan daerah, termasuk penyediaan lahan, pelatihan, dan pembangunan prasarana fisik. Peluang ini perlu segera direalisasi, terutama mengingat industri nikel banyak yang terletak di kawasan industri dan memiliki pembangkit listrik *captive*.



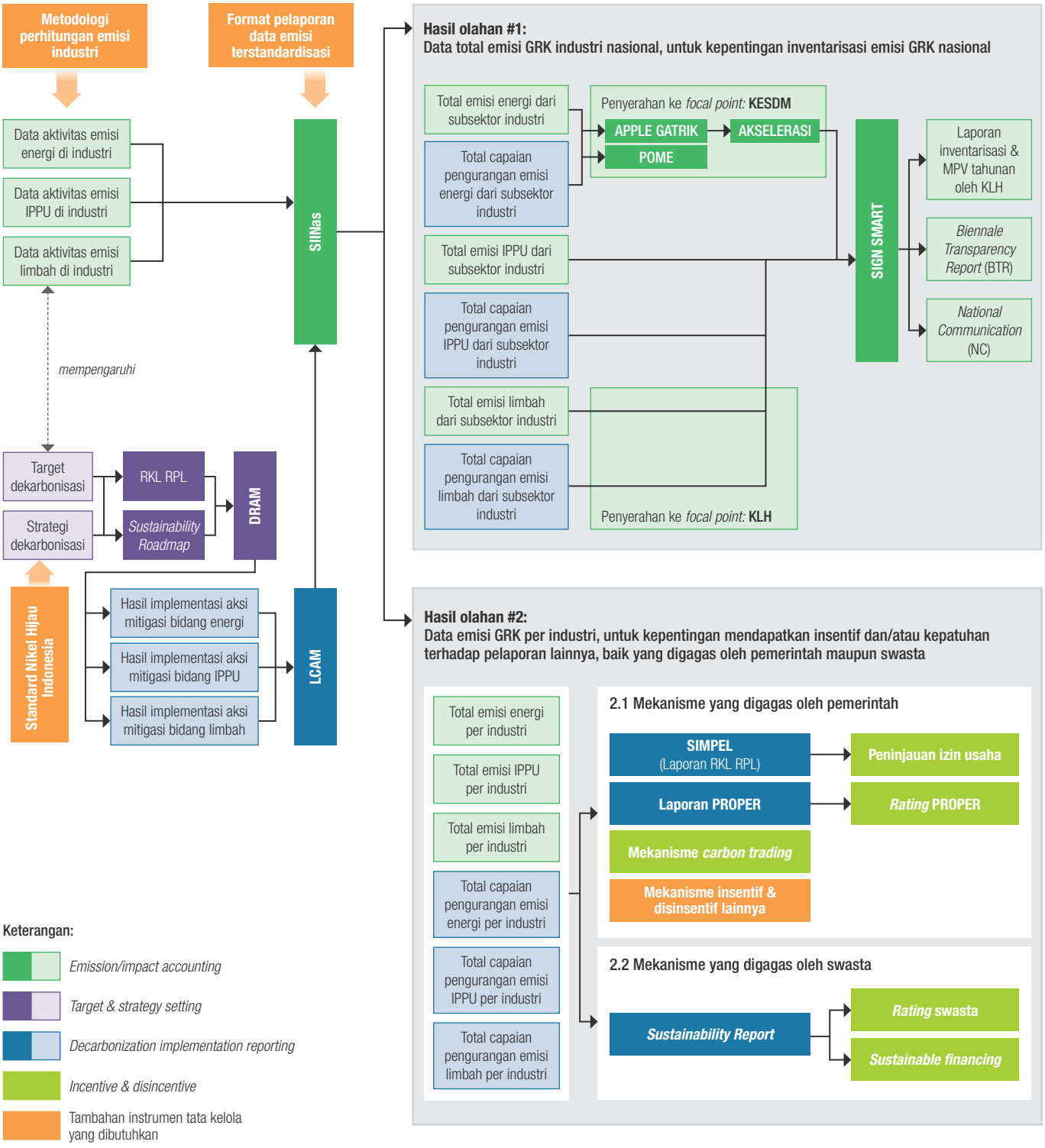
Untuk menjawab tantangan-tantangan tersebut, pertama, dibutuhkan integrasi sistem tata kelola emisi dan dekarbonisasi lintas sektoral. Dalam konteks industri nikel, *platform* SIINas dapat dijadikan pintu utama bagi pihak industri untuk melaporkan seluruh data emisi GRK, termasuk data aktivitas emisi dan data hasil implementasi aksi mitigasi. SIINas kemudian akan memiliki dua jenis hasil olahan data yang disesuaikan dengan tujuan penyaluran data berikutnya, yaitu:

- **Inventarisasi emisi GRK nasional.** Data yang dikumpulkan adalah data total emisi GRK dan total capaian pengurangan emisi GRK industri di level nasional secara agregat untuk masing-masing sektor yaitu energi, IPPU, dan limbah. Data tersebut kemudian disalurkan ke *platform* data KESDM selaku *focal point* sektor energi, *platform* data KLH selaku *focal point* sektor limbah, dan ujungnya terintegrasi di SIGN-SMART;

- **Kepentingan mendapatkan insentif dan/atau kepatuhan terhadap pelaporan lainnya.** Data yang dikumpulkan adalah data total emisi GRK dan total capaian pengurangan emisi GRK per industri yang disesuaikan dengan *framework* data yang diminta oleh masing-masing mekanisme. Contoh mekanisme yang digagas oleh pemerintah yang masuk dalam kategori ini adalah seperti pelaporan RKL RPL, PROPER, mekanisme NEK (spesifiknya adalah *carbon trading*), dan mekanisme lain yang berkembang seiring berjalannya waktu. Sedangkan contoh mekanisme yang digagas oleh swasta yang masuk dalam kategori ini adalah seperti pembuatan *Sustainability Report.*

Ajuan pembaharuan desain sistem tata kelola dijelaskan pada **Gambar 86**.

Gambar 86.
Ajuan perbaikan tata kelola dekarbonisasi industri nikel di Indonesia



Kedua, dibutuhkan seperangkat instrumen pendukung yang dapat menstandardisasi dan mendorong kepatuhan atas pelaksanaan sistem tata kelola tersebut. Ada tiga instrumen yang perlu tersedia, yaitu:

1) Metodologi inventarisasi emisi GRK industri nikel

Untuk menghasilkan dua jenis olahan data sebagaimana dijelaskan sebelumnya, dibutuhkan standardisasi metodologi perhitungan emisi, penerbitan panduan perhitungan dan pelaporan emisi, dan pembaharuan format pelaporan data emisi untuk industri nikel agar data yang dikumpulkan dalam SIINas selaras dengan kebutuhan pada *platform* lainnya. Data lengkap data aktivitas emisi GRK yang perlu dilaporkan oleh industri dijelaskan pada **Tabel 20** bagian "Kondisi Ideal". Selain itu, mengingat data digunakan bersama lintas kementerian, diperlukan SOP perlindungan dan manajemen data yang ketat.

Tabel 20.
Ajuan perbaikan inventarisasi emisi GRK pada industri nikel di Indonesia

No.	Permintaan Data	Kondisi Ideal	Kondisi Eksisting			
		Sistem integrasi	Sistem 1: SIINas	Sistem 2.1: POME	Sistem 2.2: APPLE GATRIK	Sistem 3: PROPER
1	**Sektor energi**					
1.1	**Konsumsi bahan bakar pada sumber tidak bergerak – untuk pembangkit listrik *captive***					
	Konsumsi energi fosil (co: batubara, gas bumi, minyak)	Termasuk	Termasuk	Tidak	Termasuk	Tergantung industri
	Konsumsi energi terbarukan (co: surya, bayu, air, biomassa)	Termasuk	Termasuk	Tidak	Termasuk	
1.2	**Konsumsi bahan bakar pada sumber tidak bergerak – selain untuk pembangkit listrik *captive***					
	Konsumsi energi fosil (co: batubara, gas bumi, minyak)	Termasuk	Termasuk	Termasuk	Tidak	Tergantung industri
	Konsumsi energi terbarukan (co: surya, bayu, air, biomassa)	Termasuk	Termasuk	Termasuk	Tidak	
1.3	**Konsumsi energi pada sumber bergerak**					
	Konsumsi energi fosil (co: diesel, bensin)	Termasuk	Termasuk	Termasuk	Tidak	Tergantung industri
	Konsumsi energi terbarukan (co: biodiesel)	Termasuk	Termasuk	Termasuk	Tidak	
1.4	**Pembelian energi**					
	Pembelian listrik dari energi fosil (co: PLTU, PLTG)	Termasuk	Termasuk	Termasuk	Tidak	Tergantung industri
	Pembelian listrik dari energi terbarukan (co: PLTA, PLTB, PLTS)	Termasuk	Termasuk	Termasuk	Tidak	
2	**Sektor IPPU**					
	Konsumsi material input (co: *feedstock, lubricants*, dll)	Termasuk	Parsial, *feedstock* termasuk namun kolom inputnya tidak dipisah dengan data aktivitas energi	Tidak	Tidak	Tergantung industri
	Total produk output (co: FeNi/NPI, *nickel matte, slag*)	Termasuk	Termasuk, tapi tidak spesifik, rawan terlewat	Tidak	Tidak	
3	**Sektor limbah**					
	Timbulan limbah padat (co: *tailing*)	Termasuk	Termasuk, tapi tidak spesifik, rawan terlewat	Tidak	Tidak	Tergantung industri
	Metode pengolahan limbah padat	Termasuk	Parsial, hanya B3	Tidak	Tidak	
	Timbulan limbah cair (co: limpasan tambang)	Termasuk	Termasuk, tapi tidak spesifik, rawan terlewat	Tidak	Tidak	
	Metode pengolahan limbah cair	Termasuk	Tidak	Tidak	Tidak	
4	**Sektor lahan**					
	Luas lahan yang dibuka	Termasuk	Tidak	Tidak	Tidak	Tergantung industri
	Luas lahan yang ditanam	Termasuk	Tidak	Tidak	Tidak	

2) Acuan target reduksi atau standar performa atas upaya reduksi emisi GRK di industri nikel

Peta jalan ini dibuat dengan maksud untuk menciptakan acuan target reduksi atau standar performa atas upaya reduksi emisi GRK di industri nikel. Agar berkekuatan hukum, terdapat setidaknya dua model *enforcement*. Pertama adalah dengan meratifikasi peta jalan ke dalam peraturan atau keputusan menteri, dan kedua adalah dengan meratifikasi peta jalan ke dalam suatu standar yang berdiri sendiri yang dinamakan "Standar Nikel Hijau Indonesia". Standar Nikel Hijau Indonesia diharapkan berfungsi sebagai standar performa keberlanjutan dari industri nikel, baik di aspek lingkungan, sosial, dan tata kelola internal perusahaan. Komponen lingkungan dalam standar ini perlu memasukkan kriteria terkait emisi GRK dan penggunaan energi baru dan terbarukan yang disusun sesuai dengan Skenario Ambisius dalam peta jalan ini. Dalam implementasinya, Standar Nikel Hijau Indonesia dapat pula diterjemahkan menjadi Standar Industri Hijau (SIH) untuk Industri Nikel yang berada di bawah Kementerian Perindustrian. SIH terkenal kerap menyesuaikan kriteria dengan regulasi lain, sehingga perusahaan dapat mendapatkan sertifikasi dengan parameter dalam peta jalan ini dan parameter dalam regulasi lain yang berlaku. Penerjemahan acuan target reduksi menjadi peraturan, SIH, dan/atau standar *stand-alone* lainnya diserahkan sepenuhnya kepada pemerintah. Komponen standar dan korelasinya dengan regulasi yang berlaku dijelaskan dalam **Gambar 87**.

Gambar 87.
Rekomendasi komponen Standar Nikel Hijau Indonesia

Pokok Pengaturan	Standar Nikel Hijau (Rekomendasi)					Catatan
	25	30	35	40	45	
Total reduksi emisi di industri	0%	6,3%	38,3%	75,2%	81,1%	Sejalan dengan RPJPN
Intensitas emisi	105,2	96,2	65,8	30,7	23,5	
Per Dekarbonisasi Strategi						
1. Adopsi listrik bersih – Energi terbarukan konvensional dan berbasis hidrogen hijau yang digunakan untuk pembangkitan listrik bersih						
a. Masa akhir operasi PLTU	2045					Lebih ambisius dari Perpres No. 112 Tahun 2022 yang menargetkan masa akhir operasi di 2050 dan target reduksi emisi PLTU jangka menengah di 35%
b. Total reduksi emisi PLTU jangka menengah	67,47%					
c. Persentase bauran energi terbarukan						
Klaster 1 – PLTS, PLTB, PLTA	0%	1,92%	29,51%	90,58%	98,43%	Lebih ambisius dari kapasitas penyediaan listrik bersih *on-grid* yang tercantum dalam RUKN 2024–2060
Klaster 3 – PLTS, PLTB, PLTA	0%	2,34%	31,07%	90,32%	98,42%	
Klaster 2 – PLTS, PLTB, PLTA	0%	0,01%	0,82%	6,76%	12,81%	
Klaster 2 – PLTG berbasis hidrogen hijau	0%	0,00%	6,07%	53,55%	66,85%	Lebih ambisius dari RUKN & PHAN
2. Substitusi reduktan barubara dengan bioreduktan						
a. Persentase bauran bioreduktan						
Klaster 1	0%	10%	30%	75%	80%	
Klaster 2	0%	30%	80%	100%	100%	
Klaster 3	0%	10%	30%	75%	80%	

Pokok Pengaturan	Standar Nikel Hijau (Rekomendasi)					Catatan
	25	30	35	40	45	
3. Pembatasan *grade* bijih nikel						
Grade	1,7%					
4. Substitusi bahan bakar batubara dengan LNG di *rotary dryer* dan *rotary kiln*						
Klaster 1	0%	5%	15%	23%	23%	
Klaster 2	0%	30%	80%	100%	100%	
Klaster 3	0%	5%	15%	23%	23%	
5. Efisiensi energi melalui *waste heat recovery*						
a. Dari *electric furnace* ke *rotary dryer*	34%					Dalam PP No. 33 Tahun 2023 tentang Konservasi Energi dan Permen ESDM 8 2025 tentang Manajemen Energi, industri baru didorong untuk melakukan kegiatan efisiensi energi tapi belum ada target efisiensi minimum yang harus tercapai
Pabrik baru	0%	100%	100%	100%	100%	
Pabrik lama	0%	50%	80%	80%	80%	
b. Dari *rotary kiln* ke *rotary dryer*	14%					
Pabrik baru	0%	100%	100%	100%	100%	
Pabrik lama	0%	50%	80%	80%	80%	
c. Dari *slag granulator* ke *rotary dryer*	20%					
Pabrik baru	0%	100%	100%	100%	100%	
Pabrik lama	0%	50%	75%	80%	80%	
6. Substitusi diesel di kendaraan dengan biodiesel						
a. Persentase bauran biodiesel						
Semua klaster	B30	B40	B50	B60	B70	

3) Penerapan skema insentif dan disinsentif untuk mendukung dekarbonisasi industri nikel

Pendekatan ini mencakup dua mekanisme yaitu mekanisme berbasis pasar dan non-pasar. Mekanisme berbasis pasar melalui implementasi *carbon pricing* yang mencakup industri nikel, dimulai dari penerapan *carbon trading* di subsektor ketenagalistrikan *off-grid/captive*, lalu diperluas ke subsektor industri yang diantaranya adalah nikel. Penetapan PTBAE-PU untuk *carbon trading* didasarkan pada peraturan atau keputusan menteri yang telah meratifikasi trayektori penurunan emisi GRK dalam peta jalan ini. Sehingga, setiap strategi dalam peta jalan diwajibkan memiliki metodologi perhitungan reduksi emisi GRK yang diakui Kementerian Lingkungan Hidup, dan seluruh proses *target setting* serta *strategy making* harus merujuk pada standar performa dalam Standar Nikel Hijau Indonesia. Sementara itu, mekanisme non-pasar diterapkan dengan mendorong pembentukan kawasan industri hijau yang diperkuat oleh adopsi standar hijau oleh *tenant* industri nikel, guna memperoleh insentif fiskal dan non-fiskal. Hal ini sejalan dengan PP No. 20 Tahun 2024 yang mengatur pemberian fasilitas kepada perusahaan industri yang melaksanakan upaya untuk mewujudkan industri hijau.

Tabel 21.
Kerangka kebijakan untuk perbaikan tata kelola dekarbonisasi nikel nasional 2025–2045

Arah Kebijakan	**Perbaikan tata kelola dekarbonisasi nikel nasional**
Tujuan	**Sistem tata kelola dekarbonisasi nikel terintegrasi dan didukung oleh regulasi, infrastruktur, dan instrumen yang memadai**

<table>
<tr><th rowspan="2">Tantangan</th><th rowspan="2">Rencana Aksi</th><th rowspan="2">Ukuran Keberhasilan</th><th colspan="5">Milestone</th><th rowspan="2">Penanggung Jawab</th><th rowspan="2">Pihak Lain Terkait</th></tr>
<tr><th colspan="3">2025–2029</th><th>2030–2034</th><th>2035–2039</th><th>2040–2045</th></tr>
<tr><td>Sistem tata kelola dekarbonisasi industri ter-fragmentasi, terdapat ragam subsistem dan platform</td><td rowspan="4">Pembaharuan sistem tata kelola dekarbonisasi industri nikel</td><td>Sistem tata kelola dekarbonisasi industri terintegrasi dan seluruh instrumen pendukungnya teradopsi</td><td>Tersusunnya desain pembaharuan sistem tata kelola dekarbonisasi industri nikel</td><td colspan="2">Penyesuaian bertahap regulasi dan infrastruktur tata kelola dekarbonisasi industri nikel (co: pembaharuan pada platform SIINas)</td><td colspan="3" rowspan="3">Implementasi sistem tata kelola dekarbonisasi secara mandatory untuk industri nikel

Hal ini meliputi:
1) Emission accounting: Mengacu pada metodologi dalam panduan inventarisasi emisi GRK di industri nikel, lalu dilaporkan ke SIINas yang sudah memiliki format pelaporan data emisi GRK industri yang baru.
2) Target setting dan strategy making: Mengacu pada Permen atau Kepmen Peta Jalan Dekarbonisasi Industri Nikel.
Di saat bersamaan, tersedia juga SIH untuk industri nikel/Standard Industri Nikel Hijau, sebagai mekanisme sertifikasi yang mencakup emisi GRK sebagai parameter penilaian dan parameter lain dalam ESG.
3) Reporting: Dilakukan ke SIINas, dan dapat ditindaklanjuti oleh mekanisme insentif yang sesuai dan telah tersedia.</td><td rowspan="4">Kementerian Perindustrian, Kementerian ESDM, Kementerian Lingkungan Hidup</td><td>Industri nikel, akademisi, think tank</td></tr>
<tr><td>Inventarisasi emisi GRK yang dilakukan pada industri nikel belum komprehensif</td><td>Panduan berisi metodologi untuk meng-inventarisasi emisi GRK di industri nikel tersedia</td><td>Tersusunnya panduan berisi metodologi inventarisasi emisi GRK di industri nikel</td><td colspan="2">Tersusunnya format pelaporan data emisi GRK sesuai metodologi sebagai bahan pembaharuan sistem tata kelola dekarbonisasi industri nikel</td><td rowspan="3">PERHAPI, APNI, akademisi, industri nikel, NGO, mitra perdagangan, third party standard setter (IRMA, ICMM, dll)</td></tr>
<tr><td>Belum ada standard performa atas upaya reduksi emisi GRK di industri nikel</td><td>Acuan target reduksi atau standard performa upaya reduksi emisi GRK di industri nikel tersedia</td><td rowspan="2">Peta Jalan Dekarbonisasi Industri Nikel diformalisasi/ diratifikasi menjadi peraturan atau keputusan menteri</td><td colspan="2">Tersusunnya "Standard Nikel Hijau Indonesia" atau "SIH untuk Industri Nikel" (tergantung pelaksana kebijakan) yang mengadopsi seluruh target dan strategi dalam peta jalan, serta diakui oleh pembeli nikel dari pasar domestik dan internasional sebagai acuan definisi low carbon nickel</td></tr>
<tr><td>Minimnya insentif atas pelaksanaan dekarbonisasi di industri (1/2)</td><td>Penyiapan instrumen pendukung tata kelola dekarbonisasi nikel (1/2)</td><td>Market-based incentive mechanism atas dekarbonisasi industri nikel tersedia (carbon pricing)</td><td>Penetapan PTBAE-PU untuk industri nikel atas:
a. Emisi subsektor ketenagalistrikan dari pembangkit listrik captive, oleh Kementerian ESDM
b. Emisi subsektor industri dari aktivitas penghasil emisi energi non pembangkit, IPPU, dan limbah, oleh Kementerian Perindustrian

PTBAE dibuat sejalan dengan trayektori penurunan emisi dalam peraturan atau keputusan menteri tersebut, yang sejalan dengan peta jalan</td><td>Semua strategi yang masuk dalam peta jalan memiliki metodologi perhitungan reduksi emisi GRK yang diakui KLH</td><td colspan="3">Implementasi carbon trading yang melibatkan industri nikel untuk subsektor ketenagalistrikan (maks. mulai 2030) dan subsektor industri (maks. mulai 2034)

Pelaksanaan dan implementasi hasil kajian tentang carbon tax</td><td>Akademisi, industri nikel, NGO, konsultan, LVV</td></tr>
</table>

Tantangan	Rencana Aksi	Ukuran Keberhasilan	*Milestone*				Penanggung Jawab	Pihak Lain Terkait
			2025–2029	2030–2034	2035–2039	2040–2045		
Minimnya insentif atas pelaksanaan dekarbonisasi di industri (2/2)	Penyiapan instrumen pendukung tata kelola dekarbonisasi nikel (2/2)	*Non market-based incentive mechanism* atas dekarbonisasi industri nikel tersedia	Mekanisme pemberian insentif fiskal dan non-fiskal dari kawasan industri untuk industri nikel yang melakukan dekarbonisasi tersedia	Implementasi *carbon trading* yang melibatkan industri nikel untuk subsektor ketenagalistrikan (maks. mulai 2030) dan subsektor industri (maks. mulai 2034) Pelaksanaan dan implementasi hasil kajian tentang *carbon tax*			Kementerian Perindustrian, Kementerian ESDM, Kementerian Lingkungan Hidup	Pemerintah Daerah

Tantangan | Rencana Aksi | Kebijakan tentang teknologi dan infrastruktur | Kebijakan tentang standard dan regulasi | Kebijakan tentang pendanaan dan investasi



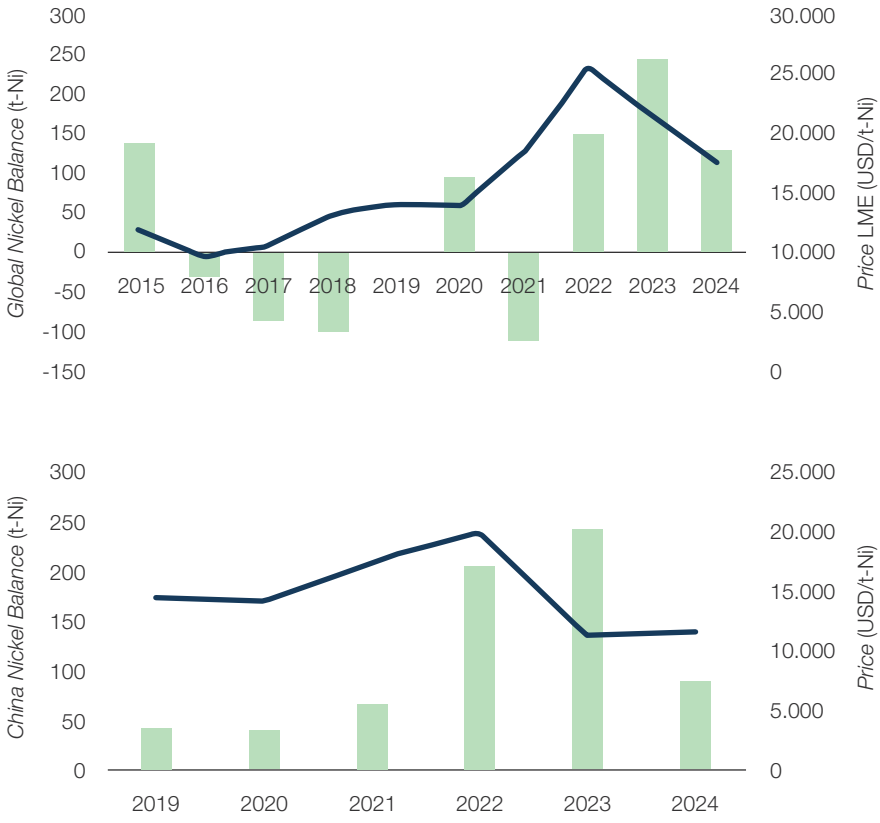
5.8

PELAKSANAAN MEKANISME KONTROL HARGA NIKEL DI PASARAN

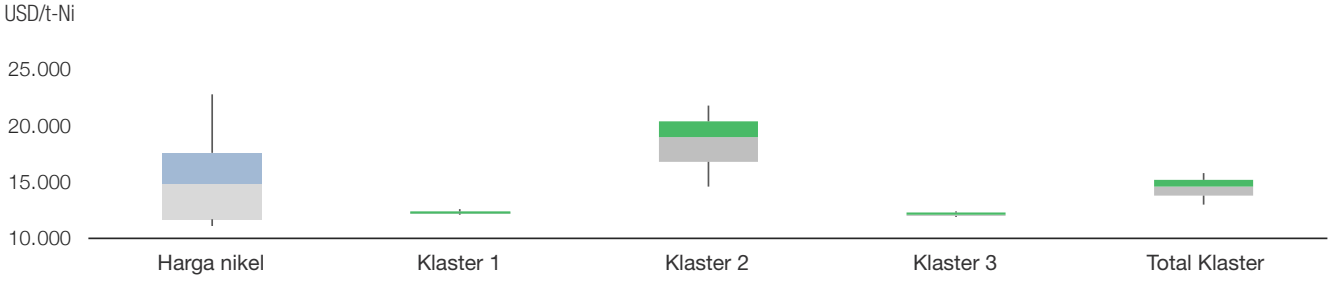
Berdasarkan data historis harga nikel, terdapat perilaku korelasi yang cukup kuat dengan karakteristik *delay* antara pengaruh kesetimbangan *supply* dan demand nikel terhadap harga nikel. Berdasarkan data historis, kondisi *oversupply* menunjukkan pengaruh terhadap menurunnya harga nikel di tahun berikutnya akibat koreksi harga. Selain kondisi kesetimbangan nikel, faktor lain juga dapat memengaruhi, seperti perbedaan kekuatan nilai tukar mata uang antar negara, tarif impor dan ekspor, serta negosiasi langsung antara penjual dan pembeli. Faktor-faktor kebijakan antar negara juga dapat memengaruhi sentimen pasar yang kemudian berdampak pada harga aktual dalam transaksi.

Bertahannya kondisi *oversupply* sejak tahun 2022 berpotensi terus mengoreksi harga nikel di level yang rendah. Sedangkan, harga produk nikel merupakan komponen penting dalam memastikan tersedianya cukup *margin* untuk produsen nikel dalam melakukan dekarbonisasi sembari tetap menjaga keberlanjutan finansial bisnisnya. Berdasarkan data historis, variasi harga nikel dan variasi harga bahan baku untuk produksi nikel yang didekarbonisasi akan sangat menentukan profil *margin* perusahaan. **Gambar 89** menunjukkan perbandingan biaya produksi satu ton nikel di masing-masing area studi pada kondisi tanpa intervensi terhadap harga nikel dan harga bahan baku. Secara rata-rata, dapat dihasilkan *margin* positif untuk *smelter* di Klaster 1 hingga sebesar 23,8% dan Klaster 3 hingga sebesar 25,2%. Sebaliknya, *smelter* di Klaster 2 akan mendapati margin negatif hingga sebesar -37,7% akibat penggunaan hidrogen secara signifikan sebagai sumber energi pembangkit listrik. Tanpa adanya intervensi harga, harga pasar komoditas hidrogen sangat mahal dibandingkan jenis energi lainnya.

Gambar 88.
Data historis jumlah ketersediaan dan harga nikel



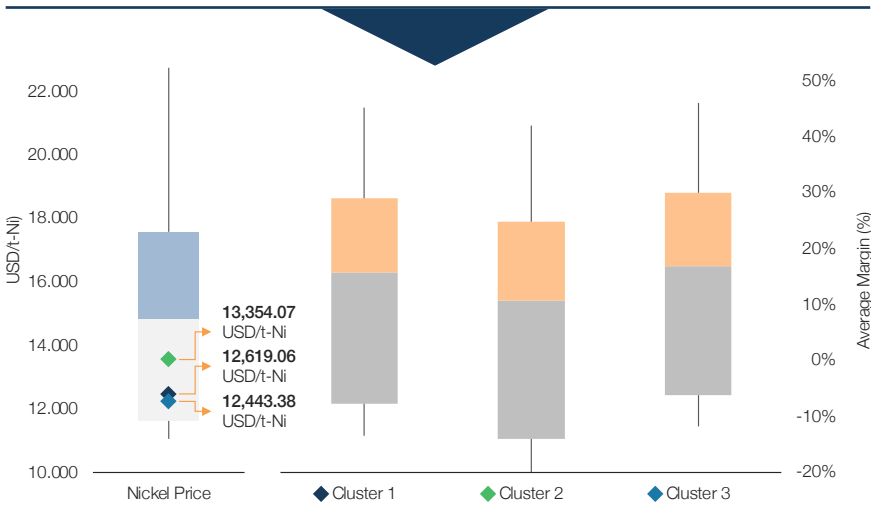
Gambar 89.
Total biaya produksi nikel per klaster tanpa intervensi harga bahan baku dibandingkan dengan rata-rata harga nikel di pasar



Rekomendasi harga bahan baku bertujuan untuk menjaga rata-rata margin perusahaan di ketiga klaster tetap di atas 10% saat menerapkan aksi-aksi dekarbonisasi sesuai dengan target dalam Skenario Ambisius. Apabila dilakukan intervensi kebijakan untuk memastikan harga sesuai dengan rekomendasi pada **Gambar 90**, maka besar kemungkinan perusahaan untuk bisa mendapat *margin* 10%. Tingkat *margin* tersebut dianggap rasional bagi industri nikel untuk beroperasi berdasarkan data biaya produksi dan harga jual beberapa perusahaan produsen NPI di tahun 2023 dan 2024. Namun, tetap perlu digarisbawahi kalau perhitungan *margin* tersebut menggunakan harga rata-rata NPI mencapai 14.847,13 USD/t-Ni. Dengan demikian, kesuksesan intervensi ini tidak bisa dilepaskan dari penerapan kebijakan pengendalian pasokan dan harga nikel.

Gambar 90.
Proyeksi dampak intervensi harga bahan baku terhadap besar *margin* per klaster

Material Input		Average Price (historical)	Maximum Price (historical)	Minimum Price (historical)	Recommended Price
Electricity	On grid electricity		6.84 USDc/kWh		7.82 USDc/kWh
	Solar PV (Cluster 2)	9.38 USDc/kWh	17.64 USDc/kWh	6.13 USDc/kWh	11.31 USDc/kWh
	Wind (Cluster 2)	7.47 USDc/kWh	18.77 USDc/kWh	3.92 USDc/kWh	13.10 USDc/kWh
	Hydropower (Cluster 2)	4.15 USDc/kWh	13.16 USDc/kWh	1.98 USDc/kWh	5.39 USDc/kWh
Hydrogen		2.50 USD/kg	2.00 USD/kg	5.45 USD/kg	0.78 USD/kg
LNG		12.81 USD/mmbtu	23.73 USD/mmbtu	5.88 USD/mmbtu	6.50 USD/mmbtu
Sub-bituminous		55.43 USD/ton	58.56 USD/ton	50.41 USD/ton	55.43 USD/ton
Biomass		133 USD/ton	168 USD/ton	70 USD/ton (DMO)	140 USD/ton
Anthracite		123.38 USD/ton	139.80 USD/ton	109.77 USD/ton	123.38 USD/ton
100% Biodiesel		1.159 USD/Liter	1.168 USD/Liter	1.153 USD/Liter	1.159 USD/Liter
100% IDO		1.132 USD/Liter	1.141 USD/Liter	1.126 USD/Liter	1.132 USD/Liter



Untuk mencapainya, diperlukan mekanisme kontrol supply dan demand NPI, sebagai parameter yang dinilai dapat diintervensi dengan konkrit dan berpengaruh signifikan secara historis pada harga nikel (lihat **Gambar 91**). Beberapa upaya kontrol dapat dilakukan dengan intervensi melalui:

1.

Mekanisme kontrol *supply* dan *demand* melalui moratorium pembangunan *smelter* RKEF

Pemerintah Indonesia pada tahun 2025 telah mengeluarkan *statement* terkait rencana melakukan moratorium untuk pembangunan *smelter* RKEF. Kebijakan ini diharapkan memiliki dasar hukum yang jelas untuk memastikan implementasinya dan memperkuat sentimen pasar dalam meningkatkan harga nikel. Kebijakan ini kemudian dapat direviu secara berkala dengan penyesuaian kebijakan bergantung kepada rencana pengembangan industri *stainless steel* di Indonesia.

2.

Mekanisme kontrol *supply* dan *demand* melalui penciptaan Bursa Nikel Indonesia

Salah satu komponen penting di dalam perdagangan nikel adalah kepastian harga yang layak bagi penjual dan pembeli. Penentuan harga yang layak ini dapat digunakan sebagai harga dasar dalam negosiasi antara penjual dan pembeli. Bursa hadir untuk menengahi proses negosiasi dengan bertindak sebagai pusat konsolidasi ketersediaan produk dan kebutuhannya. Indonesia sebagai produsen nikel kelas II terbesar di dunia memiliki posisi penting yang kemudian dapat memainkan perannya sebagai pengontrol harga. Hingga saat ini, kondisi harga nikel di Indonesia didasarkan pada kondisi *supply* dan *demand* di negara-negara yang mengelola bursa. Dengan membentuk bursa nikel di dalam negeri, harga nikel acuan dapat dipengaruhi utamanya oleh kondisi kesetimbangan *supply* dan *demand* nikel di Indonesia. Bursa ini dapat menjadi akselerator penting dalam perdagangan nikel di dalam negeri.

3.

Mekanisme kontrol *supply* dan *demand* melalui pembentukan BUMN perdangangan nikel dan produksi *high grade nickel matte*

Untuk dapat mengontrol harga nikel secara langsung, pemerintah dapat membentuk BUMN dengan fokus area bisnis yang bergerak dalam perdagangan NPI, FeNi, dan *Low Grade Nickel Matte,* serta produksi *high grade nickel matte* beskala besar. BUMN ini diharapkan dapat memastikan pembelian produk nikel kelas II tersebut dengan harga yang stabil dalam kondisi harga pasar yang berfluktuasi. Pada saat harga nikel lebih rendah dari harga rata-rata yang ditetapkan, BUMN tersebut dapat meningkatkan produksi *high grade nickel matte* yang dapat dijual pada pasar EV yang harganya relatif lebih tinggi secara rata-rata. Selain itu, BUMN tersebut juga dapat menyimpan sebagian yang tidak dapat terjual dengan harga lebih tinggi pada pasar EV, untuk dapat dijual saat harga nikel lebih tinggi. Pemerintah dapat bekerjasama dengan Danantara sebagai lembaga pengelola investasi dalam pembentukan BUMN ini.

4.

Mekanisme kontrol *supply* dan *demand* melalui percepatan pengembangan industri *stainless steel* di Indonesia

Untuk menjaga kondisi kesetimbangan *supply* dan *demand*, kontrol terhadap *demand* dapat dilakukan melalui intensifikasi aktivitas produksi yang memerlukan NPI dan FeNi. Untuk itu, percepatan pengembangan industri *stainless steel* memiliki peran yang sangat penting dalam menjaga harga nikel serta memberikan keleluasaan lebih kepada bursa dan BUMN perdagangan nikel untuk memberikan efek kepada *flattenning out* harga nikel. Berbagai mekanisme insentif kepada investor yang membangun pabrik *stainless steel*-nya di Indonesia perlu dikaji lebih lanjut dan dipertimbangkan untuk diimplementasikan. Dengan mengambil langkah baik yang telah dilakukan pemerintah dalam menumbuhkan industri nikel kelas II di Indonesia, percepatan pengembangan industri *stainless steel* di Indonesia diharapkan dapat tercapai. Peta jalan hilirisasi nikel dari bijih nikel hingga produk siap guna perlu dikembangkan dan diberikan dasar hukum, untuk memberikan kepastian kepada investor dalam mengeksekusi rencananya di Indonesia.

Pembentukan BUMN yang bergerak dalam produksi stainless steel juga dinilai penting sebagai *seeding project* yang dapat menggerakkan percepatan pengembangan industri *stainless steel* di Indonesia. BUMN ini juga dapat menjadi *vehicle parties* dari bursa nikel dan BUMN perdagangan nikel dalam upaya mengontrol harga nikel di Indonesia. Pemerintah dapat bekerjasama dengan Danantara sebagai lembaga pengelola investasi dalam pembentukan BUMN ini. Rencana produksi dapat dikontrol untuk memberikan efek *flatenning out* terhadap kondisi *imbalance supply* dan *demand* nikel. Kajian lebih lanjut terkait model bisnis dan finansial diperlukan dengan harapan perusahaan dapat terus menghasilkan profit dengan kepastian harga NPI yang dijaga pada nilai tertentu, misalnya rata-rata tahun 2023 sebesar 14.847,13 USD/t-Ni.

5.

Mekanisme kontrol *supply* dan *demand* melalui sertifikasi hijau untuk industri *end-user* dalam negeri seperti sektor *stailess steel*, *building*, sektor transportasi, peralatan rumah tangga, dan manufaktur

Untuk memastikan tersedianya *demand* terhadap produk nikel yang rendah karbon, diperlukan mekanisme sertifikasi hijau yang diberlakukan kepada *end user* nikel dan *stainless steel* di dalam negeri. Sektor *building*, transportasi, produksi peralatan rumah tangga, dan manufaktur dapat disasar karena memiliki *demand* tehadap *stainless steel.* Penggunaan material dengan intensitas karbon *embodied* nikel yang sesuai peta jalan ini perlu dijadikan kriteria dalam sertifikasi hijau tersebut. Mekanisme *voluntary* dapat dijadikan langkah awal dengan keperluan mekanisme insentif di dalamnya. Secara bertahap, sertifikasi hijau ini dapat dijadikan *mandatory*.

Proyek-proyek infrastruktur dapat dijadikan sebagai *vehicle* utama dalam mendorong penggunaan sertifikasi hijau ini. Selain itu, pemerintah juga dapat menggunakan proyek-proyek infrastruktur dalam menggerakkan *demand stainless steel* di Indonesia yang kemudian berimplikasi kepada efek *flatenning out* harga nikel di Indonesia.

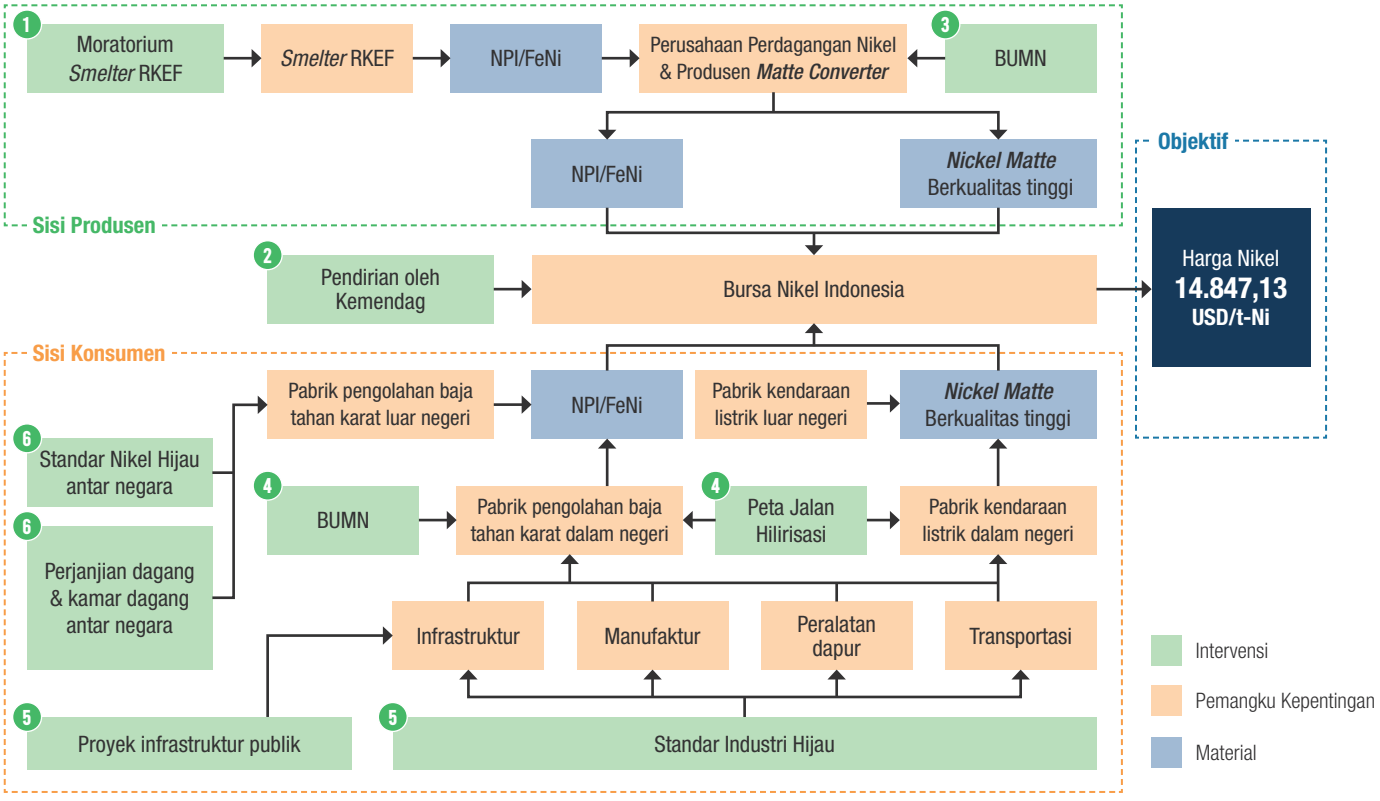
6.

Mekanisme kontrol harga melalui *establishment Green Nickel Standard* dan lembaga sertifikasi independen yang diakui secara internasional

Untuk memudahkan proses perdagangan produk-produk nikel yang menerapkan peta jalan dekarbonisasi ini, serta mempertegas *value proposition* produk tersebut, diperlukan penetapan standar nikel hijau yang sesuai dengan ekspektasi pasar. Standar ini juga perlu selaras dengan taksonomi keuangan hijau serta kebijakan ESG berbasis rantai pasok di negara-negara importir nikel. Bagi perusahaan pembeli nikel, keberadaan standar nikel hijau beserta sertifikasinya dapat memotong tahapan *supply chain due diligence* yang memakan waktu dan sumber daya mereka. Sebab, perusahaan pembeli nikel nantinya dapat menggunakan sertifikasi tersebut sebagai jaminan bahwa nikel telah diproduksi sesuai ketentuan dan tidak perlu lagi dilakukan kajian penilaian *supply chain due diligence* dari awal.

Berbagai advokasi nikel hijau pada forum-forum internasional terkait perdagangan dan iklim, serta negosiasi perjanjian kerjasama dagang dengan negara-negara yang mengedepankan aspek ESG diharapkan dapat dilakukan oleh pemerintah. Pembentukan asosiasi/kamar dagang yang melibatkan negara-negara importir ini dapat dilakukan dengan tujuan akhir terciptanya standar nikel hijau yang diakui bersama. Kepastian harga dengan minimum rata-rata mencapai 14.873,13 USD/TJ serta kepastian *demand* nikel antar negara tersebut diharapkan dapat disepakati seiring dengan kesepakatan standar nikel hijau.

Gambar 91.
Mekanisme untuk mengontrol harga nikel di pasaran



Tabel 22.
Kerangka kebijakan untuk mengontrol harga nikel di pasaran dari 2025–2045

Arah Kebijakan	**Pelaksanaan Mekanisme Kontrol Harga Nikel di Pasaran**
Tujuan	**Tersedianya fleksibilitas bagi pemerintah dalam mengontrol harga nikel di Indonesia demi menyediakan ruang profit pada perusahaan nikel untuk menerapkan dekarbonisasi**

Tantangan	**Rencana Aksi**	**Ukuran Keberhasilan**	***Milestone***				**Penanggung Jawab**	**Pihak Lain Terkait**
			2025–2029		**2030–2034**	**2035–2039** / **2040–2045**		
Produksi nikel dari jalur produksi pirometalurgi (FeNi dan NPI) melebihi *demand* eksisting *(oversupply)*	Membatasi kapasitas produksi nikel berdasarkan kondisi *demand* dan harga global	Kebijakan moratorium *smelter* RKEF diterbitkan	Kajian dan revisi neraca mineral Indonesia	Penetapan dasar hukum moratorium *smelter* RKEF berdasarkan neraca mineral	Revisi dasar hukum moratorium *smelter* RKEF berdasarkan *update* neraca mineral dan peta jalan hilirisasi nikel		Kementerian ESDM, Kementerian Perindustrian	Kementerian Perdagangan, Kementerian Investasi
Tidak stabil dan rendahnya harga jual nikel sehingga implementasi proyek dekarbonisasi kurang menguntung-kan bagi industri industri	Pembentukan Bursa Nikel/ Logam Indonesia	Harga jual nikel umum didasarkan pada kondisi *supply* dan *demand* nikel dalam negeri	Penyusunan kajian perencanaan bursa nikel/ bursa logam Indonesia	Penetapan dasar hukum bursa nikel/bursa logam Indonesia	Pelaksanaan pemantauan perdagangan logam/ nikel serta kondisi *supply* dan *demand* dalam negeri		Kementerian Perdagangan	Kementerian ESDM, Kementerian Perindustrian, OJK, Industri nikel
		Harga acuan nikel hijau yang memenuhi Standard Nikel Hijau Indonesia tersedia	Penyusunan kajian penetapan harga acuan nikel hijau dan pelaksanaan diskusi dengan negara mitra perdagangan nikel Indonesia untuk mencapai kesepakatan/*win-win solution*		Penetapan harga acuan nikel hijau yang memenuhi Standard Nikel Hijau Indonesia	Evaluasi dan penyesuaian berkala harga acuan nikel hijau / Evaluasi dan penyesuaian berkala harga acuan nikel hijau	Kementerian ESDM, Kementerian Perdagangan, Kementerian Perindustrian	Kementerian BUMN
	Pembentukan Bulog Nikel/ BUMN Pengelola Nikel Nasional	Tersedianya mekanisme untuk menstabilkan harga nikel dengan cara mengatur *flow* peredaran produk nikel secara dinamis	Penyusunan peta jalan hilirisasi nikel	Penetapan dasar hukum yang memberikan fungsi pengaturan *flow* peredaran nikel nasional di pasar domestik dan internasional	Penyesuaian kuota pembelian NPI, FeNi, dan *Low Grade Nickel Matte* berdasarkan harga bursa, dengan harga beli sesuai peta jalan dekarbonisasi Penyesuaian kapasitas produksi *high grade nickel matte* berdasarkan harga NPI, FeNi, dan *Low Grade Nickel Matte*, serta kondisi *demand*-nya Penyesuaian kuota penjualan NPI, FeNi, dan *Low Grade Nickel Matte* berdasarkan harga bursa.		Kementerian BUMN	Bulog Nikel/ BUMN Pengelola Nikel, Kementerian Investasi, Bursa Nikel/ Logam Indonesia, Danantara, Kementerian Perindustrian, industri nikel

<table>
<tr><th rowspan="2">Tantangan</th><th rowspan="2">Rencana Aksi</th><th rowspan="2">Ukuran Keberhasilan</th><th colspan="5">Milestone</th><th rowspan="2">Penanggung Jawab</th><th rowspan="2">Pihak Lain Terkait</th></tr>
<tr><th colspan="2">2025–2029</th><th>2030–2034</th><th>2035–2039</th><th>2040–2045</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Fluktuasi permintaan global dan minimnya permintaan domestik terhadap produk nikel pirometalurgi (FeNi dan NPI)</td><td rowspan="2">Pengembangan industri hilir dalam negeri melalui hilirisasi untuk menjaga kestabilan demand atas produk RKEF</td><td>Bertambahnya jumlah industri hilir yang memproduksi high grade nickel matte</td><td rowspan="2">Penyusunan peta jalan hilirisasi nikel</td><td>Penetapan dasar hukum dan status sebagai PSN untuk industri produsen stainless steel dan/atau high grade nickel matte

Penyusunan kajian model bisnis dan studi kelayakan industri-industri tersebut

Penyusunan kajian penyediaan insentif fiskal & non-fiskal untuk industri-industri tersebut</td><td colspan="3" rowspan="2">Pelaksanaan program pembangunan infrastruktur publik untuk mendukung implementasi PSN

Penetapan target produksi BUMN tahunan berdasarkan kondisi kesetimbangan supply dan demand nikel serta kebutuhan stainless steel dan high grade nickel matte di industri end user</td><td rowspan="2">Kementerian PPN/ Bappenas</td><td rowspan="2">Kementerian BUMN, Kementerian ESDM, Kementerian Investasi, Kementerian Perindustrian, Danantara</td></tr>
<tr><td>Bertambahnya jumlah industri hilir yang memproduksi stainless steel</td><td></td></tr>
<tr><td>Penetapan standard/ threshold emisi pada produk akhir yang memanfaatkan nikel (co: bangunan, kendaraan, peralatan rumah tangga)</td><td>Diterbitkannya dan/atau meningkatnya adopsi standard/ threshold emisi untuk ragam produk akhir yang memanfaatkan nikel (co: bangunan, kendaraan, peralatan rumah tangga)</td><td>Penerbitan standard nasional dan/atau pengakuan atas standard voluntary yang mengatur threshold emisi pada ragam produk akhir yang memanfaat-kan nikel (co: bangunan, kendaraan, dan peralatan rumah tangga)</td><td>Penerbitan regulasi untuk mewajiban implementasi standard yang mengandung threshold emisi pada industri produsen ragam produk akhir tersebut</td><td colspan="3">Pelaksanaan sertifikasi dan pendampingan berkala pada industri produsen ragam produk akhir tersebut</td><td>Kementerian Perindustrian</td><td>Kementerian PUPR, BSN, third party verificator, voluntary standard setter (co: GBCI), industri produsen ragam produk akhir</td></tr>
</table>

Tantangan | Rencana Aksi | Kebijakan tentang teknologi dan infrastruktur | Kebijakan tentang standard dan regulasi | Kebijakan tentang pendanaan dan investasi

Daftar Pustaka

CEEW., IEA., UC-DAVIS., and WRII. (2023). Addressing Vulnerabilities in the Supply Chain of Critical Minerals. New Delhi: Council on Energy, Environment and Water.

Crundwell, Frank., Moats, Michael., Ramachandran Venkoba., Robinson, Timothy., Davenport, W G. (2011). Extractive Metallurgy of Nickel, Cobalt and Platinum Group Metals. Elsevier Science. https://doi.org/10.1016/C2009-0-63541-8

ERIA. 2021. Feasible Solutions to Deliver LNG to Midsized and Large Islands in Indonesia. Economic Research Institute for ASEAN and East Asia. Jakarta

Guo, Xiaoshuang., Zhengyao, Li., Jicai, Han., Dong, Yang., Tichang, Sun. (2021) . Study of Straw Charcoal as Reductant in Co-reduction Roasting of Laterite Ore and Red Mud to Prepare Powdered Ferronickel. Mining, Metallurgy & Exploration (2021)

IEA. (2024). World Energy Outlook. IEA. Paris. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024, Licence: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A)

Indonesia. Undang-Undang Nomor 59 Tahun 2024 Tentang Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) Tahun 2025-2045. Sekretariat Negara. Jakarta

Indonesia. (2022). Enhanced Nationally Determined Contribution Republic of Indonesia. Jakarta

IRENA. (2023). Geopolitics of the energy transition: Critical materials. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi

Janelle Zhiyun Khoo, Nawshad Haque, Sankar Bhattacharya. (2017). Process Simulation and Exergy Analysis of Two Nickel Laterite Processing Technologies. International Journal of Mineral Processing. https://doi.org/10.1016/j.minpro.2017.02.012

Kementerian Energi dan Sumber Daya Alam Indonesia. (2018). Pedoman Penghitungan dan Pelaporan Inventarisasi Gas Rumah Kaca: Bidang Energi – Sub Bidang Ketenagalistrikan. KESDM. Jakarta.

Kementerian Energi dan Sumber Daya Alam Indonesia. (2023). Strategi Hidrogen Nasional. KESDM. Jakarta.

Kementerian Energi dan Sumber Daya Alam Indonesia. (2024). Neraca Sumber Daya dan Cadangan Mineral, Batubara, dan Panas Bumi Indonesia Tahun 2023. KESDM. Jakarta

Kementerian Energi dan Sumber Daya Alam Indonesia. (2025). Peta Jalan Hidrogen dan Amonia Nasional. KESDM. Jakarta

Kementerian Energi dan Sumber Daya Alam Indonesia. (2025). Harga Mineral Acuan. Diakses pada 10 Februaru 2025 melalui https://www.minerba.esdm.go.id/harga_acuan

Liu, Peng., Baokuan Li., Sherman C.P., Cheung., Wenyuan Wu. (2016). Material and energy flows in rotary kiln-electric furnace smelting of ferronickel alloy with energy saving. Applied Thermal Engineering. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.08.095

Maksum, Ahmad., Husein, M.K.E., Permana, Sulaksana., Rustandi, Andi., Soedarsono J.W. (2018). A preliminary study on the reduction of limonite ore by using rice husk as a reducing agent. IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 316 012050

Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. 2024. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 314.K/TL.01/MEM.L/2024 tentang Rencana Umum Ketenaga Listrikan Nasional. KESDM. Jakarta

MMTA. (2024). Nickel and Stainless Steel assets — Key takeaways from CRU's visit to Indonesia's Morowali Industrial Park (IMIP). Diakses pada 29 Maret 2025 melalui https://mmta.co.uk/nickel-and-stainless-steel-assets-key-takeaways-from-crus-visit-to-indonesias-morowali-industrial-park-imip/

Nejad, S Kashani., Candy I., Kozlowski M. (2005). Modeling of Nickel Laterite Kiln Processing – A Conceptual Review. Nickel and Cobalt 2005 Challanges in Extraction and Production 44th Annual Conference of Metallurgists of CIM Calgary. Canada.

Nickel Institute. (2023). About Nickel. Diakses pada 11 December 2023 melalui https://nickelinstitute.org/en/nickel-applications/

Nurisman, Enggal., Lubis, Jihan F., Wahyudi, Ari. (2017). Studi Eksperimental Pengaruh Temperatur Karbonisasi Terhadap Rendemen dan Kualitas Semikokas (Coalite) Berdasarkan Analisis Proksimat dan Nilai Kalori di Pabrik Briket PT Bukit Asam (Persero) Tbk. AvoER. Palembang.

Putera, A., Warmada, I Wayan., Amijaya, Donatus H., Astuti, Widi., Sukadana, I Gde., Petrus, Himawan T B. (2023). A Comparison Study of Nickel Laterite Reduction using Coal and Coconut Shell Charcoal: A FactSage Simulation. https://10.14716/ijtech.v14i2.5808

Petrus, H.T.B.M., Putera, A.D.P., Sugiarto, E., Perdana, I., Warmada, I.W., Nurjaman, F., Astuti, W., Mursito, A.T. (2019). Kinetics on roasting reduction of limonitic laterite ore using coconut-charcoal and anthracite reductants. Minerals Engineering, Volume 132(2), pp. 126–133

Petrus, Himawan T B., Putera, A., Warmada, I Wayan., Nurjaman, Fajar., Astuti, Widi., Prasetya, Agus. (2022). Investigation on Saprolitic Laterite Ore Reduction Process using Palm Kernel Shell Charcoal: Kinetics and Phase Transformation. https://10.14716/ijtech.v13i3.4701

Sari, Y., Manaf, A., Astuti, W., Nurjaman, F., Susanti, D., Sipahutar, W. S., … & Bahfie, F. (2024). Nickel recovery in ferronickel concentrate by green selective reduction of nickel laterite. Engineering Science and Technology, an International Journal, 57, 101798. https://doi.org/10.1016/j.jestch.2024.101798

SMM. (2024). SMM Nickel Monthly - October 2024. Shanghai Metal Market

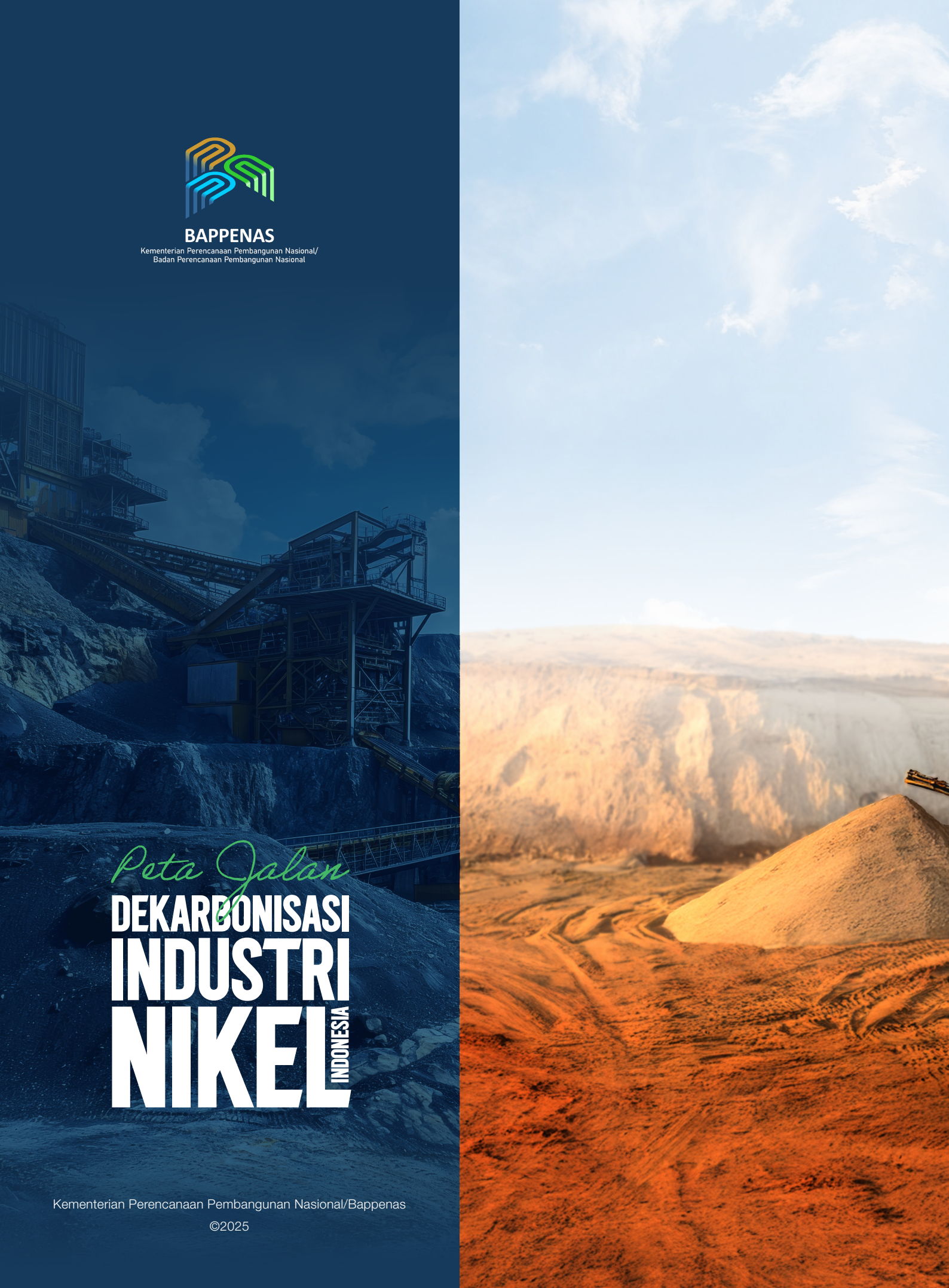
U.S. Geological Survey. (2024). Mineral Commodity Summaries – Nickel. Diakses pada 28 Oktober 2024 melalui https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2024/mcs2024-nickel.pdf

Wei, W., Samuelsson, P. B., Tilliander, A., Gyllenram, R., & Jönsson, P. G. (2020). Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions of Nickel Products. Energies, 13(21), 5664. https://doi.org/10.3390/en13215664

Zhang, Z., Zhang, W., Zhang, Z., & Chen, X. (2024). Nickel extraction from nickel laterites: processes, resources, environment and cost. China Geology, 7(0), 1-27. https://doi.org/10.31035/cg2024124



BAPPENAS
Kementerian Perencanaan Pembangunan Nasional/
Badan Perencanaan Pembangunan Nasional



Peta Jalan

DEKARBONISASI INDUSTRI NIKEL INDONESIA

Kementerian Perencanaan Pembangunan Nasional/Bappenas

©2025