

Plano Decenal de Expansão de Energia 2036

Relatório Síntese

Outubro 2026



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário Nacional de Energia Elétrica

João Daniel de Andrade Cascalho

Secretário Nacional de Geologia, Mineração e
Transformação Mineral Substituto

Anderson Barreto Arruda

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis

Renato Cabral Dias Dutra

Secretária Nacional de Transição Energética e
Planejamento

Mariana de Assis Espécie

Ministério de Minas e Energia

Esplanada dos Ministérios – Bloco U
70065-900 – Brasília – DF

<http://www.mme.gov.br>

Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e
Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e
Biocombustíveis Interino

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

Empresa de Pesquisa Energética

Sede

Esplanada dos Ministérios – Bloco U – Ministério
de Minas e Energia – Sala 744 – 7º andar
70065-900 – Brasília – DF

Escritório Central

Praça Pio X, 54 – 5º andar – Centro
20091-040 – Rio de Janeiro – RJ

<http://www.epe.gov.br>

Plano Decenal de Expansão de Energia 2036

Relatório Síntese Outubro 2026

Brasil. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética.

Plano Decenal de Expansão de Energia 2036: Relatório Síntese / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. – Brasília: MME/EPE, 2026

1. Energia – Brasil. 2. Planejamento energético – Brasil. 3. Política energética – Brasil. 4. Transição energética – Brasil. 5. Desenvolvimento energético – Brasil.

Avisos

Esta publicação contém projeções acerca de eventos futuros que refletem a visão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036 (PDE 2036). Tais projeções envolvem uma ampla gama de riscos e incertezas conhecidos e desconhecidos e, portanto, os dados, as análises e quaisquer informações contidas neste documento não são garantia de realizações e acontecimentos futuros.

Este documento possui caráter informativo, sendo destinado a subsidiar o planejamento do setor energético nacional.

A EPE se exime de responsabilidade por quaisquer ações e tomadas de decisão que possam ser realizadas por qualquer pessoa física ou jurídica com base nas informações contidas neste documento.

Controle de versões

Versão	Data	Descrição
v1	07/10/2026	Versão para Consulta Pública

Equipe Técnica

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Coordenação Geral

Mariana de Assis Espécie

Coordenação Executiva

Sergio R. Ayrimoraes Soares

Coordenação Técnica

Mariana de Mello Duarte

Secretaria Executiva

Equipe Técnica

Leandro Pereira de Andrade

Rafael Bastos da Silva

Subsecretaria de Sustentabilidade

Luis Fernando Badanhan

Maria Ceicilene Aragão Martins

Rita Alves Silva

Subsecretaria de Assuntos Econômicos e

Regulatórios

Adriano Jeronimo da Silva

Marília D'Orazio de Matos

Subsecretaria de Governança

Denis de Moura Soares

Laerte Gomes Brito

Secretaria Nacional de Energia Elétrica

Equipe Técnica

André Luis Gonçalves de Oliveira

Daniel Bruno da Silva

Ricardo Nogueira Silveira

Secretaria Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Equipe Técnica

Gustavo Santos Masili

Marcus Divino Castro

Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Equipe Técnica

Bárbara Bressan Rocha

Daniel Lopes Pego

Dario Ferreira Reis de Paula

Deivson Matos Timbó

Edie Andreeto Junior

Fernando Massaharu Matsumoto

Kerley de Caralho Mesquita

Mário César Batista Santos

Rafaela Coelho Guerrante Gomes

Ranielle Noleto Paz Araujo

Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento

Equipe Técnica

Alexandra Albuquerque Maciel

André Grobério Lopes Perim

Caio Cesar Curvelo Camilo

Claudir Afonso Costa

Domingos Sávio Marques

Gabriel Henrique Ferreira da Costa

Guilherme Zanetti Rosa

Gustavo de Oliveira Machado

Gustavo Magalhães Pinto Assis

Henrique de Britto

Juliana Oliveira do Nascimento

Karina Araújo Sousa

Larissa Assunção Oliveira Santos

Liliane Ferreira da Silva

Lorena Melo Silva Perim

Maiara Guimarães Rios

Marcelo Sperling

Marco Antônio Juliatto

Maria dos Reis Santos Borges

Matheus Borges Sampaio

Natalia Hoffmann Ramos

Pedro Augusto de Menezes Filho

Pedro Henrique Milhomem Coutinho

Poliana Marcolino Correa

Ricardo Fiuza Lima

Samira Sana Fernandes de Sousa Carmo

Thais Ingrinde de Souza Araújo

Valdir Borges Souza Junior

Equipe Técnica

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Coordenação Geral

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Coordenação Executiva

Geral

Patricia C. G. de Nunes (até abr/2026)

Filipe de Pádua Fernandes Silva (desde abr/2026)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis Interino

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

Assessores das Diretorias

Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Jeferson Borghetti Soares

Estudos de Energia Elétrica

Renata Nogueira Francisco de Carvalho

Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Aline Maria dos Santos

Gestão Corporativa

Sylvia de Carvalho Bulcão Vianna

Gabinete da Presidência

Chefe de Gabinete da Presidência

Fernanda Corrêa Ferreira

Assessores da Presidência

Francisco Abreu Viter

Gustavo Naciff de Andrade

Marcio Aurélio Costa

Consultor Técnico

Filipe de Pádua Fernandes Silva

Equipe Técnica

Daniel Kuhner Coelho

Juliana Rangel do Nascimento

Superintendência de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis

Superintendente

Angela Oliveira da Costa

Superintendente Adjunto

Marcelo Castello Branco Cavalcanti

Consultores Técnicos

Patrícia Feitosa Bonfim Stelling

Rachel Martins Henriques

Rafael Barros Araujo

Equipe Técnica

Alberto José Leandro Santos

Amanda Pereira Aragão

Amyr Crissaff Silva

André Soares Alves

Arthur Cortez Pires de Campos

Bruno Rodamilans Lowe Stukart

Carlos Augusto Góes Pacheco

Dan Abensur Gandelman

Danielle Borher de Andrade

Ederaldo Godoy Junior

Ernesto Ferreira Martins

Euler João Geraldo da Silva

Fernando D'Angelo Machado

Filipe de Pádua Fernandes Silva

Gabriel da Silva Azevedo Jorge

Guilherme Correa Naresse

Juliana Pereira Targueta

Kriseida Carmen Portella Guedelha Alekseev

Leonardo Gandelman Freire

Leonidas Bially Olegário dos Santos

Leticia Gonçalves Lorentz

Lucas dos Santos Rodrigues Moraes

Luciano Basto Oliveira

Marina Damião Besteti Ribeiro

Paula Isabel da Costa Barbosa

Pedro Aguiar Vieira Nunes Barbosa Lopes

Pedro Moura Maciel Braga

Rafael Belém Lavrador

Rafael Moro da Mata

Vinícius Folly Barbosa

Vitor Manuel do Espírito Santo Silva

Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos

Superintendente

Carla da Costa Lopes Achão

Superintendente Adjunto

Arnaldo dos Santos Junior

Consultores Técnicos

Camila de Araújo Ferraz

Gabriel Konzen

Glaucio Vinicius Ramalho Faria

Equipe Técnica

Allex Yujhi Gomes Yukizaki
 Ana Cristina Braga Maia
 Arthur Mendonça Quinhonhes Siqueira
 Bernardo Honigbaum
 Bruna Souza Lopes Graça
 Bruno Eduardo Moreira Montezano
 Caroline Chantre Ramos
 Daniel Silva Moro
 Erick Mateus Silva de Oliveira
 Fernanda Marques Pereira Andreza
 Flavia Camargo de Araújo
 Giovanna Carneiro Ronze Pedreira
 Gustavo Daou Palladini
 Igor da Silva Cavalcanti
 Igor Veneroso do Nascimento
 Jéssica Rodrigues Paiva Ferreira
 Kevyn Matheus Vieira Nogueira
 Lena Santini Souza Menezes Loureiro
 Lidiane de Almeida Modesto
 Lúcio Carlos Resende
 Marcelo Costa Almeida
 Marcelo Henrique Cayres Loureiro
 Mariana Weiss de Abreu
 Marina Martins Klostermann
 Marina Torelli Reis Martins Pereira
 Matheus Richter Poggio de Carvalho
 Mauro Rezende Pinto
 Natalia Gonçalves de Moraes
 Otto Hebeda
 Pablo Rodrigues de Castro
 Patricia Costa Gonzalez de Nunes
 Patrícia Messer Rosenblum
 Pedro Henrique Gonçalves Lage
 Pedro Paulo Fernandes da Silva
 Rodrigo Vellardo Guimarães
 Rogério Antônio da Silva Matos
 Santiago Silveira Barbosa
 Simone Saviolo Rocha
 Thais Accioly Araujo
 Theo Juliano Pagartanidis
 Yuri Vandresen Pinto

Superintendência de Geração de Energia**Superintendente**

Gustavo Pires da Ponte

Superintendente Adjunto

Caio Monteiro Leocádio

Consultores Técnicos

Charles Egberto G. V. Vieira de Mello
 Fernanda Gabriela B. dos Santos
 Guilherme Mazolli Fialho
 Mariana de Queiroz Andrade
 Pamella Elleng Rosa Sangy
 Renata de Azevedo M. da Silva

Equipe Técnica

Aline Couto de Amorim
 Amanda Jorge Vinhoza de Carvalho Silva
 Anderson da Costa Moraes
 Andre Luiz da Silva Velloso
 Andre Makishi
 Bernardo Folly de Aguiar
 Bruno Faria Cunha

Daniel Francisconi Oliveira
 Davi José Marques Vieira
 Diego Pinheiro de Almeida
 Felipe Moreira Gonçalves
 Fernanda Fidelis Paschoalino
 Gianpiero Camargo Bedin
 Glaysson de Mello Muller
 Guilherme Fonseca Bassous
 Helena Portugal G. da Motta
 Hermes Trigo Dias da Silva
 Jaíne Venceslau Isensee
 Joana D'Arc de Franca Cordeiro
 Leonardo Sanches Lima
 Luis Paulo Scolaro Cordeiro
 Marcos Alexandre Izidoro da Fonseca
 Michele Almeida de Souza
 Nathália Tavares
 Patricia Asfor Parente
 Paula Monteiro Pereira
 Paulo Roberto Wander
 Pedro Américo Moretz-Sohn David
 Rafael Pereira Coelho
 Rafael Pinho Furtado
 Rafael Rigamonti
 Rafaela Veiga Pillar
 Renato Haddad Simões Machado
 Rodrigo Lugahe da Conceição Alves
 Ronaldo Antonio de Souza
 Roney Nakano Vitorino
 Saulo Ribeiro Silva
 Simone Quaresma Brandão
 Thaís Iguchi

Superintendência de Meio Ambiente**Superintendente**

Elisangela Medeiros de Almeida

Superintendente Adjunta

Glauce Maria Lieggio Botelho

Consultores Técnicos:

Bruno Scola Lopes da Cunha
 Mariana Rodrigues de Carvalhães Pinheiro
 Paula Cunha Coutinho

Equipe Técnica

Alfredo Lima Silva
 Ana Dantas Mendez de Mattos
 André Cassino Ferreira
 André Viola Barreto
 Bernardo Régis Guimarães de Oliveira
 Carina Renno Siniscalchi
 Carolina Maria Heliodora de Góes Araújo Feijó Braga
 Clarice Augusta Carvalho Cardoso
 Clarice Buarque de Macedo Lira
 Clayton Borges da Silva
 Cristiane Moutinho Coelho
 Daniel Dias Loureiro
 Denilson da Silva Almeida
 Fernando José Soares Barros
 Gabriel de Almeida de Barros
 Guilherme de Paula Salgado
 Gustavo Fernando Schmidt
 Hermani de Moraes Vieira
 Juliana Velloso Durão
 Kátia Gisele Soares Matosinho

Leonardo de Sousa Lopes
 Leyla Adriana Ferreira da Silva
 Lucas Silva Carvalho
 Luciana Álvares da Silva
 Luciana Athanasio de Azevedo
 Luciana Renata Carvalho Pedreira
 Marcos Ribeiro Conde
 Maria Fernanda Bacile Pinheiro
 Mariana Lucas Barroso
 Marilene Dias Gomes Motta
 Mathias Luiz Mafort Ouverney
 Nicholas Bernardes Gjorup
 Paula Mazza Barbosa Oliveira
 Robson de Oliveira Matos
 Rodrigo Abreu Carvalho
 Silvana Andreoli Espig
 Thiago Galvão
 Tiago Chagas de Oliveira Tourinho
 Valentine Jahnel
 Verônica Souza da Mota Gomes
 Vinicius Mesquita Rosenthal

Superintendência de Petróleo e Gás Natural

Superintendente

Marcos Frederico Farias de Souza

Superintendente Adjunto

Marcelo Ferreira Alfradique

Consultores Técnicos

Ana Claudia Sant'Ana Pinto
 Henrique Plaudio Gonçalves Rangel (substituto)
 Regina Freitas Fernandes
 Roberta de Albuquerque Cardoso

Equipe Técnica

Adriana Queiroz Ramos
 Áureo Igor Wanderley Ramos
 Bianca Nunes de Oliveira
 Bruna Silveira Guimarães
 Camila da Mota Carvalho
 Carolina Oliveira de Castro
 Claudia Maria Chagas Bonelli
 Deise dos Santos Trindade Ribeiro
 Denise dos Santos Silva Reinoldes
 Filipe Soares da Cruz
 Gabriel Lacerda da Silva
 Gabriela Nascimento da Silva
 Harnon Martins Ramos
 Isis de Oliveira Fernandes
 Ivan Pablo Lobos Aviles
 Katia Souza D'Almeida
 Laura Cristina Daltro Cardoso
 Luiz Paulo Barbosa da Silva
 Luiza Araujo de Oliveira (estagiária)
 Marcelo Pereira Almeida
 Nathalia Alves Anes Rodrigues
 Nathália Oliveira de Castro
 Nelson Pereira Filho
 Pamela Cardoso Vilela
 Pericles de Abreu Brumati
 Rafael Freitas Funcia Lemme
 Raul Fagundes Leggieri
 Rubens Fausto José Mesquita da Cunha Ribeiro

Victor Hugo Trocate da Silva
 Victor Rezende dos Santos

Superintendência de Transmissão de Energia

Superintendente

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Superintendente Adjunto

Marcos Vinicius Gonçalves da Silva Farinha

Consultores Técnicos

Daniel José Tavares de Souza
 Lucas Simões de Oliveira
 Rafael Theodoro Alves e Mello
 Thais Pacheco Teixeira

Equipe Técnica

Anderson de Melo Mattos
 Armando Leite Fernandes
 Arthur Soares da Cunha Reis
 Bruno Cesar Mota Maçada
 Bruno Scarpa Alves da Silveira
 Clerio Cesar Gomes Alencar Arrais
 Daniel Dobrochinski Maia
 Davi José Alvarez Magalhães
 Dourival de Souza Carvalho Junior
 Fabiano Schmidt
 Fabio de Almeida Rocha
 Fátima Gama
 Gustavo Cezimbra Borges Leal
 Igor Chaves
 Jean Carlo Morassi
 João Alves da Silva Neto
 João Mauricio Caruso
 Jônatas Freitas Mascarenhas Freire
 Jonathan Veiga Velasco Costa
 Luiz Felipe Froede Lorentz
 Marcelo Lourenço Pires
 Marcelo Luiz de Carvalho Moura Moreira
 Marcelo Willian Henriques
 Marco Antonio da Cunha Soveral
 Matheus Rosa Nascimento
 Matias Halmenschlager Hubert
 Miguel Ferraz Modesto Sampaio Pinto
 Paula Vieira Machado
 Paulo Fernando de Matos Araujo
 Pedro de Souza Miller
 Priscilla de Castro Guarini
 Rafael de Carvalho Caetano
 Renan Gonzaga Silva dos Santos
 Rodrigo Escorcio Gomes
 Rodrigo Gomes Martins
 Rodrigo Ribeiro Ferreira
 Rodrigo Rodrigues Cabral
 Thiago Lima Soares Mourão
 Tiago Campos Rizzotto
 Tiago Veiga Madureira
 Vanessa Penteado Stephan
 Vinicius Borchardt Marasca
 Vinicius Ferreira Martins
 Washington Bergue Muniz da Rocha
 Wilson Dutra Sampaio
 Yan Ricardo Damasceno Rangel
 Yuri Rosenblum de Souza
 Yves Abrahão Lucena e Silva

Apresentação

Texto em nome do Ministro de Minas e Energia será inserido após a Consulta Pública.

Mensagem da Diretoria Executiva da EPE

Texto em nome da Diretoria Executiva da EPE será inserido após a Consulta Pública.

Índice

Apresentação	8
Mensagem da Diretoria Executiva da EPE	9
Introdução	11
1. O Setor Energético Brasileiro nos Próximos 10 Anos	14
1.1 Evolução da Oferta e Demanda de Energia	15
1.2 Segurança e Resiliência do Sistema Energético	22
1.3 Transição Energética	28
1.4 Investimentos no Setor de Energia	39
2. Demanda de Energia e Eficiência	42
2.1 Evolução do Consumo Final de Energia	43
2.2 Demanda de Energia por Setor	45
2.3 Consumo de Eletricidade	59
2.4 Eficiência Energética	64
2.5 Emissões de GEE do Uso de Energia	69
3. Oferta e Infraestrutura Energética	72
3.1 Recursos Energéticos Distribuídos	74
3.2 Geração Centralizada de Energia Elétrica	83
3.3 Transmissão de Energia Elétrica	105
3.4 Produção de Petróleo e Gás Natural	113
3.5 Oferta e Infraestrutura de Gás Natural	118
3.6 Refino e Infraestrutura de Abastecimento	125
3.7 Biocombustíveis e Combustíveis Sintéticos	132
3.8 Emissões de GEE da Produção de Energia	142
3.9 Análise Socioambiental	146
4. Questões para o Futuro do Setor Energético Brasileiro	155
Lista de Figuras	157
Lista de Tabelas	160
Referências Bibliográficas	161
Agradecimentos	174

Introdução

O mundo atravessa um período de profundas transformações econômicas, geopolíticas, tecnológicas, sociais e ambientais, em um ambiente marcado por mudanças cada vez mais rápidas, e de maior complexidade e incerteza. O setor energético está inserido nesse processo e, ao mesmo tempo, constitui um dos elementos centrais dessa transformação. Mudanças nos padrões de consumo, novas tecnologias, evolução das políticas públicas, condições de segurança energética e desafios associados à mudança do clima alteram continuamente as condições em que decisões são tomadas. Nesse contexto, o planejamento energético desempenha papel fundamental ao avaliar necessidades, alternativas e riscos e orientar decisões que, muitas vezes, envolvem investimentos de grande porte, longos períodos de maturação e efeitos que se estendem por décadas. Mais do que projetar a evolução do sistema, planejar energia significa compreender as interações entre oferta e demanda e preparar o setor para diferentes condições futuras.

No Brasil, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é um instrumento consolidado do planejamento energético nacional. Elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), sob diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME), o PDE tem como finalidade indicar as perspectivas de expansão do setor de energia para os diferentes energéticos disponíveis e subsidiar a formulação e a avaliação de políticas públicas. A Portaria Normativa GM/MME nº 89, de 8 de novembro de 2024, que estabelece as diretrizes gerais e a governança para sua elaboração, define o PDE como instrumento-base de planejamento integrado e determina seu alinhamento aos objetivos das políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia.

O PDE possui caráter indicativo e não constitui um plano determinativo ou uma previsão do futuro. Seus resultados sinalizam uma trajetória possível para a evolução do setor energético, dadas as políticas, premissas e condições consideradas em cada ciclo, oferecendo referências para decisões de agentes públicos e privados. Essa característica permite que o planejamento seja utilizado não apenas para projetar necessidades futuras, mas também para identificar desafios, oportunidades e questões estratégicas que podem influenciar a evolução do sistema energético.

Em 2026, o PDE completa 20 anos desde a publicação de sua primeira edição após a criação da EPE, o PDE 2015, em 2006. Ao longo desse período, o Plano consolidou-se como uma referência para o setor energético brasileiro, acompanhando transformações relevantes na matriz energética, nos mercados, nas tecnologias e nas políticas públicas. O PDE 2036 corresponde à 17ª edição desse processo de planejamento decenal e dá continuidade a essa trajetória, ao mesmo tempo em que incorpora novas perspectivas sobre a evolução do setor e sobre os desafios que se colocam para os próximos anos.

As análises deste ciclo iniciaram no último bimestre de 2025 e foram desenvolvidas, em grande medida, ao longo do 2º trimestre de 2026, tendo como horizonte de planejamento o período de 2027 a 2036. Sua elaboração foi fundamentada no contexto nacional e internacional, nas perspectivas econômicas e demográficas e nas premissas setoriais apresentadas no Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas, que estabelece as principais condições de contorno para as projeções do Plano ([EPE, 2026](#)).

Os resultados consolidados neste relatório têm como base o Cenário de Referência, construído a partir das políticas vigentes e das premissas adotadas para este ciclo. O cenário não deve ser interpretado como uma previsão determinística ou como uma trajetória prescrita para o setor, mas como uma referência para compreender sua direção sob as condições

consideradas, avaliar necessidades e desafios e subsidiar decisões que requerem planejamento de médio e longo prazo.

Neste ciclo, o Relatório do PDE passa também por uma reformulação de sua estrutura e de sua abordagem. Busca-se conferir maior ênfase aos resultados, às mensagens centrais e às implicações do planejamento, oferecendo uma leitura mais integrada e orientada aos principais elementos da evolução do setor energético brasileiro. O relatório concentra-se nos resultados consolidados do cenário de referência, incluindo as perspectivas de oferta e demanda de energia, de segurança e resiliência do sistema energético, de transição energética e de investimentos no setor de energia.

A nova estrutura organiza essa visão em quatro capítulos. O **Capítulo 1 – O Setor Energético Brasileiro nos Próximos 10 Anos** reúne os principais resultados do PDE 2036 e oferece uma visão integrada das transformações projetadas para o sistema energético. Os resultados são apresentados nesse capítulo de forma sintética e agregada, servindo como uma visão de conjunto do horizonte decenal, enquanto seu detalhamento é desenvolvido nos capítulos seguintes. O **Capítulo 2 – Demanda de Energia e Eficiência** aprofunda a evolução do consumo de energia, das necessidades de serviços energéticos e da eficiência energética, e o **Capítulo 3 – Oferta e Infraestrutura Energética** aborda a expansão dos diferentes segmentos da oferta e da infraestrutura necessária ao atendimento da demanda. Essa organização permite ao leitor partir de uma visão integrada dos principais resultados e, na sequência, aprofundar os temas de interesse nos capítulos dedicados à demanda e à oferta de energia. Por fim, o **Capítulo 4 – Questões para o Futuro do Setor Energético Brasileiro** introduz uma dimensão nova ao Relatório Síntese, ao propor a discussão de questões estratégicas que emergem dos resultados do Plano e que podem demandar atenção crescente nos próximos ciclos de planejamento.

O detalhamento das premissas, das análises setoriais e dos resultados específicos será apresentado nos cadernos temáticos, que complementam o Relatório Síntese com maior nível de aprofundamento técnico. Além do Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas, disponibilizado em julho de 2026, o PDE 2036 contará com outros dez cadernos temáticos, a serem disponibilizados após a divulgação deste relatório:

- Caderno de Demanda de Energia;
- Caderno de Eletromobidade;
- Caderno de Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos;
- Caderno de Produção de Petróleo e Gás Natural;
- Caderno de Refino e Infraestrutura de Abastecimento;
- Caderno de Gás Natural;
- Caderno de Biocombustíveis e Combustíveis Sintéticos;
- Caderno de Geração de Energia Elétrica;
- Caderno de Transmissão de Energia Elétrica; e
- Caderno de Meio Ambiente, Sociedade e Energia.

O PDE 2036 integra-se, ainda, a um conjunto mais amplo de instrumentos de planejamento e de política energética. Suas análises e resultados dialogam com os estudos de longo prazo

estabelecidos pelo Plano Nacional de Energia (PNE), com as discussões e diretrizes associadas à transição energética no âmbito da Política Nacional de Transição Energética (PNTE) – e do seu instrumento, o Plano Nacional de Transição Energética (Plante), assim como de diversas iniciativas, programas e políticas setoriais. Essa articulação contribui para conectar diferentes horizontes e dimensões do planejamento, aproximando as decisões de curto e médio prazo das transformações estruturais esperadas para o setor energético brasileiro.

Os resultados apresentados no PDE 2036 permitem, assim, compreender a direção do setor energético brasileiro até 2036, considerando suas necessidades de expansão, os recursos e tecnologias disponíveis, os investimentos requeridos e os desafios associados à segurança energética, à transição energética justa e inclusiva e à redução das emissões. Ao oferecer uma visão estruturada dessas transformações e das decisões que elas colocam para o presente e para o futuro, o Plano busca contribuir para o desenvolvimento de um sistema energético seguro, eficiente, sustentável e capaz de acompanhar as necessidades da sociedade brasileira.

Em última instância, é para as pessoas que a energia importa: assegurar o acesso a serviços energéticos modernos, seguros, de qualidade e a preços acessíveis, apoiar o desenvolvimento econômico e social e contribuir para a melhoria das condições de vida da população constituem o propósito maior do planejamento energético nacional.

Capítulo 1.

O Setor Energético Brasileiro nos Próximos 10 Anos

O Capítulo 1 apresenta uma visão integrada dos principais resultados do PDE 2036 e constitui a porta de entrada para a análise do setor energético brasileiro ao longo do horizonte decenal. Diferentemente das edições anteriores, em que a consolidação dos principais resultados era apresentada na parte final do relatório, este ciclo reúne essas informações logo no início, permitindo ao leitor obter, desde as primeiras páginas, uma visão de conjunto sobre as transformações projetadas para o sistema energético brasileiro.

A análise contempla diferentes dimensões dessa evolução: a oferta e a demanda de energia; a segurança e a resiliência do sistema energético; a transição energética, abrangendo aspectos relativos à transição justa e inclusiva, às emissões de gases de efeito estufa do setor de energia e ao uso de minerais estratégicos; e os investimentos estimados na expansão do setor. Em conjunto, essas dimensões permitem observar a evolução do setor de energia sob perspectivas energéticas, econômicas, ambientais, sociais e estratégicas.

Os resultados apresentados neste capítulo constituem uma síntese das análises desenvolvidas ao longo do PDE 2036 e estabelecem referências para a compreensão dos capítulos seguintes. Parte das informações aqui consolidadas, especialmente aquelas relacionadas à evolução do consumo final de energia, à expansão da geração elétrica e da capacidade instalada, às emissões e aos investimentos no setor, será posteriormente detalhada nas análises de demanda, oferta e infraestrutura. Assim, o capítulo oferece uma visão panorâmica das principais transformações projetadas para o setor energético brasileiro até 2036, articulando diferentes dimensões do planejamento e estabelecendo a base para o aprofundamento das análises apresentadas nos capítulos subsequentes.

1.1 Evolução da Oferta e Demanda de Energia

No cenário de referência do PDE 2036, a oferta interna de energia (OIE) alcança 416,6 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 2036, o que corresponde a uma expansão de 24% no período decenal. A taxa média de crescimento da OIE entre 2026 e 2036, de 2,2% ao ano (a.a.), é superior à registrada nos últimos dez anos, de 1,5% a.a. Porém, é menor do que a taxa média de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) para o decênio, de 2,5% a.a.¹, conforme apresentado no Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas do PDE 2036 ([EPE, 2026a](#)). Essa diferença resulta em uma redução média de 0,3% a.a. da intensidade energética da economia brasileira (medida pelo indicador OIE por PIB), conforme apresentado na Tabela 1-1, decorrente da combinação de ganhos de eficiência e de mudanças na estrutura da atividade econômica, que moderam o crescimento da energia, mesmo em um contexto de ampliação do acesso a serviços energéticos pela população brasileira (Figura 1-1).

Esse cenário também implica maior disponibilidade de energia por habitante. A OIE *per capita* do Brasil avança de 1,56 tep por habitante (tep/hab) em 2026 para 1,90 tep/hab em 2036, alcançando patamar equivalente à média mundial em 2023 (1,88 tep/hab), mas ainda inferior ao observado na China (2,84 tep/hab), na média dos países europeus da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) (2,61 tep/hab) e nos EUA (6,36 tep/hab) ([AIE, 2025](#)), como ilustrado na Figura 1-2. A diferença em relação a outras economias evidencia espaço para a ampliação do consumo energético associado ao desenvolvimento econômico e à melhoria das condições de vida da população.

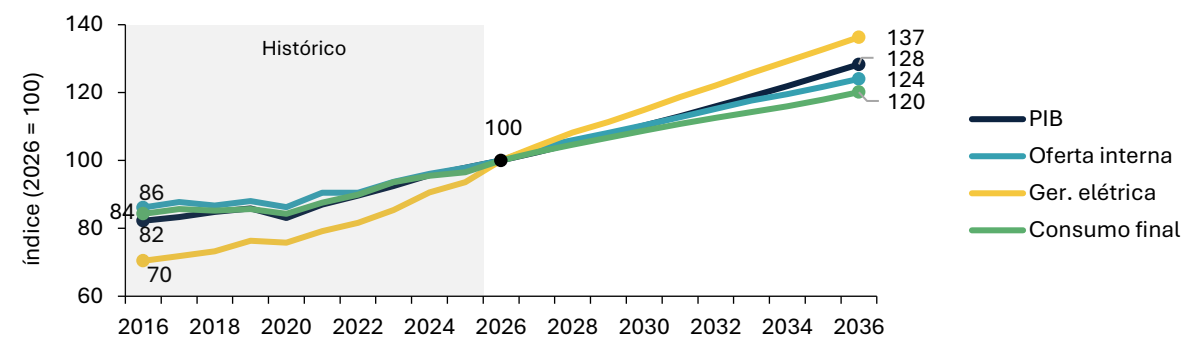
¹ Essa taxa de crescimento médio do PIB tem como base as seguintes premissas qualitativas: gradual convergência da inflação ao centro das metas estabelecidas, queda da taxa de juros, melhoria do ambiente de negócios, retomada dos níveis de investimentos, ganhos de produtividade e expansão da demanda interna ([EPE, 2026a](#)).

Tabela 1-1 – Indicadores selecionados de economia e energia, 2016-2036

Indicadores		2016	2026	2031	2036	Taxa média de crescimento (% a.a.)			
						2016-2026	2026-2031	2031-2036	2026-2036
População residente	(milhões de habitantes)	204,5	214,6	217,8	219,8	0,5%	0,3%	0,2%	0,2%
PIB	Índice (2026 = 100)	82	100	113	128	2,0%	2,5%	2,6%	2,5%
	per capita (R\$ mil [2010]/hab.)	19,4	22,5	25,1	28,2	1,5%	2,2%	2,4%	2,3%
Oferta interna de energia	(milhões de tep)	289,2	335,7	378,7	416,6	1,5%	2,4%	1,9%	2,2%
	por PIB (tep/R\$ mil [2010])	0,073	0,069	0,069	0,067	-0,5%	0,0%	-0,6%	-0,3%
	per capita (tep/hab.)	1,41	1,56	1,74	1,90	1,0%	2,1%	1,7%	1,9%
Geração de energia elétrica¹	(TWh)	584,1	829,2	984,5	1.132,5	3,6%	3,5%	2,8%	3,2%
	por PIB (kWh/R\$ mil [2010])	146,9	171,5	180,1	182,1	1,6%	1,0%	0,2%	0,6%
	per capita (kWh/hab.)	2.855	3.864	4.520	5.152	3,1%	3,2%	2,6%	2,9%
Consumo final de energia	(milhões de tep)	254,7	302,0	334,3	362,0	1,7%	2,1%	1,6%	1,8%
	por PIB (tep/R\$ mil [2010])	0,064	0,062	0,061	0,058	-0,3%	-0,4%	-0,9%	-0,7%
	per capita (tep/hab.)	1,25	1,41	1,53	1,65	1,2%	1,7%	1,4%	1,6%

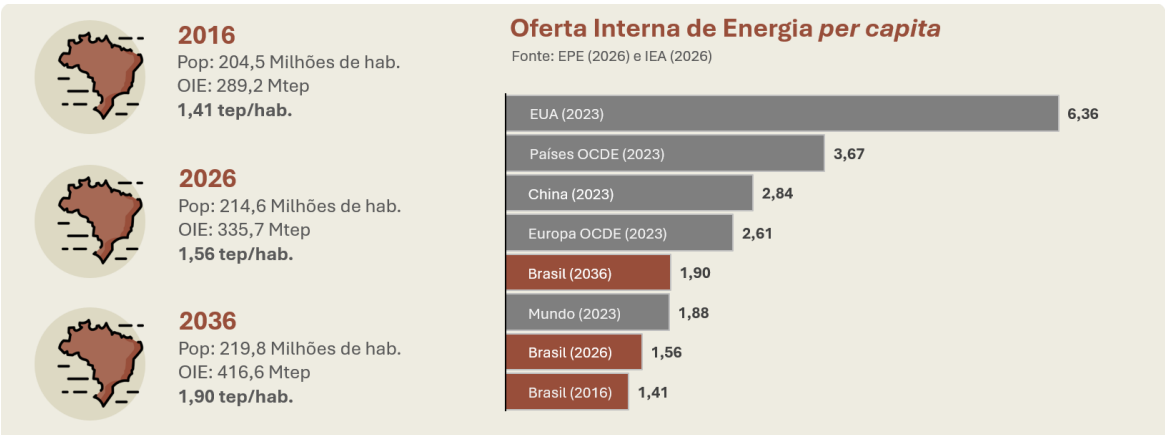
Nota: (1) Inclui importação de eletricidade.
Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [EPE \(2026b\)](#), [IBGE \(2024\)](#) e [IBGE \(2025\)](#).

Figura 1-1 – Evolução de indicadores econômicos e energéticos, 2016-2036



Fonte: Elaboração EPE.

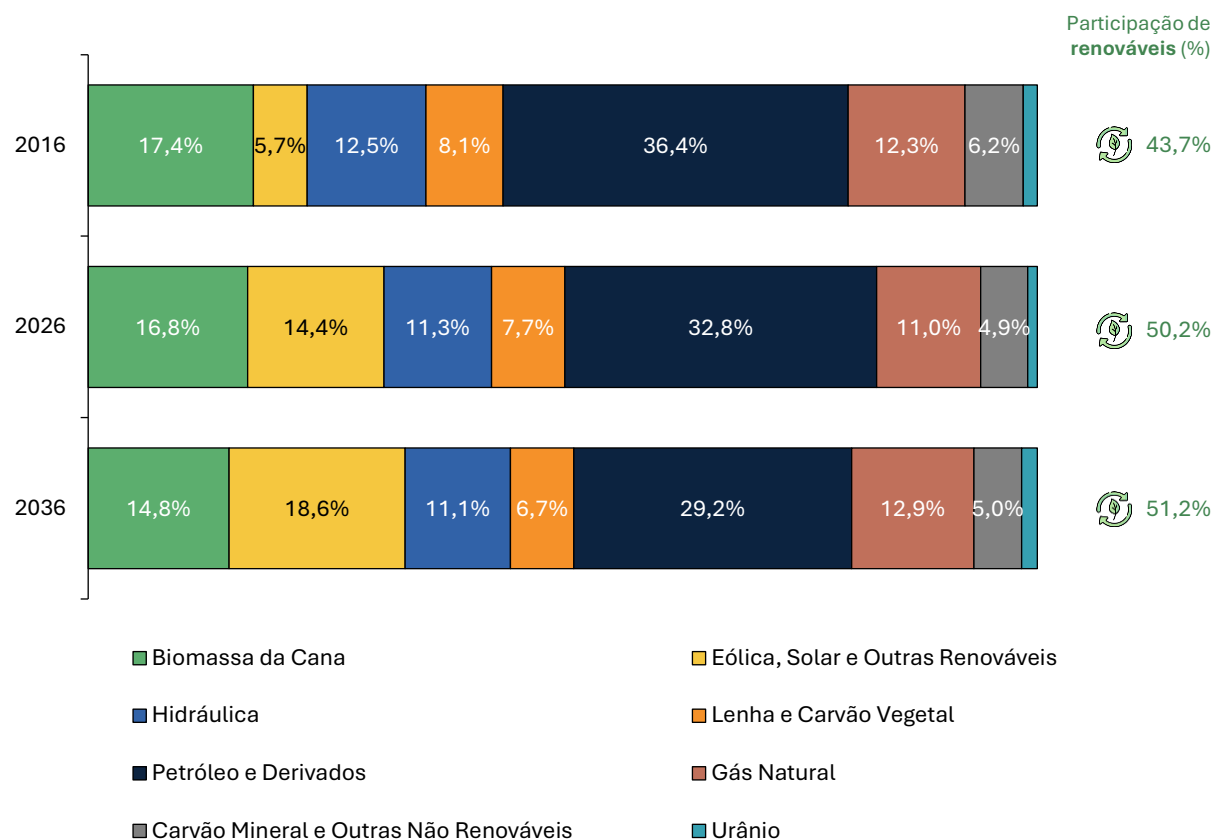
Figura 1-2 – Oferta Interna de Energia per capita e comparação internacional



Fonte: Elaboração EPE, com base em [EPE \(2026b\)](#) e [AIE \(2025\)](#).

A expansão da OIE ocorre em uma matriz energética que mantém elevada participação de fontes renováveis e, simultaneamente, passa por mudanças em sua composição (Figura 1-3).

Figura 1-3 – Evolução da oferta interna de energia por fonte, 2016-2036 (% total)

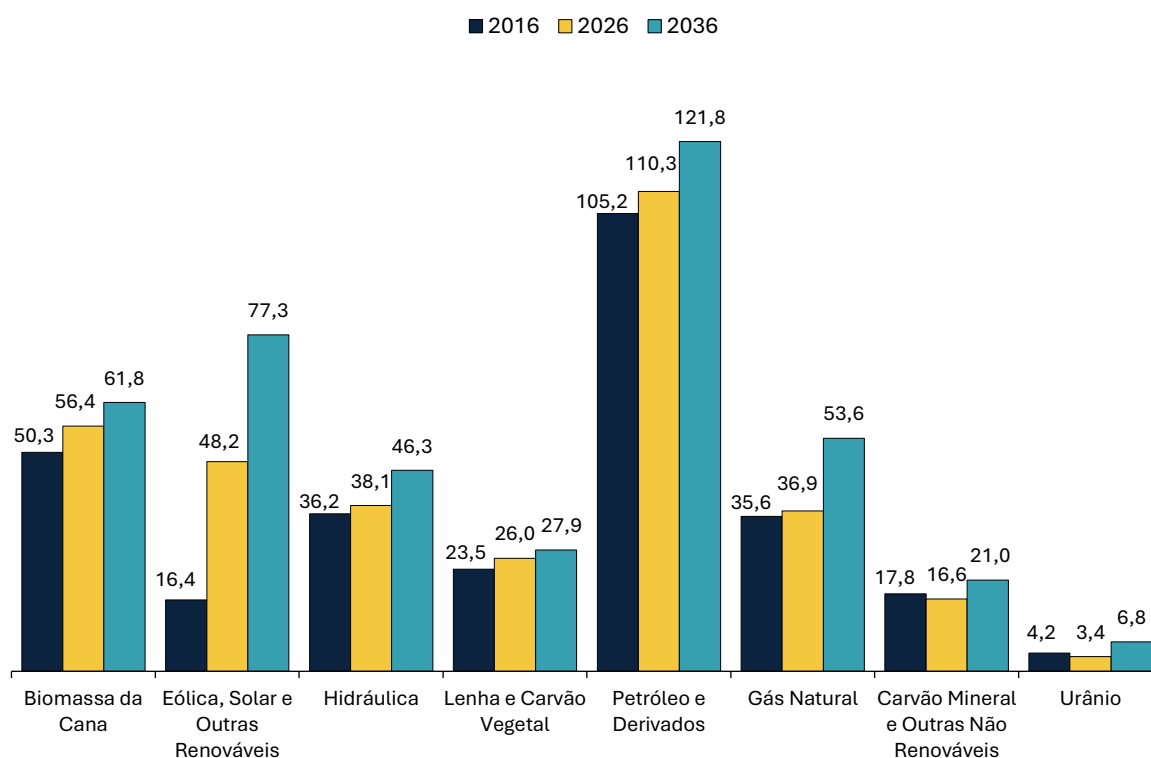


Notas: (1) Outras Não Renováveis inclui líquidos de gás natural, gás de alto-forno, gás de aciaria, gás de enxofre e outras; (2) Hidráulica inclui importação de eletricidade; (3) Lenha e Carvão Vegetal inclui cavaco de madeira; (4) Outras Renováveis inclui licor preto, biodiesel, outras biomassas, biogás e gás industrial de carvão vegetal.

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [EPE \(2026b\)](#).

A participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira avança no período decenal, passando de 50,2% em 2026 para 51,2% em 2036. Esse patamar é significativamente superior à média mundial, estimada em 14,5% em 2023 (AIE, 2025).

A Figura 1-3 ilustra a evolução da matriz energética brasileira, com destaque para o aumento da participação do gás natural, de 11,0% em 2026 para 12,9% em 2036, e de eólica, solar e outras renováveis, de 14,4% em 2026 para 18,6% em 2036. A participação de petróleo e derivados recua de 32,8% para 29,2% no período, em decorrência do avanço da mobilidade elétrica, da maior participação dos biocombustíveis e dos ganhos de eficiência energética no setor de transportes. Já a lenha e o carvão vegetal perdem participação na OIE, em razão da substituição por fontes modernas na cocção, impulsionada especialmente pelo Programa Gás do Povo, nos termos da Lei nº 15.348/2026 e do Decreto nº 12.649/2025.

Figura 1-4 – Evolução da oferta interna de energia por fonte, 2016-2036 (milhões de tep)

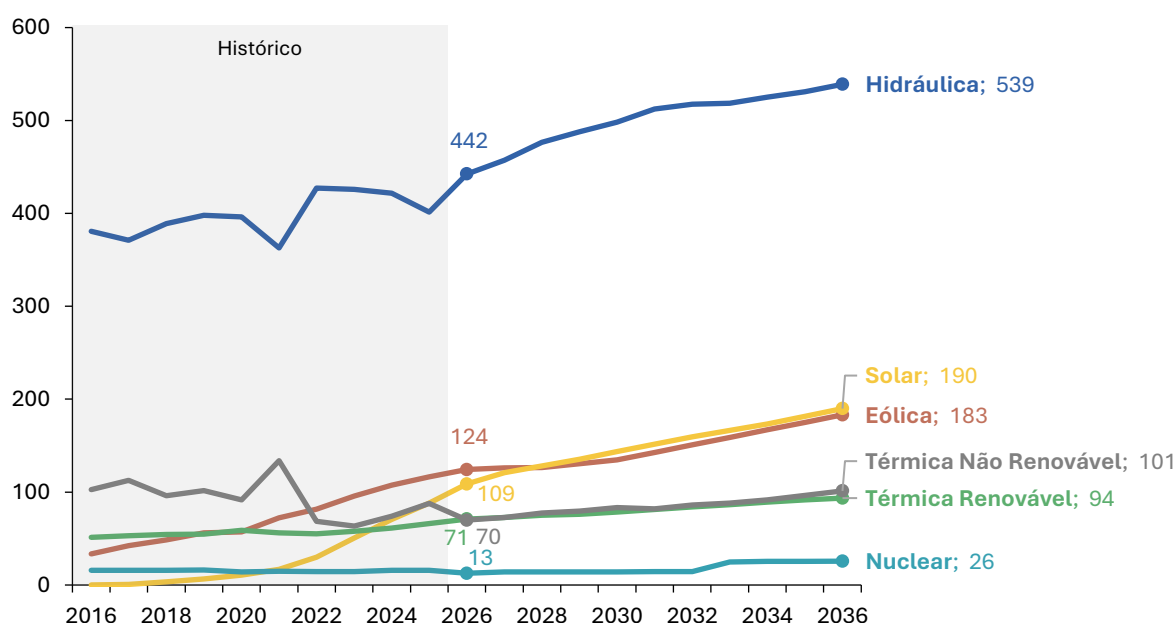
Notas: (1) Outras Não Renováveis inclui líquidos de gás natural, gás de alto-forno, gás de aciaria, gás de enxofre e outras; (2) Hidráulica inclui importação de eletricidade; (3) Lenha e Carvão Vegetal inclui cavaco de madeira; (4) Outras Renováveis inclui licor preto, biodiesel, outras biomassas, biogás e gás industrial de carvão vegetal.

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [EPE \(2026b\)](#).

O crescimento da OIE acompanha a expansão do consumo final de energia, embora em ritmo ainda inferior ao da atividade econômica. O consumo final alcança 362 milhões de tep em 2036, com uma taxa média de crescimento de 1,8% a.a., associada à ampliação do acesso a serviços energéticos e à expansão da atividade econômica. Ao mesmo tempo, a eletrificação avança como uma das principais transformações do consumo energético: a participação da energia elétrica no consumo final de energia aumenta de 20,0% em 2026 para 23,3% em 2036, impulsionada pela eletrificação de diversos setores da economia, pela ampliação do acesso a serviços energéticos, pela expansão de *data centers*, pela mobilidade elétrica e pelas mudanças na estrutura produtiva nacional.

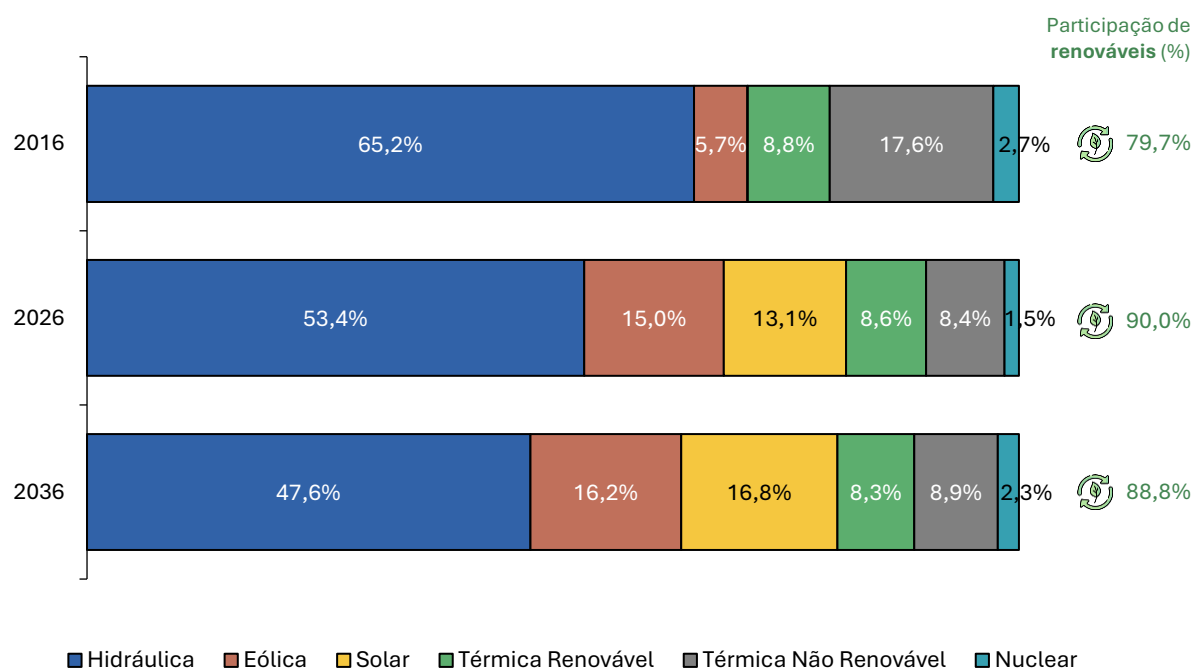
A maior participação da eletricidade no consumo final se traduz em maior necessidade de geração elétrica. Cerca de 30% da OIE é destinada à geração de energia elétrica, que cresce a uma taxa média de 3,2% a.a., superior ao ritmo de expansão do PIB. Em 2036, a geração total ultrapassa 1.100 TWh, já incorporando os ganhos de eficiência energética projetados.

O crescimento da geração elétrica é sustentado principalmente pela expansão das fontes eólica e solar, que juntas atingem 32,9% da geração total em 2036, incluindo a micro e minigeração distribuída (MMGD) – cuja participação na geração total aumenta de 8,2% em 2026 para 10,9% em 2036 (Figura 1-6). Mesmo com a redução da participação da hidráulica, de 53,4% para 47,6% no período, a matriz elétrica mantém elevado grau de renovabilidade, com participação de 88,8% em 2036, reforçando a posição do Brasil entre os países com as matrizes elétricas mais renováveis do mundo.

Figura 1-5 – Evolução da geração elétrica total por fonte, 2016-2036 (TWh)

Notas: (1) Geração total inclui geração centralizada, sistemas isolados, MMGD e autoprodução; (2) Hidráulica inclui importação de eletricidade e PCHs; (3) Térmica Renovável inclui bagaço de cana, biogás, cavaco de madeira, lenha, biodiesel, etanol, licor preto e outras renováveis; (3) Térmica Não Renovável inclui resíduos sólidos urbanos, óleo combustível, gás natural, óleo diesel, carvão vapor, gás de processo/vapor, gás de coqueria, gás de refinaria, outras secundárias e outras não renováveis.

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [EPE \(2026b\)](#).

Figura 1-6 – Evolução da matriz elétrica, 2016-2036 (% total)

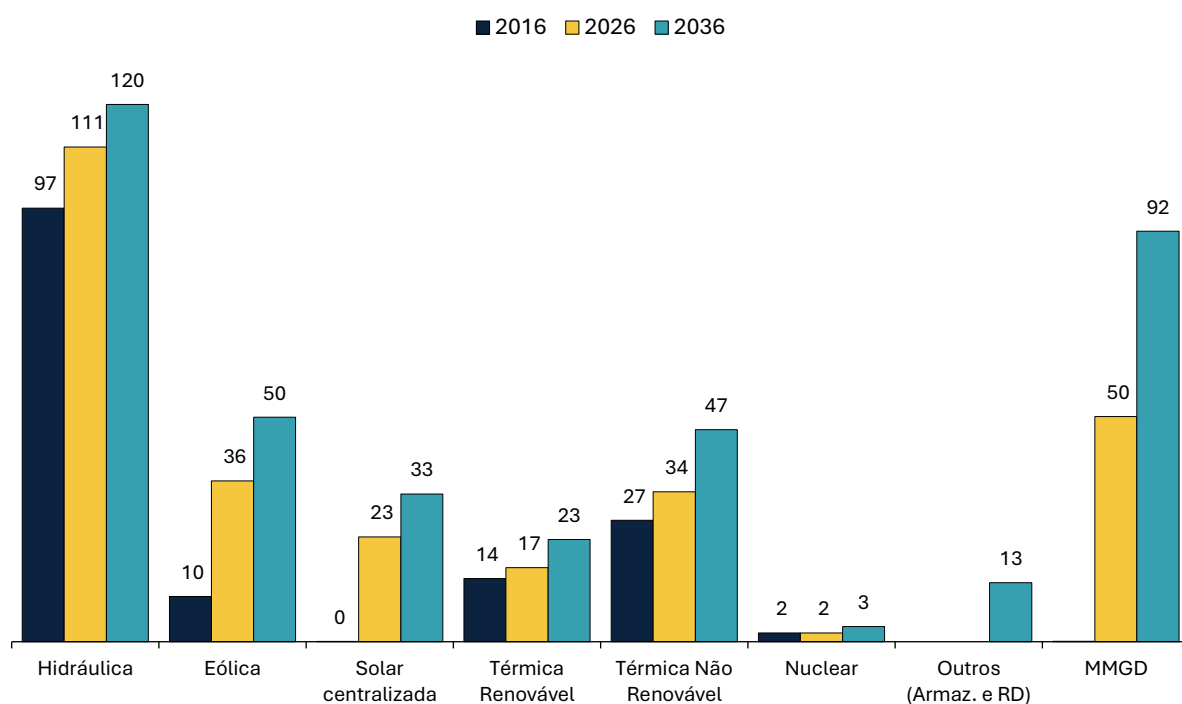
Notas: (1) Geração total inclui geração centralizada, sistemas isolados, MMGD e autoprodução; (2) Hidráulica inclui importação de eletricidade e PCHs; (3) Térmica Renovável inclui bagaço de cana, biogás, cavaco de madeira, lenha, biodiesel, etanol, licor preto e outras renováveis; (4) Térmica Não Renovável inclui resíduos sólidos urbanos, urânio, óleo combustível, gás natural, óleo diesel, carvão vapor, gás de processo/vapor, gás de coqueria, gás de refinaria, outras secundárias e outras não renováveis.

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [EPE \(2026b\)](#).

A capacidade instalada total de geração elétrica deverá aumentar em 110 GW ao longo do horizonte de planejamento, passando de 272 GW em 2026 para 382 GW em 2036.

Esse aumento será impulsionado especialmente pela expansão da micro e minigeração distribuída (MMGD) (+41 GW), das termelétricas não renováveis (+14 GW) e da geração eólica (+14 GW). Além de suprir o crescimento do consumo de energia elétrica, essa expansão também é necessária para prover os requisitos de potência, flexibilidade e segurança operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN). Nesse contexto, as tecnologias de armazenamento de energia de curta e longa duração, bem como a resposta da demanda, assumem papel crescente na prestação de serviços essenciais à operação do sistema, contribuindo, em conjunto, com 13 GW de capacidade (Figura 1-7), evidenciando a necessidade de ações concretas para a efetivação desses recursos ao longo do horizonte decenal.

Figura 1-7 – Evolução da capacidade instalada total de geração elétrica por fonte, 2016-2036 (GW)



Notas: (1) Capacidade instalada total inclui geração centralizada, sistemas isolados, MMGD e autoprodução; (2) Hidráulica inclui UHEs e PCHs; (3) Térmica Renovável inclui bagaço de cana, cavaco, biogás, biocombustíveis, lenha, licor preto e outras renováveis; (4) Térmica Não Renovável inclui resíduos sólidos urbanos, óleo combustível, óleo diesel, gás natural, gás de processo, GNL e carvão mineral; (5) Outros inclui resposta da demanda (RD) e sistemas de armazenamento de energia, como baterias e UHR.

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [EPE \(2026b\)](#).

A Tabela 1-2 reúne, de forma sintética, a expansão prevista em infraestrutura de oferta de energia entre 2027 e 2036. Detalhamento dos resultados de oferta e infraestrutura energética do PDE 2036 é apresentado no Capítulo 3, bem como nos respectivos cadernos temáticos.

A evolução da oferta e do consumo de energia apresentada nesta seção resulta da combinação entre crescimento econômico, mudanças no perfil de consumo, ganhos de eficiência e incorporação de novas tecnologias. Seus desdobramentos sobre a demanda, a oferta e a infraestrutura energética são detalhados nas seções seguintes deste relatório.

Tabela 1-2 – Síntese da expansão prevista no PDE 2036

Fontes/tecnologias	Expansão prevista em infraestrutura entre 2027 e 2036
 Usina Hidrelétrica (UHE)	4.600 MW ■ Contratado: 3.010 MW, sendo 2 UHEs (94 MW) e ampliação de 5 UHEs existentes (2.916 MW). ■ Indicativo: 1.590 MW, sendo 2 UHEs (768 MW) e modernização de UHEs existentes (822 MW).
 Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	4.674 MW ■ Contratado: 240 MW (18 PCHs e CGHs). ■ Indicativo: 4.433 MW.
 Usina Termelétrica (UTE) Não Renovável (gás natural, diesel e carvão)	21.118 MW ■ Contratado: 18.320 MW, sendo 6.442 MW de usinas existentes recontratadas. ■ Indicativo: 2.798 MW, sendo 1.403 MW <i>retrofit</i>.
 Nuclear	1.405 MW ■ Contratado: 1.405 MW (1 usina).
 Usina Termelétrica (UTE) Renovável (bagaço de cana, licor preto, RSU e cavaco/resíduos)	6.622 MW ■ Contratado: 778 MW, sendo 190 MW de usinas existentes recontratadas. ■ Indicativo: 5.844 MW, sendo 2.019 MW <i>retrofit</i>.
 Eólica	14.236 MW ■ Contratado: 236 MW (6 parques eólicos). ■ Indicativo: 14.000 MW.
 Solar Fotovoltaica	9.487 MW ■ Contratado: 987 MW (24 empreendimentos). ■ Indicativo: 8.500 MW.
 Resposta da Demanda	4.000 MW (indicativo)
 Armazenamento	9.200 MW (indicativo), sendo 7.200 MW baterias e 2.000 MW Usina Hidrelétrica Reversível (UHR).
 Autoprodução e Geração Distribuída	Autoprodução: 3.056 MW (Termelétrica 2.724 MW; Hidrelétrica 261 MW; Solar 70 MW; Eólica 1 MW). Geração Distribuída: 41.416 MW (Solar 41.062 MW; Eólica 178 MW; Termelétrica 132 MW; CGH 44 MW).
 Linhas de Transmissão	31,9 mil km ■ Previsto para entrar em operação entre 2027 e 2031: 20,7 mil km. ■ Previsto para entrar em operação entre 2032 e 2036: 11,3 mil km.
 Subestações	99,6 mil MVA ■ Previsto para entrar em operação entre 2027 e 2031: 76,5 mil MVA. ■ Previsto para entrar em operação entre 2032 e 2036: 23,1 mil MVA.
 Exploração e Produção (E&P)	149 Unidades Produtivas (UP) contratadas (UPs em áreas contratadas), 37 blocos em oferta permanente em 8 UPUs (áreas não contratadas) e 9 UPUs integrais (áreas não contratadas da União).
 Infraestrutura de Gás Natural	■ Gasodutos de escoamento: 255 km (2 gasodutos previstos). ■ Terminal de regaseificação de GNL: 14 milhões m³/d (1 terminal previsto). ■ UPGN: 0,95 milhão m³/d (1 unidade prevista). ■ Estação de compressão: 2 estações previstas.
 Refino	248 mil b/d , incluindo 1 ativo de refino previsto e ampliação de 7 refinarias existentes.
 Etanol	11,7 bilhões de litros , incluindo 26 usinas planejadas e ampliação de 34 usinas existentes.
 Biodiesel	1,8 bilhão de litros , incluindo 9 plantas de produção planejadas e ampliação de 3 plantas existentes.
 SAF e Diesel Verde	4,35 bilhões de litros ■ SAF: 3,56 bilhões de litros, sendo 6 plantas planejadas e 4 refinarias com coprocessamento. ■ Diesel Verde: 850 milhões de litros, com produção consorciada em plantas de SAF.
 Biometano	8,5 milhões Nm³/d , incluindo 27 plantas planejadas, ampliação de 1 planta existente e projetos indicativos totalizando 7,2 milhões Nm ³ /d.

Fonte: Elaboração EPE.

1.2 Segurança e Resiliência do Sistema Energético

A segurança energética passa cada vez mais a depender não apenas da expansão da infraestrutura, mas também da capacidade de adaptação do sistema às transformações geopolíticas, econômicas, tecnológicas e climáticas em curso, nos âmbitos internacional e nacional. Nesse contexto, é fundamental reforçar a importância de um olhar integrado para os diferentes energéticos nos estudos de planejamento, assim como preservar a confiabilidade do abastecimento diante de incertezas crescentes, fortalecendo a robustez do sistema energético nacional frente a choques geopolíticos e tecnológicos e às mudanças climáticas.

De modo geral, o Brasil apresenta condições estruturais favoráveis à segurança energética, apoiadas na diversidade de recursos domésticos, na elevada participação de fontes renováveis e na integração dos sistemas energéticos. Essas características permitem ampliar a oferta de energia e, ao mesmo tempo, favorecem a diversificação das fontes e rotas de suprimento. Ao passo que programas e políticas públicas, como Luz do Povo, Luz para Todos, Energias da Amazônia e Gás do Povo, ampliam o acesso à energia e combatem a pobreza energética, buscando garantir inclusão e segurança energética, o País se vale de suas características singulares em termos de potencial, ampliando a oferta interna de energia em 24% no horizonte decenal e mantendo elevada participação de fontes renováveis, que alcança 51,2% em 2036, conforme discutido na seção 1.1.

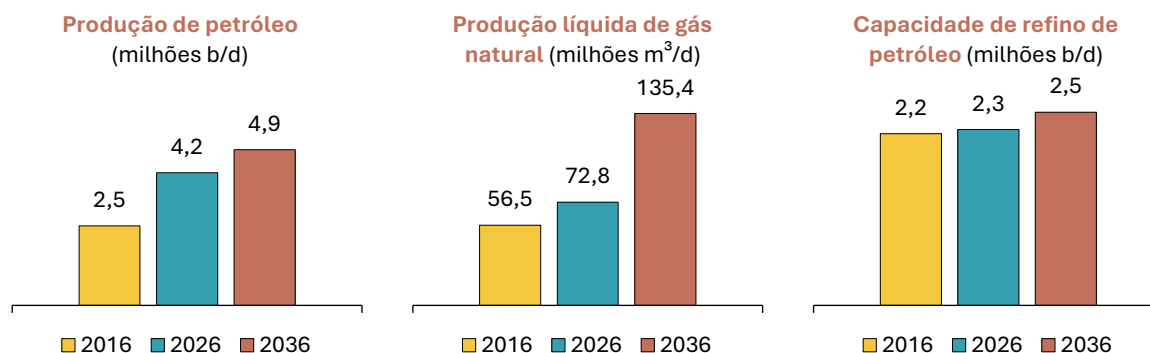
No que se refere à eletricidade, além de contribuírem para a segurança, esses atributos também são importantes para fortalecer a resiliência do sistema frente às mudanças climáticas. A diversificação de fontes e a integração regional dos sistemas elétricos favorecem a complementaridade entre recursos e reduzem a dependência de uma única fonte, permitindo, por exemplo, compensar períodos de menor disponibilidade hídrica. A diversificação de rotas de suprimento também reduz a exposição a impactos de chuvas intensas e secas prolongadas na logística de fornecimento de combustíveis, especialmente nos sistemas isolados. Da mesma forma, medidas de eficiência energética podem compensar parcialmente o aumento do consumo de eletricidade associado à elevação das temperaturas, com adoção, por exemplo, dos índices mínimos de eficiência energética para equipamentos e edificações. De forma complementar, a flexibilidade operativa permite ao sistema responder às oscilações da demanda por eletricidade em períodos de ondas de calor.

Essa posição favorável, contudo, não elimina vulnerabilidades específicas, que tendem a ganhar relevância à medida que a matriz e os padrões de consumo se transformam. Nesse contexto, a capacidade de antecipar, absorver, adaptar-se e recuperar-se de eventos adversos torna-se cada vez mais relevante para preservar as funções essenciais do sistema energético diante de incertezas crescentes.

No âmbito dos estudos do PDE 2036, o cenário de referência sinaliza que a segurança energética brasileira no horizonte decenal depende da concretização de um conjunto de medidas estruturantes, incluindo a realização dos leilões de reserva de capacidade, a expansão das fronteiras de exploração e produção de petróleo e gás natural, a viabilização da infraestrutura de gás natural e de derivados de petróleo e a ampliação do papel dos biocombustíveis, entre outras iniciativas. A efetivação dessas medidas, associada à diversificação da matriz energética e ao fortalecimento da produção doméstica de diferentes energéticos, será fundamental para assegurar a confiabilidade e a continuidade do suprimento de energia, mitigando vulnerabilidades e dependências externas específicas.

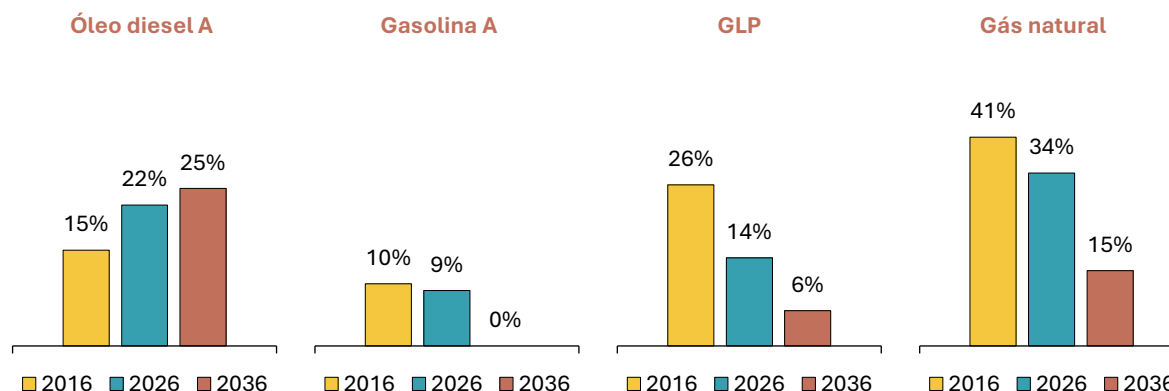
A produção nacional de petróleo continuará em expansão, com crescimento de quase 20% no período decenal, alcançando 4,9 milhões de barris por dia (b/d) em 2036 – conforme apresentado na seção 3.4. A expectativa é que o Brasil mantenha sua posição geopolítica favorável, permanecendo como exportador líquido de óleo cru, impulsionada especialmente pela produção do pré-sal e, no final do horizonte, também pela produção a partir de novas fronteiras exploratórias.

Figura 1-8 – Expansão da produção nacional de petróleo e gás natural e da capacidade instalada de refino de petróleo



Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [EPE \(2026a\)](#).

Figura 1-9 – Dependência externa do Brasil aos principais derivados de petróleo e ao gás natural (%)



Notas: (1) Dependência externa calculada como a razão entre as importações líquidas e a demanda doméstica de cada produto. Para fins deste gráfico, as importações líquidas correspondem à diferença entre as importações brutas e as exportações brutas do respectivo produto. Por sua vez, a demanda doméstica compreende o consumo interno total, incluindo o fornecimento de combustíveis para navios e aeronaves em rotas internacionais (*bunker* internacional) e o consumo para geração de energia elétrica. Não são contabilizados nessa métrica os produtos equivalentes de origem renovável, tais como etanol, biodiesel, entre outros; (2) Considerou-se dados do balanço de gás natural seco para fins de cálculo da dependência externa de gás natural.

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [EPE \(2026a\)](#).

A disponibilidade de petróleo produzido no País, contudo, não se traduz em autossuficiência no abastecimento. A expectativa é de crescimento da produção total dos principais derivados de petróleo até 2036, aumentando a participação do petróleo nacional na carga processada. Ainda assim, como discutido na seção 3.6, os derivados perderão participação relativa no atendimento ao consumo final e o País permanecerá como importador líquido em todo o horizonte, chegando a 37 mil m³/d em 2036, com déficits no suprimento, em especial, de óleo diesel A e nafta. A

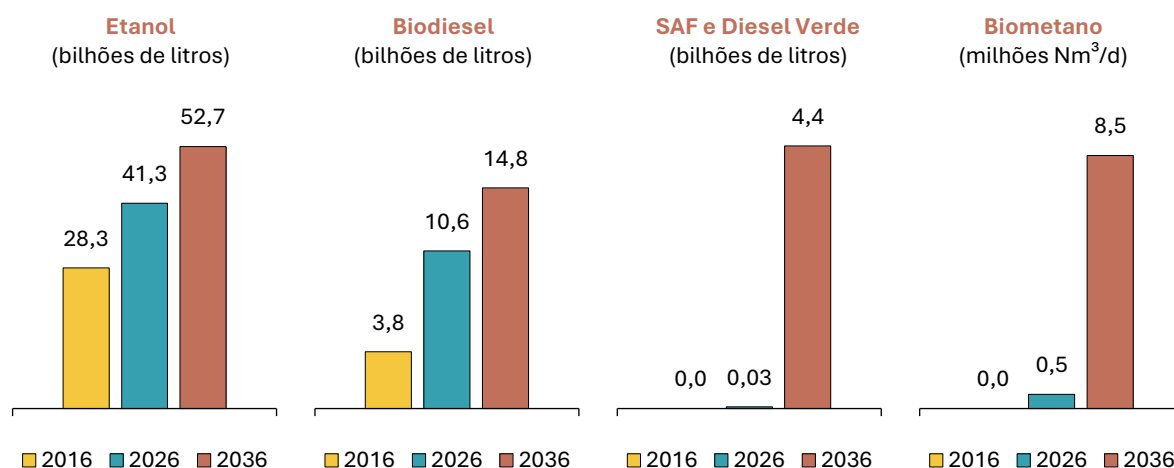
expansão da capacidade de refino (+10%), as ampliações das produções de óleo diesel A (+14%), de gás liquefeito de petróleo (GLP) (+23%) e de nafta petroquímica (+69%), além da perspectiva de autossuficiência em gasolina no médio prazo, contribuem para reduzir relativamente essa dependência (à exceção do diesel) e aumentar a robustez do abastecimento nacional.

Nesse contexto, a dependência externa de determinados derivados, em especial do óleo diesel A, constitui uma fonte de vulnerabilidade adicional diante de choques no mercado internacional. Conforme discutido no Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas do PDE 2036 ([EPE, 2026b](#)), as tensões geopolíticas no Oriente Médio e as restrições ao fluxo de petróleo e derivados pelo Estreito de Ormuz, bem como os desdobramentos do conflito entre Rússia e Ucrânia, com impactos sobre a operação das refinarias russas e, conseqüentemente, sobre a disponibilidade de derivados para exportação pelo país, somaram-se a limitações na oferta em outros importantes polos de refino, contribuindo para um ambiente internacional de maior volatilidade e menor disponibilidade de diesel. Esse cenário evidencia a exposição do abastecimento nacional às condições dos mercados externos e reforça a importância de mecanismos capazes de ampliar a capacidade de resposta a eventuais interrupções ou encarecimento das fontes externas. Ao longo de 2026, o Brasil adotou medidas de monitoramento e gestão do abastecimento, incluindo o acompanhamento de estoques e importações ([ANP, 2026a](#)), a flexibilização temporária de requisitos de estoques ([ANP, 2026b](#)) e a adoção de subvenções econômicas e medidas tributárias ([Brasil, 2026a; 2026b; 2026c; 2026d; 2026e](#)) para atenuar os efeitos da elevação dos preços internacionais sobre o mercado doméstico. Também foram fortalecidos os mecanismos de transparência, monitoramento e fiscalização do mercado de combustíveis ([Brasil, 2026f; ANP, 2026c](#)), com ações coordenadas entre diferentes órgãos e maior compartilhamento de informações ao longo da cadeia de abastecimento. Essas medidas contribuíram para ampliar a capacidade de resposta no curto prazo, mas não eliminam a vulnerabilidade estrutural associada à dependência de importações, reforçando a importância de investimentos em refino, infraestrutura logística, diversificação de fontes de suprimento e alternativas ao consumo de derivados.

O gás natural seguirá ampliando seu papel na matriz energética brasileira, amparado pela forte expansão da produção doméstica e pelo avanço da infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e regaseificação. Em 2036, a produção líquida nacional de gás natural deverá atingir 135 milhões m³/d (+86%) e a oferta potencial total da malha integrada deverá alcançar 175 milhões m³/d (+32%). Contudo, conforme discutido na seção 3.5, a expansão da produção precisa ser acompanhada pela capacidade de transformar os recursos produzidos em oferta efetivamente disponível ao mercado, o que requer investimentos em infraestrutura e condições adequadas de escoamento, processamento e transporte. Nesse contexto, o Plano destaca a necessidade de fortalecer a infraestrutura de gás natural, contemplando novos gasodutos de escoamento, ampliações de estações de compressão, unidades de processamento (UPGN), terminais de GNL e *hubs* de distribuição, de forma a reforçar a integração do mercado de gás natural, a segurança do abastecimento e a competitividade do energético para a indústria, a geração elétrica e outros segmentos consumidores. A diversificação das fontes e rotas de suprimento permanece igualmente relevante para reduzir a exposição a choques externos e ampliar a segurança do abastecimento. Essa preocupação encontra-se endereçada no âmbito do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), que visa à promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no País, por meio do aumento da oferta, melhora do aproveitamento e incentivo à construção de infraestruturas. As discussões trazidas pelo GT-GE culminaram com a publicação do Decreto nº 12.153/2024, o qual define o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB), instrumento de planejamento integrado setorial que busca indicar as melhores alternativas para expansão das infraestruturas do setor de gás natural, inclusive seus derivados, biometano e energéticos equivalentes.

Por sua vez, os biocombustíveis seguem ampliando sua relevância na matriz energética brasileira, contribuindo simultaneamente para a segurança e para a descarbonização – especialmente do setor de transportes – ao substituir parcela crescente da demanda por combustíveis fósseis. Em 2036, a produção nacional de etanol deverá alcançar 52,7 bilhões de litros (+28%), com o etanol de milho respondendo por cerca de 40% desse volume. Já a produção de biodiesel deverá atingir quase 14,8 bilhões de litros (+41%), reforçando seu papel estratégico. Destaca-se, ainda, a expansão indicativa da produção de Combustível Sustentável de Aviação (SAF, na sigla em inglês) (3,6 bilhões de litros), de diesel verde (0,85 bilhão de litros) e de biometano (8,5 milhões Nm³/d) até 2036, impulsionados pela Lei nº 14.993/2024, que instituiu o Combustível do Futuro, conforme destacado na seção 3.7.

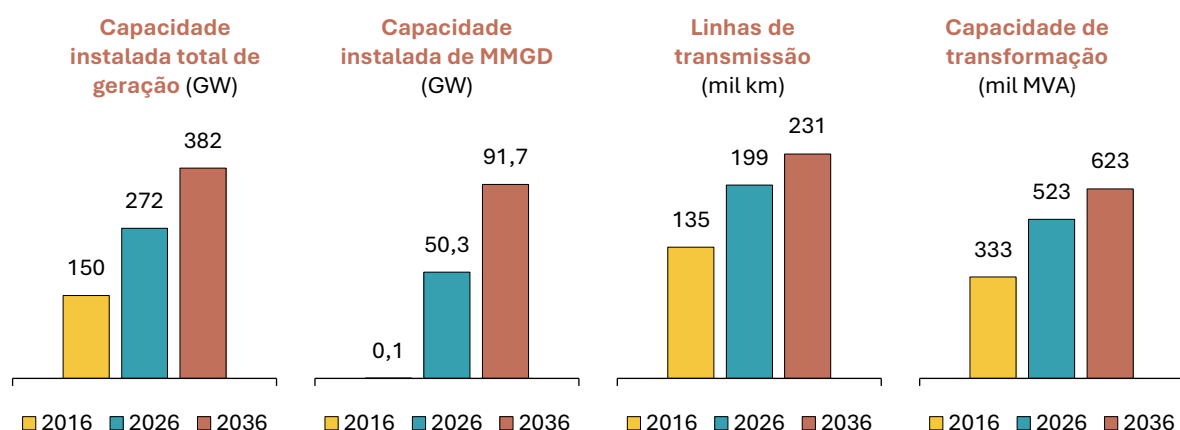
Figura 1-10 – Expansão da produção nacional de biocombustíveis



Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [EPE \(2026a\)](#).

A transformação da matriz elétrica introduz, por sua vez, novos requisitos para a segurança do sistema, que passa a depender não apenas da disponibilidade de energia, mas também da capacidade de atendimento à potência requerida e de resposta às variações da geração e da demanda. A matriz elétrica ampliará sua capacidade instalada em 110 GW no horizonte decenal, mantendo uma renovabilidade próxima a 90%. Destaca-se, ainda, a geração distribuída solar, que supera 90 GW de capacidade no final do horizonte e alcança mais de 10% da carga global em 2036. A sinalização, portanto, é de manutenção do Brasil entre os países com as matrizes elétricas mais limpas do mundo.

Ao longo do decênio, a capacidade de atendimento às necessidades de energia, potência e flexibilidade do sistema elétrico se ampliará, alcançando, no final do horizonte, capacidade instalada total (incluindo geração distribuída e autoprodução) de 317,8 GW de renováveis, 47,4 GW de UTE fósseis, 7,2 GW de tecnologias de armazenamento em baterias, 2,0 GW de usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) e 4,0 GW de resposta da demanda. Conforme exposto na seção 3.2, a diversificação dos recursos de flexibilidade, associada à modernização e à adaptação dos mecanismos de planejamento, operação e remuneração, será fundamental para conciliar a elevada participação de fontes renováveis variáveis com níveis adequados de confiabilidade e eficiência econômica, e, em última instância, garantir a segurança eletroenergética do País no horizonte decenal.

Figura 1-11 – Expansão da infraestrutura de geração e transmissão de energia elétrica

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [EPE \(2026a; 2026c\)](#) e [MME \(2026\)](#).

Essa transformação não se restringe à geração centralizada. A seção 3.1 mostra que a expansão da geração distribuída e de outros recursos energéticos distribuídos também modifica a dinâmica do sistema, ampliando a participação de recursos descentralizados e criando novas necessidades de coordenação entre a geração e a carga, bem como a operação segura do sistema interligado nacional. As projeções reforçam o diagnóstico do Grupo de Trabalho de Cortes de Geração, instituído pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) em março de 2025 e coordenado pela Secretaria Nacional de Energia Elétrica (SNEE/MME), com participação de áreas do MME, ANEEL, CCEE, EPE e ONS, com o objetivo de avaliar e propor medidas de planejamento, regulatórias e operacionais para mitigar os cortes de geração. Nesse contexto, o GT aponta para a necessidade de adaptação do marco regulatório no contexto de relacionamento e coordenação entre o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Transmissoras e Distribuidoras (DSOs), o que também foi discutido e aprofundado no *Roadmap Tecnológico de Recursos Energéticos Distribuídos* ([EPE, 2024a](#)).

A evolução da infraestrutura de transmissão, apresentada na seção 3.3, acompanha essas transformações, fortalecendo a integração entre regiões, a capacidade de escoamento da geração, o atendimento a grandes cargas e a resiliência operativa do SIN. A ampla interconexão também permite aproveitar a complementaridade entre diferentes regiões e fontes de geração, sendo elemento fundamental para a segurança e a flexibilidade do sistema. O cenário de referência sinaliza a ampliação da extensão das linhas de transmissão para mais de 230 mil km (+16%) e da capacidade de transformação para 623 mil MVA (+19%) até o fim de 2036.

Essa evolução, contudo, ocorre em um contexto de crescente exposição do sistema energético aos riscos climáticos. Alterações graduais do clima, combinadas com a maior frequência e intensidade de eventos extremos – como secas prolongadas, chuvas intensas, ventos severos e ondas de calor – podem afetar a demanda, a oferta, as infraestruturas e o funcionamento integrado do sistema, conforme analisado na seção 3.9. A alta renovabilidade da matriz, sobretudo na geração de energia elétrica, constitui uma vantagem em termos de emissões, mas também implica elevada exposição à variabilidade climática, diante da alta dependência de recursos naturais e condições meteorológicas, enquanto a infraestrutura energética permanece amplamente distribuída pelo território nacional.

Nesse contexto, o planejamento está buscando compreender continuamente as interações entre clima e energia, com diagnósticos que apontam que os efeitos das mudanças do clima impactam o sistema energético trazendo riscos relacionados à redução da disponibilidade de recursos, à redução da eficiência de equipamentos, ao aumento da demanda de energia e danos

às infraestruturas energéticas. A avaliação dos riscos climáticos permite incorporá-los ao planejamento e fortalecer a capacidade adaptativa do sistema.

A ampliação dessa capacidade adaptativa tende a ser favorecida pela expansão e diversificação de fontes energéticas, pela inserção de tecnologias de armazenamento e de soluções que promovam flexibilidade ao sistema, bem como pelas transformações do mercado. Embora traga oportunidades, essa transição adiciona complexidade ao planejamento e à operação do sistema, reforçando a necessidade de incorporar de forma crescente os riscos climáticos às decisões de expansão e operação.

Nesse sentido, notam-se iniciativas visando aumentar a flexibilidade operativa do SIN e ter maior robustez no planejamento da expansão em um contexto de crescente participação de fontes renováveis variáveis. Isso pode ser observado em aprimoramentos legais e regulatórios, como as Resoluções CNPE nº 7/2026 e nº 8/2026, que estabeleceram diretrizes para a identificação, o desenvolvimento e a contratação de projetos hidrelétricos com capacidade de armazenamento e de Sistemas de Armazenamento Hidráulico (SAH), assim como as alterações da Lei nº 15.269/2025, que estabelece que o licenciamento ambiental especial deverá ser aplicado às usinas hidrelétricas, inclusive reversíveis, e seus reservatórios, em razão de seu caráter estratégico para a segurança hídrica e energética e estabilidade do Sistema Interligado Nacional e para a matriz energética nacional.

Diante da crescente relevância dos riscos climáticos para o planejamento energético, diversas instituições, agentes e centros de pesquisa vêm ampliando as discussões e a produção de conhecimento sobre adaptação e resiliência do sistema energético. Os estudos desenvolvidos pela EPE se somam a esse esforço e fornecem subsídios importantes para a expansão apresentadas neste PDE e contribuem para a compreensão dos impactos, das vulnerabilidades do setor e das medidas de adaptação necessárias. Entre esses estudos, destacam-se: o *Roadmap* para o Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas (EPE, 2026d); os estudos de reforços para a resiliência dos sistemas de transmissão (EPE, 2024b); e o estudo de impactos das mudanças climáticas no planejamento do setor elétrico brasileiro (EPE, 2025). Adicionalmente, a avaliação de cenários hidrológicos adversos também foi considerada no cenário de expansão de energia elétrica do PDE 2036.

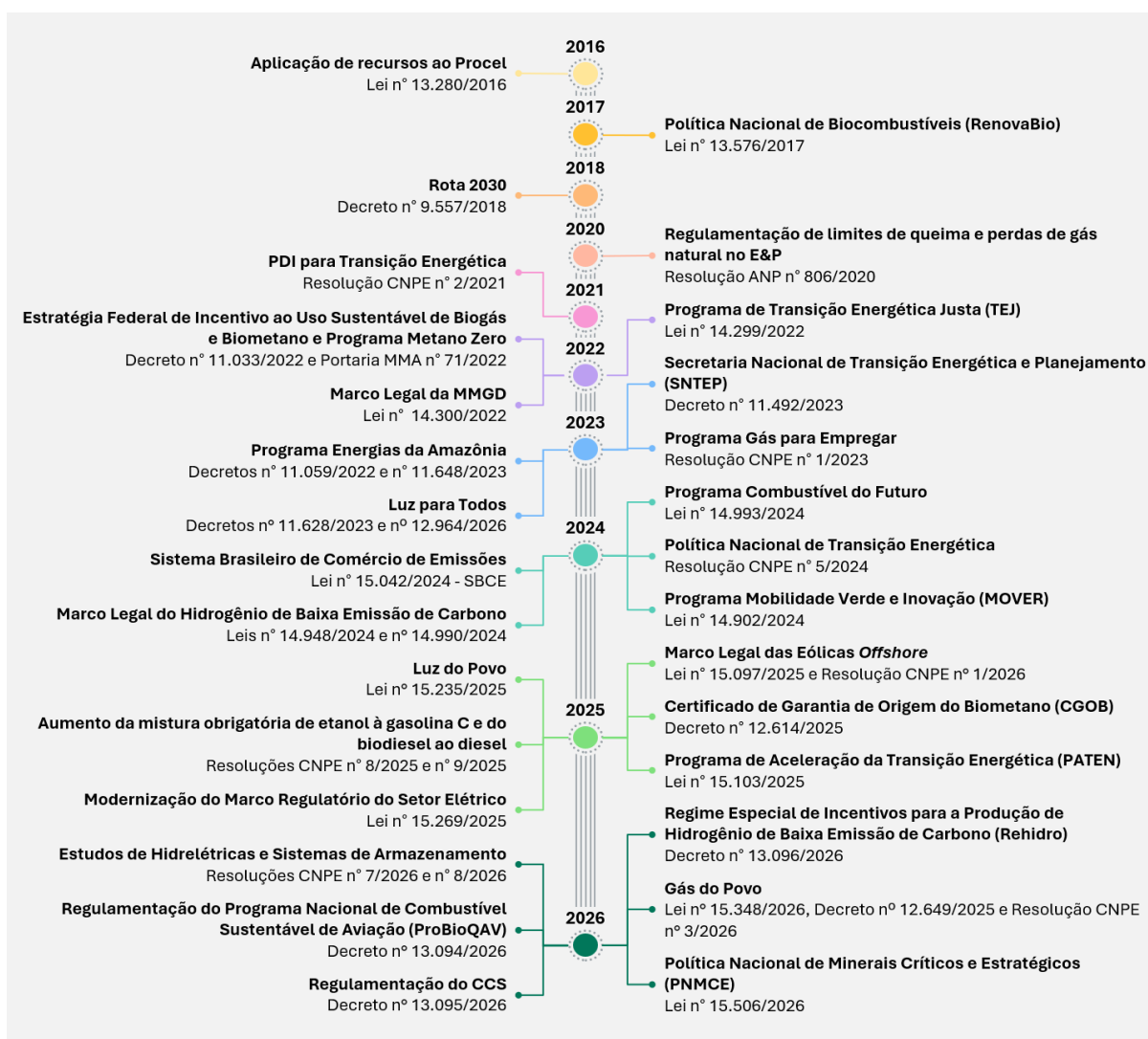
Em outra escala, vale citar as principais referências que dialogam diretamente com o PDE para lidar com a adaptação à mudança do clima no escopo do planejamento energético: Plano Nacional de Transição Energética (Plante) e Plano Clima Adaptação – Plano Setorial de Energia. Esses planos trazem ações, metas e medidas relacionadas à segurança e à resiliência do sistema energético, visando incorporar os riscos climáticos à expansão energética.

Em síntese, o PDE 2036 sinaliza que o Brasil parte de uma posição estruturalmente favorável em termos de segurança e resiliência energética, sustentada por uma matriz altamente renovável, oferta abundante e diversa de recursos e um sistema integrado e robusto. Ainda que haja desafios para manter esta condição diante das transformações geopolíticas, econômicas e climáticas, o setor energético brasileiro tem vantagens competitivas importantes. A preservação e o fortalecimento dessas condições, contudo, dependerão de um planejamento capaz de orientar as ações necessárias para conciliar a transformação da matriz, com maior participação de fontes renováveis variáveis, a intensificação dos riscos climáticos e a expansão da oferta e do acesso à energia. Isso demandará o avanço de soluções de flexibilidade, adaptação e integração dos sistemas, de modo a assegurar o atendimento da demanda por energia com segurança, confiabilidade e resiliência.

1.3 Transição Energética

Desde o ciclo do PDE 2034, o relatório do PDE passou a dedicar uma seção específica à transição energética, reconhecendo a crescente importância do tema para o planejamento do setor energético brasileiro. Essa abordagem mais recente no âmbito do PDE, contudo, se insere em uma trajetória que vem sendo construída há décadas no País: a transição energética brasileira tem sido apoiada por iniciativas, programas, políticas públicas e instrumentos de planejamento que contribuíram para a diversificação da matriz energética e para a ampliação da participação de fontes renováveis. Essa trajetória confere ao Brasil características particulares no contexto da transição energética global. Como destacado em edições anteriores do PDE, a elevada participação de fontes renováveis na matriz brasileira não decorre apenas da disponibilidade de recursos naturais, mas também de estratégias de longo prazo e de uma governança setorial apoiada em políticas públicas e no planejamento energético.

Figura 1-12 – Linha do tempo de principais iniciativas, programas e políticas públicas relacionadas à transição energética brasileira nos últimos dez anos



Fonte: Adaptado de [EPE \(2025\)](#).

Essa trajetória ganhou novos contornos nos últimos anos, com o fortalecimento da articulação entre as políticas energética, climática, econômica e industrial e com a criação de novos instrumentos voltados especificamente à transição energética. Nesse contexto, destaca-se a instituição, em 2024, da Política Nacional de Transição Energética (PNTE), por meio da Resolução CNPE nº 5/2024 ([CNPE, 2024](#)). A PNTE estabelece diretrizes para orientar os esforços nacionais na transformação da matriz energética, promovendo sua articulação com os objetivos de desenvolvimento econômico e social, de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE), de universalização do acesso à energia e de redução da pobreza e desigualdade energética. Entre suas diretrizes, a política também reconhece a diversidade regional brasileira, a necessidade de participação social e a importância de considerar os cenários e estudos econômico-energéticos, ambientais, climáticos e tecnológicos, especialmente aqueles desenvolvidos no âmbito do Plano Nacional de Expansão de Energia (PDE) e do Plano Nacional de Energia (PNE).

A PNTE estabelece dois instrumentos centrais para sua implementação: o Plano Nacional de Transição Energética (Plante) e o Fórum Nacional de Transição Energética (Fonte). O Plante é um plano de ações de longo prazo, voltado à sistematização e articulação de iniciativas do Governo Federal relacionadas à transição energética, considerando simultaneamente os requisitos do desenvolvimento econômico e social, a neutralidade das emissões líquidas de GEE, a segurança e a resiliência energética e o combate à pobreza energética. O Fonte, por sua vez, é um instrumento permanente de diálogo e participação social entre governo, sociedade civil e setor produtivo, contribuindo para a transparência, a formulação de recomendações e o aprimoramento contínuo das políticas relacionadas à transição energética.

A construção do Plante se articula às perspectivas de longo prazo estabelecidas pelo PNE 2055 ([EPE, 2026a](#)) e aos demais instrumentos de planejamento e política pública. Em sua estrutura atualmente proposta, o Plano está organizado em três pilares: Segurança e Resiliência Energética; Justiça Energética, Climática e Ambiental; e Energia Competitiva para uma Economia de Baixo Carbono ([MME, 2026](#)). Esses pilares expressam a natureza multidimensional da transição energética e procuram articular a confiabilidade e a capacidade de adaptação do sistema energético, a redução das desigualdades e a distribuição dos benefícios da transição, e a descarbonização associada à competitividade e ao desenvolvimento de cadeias produtivas.

Essa abordagem é coerente com o entendimento adotado no âmbito do CNPE ([CNPE, 2024](#)), segundo o qual a transição energética não se restringe à redução das emissões ou à transformação tecnológica da matriz. As diretrizes da PNTE abrangem, entre outros aspectos, segurança energética, universalização do acesso, competitividade e preços acessíveis, redução da pobreza e da desigualdade energética, mitigação e adaptação às mudanças climáticas, desenvolvimento tecnológico e produtivo, participação social e reconhecimento da diversidade regional. A transição energética, portanto, compreende diferentes dimensões que se relacionam e, em alguns casos, envolvem objetivos que precisam ser conciliados no processo de planejamento.

Nesse sentido, os resultados do PDE 2036 mostram uma trajetória de transformação que combina expansão da oferta interna de energia (OIE), manutenção de elevada participação de fontes renováveis, eletrificação crescente dos usos finais, diversificação da matriz e ampliação da disponibilidade de energia para a sociedade. A participação de renováveis na OIE passa de 50,2% em 2026 para 51,2% em 2036, enquanto a geração de eletricidade supera 1.100 TWh no final do horizonte, evidenciando que a transição brasileira ocorre simultaneamente à expansão do sistema energético.

A amplitude da transição energética, contudo, não permite que todos os seus aspectos sejam tratados de forma exaustiva nesta seção. O pilar de Segurança e Resiliência Energética, por exemplo, constitui uma dimensão fundamental da transição e já é analisado de forma específica

na seção 1.2 deste capítulo. Essa organização evita sobreposições e permite aprofundar, em cada parte do Relatório Síntese, diferentes dimensões de uma mesma transformação.

Assim, a seção de Transição Energética do PDE 2036 concentra-se em três aspectos particularmente relevantes para a compreensão dos desafios e das oportunidades associados a essa transformação. O primeiro é a **Transição Energética Justa e Inclusiva**, que aborda a dimensão social e distributiva da transição e a necessidade de assegurar que seus custos e benefícios sejam compartilhados de forma equilibrada. O segundo é a evolução das **Emissões de GEE do Setor de Energia**, que permite avaliar os desafios de mitigação associados à trajetória projetada para o horizonte decenal. O terceiro tema abrange os **Minerais Críticos e Estratégicos para a Transição Energética Brasileira**, cuja relevância cresce à medida que tecnologias de baixo carbono e a eletrificação avançam, por serem, em geral, mais intensivas no uso de minerais. Em conjunto, esses três recortes complementam a análise apresentada nas demais seções do Capítulo 1 e contribuem para uma visão integrada das diferentes dimensões da transição energética brasileira.

Transição Energética Justa e Inclusiva

A transição energética brasileira incorpora dimensões sociais, econômicas e territoriais que promovem equidade, inclusão e redução de desigualdades históricas. Embora a matriz energética nacional mantenha um patamar próximo de 50% de renovabilidade ([EPE, 2026b](#)), a transição deve estar comprometida com a promoção da equidade e da participação social, minimizando impactos negativos para as comunidades, trabalhadores, empresas e segmentos sociais vulneráveis às transformações no sistema energético, maximizando as oportunidades de desenvolvimento socioeconômico, de aumento de competitividade do setor produtivo e de combate às desigualdades e à pobreza, nos níveis internacional, regional e local, conforme estabelecido na Política Nacional de Transição Energética (PNTE). A agenda de uma Transição Energética Justa e Inclusiva torna-se eixo transversal das políticas energéticas nacionais, articulando instrumentos como o PDE a políticas e marcos regulatórios setoriais recentes. Esses instrumentos dialogam com princípios consolidados por organismos internacionais, como a Organização das Nações Unidas (ONU), a Organização Internacional do Trabalho (OIT), a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e a Agência Internacional de Energia (AIE), que reforçam a centralidade nas pessoas, a proteção social e a inclusão territorial como pilares da descarbonização.

A transição energética justa e inclusiva exige articulação entre políticas setoriais, instrumentos de financiamento, estratégias de qualificação e mecanismos de participação, assegurando que os ganhos da transição sejam amplamente compartilhados e sustentem um modelo energético de baixa emissão, seguro, resiliente e socialmente justo.

Se os processos de transição tecnológica desconsiderarem os aspectos socioeconômicos da justiça energética, sua legitimidade, efetividade e sustentabilidade tendem a enfrentar resistências sociais por parte dos grupos afetados, ampliar conflitos e comprometer a implementação de políticas públicas e projetos. Dessa forma, o reconhecimento das especificidades sociais e territoriais, a distribuição justa dos custos e benefícios e a promoção da participação social são fundamentais para o desenvolvimento da confiança institucional da busca por engajamento de atores e contribuem para a transformação necessária do sistema energético, permitindo que sua descarbonização ocorra com segurança energética, modicidade tarifária e respeito à diversidade regional.

Conforme analisado no PDE 2034, uma abordagem estratégica da transição envolve três vertentes da justiça energética: processual (da participação social), de reconhecimento (da diversidade social) e distributiva (dos custos e benefícios) ([EPE, 2024a](#)).

Na vertente processual, a participação social é estruturante para uma transição legítima e eficaz. Nesse sentido, o Fórum Nacional de Transição Energética (Fonte) representa um significativo avanço na institucionalização do diálogo entre governo, sociedade civil e setor produtivo em relação às políticas energéticas. A antecipação da busca por engajamento, desde as etapas iniciais do planejamento energético e a transparência são essenciais para fortalecer a busca por diálogo e confiança, a qualidade e a responsividade das decisões.

Na vertente de reconhecimento, é essencial priorizar grupos vulnerabilizados – povos indígenas, quilombolas, comunidades tradicionais e famílias em situação de pobreza energética.

Na vertente distributiva dos impactos, a implementação de salvaguardas socioambientais e metas de respeito aos direitos humanos e socioambientais na implantação de novos projetos energéticos se torna um elemento central da estratégia de expansão das fontes no longo prazo, para além dos interesses envolvidos em projetos individuais. Nesse contexto, a expansão das fontes renováveis, traço marcante da expansão energética, deve ser acompanhada por políticas e iniciativas que priorizem as comunidades afetadas pela infraestrutura de energia, evitando desigualdades e promovendo desenvolvimento sustentável e inclusivo. A incorporação das salvaguardas socioambientais para os setores eólico e solar, aliada ao diálogo social, fortalece a prevenção de conflitos, promove transparência e busca a distribuição equitativa de benefícios. O governo tem promovido iniciativas de diálogo e acompanhamento dos impactos socioambientais dos empreendimentos renováveis, especialmente no Nordeste, onde se concentra a maior parte dos parques eólicos e solares. Destacam-se a Mesa de Diálogo “Energia Renovável: Direitos e Impacto”, com comunidades e organizações da sociedade civil e as ações do Grupo Técnico de Energia Eólica do MME, que promove agendas setoriais em parceria com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) e apoio da EPE.

Na vertente distributiva dos benefícios, destacam-se políticas de geração de empregos verdes, requalificação profissional e capacitação técnica, inclusive com políticas que buscam a diversidade, equidade, inclusão e territorialização. Iniciativas como o Pronatec EnergiFE ([MEC, 2025](#)), o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) e o Portal Brasileiro do Hidrogênio evidenciam esforços para formar profissionais em áreas emergentes e reduzir desigualdades regionais. O Programa Asas para o Futuro, implementado pelo Ministério das Mulheres em parceria com outros ministérios, também contribui para a promoção da participação de mulheres jovens em situação de vulnerabilidade econômica e social, em setores tecnológicos, sendo um deles o de energia ([Ministério das Mulheres, 2026](#)).

No caso do carvão mineral nacional, a transição energética justa requer que as transformações esperadas para o setor sejam acompanhadas de estratégias capazes de considerar seus impactos sobre trabalhadores, comunidades e economias locais historicamente vinculadas às atividades de mineração e geração termelétrica. Experiências internacionais analisadas pela EPE indicam que processos bem-sucedidos de transição combinam planejamento de longo prazo, busca por diálogo e participação e engajamento dos atores locais, requalificação profissional, recuperação e reconversão de áreas produtivas, diversificação das atividades econômicas regionais e instrumentos adequados de governança e financiamento ([EPE, 2026c](#)). Assim, a participação do carvão na matriz energética brasileira, no horizonte decenal, deve ser considerada em conjunto com políticas públicas e iniciativas que promovam novas oportunidades de uso do mineral e do desenvolvimento nos territórios afetados, conciliando os objetivos de descarbonização, segurança energética, desenvolvimento regional e redução das desigualdades.

Em relação à distribuição dos serviços energéticos, a pobreza energética permanece como um desafio com múltiplas faces relacionadas à dificuldade de acesso à cesta básica de serviços energéticos, conforme Política Nacional de Transição Energética (PNTE). De acordo com dados do IBGE, apresentados no Observatório Brasileiro de Erradicação da Pobreza Energética (OBEPE), o acesso físico à energia em comunidades rurais e regiões remotas ainda enfrenta desafios, embora 99,8% dos domicílios brasileiros tenham acesso à energia elétrica (IBGE, 2025).

No que se refere à qualidade do fornecimento de energia elétrica, as médias indicam uma melhora progressiva ao longo dos anos. O desafio se refere às desigualdades dentro de uma mesma área de concessão as quais têm sido objeto de contínuos avanços normativos e regulatórios. Atualmente, o Decreto nº 12.068/2024 condiciona a manutenção e renovação dos contratos de concessão ao cumprimento isonômico de metas de qualidade e eficiência na recomposição do serviço em toda a área de concessão, exigindo que os indicadores de continuidade considerem a média global e, também, o atingimento de metas para um percentual mínimo de conjuntos elétricos. Pela REN 1.121/2025, quando uma distribuidora gasta menos do que a meta regulatória de custos operacionais, ela só começa a reter parte desse ganho se pelo menos 60% de seus conjuntos de consumidores estiverem dentro do limite de continuidade; esse benefício cresce até atingir o máximo quando 100% dos conjuntos estão conformes. Juntos, esses avanços normativos e regulatórios convergem em incentivos para equidade energética. Será importante acompanhar os efeitos da manutenção do critério de piso percentual de conjuntos conformes, e não a totalidade deles, e se essa nova camada de incentivos será suficiente para superar as desigualdades dentro de um mesmo conjunto elétrico e os territórios com problemas crônicos de baixa qualidade.

Nos sistemas isolados e regiões remotas, a disponibilidade energética mensal (kWh/UC), a ampliação da faixa de potência e a continuidade do fornecimento são desafios que permanecem para garantir o acesso à cesta básica de serviços energéticos. Na última revisão do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz para Todos, em 2026, a disponibilidade e a potência foram consideradas com a previsão de abastecimento para diversos usos coletivos, inclusive as atividades produtivas (Brasil, 2026). Já a continuidade do fornecimento segue regida por instrumentos semelhantes de incentivo aplicados ao restante do país, com limites de qualidade calibrados por parâmetros específicos para sistemas isolados, microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica (MIGDI) e sistemas individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente (SIGFI).

Além do incremento do Programa Luz para Todos citado acima, há também o Programa Luz do Povo (Lei nº 15.235/2025) que fortaleceu a proteção aos consumidores vulneráveis com a reformulação da Tarifa Social de Energia Elétrica, que ampliou a gratuidade da tarifa para consumo de até 80 kWh/mês às famílias inscritas no CadÚnico com renda mensal *per capita* de até meio salário mínimo, beneficiários do Benefício de Prestação Continuada (BPC), indígenas, quilombolas e famílias com pessoas eletrodependentes, além da isenção da Conta de Desenvolvimento Econômico (CDE) para consumo de até 120 kWh/mês às famílias no CadÚnico com renda mensal *per capita* entre meio e um salário mínimo.

Além disso, a criação do Programa Gás do Povo também é fundamental para garantir acesso físico e econômico ao serviço de cocção. A política de cozimento limpo é um eixo estratégico que conecta justiça distributiva e de reconhecimento, com impactos diretos também na saúde e na busca por equidade de gênero. É destinado às famílias inscritas no CadÚnico com renda mensal *per capita* de até meio salário mínimo e garante botijões de 13 kg de GLP: até quatro recargas anuais para famílias com dois ou três integrantes e até seis recargas anuais para famílias com quatro ou mais integrantes. Vale destacar a priorização de famílias beneficiárias do Bolsa Família, povos indígenas, comunidades quilombolas, demais povos e comunidades tradicionais, famílias afetadas por desastres ou situações de emergência e mulheres em situação de violência doméstica sob medidas protetivas.

Em relação à cesta básica de serviços energéticos, a Tabela 1-3 apresenta a situação e a projeção estimada² para a posse de equipamentos capazes de supri-la.

Tabela 1-3 – Projeção da evolução da posse de equipamentos, 2025-2036

Serviço energético	Equipamento necessário	Posse de equipamento (unidades/domicílio)	
		2025	2036
Cozimento de alimentos	Fogão a GLP	0,89	0,87
Refrigeração	Geladeira	1,04	1,06
Água quente sanitária	Chuveiro elétrico	0,69	0,64
Climatização de ambiente	Ventilador/Circulador de ar	1,13	1,08
	Ar-condicionado	0,18	0,26
Telecomunicações	Computador	0,20	0,25
	Celular	1,09	1,39
	Televisão	1,10	1,40
	Modem	n/d ²	n/d ²
Iluminação	Lâmpadas	6,64	10,33
Lavagem de roupa	Máquina de lava-roupas	0,71	0,81
Acesso à água	Bomba d'água	n/d ²	n/d ²
Tecnologias de saúde para eletrodependentes ¹	Concentrador O ₂	n/d ²	n/d ²

Notas: (1) Presença na cesta básica de serviços energéticos dependendo da região, época do ano e condição de saúde; (2) Posse dessas categorias de equipamentos atualmente não quantificadas por restrição de modelagem.

Fonte: Elaboração EPE (com base em dados da POF 2018, PPH 2019 e PNAD 2024).

Cabe destacar que, mesmo com a expansão do consumo energético domiciliar em razão do crescimento econômico, a projeção para alguns equipamentos é de leve redução no horizonte decenal. Principalmente em domicílios de mais alta renda, há substituição de aparelhos como ventiladores por alternativas como ares-condicionados e chuveiros elétricos por sistemas de aquecimento de água com gás natural. A redução dos fogões a GLP, por sua vez, não indica retrocesso em termos de acesso ao cozimento limpo, dado que a maior parte dos domicílios que faz uso de fontes energéticas poluentes também usa GLP ([EPE, 2024b](#)), utilizando combustíveis como lenha e carvão em razão de restrições econômicas. Neste caso, o Programa Gás do Povo promove maior uso de GLP nos domicílios ao suprir uma demanda até então reprimida em lares que já possuem o equipamento. A redução na posse de fogões a GLP ocorrerá em função de alternativas como o cozimento elétrico a indução, em especial nas classes de renda mais altas.

A evolução do atendimento aos serviços energéticos no setor residencial para além da cesta básica é detalhada na seção 2.2.

Emissões de GEE do Setor de Energia

O comportamento futuro das emissões do setor de energia é estimado a partir das projeções da produção, da transformação e do uso de energia, fundamentada nas diretrizes do [IPCC \(2006\)](#), as quais abrangem emissões diretas da queima de combustíveis e emissões fugitivas, conforme descrito no Informativo Técnico n. 011/2022 ([EPE, 2022](#)). As estimativas de emissões deste PDE

² Os dados de projeção de posse de equipamentos são parâmetros do Modelo do Setor Residencial (MSR), que representa a evolução da demanda energética do setor residencial no horizonte do Plano.

estão disponíveis em uma ferramenta interativa ([EPE, 2026d](#)), na qual é possível visualizar e baixar os dados.

O Inventário Nacional de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) reúne dados oficiais de emissões diretas³ de GEE e de remoções por sumidouros ([MCTI, 2024](#)). O histórico indica que a participação do setor de energia no total das emissões de GEE líquidas brasileiras tem sido, em média, aproximadamente 26% entre 2012 e 2022. Enquanto o setor de energia no mundo responde por cerca de 75% das emissões líquidas de GEE, no Brasil o perfil de emissões se coloca em posição distinta em função da alta renovabilidade da sua matriz energética.

Historicamente, observa-se que o Brasil possui baixa intensidade de carbono, tanto na economia (Emissões/PIB) quanto na produção e no uso da energia (Emissões/OIE), em relação a outros países e regiões. Em média, cada brasileiro emite na produção e no uso de energia o equivalente a 15% de um cidadão estadunidense, 40% de um cidadão da União Europeia e 25% de um cidadão chinês ([AIE, 2026a](#)).

É importante destacar que as projeções do PDE consideram políticas energéticas vigentes, em implementação e avanços em medidas de mitigação de emissões associadas à combustão de energia em diferentes setores e atividades da economia brasileira. Destaca-se, em especial, a Política Nacional de Transição Energética (PNTE), que visa entre outros objetivos orientar os esforços nacionais no sentido da transformação da matriz energética nacional para uma estrutura de baixa emissão de carbono, contribuindo para o alcance da neutralidade das emissões líquidas de GEE do País. No setor elétrico, há uma tendência contínua de expansão da geração centralizada e distribuída por fontes menos emissoras sustentada pela combinação de compromissos climáticos, políticas públicas e segurança energética, bem como o Programa Energias da Amazônia que promove a substituição da geração fóssil nos Sistemas Isolados, além de esforços para ampliar a interligação e transmissão de energia elétrica no SIN. No que tange aos combustíveis, merece atenção a Lei Combustível do Futuro, cujo objetivo é substituir combustíveis fósseis por alternativas sustentáveis, implementar a captura, transporte e armazenamento geológico de dióxido de carbono⁴ no País e integrar políticas como a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), o Programa Mobilidade Verde e Inovação (MOVER), o Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV) e o Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve). Destaca-se, também, o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, recentemente regulamentado pelo Decreto nº 13.096/2026, contribuindo para ampliar a segurança regulatória e atrair investimentos para a cadeia produtiva do hidrogênio no País. Adicionalmente, também são consideradas as missões do Nova Indústria Brasil (NIB) e os avanços em medidas de eficiência energética na produção e uso de energia, por meio do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) e Índices Mínimos de Eficiência Energética, por exemplo.

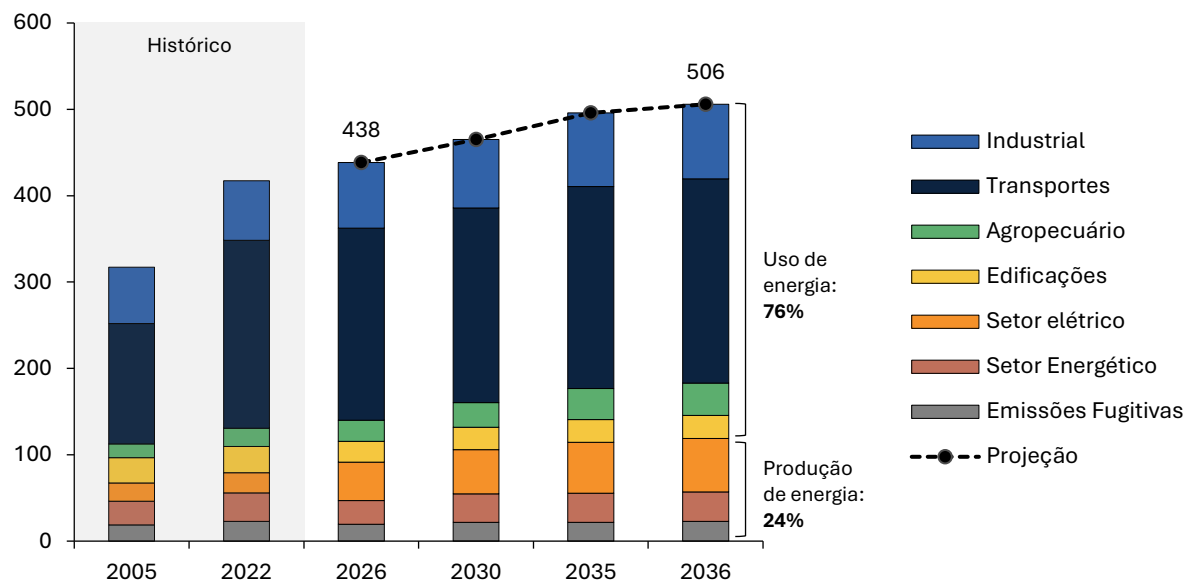
A Figura 1-13 mostra que as projeções do total de emissões do setor de energia partem de 438 milhões de toneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂e) em 2026 e alcançam 506 MtCO₂e em 2036, representando um crescimento de 15% no decênio. As emissões associadas ao uso de energia aumentam 11% e permanecem como a principal fonte de emissões do setor, embora sua participação caia de 79% para 76%. Por outro lado, as emissões da produção de energia crescem

³ Inventários nacionais de GEE monitoram e reportam as emissões diretas e remoções de todos os setores e atividades humanas de um país, conforme a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e acordos internacionais firmados junto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC, na sigla em inglês) e ao Acordo de Paris. Diferentemente, a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é uma metodologia que avalia impactos ambientais, como GEE, de um produto, serviço ou processo ao longo de todo o seu ciclo de vida, desde a extração de matérias-primas até o descarte, o que inclui emissões indiretas.

⁴ A publicação dos Decretos nº 13.094/2026 e nº 13.095/2026 representou um importante avanço regulatório ao estabelecer diretrizes para o desenvolvimento do combustível sustentável de aviação (SAF) e das atividades de captura e armazenamento geológico de carbono (CCS), respectivamente. Adicionalmente, a Resolução CNPE nº 4/2026 que define a meta de redução de GEE por meio da participação de biometano no consumo de gás natural também estimula sua inserção na matriz energética nacional, contribuindo para a descarbonização.

30% no decênio, elevando sua participação de 21% para 24% do total. Nesse contexto, o principal desafio de mitigação concentra-se no uso da energia, especialmente nos setores de transportes e indústria, que juntos deverão responder por cerca de 64% das emissões do setor em 2036.

Figura 1-13 – Evolução das emissões de GEE do setor de energia (MtCO₂e)



Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [MCTI \(2024\)](#).

O planejamento energético nacional, portanto, convive com uma questão importante: manter o Brasil como referência mundial em energias renováveis, apresentar avanços na eletrificação dos usos finais, ganhos de qualidade, eficiência, segurança, universalização de acesso e independência energética, enquanto reduz desigualdades e promove a justiça social. O conjunto de diretrizes da Política Nacional de Transição Energética (PNTE) fornece a orientação necessária para a conciliação dos seus objetivos com as dimensões econômica, social, ambiental, climática e tecnológica.

A trajetória ascendente das emissões absolutas do setor de energia até 2036 decorre, principalmente, do crescimento da demanda energética, impulsionado sobretudo pelo consumo de energia nos setores de transportes e indústria, ainda dependentes de combustíveis fósseis. Esse cenário impõe desafios à mitigação das emissões, ao mesmo tempo que se busca elevar os padrões socioeconômicos e reduzir as desigualdades sociais. Nesse contexto, as políticas e os programas instituídos nos últimos anos, assim como os que vierem a ser implementados, devem contribuir para o enfrentamento das mudanças climáticas e para a promoção da justiça energética. Para isso, é necessário conciliar ações de mitigação com uma distribuição justa das responsabilidades pelas emissões, reconhecendo as diferenças entre os grupos sociais do País quanto à capacidade de pagamento e ao acesso a alternativas de baixo carbono.

As emissões associadas ao Uso de Energia e à Produção de Energia são detalhadas e avaliadas nas seções 2.5 e 3.8, respectivamente.

Minerais Estratégicos para a Transição Energética Brasileira

A transição energética tem ampliado a adoção de tecnologias de baixa emissão de carbono, como a geração solar e eólica, sistemas de armazenamento e eletromobidade. Essas tecnologias são, em geral, mais intensivas no uso de determinados minerais. Segundo a Agência Internacional de Energia (AIE), as estimativas no Cenário de Políticas Declaradas (STEPS) indicam que a demanda global por minerais críticos pode quase dobrar até 2040, com o uso de lítio crescendo mais de três vezes e o de níquel, grafita e terras raras entre 50% e 90% (AIE, 2026b). Nesse contexto, possíveis restrições de oferta, gargalos de processamento e a elevada concentração geográfica das cadeias tornam-se fatores relevantes para o ritmo e a segurança da transição energética. A combinação desses fatores tem colocado os minerais no centro das agendas de segurança energética e econômica, estimulando políticas de diversificação, resiliência das cadeias de suprimento e cooperação internacional.

O Brasil reúne características particulares no contexto da transição energética, entre elas uma matriz elétrica já predominantemente renovável, a operação de um Sistema Interligado Nacional de grande porte e a participação relevante dos biocombustíveis no setor de transportes. Essas especificidades diferenciam o País de outras economias quanto à intensidade e à trajetória de uso de minerais associados à transição.

Além disso, há amplo potencial de sinergias entre a política industrial nacional e os segmentos de minerais e energia no Brasil. Mais recentemente, a Portaria Normativa MME nº 136/2026 inaugurou a possibilidade de contratação de novos sistemas de armazenamento de energia em baterias com prioridade ao conteúdo nacional. A implementação depende de diversos atores, como a participação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) com mecanismos de financiamento e instrumentos que contribuem para o objetivo de adensamento da cadeia de fornecimento nacional.

A expansão e a transformação do sistema energético brasileiro exigem volumes crescentes e maior diversidade de minerais críticos e estratégicos, reforçando a importância de incorporar essa dimensão ao planejamento energético nacional e a sua integração com o Plano Nacional de Mineração (PNM) e o Plano Decenal de Recursos Minerais (PlanGEO).

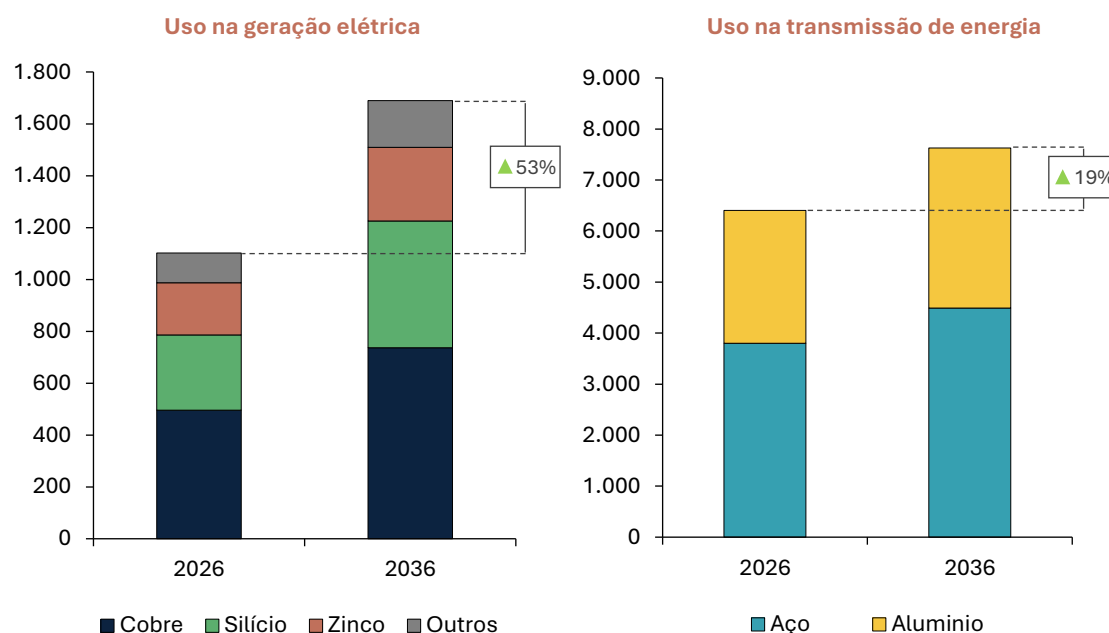
A aprovação da Lei nº 15.506/2026, que instituiu a Política Nacional de Minerais Críticos e Estratégicos (PNMCE), abre novas janelas de oportunidade para ampliar a transformação mineral no Brasil. Os princípios da PNMCE incluem a articulação necessária com a agenda de transição energética, da redução da emissão de carbono no uso dos recursos energéticos, além do fomento à modernização da geração de energia limpa. Além disso, a Resolução nº 3/2025 do Conselho Nacional de Política Mineral (CNPM) cria grupo de trabalho para analisar o adensamento da cadeia produtiva de minerais críticos e estratégicos no País. Em conjunto com a Resolução nº 5/2025 do CNPM, que inclui a transição energética de maneira transversal entre as prioridades da Política Mineral Brasileira, ressalta-se a importância da integração entre o planejamento energético e mineral no horizonte decenal para materialização das novas políticas.

Com base na expansão projetada da geração e da transmissão de energia elétrica no horizonte decenal, bem como na crescente inserção de veículos elétricos, estimou-se o uso adicional de minerais críticos e estratégicos associado a essas transformações. A Figura 1-14 apresenta a evolução estimada da necessidade de minerais nos segmentos de geração e transmissão de energia no Brasil.

Para a geração elétrica, considerou-se a capacidade instalada em 2026 e 2036 e a composição mineral associada às diferentes tecnologias de geração, incluindo solar, eólica, hidrelétrica,

entre outras, como também baterias estacionárias. Nesse segmento, a expansão projetada no horizonte decenal eleva o volume estimado de minerais críticos e estratégicos incorporados à capacidade instalada de cerca de 1,1 milhão de toneladas em 2026 para 1,7 milhão de toneladas em 2036, um aumento de aproximadamente 53%. Cobre, silício e zinco permanecem como os minerais de maior participação no volume total. Entre eles, destaca-se o crescimento do silício, de 69% no período, associado principalmente à expansão da geração solar centralizada e distribuída. O cobre, amplamente utilizado em diferentes tecnologias de geração, aumenta em 48%, enquanto o zinco, com presença relevante especialmente na geração eólica, cresce aproximadamente 40% no período. As terras raras, embora representem parcela menor do volume total, também apresentam crescimento de cerca de 40%, associado principalmente ao uso de ímãs permanentes em turbinas eólicas. Os minerais associados às baterias estacionárias, como grafite, lítio e níquel, estão incluídos na categoria “outros”, uma vez que a capacidade prevista para esse tipo de armazenamento ainda é reduzida em comparação à das tecnologias de geração elétrica.

Figura 1-14 – Composição mineral associada à capacidade instalada de geração elétrica e à infraestrutura de transmissão de energia (mil toneladas)



Nota: Outros incluem manganês, níquel, cromo, grafita, titânio, molibdênio, lítio, chumbo, cobalto, terras raras e outros elementos.

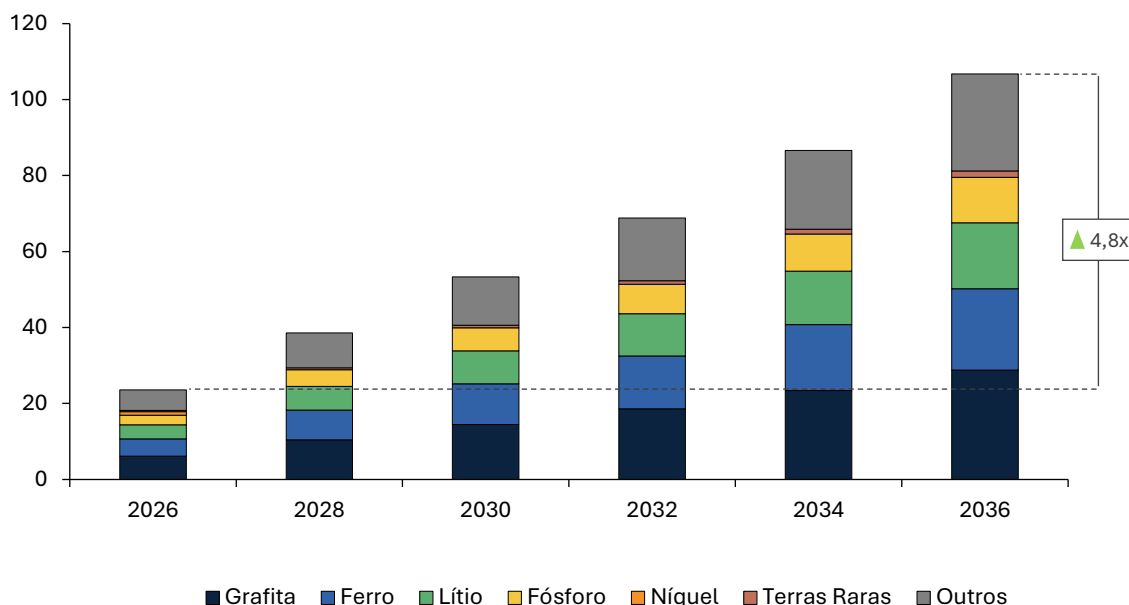
Fonte: Elaboração EPE.

A expansão da geração elétrica requer, em paralelo, o reforço e a ampliação da infraestrutura de transmissão, responsável por conectar novas áreas de geração aos centros de consumo. No horizonte decenal, essa expansão eleva de cerca de 6,4 milhões de toneladas em 2026 para 7,6 milhões de toneladas em 2036 o volume estimado de aço e alumínio incorporado à rede, o que corresponde a um aumento de 19%. O aço permanece como o principal material utilizado, especialmente nas estruturas das torres, enquanto o alumínio apresenta participação relevante nos cabos condutores.

Para a eletromobilidade, estimou-se a evolução da quantidade de minerais associada à fabricação das baterias presentes nos veículos eletrificados (de origem importada ou de

produção nacional⁵), que comporão a frota circulante, previstos ao longo do horizonte de planejamento, conforme a Figura 1-15. A estimativa combina as projeções de vendas de veículos eletrificados por categoria com as capacidades e tecnologias das baterias de modelos de referência e suas respectivas intensidades minerais.

Figura 1-15 – Composição mineral associada às baterias dos veículos eletrificados na frota circulante nacional (mil toneladas)



Fonte: Elaboração EPE.

Com o avanço da eletrificação da frota circulante no País, o montante anual estimado de minerais associados às baterias dos veículos eletrificados na frota circulante nacional, passa de 23,5 mil toneladas em 2026 para 112,3 mil toneladas em 2036, quase cinco vezes maior, o que corresponde a uma taxa média de crescimento de 17% a.a. Entre os minerais de maior volume em 2036, destacam-se a grafita (28,8 mil toneladas), o ferro (21,4 mil toneladas), o lítio (17,3 mil toneladas) e o fósforo (12,0 mil toneladas). A relevância da grafita está associada à sua ampla utilização como material de ânodo nas baterias de íons de lítio. O lítio, por sua vez, está presente nas diferentes químicas de baterias de íons de lítio consideradas, como fosfato de ferro e lítio (LFP), óxido de lítio, níquel, manganês e cobalto (NMC) e óxido de lítio, níquel, cobalto e alumínio (NCA), o que explica sua relevância. Registra-se, ainda, que a composição tecnológica das baterias pode se alterar ao longo do horizonte de análise, com possíveis repercussões sobre a quantidade e os tipos de minerais utilizados.

Por fim, cabe ressaltar que as estimativas apresentadas nesta seção se referem aos minerais incorporados às infraestruturas e tecnologias energéticas utilizadas no Brasil. Contudo, as cadeias produtivas associadas a esses materiais são globais, e etapas como processamento, refino e fabricação de componentes permanecem fortemente concentradas em poucos países, de modo que o uso doméstico desses minerais não implica sua produção ou transformação no

⁵ O valor representa o montante de minerais críticos necessários para produção de baterias a serem utilizadas em veículos que farão parte da frota circulante do País, compreendendo veículos importados e de produção nacional. Tais quantidades refletem o potencial nacional, corroborando as perspectivas de novas janelas de oportunidade para a transformação mineral e o adensamento de cadeias tecnológicas no País.

território nacional (AIE, 2026b). O Brasil dispõe de uma ampla base de recursos e potencial geológico para diversos minerais críticos e estratégicos, mas o aproveitamento dessa dotação ainda é desigual entre os diferentes minerais e elos da cadeia. Nesse contexto, ampliar o conhecimento geológico, a produção mineral e, sobretudo, a agregação de valor por meio do processamento e da transformação industrial constitui uma oportunidade para ampliar a participação brasileira nas cadeias globais associadas à transição energética.

1.4 Investimentos no Setor de Energia

Os investimentos são fundamentais para sustentar a expansão e a modernização do setor de energia, ampliar a oferta e a infraestrutura energética e acompanhar o crescimento da demanda ao longo do horizonte decenal.

Estima-se um volume de aproximadamente R\$ 3,3 trilhões⁶ em investimentos no setor de energia entre 2027 e 2036, refletindo a dimensão dos recursos necessários para a expansão da oferta e da infraestrutura energética no período.

Tabela 1-4 – Estimativa de investimentos no setor de energia no período entre 2027 e 2036

Segmento	Investimentos	
	(R\$ bilhões)	(% do total)
Petróleo e gás natural	2.527	76,4%
Exploração e produção (E&P) ¹	2.416	73,1%
Oferta de gás natural ²	16	0,5%
Oferta de derivados de petróleo ³	95	2,9%
Biocombustíveis	143	4,3%
Etanol ⁴	62	1,9%
Biodiesel ⁵	15	0,5%
SAF/Diesel verde	39	1,2%
Biometano	27	0,8%
Energia elétrica	638	19,3%
Geração centralizada ⁶	415	12,5%
Geração distribuída	96	2,9%
Transmissão ⁷	127	3,8%
Total	3.308	100,0%

Notas: (1) Os investimentos em E&P de petróleo e gás natural podem variar entre US\$ 415 bilhões e US\$ 443 bilhões entre 2027 e 2036, sendo considerado o intervalo máximo a uma taxa de câmbio de US\$ 5,45; (2) Inclui gasodutos, terminais de regaseificação de GNL, estações de compressão e UPGNs; (3) Inclui infraestrutura de refino e logística de petróleo e derivados; (4) Inclui unidades produtoras e formação de canaviais; (5) Inclui plantas de extração de óleo (matéria-prima) e unidades produtoras de biodiesel; (6) Inclui empreendimentos de geração (eólica, solar fotovoltaica, hidráulica e termelétricas) e sistemas de armazenamento (baterias e UHR); (7) Inclui linhas de transmissão e subestações.

Fonte: Elaboração EPE.

Esse montante contempla investimentos em petróleo e gás natural, incluindo exploração e produção (E&P), infraestrutura de gás natural, refino e logística de petróleo e derivados; em biocombustíveis, abrangendo tanto os convencionais, como etanol e biodiesel, quanto os

⁶ Em relação ao PDE anterior, verifica-se uma redução de 6% no montante de investimentos, em reais, no setor de energia. Porém, em dólares, o volume estimado de investimentos no PDE 2036, de US\$ 607 bilhões, é 5% superior ao previsto no PDE 2035, de US\$ 579 bilhões. Isso se justifica, em grande medida, pela redução da taxa de câmbio de referência, que passou de R\$ 6,10/US\$ no PDE 2035 para R\$ 5,45/US\$ no PDE 2036.

avançados, como SAF, diesel verde e biometano; e em energia elétrica, incluindo geração centralizada, geração distribuída e transmissão. A Tabela 1-4 apresenta as estimativas de investimentos para cada um desses segmentos no período de 2027 a 2036.

As estimativas de investimentos apresentadas no PDE representam os recursos requeridos para viabilizar a expansão da oferta e da infraestrutura energética previstas no horizonte decenal, em consonância com as projeções de demanda, os requisitos de segurança energética e a reposição de reservas de petróleo e gás natural. Os montantes estimados contemplam empreendimentos em diferentes estágios de maturidade, podendo abranger projetos contratados, em implantação, em avaliação pelos agentes econômicos e expansões indicativas identificadas pelos estudos de planejamento, a depender do setor. Além disso, ressalta-se que os investimentos considerados abrangem iniciativas de agentes privados, empresas estatais e sociedades de economia mista e investimentos de natureza pública. Dessa forma, os valores apresentados não constituem uma programação de investimentos de agentes específicos nem uma decisão de execução dos empreendimentos considerados.

A exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural concentra parcela expressiva dos investimentos previstos no setor de energia, mobilizando aproximadamente R\$ 2,4 trilhões até 2036. Esse volume reflete a necessidade de sustentar a produção nacional de hidrocarbonetos por meio do desenvolvimento de novos projetos, da revitalização de campos maduros e da exploração de novas fronteiras, incluindo a Margem Equatorial, Bacia de Pelotas, além de recursos não convencionais. As estimativas contemplam investimentos *offshore* nas bacias de Campos e Santos, especialmente no pré-sal, além de iniciativas como Sergipe Águas Profundas (SEAP) e projetos associados à expansão da produção nacional de gás natural. Nesse contexto, estão previstas 29 novas Unidades Estacionárias de Produção (UEP) no período 2027-2036, incluindo projetos anunciados pelos operadores e unidades adicionais estimadas pela EPE para atender à trajetória esperada de crescimento da produção. Entre as unidades programadas, destacam-se Búzios 9, 10 e 11, Raia, Atapu 2, Sépia 2 e SEAP 2, além de projetos considerados estratégicos, como Búzios 12, Orca, Mero 5, SEAP 1, a revitalização de Tupi e Entorno de Forno, e a revitalização dos campos maduros de Albacora, Marlim Leste e Marlim Sul, Barracuda e Caratinga. O montante de investimentos também incorpora tendências tecnológicas e contratuais, como modelos *Build, Operate and Transfer (BOT)*, soluções *subsea tie-back* e a adoção crescente do conceito *all electric*, que tendem a influenciar a configuração tecnológica e a intensidade de emissões das novas unidades.

Os investimentos previstos em infraestrutura de gás natural contemplam projetos destinados à ampliação da capacidade de importação, escoamento, processamento e transporte de gás, fortalecendo a segurança de suprimento, a flexibilidade operacional e a integração da malha nacional. Entre os principais empreendimentos estão o Terminal de Regaseificação de GNL de Suape (PE), a implantação da Estação de Compressão de Japeri (RJ), a expansão da compressão do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), entre Araucária (PR) e Biguaçu (SC), os gasodutos de escoamento dos projetos *offshore* Raia e SEAP, e a UPGN Miranga (BA), totalizando investimentos da ordem de R\$ 16 bilhões. Os maiores aportes concentram-se nos gasodutos de escoamento associados aos projetos Raia e SEAP, refletindo a necessidade de conectar novos volumes de produção à malha integrada de transporte.

Os investimentos destinados à oferta de derivados de petróleo totalizam R\$ 95 bilhões, abrangendo projetos de ampliação, modernização e confiabilidade operacional do refino, além da expansão da infraestrutura logística de combustíveis. Desse montante, cerca de R\$ 72 bilhões correspondem ao refino, com destaque para o Trem 2 da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em Ipojuca (PE), e o Complexo de Energias Boaventura, em Itaboraí (RJ). Esses investimentos contribuem para ampliar a capacidade de produção nacional e reduzir a dependência externa, em particular de produtos como o óleo diesel. Na logística de combustíveis, os R\$ 23 bilhões previstos contemplam a ampliação de terminais, como Santos (SP), Itaquí (MA) e Paranaguá (PR),

a construção de 20 navios de cabotagem e a implantação do Oleoduto Barueri-Pilões (OBAPI), reforçando a capacidade de movimentação e o abastecimento de combustíveis no País.

Os investimentos em biocombustíveis totalizam R\$ 143 bilhões, refletindo a necessidade de ampliar a oferta para acompanhar o crescimento da demanda e atender às políticas de descarbonização do setor de transportes. O montante abrange a construção e a ampliação de unidades produtoras, a infraestrutura associada e a produção de matérias-primas. Os R\$ 62 bilhões previstos para o etanol distribuem-se entre investimentos em unidades produtoras (61%) e na formação de canaviais (39%). No biodiesel, dos R\$ 15 bilhões estimados, 91% são destinados à extração de óleos, refletindo a relevância da expansão da oferta de matérias-primas para o desenvolvimento do segmento. Já investimentos em SAF e diesel verde alcançam R\$ 39 bilhões. Complementarmente, estão previstos investimentos de R\$ 27 bilhões em biometano, incluindo 27 unidades produtoras autorizadas e em autorização pela ANP, além de projetos indicativos adicionais, estimados pela EPE, para atender à trajetória esperada de crescimento da demanda no horizonte decenal.

As estimativas para projetos de geração centralizada apontam para investimentos da ordem de R\$ 415 bilhões no horizonte decenal. Em relação aos empreendimentos já contratados, o montante soma R\$ 96 bilhões, dos quais 27% correspondem à contratação de fontes renováveis, incluindo eólica, solar fotovoltaica, biomassa e hidrelétrica. O restante da expansão contratada refere-se principalmente a termelétricas, com destaque para as novas usinas termelétricas a gás contratadas no Leilão de Reserva de Capacidade. Cerca de 65% da expansão indicativa está associada a projetos eólicos, solares fotovoltaicos, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Os 35% restantes são distribuídos entre sistemas de armazenamento (19%), usinas hidrelétricas (11%), termelétricas a gás natural (3%) e *retrofit* a gás e biocombustíveis (2%).

Em relação à micro e minigeração distribuída (MMGD), a maior parcela dos investimentos deverá ser destinada aos sistemas fotovoltaicos, que concentram R\$ 92 bilhões, correspondentes a 96% do total previsto para o segmento. Essa predominância decorre da combinação de fatores como a redução contínua dos custos da tecnologia e sua crescente competitividade frente às tarifas de energia elétrica, a modularidade dos sistemas, a ampla diversidade de fornecedores, o maior acesso ao financiamento e a existência de incentivos. As demais fontes apresentam participação residual na projeção, com investimentos estimados em R\$ 1,8 bilhão para unidades termelétricas, R\$ 1,7 bilhão para unidades eólicas e R\$ 500 milhões para unidades hidrelétricas. Entre os segmentos consumidores, o residencial deverá absorver o maior volume, totalizando R\$ 60 bilhões. Outros R\$ 36 bilhões são distribuídos entre os demais setores. A liderança desses segmentos reflete a ampla adoção da geração na própria unidade consumidora, favorecida pela simplicidade da modalidade, pela previsibilidade do retorno financeiro e pela disponibilidade de soluções consolidadas.

Por fim, entre 2027 e 2036, os investimentos previstos na expansão do sistema de transmissão totalizam R\$ 127,1 bilhões, considerando empreendimentos já outorgados e novas instalações indicadas pelos estudos de planejamento. Esse volume reflete a necessidade de ampliar a capacidade de transporte e transformação do Sistema Interligado Nacional (SIN), reforçando a integração entre regiões, o escoamento da geração e a confiabilidade do suprimento. A expansão prevista acrescenta 31,9 mil km de circuitos de linhas de transmissão e 99,6 mil MVA de capacidade de transformação entre 2027 e 2036, com destaque para os acréscimos nas redes de 500 kV e de 230 kV. Ao final do horizonte, a extensão da rede deverá alcançar 230,6 mil km, enquanto a capacidade instalada de transformação atingirá 623,0 mil MVA.

Em conjunto, os investimentos previstos refletem a dimensão das transformações esperadas no setor de energia brasileiro ao longo do próximo decênio. Sua concretização será fundamental para acompanhar o crescimento da demanda, fortalecer a segurança e a resiliência do sistema e avançar na transição para uma economia de baixo carbono, de forma eficiente e competitiva.

Capítulo 2.

Demanda de Energia e Eficiência

Este capítulo apresenta a evolução da demanda de energia no cenário de referência do PDE 2036, contemplando o consumo final total e por setor, bem como os principais *drivers* econômicos, demográficos e estruturais e as transformações nos padrões de consumo, incluindo análises sobre os ganhos de eficiência energética e a evolução das emissões associadas ao uso de energia.

As análises desenvolvidas neste relatório são complementadas pelo Caderno de Demanda de Energia do PDE 2036, que apresenta, em maior nível de detalhamento, as análises setoriais e regionais e os principais fatores que condicionam a evolução da demanda. O Caderno também detalha as premissas adotadas e aprofunda a análise de setores e fontes energéticas apenas mencionados neste relatório. Adicionalmente, são analisados os principais vetores de evolução da demanda de eletricidade no horizonte decenal, incluindo comparações com os resultados de ciclos anteriores do PDE. O documento reúne, ainda, os principais indicadores e resultados das análises de demanda.

2.1 Evolução do Consumo Final de Energia

Conforme apresentado no Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas do PDE 2036 ([EPE 2026](#)), a população brasileira deverá crescer a taxas decrescentes, com expansão média de 0,24% ao ano (a.a.) no horizonte decenal. O número de domicílios, por sua vez, deverá crescer a um ritmo superior, de 1,2% a.a., atingindo 89,8 milhões de domicílios em 2036. No cenário de referência, projeta-se crescimento médio de 2,5% a.a. para a economia brasileira, em um ambiente de negócios favorável, caracterizado pela retomada gradual dos investimentos, pela redução da taxa de juros e pela expansão da demanda interna. Nesse contexto, projeta-se crescimento médio de 3,2% a.a. para a agropecuária, de 2,5% a.a. para a indústria e de 2,7% a.a. para o setor de serviços.

A partir dessas premissas econômicas, demográficas e setoriais, foram elaboradas as projeções de consumo final de energia para o período até 2036. As estimativas foram desenvolvidas de forma consistente com a metodologia e a estrutura de desagregação do Balanço Energético Nacional (BEN), de modo a preservar a coerência entre a série histórica, as projeções e a compatibilização dos resultados. Além da atividade econômica e da dinâmica demográfica, a trajetória do consumo final de energia é condicionada pela difusão de novas tecnologias, pelos ganhos de eficiência energética, pela expansão da autoprodução de energia e pelas mudanças estruturais nos diferentes setores da economia. A Tabela 2-1 apresenta os principais indicadores consolidados das projeções de consumo final de energia para o período.

Tabela 2-1 – Indicadores de consumo final de energia

	2026	2031	2036	2026-2036 Taxa média de crescimento (% a.a.)
Consumo final de energia <i>per capita</i> (tep/hab/ano)	1,41	1,53	1,65	1,6%
Intensidade energética da economia (tep/R\$ mil [2010])	0,062	0,061	0,058	-0,7%
Elasticidade-renda do consumo de energia	(2026-2031) 0,86	(2031-2036) 0,64	(2026-2036) 0,74	
Consumo final de energia (milhões de tep)	302,0	334,3	362,0	1,8%

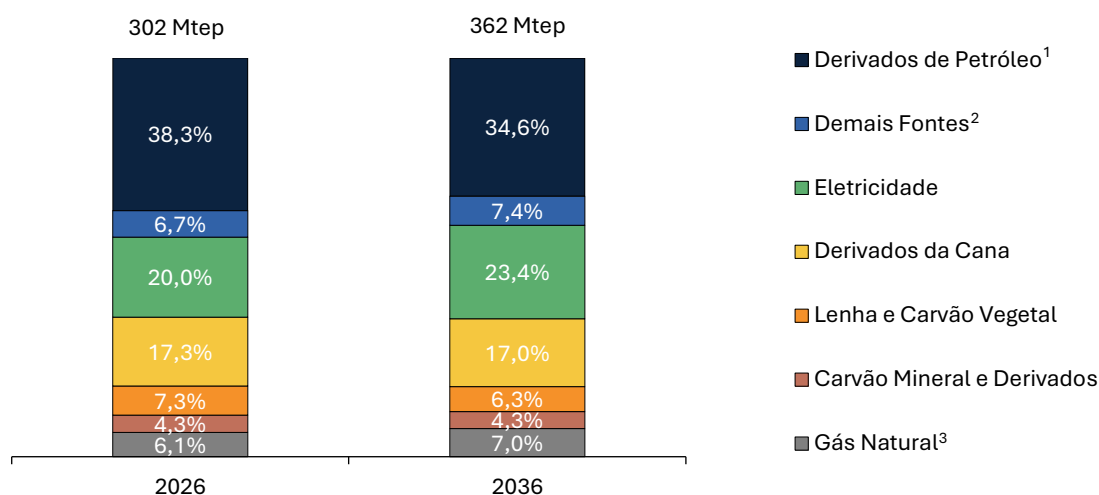
Fonte: Elaboração EPE.

De forma geral, o cenário para o período decenal indica que o consumo permanece associado ao crescimento econômico e à ampliação da atividade dos setores demandantes. Entretanto, nota-se uma desaceleração da intensidade energética e uma redução da elasticidade-renda do consumo de energia, indicando que os ganhos de eficiência energética passam a desempenhar papel cada vez mais relevante na moderação do crescimento da demanda, combinados a alterações estruturais na composição setorial (efeito estrutura). Assim, o aumento do consumo final de energia ocorre de forma compatível com uma economia mais eficiente e revela certo distanciamento gradual entre crescimento econômico e consumo energético.

O consumo final de energia apresenta crescimento contínuo ao longo do período analisado, a uma taxa média de 1,8% a.a., esse comportamento acompanha a expansão esperada do nível de renda da população, embora em ritmo inferior ao crescimento do Produto Interno Bruto (PIB). Da mesma forma, observa-se aumento no consumo final de energia *per capita* a uma taxa média de crescimento de 1,6% a.a. Apesar desse avanço, o indicador permanece abaixo dos níveis observados em países mais desenvolvidos⁷, evidenciando que ainda existe espaço para a ampliação do consumo energético associado ao crescimento econômico e à melhoria das condições de vida da população.

A elasticidade demonstra que, embora o crescimento econômico continue sendo representativo para a expansão da demanda (efeito atividade), o consumo final tende a crescer em ritmo inferior ao da economia ao longo da segunda metade do período decenal, reforçando o efeito de maiores ganhos de eficiência energética (efeito intensidade) e de transformações estruturais nos setores da economia (efeito estrutura). Em contrapartida, a intensidade energética da economia apresenta redução, o que indica uma utilização mais eficiente da energia. A participação das fontes energéticas no consumo final, como apresentado na Figura 2-1, retrata a incorporação gradual e a modernização no uso das fontes, além das alterações na composição da economia em direção a atividades menos intensivas em energia ao longo do horizonte decenal.

Figura 2-1 – Evolução da participação das fontes no consumo final de energia, 2026 e 2036



Notas: (1) Derivados de Petróleo incluem óleo diesel A, gasolina A, óleo combustível, gás liquefeito de petróleo (GLP), querosene de aviação (QAV), nafta e outras secundárias de petróleo; (2) Demais Fontes incluem biodiesel, licor preto, outras renováveis e outras não renováveis; (3) Gás natural inclui biometano.

Fonte: Elaboração EPE.

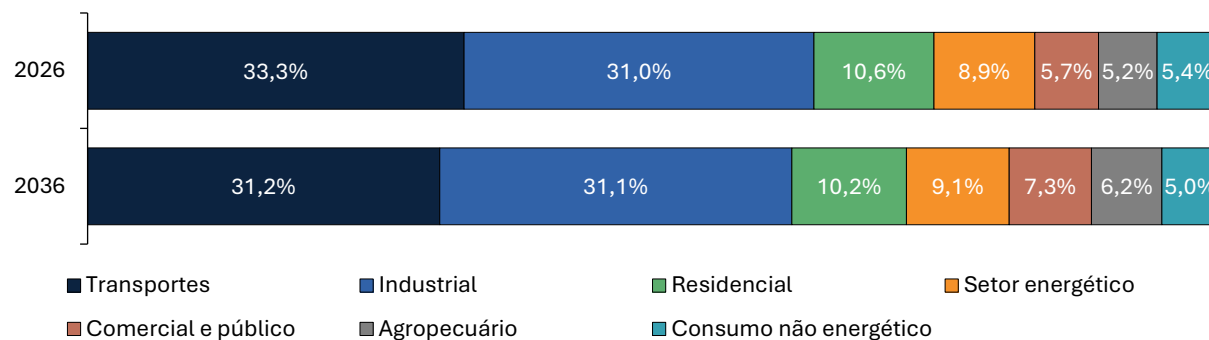
⁷ Como referência para comparação internacional, IEA (2026) apresenta, para 2025, os seguintes valores de consumo final de energia *per capita* (tep/hab): Austrália (3,00), Espanha (1,71), França (1,99), Itália (1,88), Japão (2,00), Portugal (1,50) e Reino Unido (1,61).

Os derivados de petróleo permanecem como a principal fonte de energia e apresentam crescimento da demanda no horizonte decenal, ainda que percam participação relativa no consumo final. Em contrapartida, o gás natural amplia sua participação no consumo final, consolidando-se como uma das principais alternativas para o suprimento energético. A eletricidade também ganha espaço, impulsionada pela eletrificação de processos produtivos, pela expansão do uso de equipamentos elétricos, pela eletromobilidade e pelo avanço da digitalização nos diversos setores da economia. Em sentido oposto, os derivados da cana-de-açúcar, a lenha e o carvão vegetal reduzem sua participação no cenário de referência ao longo do horizonte decenal.

2.2 Demanda de Energia por Setor

Mudanças graduais na estrutura econômica, no perfil do consumo energético e na incorporação de tecnologias mais eficientes nos diferentes setores se refletem na composição do consumo final de energia por setor em 2036, conforme ilustrado na Figura 2-2.

Figura 2-2 – Consolidação do consumo final de energia por setor em 2036



Nota: Eletromobilidade representada nos setores transportes, residencial, comercial e público.

Fonte: Elaboração EPE.

Os transportes e a indústria continuam sendo os maiores consumidores de energia ao longo do período analisado. Em 2036, ambos representam, respectivamente, 31,2% e 31,1% do consumo final de energia, somando mais de 62% da demanda total do País.

No setor industrial, destaca-se o avanço da eletricidade e do gás natural em substituição parcial a fontes como o óleo combustível, refletindo esforços de modernização e maior eficiência dos processos produtivos. Segmentos como papel e celulose, química e mineração permanecem entre os principais responsáveis pelo crescimento do consumo energético industrial.

No setor de transportes, embora os derivados de petróleo permaneçam predominantes, observa-se crescimento gradual da participação da eletricidade e dos biocombustíveis. A gasolina perde participação relativa, enquanto o etanol amplia sua participação. Apesar dos avanços dos modos ferroviário e aquaviário, o transporte rodoviário continua sendo o principal responsável pela demanda energética nacional, mantendo o óleo diesel como o combustível de maior relevância ao longo do horizonte analisado.

O setor residencial responde por 10,2% do consumo final de energia em 2036. Nesse segmento, a eletricidade amplia sua relevância devido ao aumento da posse e utilização de equipamentos de climatização, refrigeração e eletrodomésticos em geral. Paralelamente, observa-se a continuidade da substituição gradual de biomassas tradicionais utilizadas para cocção por energéticos mais modernos, como GLP e gás natural, em especial entre famílias de menor renda.

Os setores comercial e público também apresentam expansão do consumo energético, acompanhando o crescimento das atividades de serviços, da automação e da transformação digital. Em 2036, o setor comercial representa 5,7% do consumo final, enquanto o setor público responde por 1,6%. Nesses segmentos, a eletricidade mantém posição predominante e amplia sua participação ao longo do período.

O setor agropecuário alcança 6,2% do consumo final de energia em 2036, refletindo a crescente mecanização das atividades produtivas e a maior utilização de tecnologias de irrigação. Já o setor energético amplia sua participação para 9,1%, impulsionado pelo aumento das atividades de produção e processamento do petróleo e gás natural. Por sua vez, o consumo não energético representa 5,0% da participação.

Um detalhamento das mudanças mais relevantes no consumo setorial de energia ao longo do horizonte de planejamento decenal é apresentado na sequência, assim como no Caderno de Demanda de Energia do PDE 2036.

Transportes

O setor de transportes é um dos maiores consumidores de energia do Brasil. A demanda por serviços de transporte está diretamente relacionada à atividade econômica e à evolução da população e da renda, mas também influenciada por fatores como a disponibilidade e a expansão da infraestrutura logística e de mobilidade, políticas públicas, comportamento e preferências dos usuários, conectividade e incorporação de novas tecnologias.

As participações percentuais dos modos na atividade e no consumo energético do transporte de cargas e de passageiros no Brasil são apresentadas, respectivamente, na Figura 2-3 e na Figura 2-4 para os anos de 2026 e 2036.

Figura 2-3 – Participação dos modos na atividade e consumo energético do transporte de cargas, 2026 e 2036

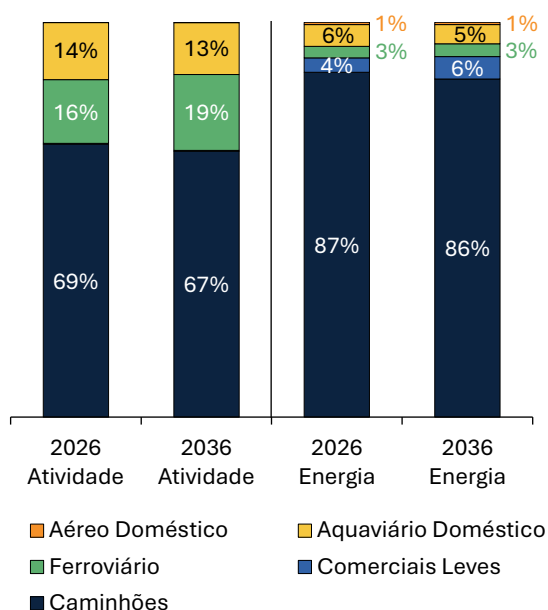
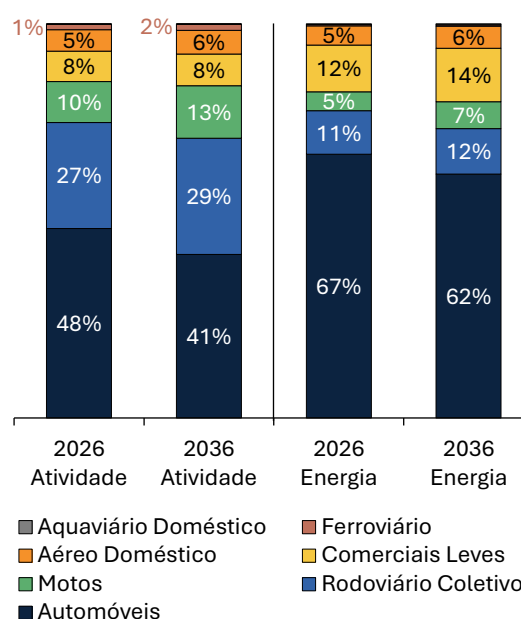


Figura 2-4 – Participação dos modos na atividade e consumo energético do transporte de passageiros, 2026 e 2036



Nota: A atividade do transporte de cargas é medida em tonelada-quilômetro útil (tku), enquanto a atividade do transporte de passageiros é medida em passageiro-quilômetro (pkm).

Fonte: Elaboração EPE.

No transporte de cargas, o modo rodoviário deverá permanecer como o principal responsável pela movimentação de bens e mercadorias no País, com crescimento de 2,0% a.a. da atividade até 2036. Estima-se, contudo, uma ligeira redução de sua participação na movimentação interna de cargas, de 69% em 2026 para 67% em 2036. O transporte aquaviário doméstico de cargas deverá crescer 1,3% a.a. no período, impulsionado principalmente pelo transporte hidroviário na Região Norte. A cabotagem de petróleo e derivados, por sua vez, apresenta crescimento nos primeiros anos do horizonte, mas atinge um pico ao longo do período, limitando a expansão do modo aquaviário como um todo. O transporte ferroviário de cargas apresenta a maior taxa de crescimento entre os principais modos, de 4,0% a.a., elevando sua participação na movimentação de cargas de 16% em 2026 para 19% em 2036. Esse avanço está associado à expansão dos investimentos no setor, tanto por meio da renovação de concessões quanto pela entrada em operação de novas ferrovias, como a Nova Transnordestina, a Ferrovia de Integração Centro-Oeste (FICO), a Ferrovia de Integração Oeste-Leste (FIOL) e a Ferrovia Estadual do Mato Grosso.

No que tange ao consumo energético, o transporte rodoviário continuará concentrando parcela significativa da demanda do transporte de cargas, com predominância do óleo diesel como combustível para caminhões e comerciais leves. A maior parte desse consumo está associada aos caminhões pesados e semipesados, cuja eletrificação ainda enfrenta desafios relacionados à autonomia, à infraestrutura de recarga e às características das operações de longa distância. Além disso, a manutenção da condição de exportador de bens primários, combinada ao aumento da produção mineral e agrícola, deverá ampliar a necessidade de transporte entre centros produtores e terminais portuários, contribuindo para a expansão da frota circulante de caminhões pesados.

No perfil tecnológico da frota rodoviária de cargas, observa-se a incorporação gradual de alternativas de menor intensidade de emissões. Caminhões a diesel equipados com tecnologias mais avançadas para atendimento à Fase Proconve P8, bem como veículos movidos a gás natural ou biometano, apresentam potencial de redução das emissões de poluentes locais e de gases de efeito estufa. O consumo de gás natural no transporte de cargas, especialmente no frete de longa distância, deverá crescer 9,3% a.a., passando de 1,6 bilhão de Nm³ em 2026 para 3,9 bilhões de Nm³ em 2036. Esse avanço está associado à maior disponibilidade de gás natural, à ampliação da oferta de biometano e a fatores ambientais. A disseminação dessa alternativa, contudo, deverá ser condicionada pelos custos de implantação da infraestrutura de abastecimento e pela disponibilidade do combustível em diferentes regiões.

Paralelamente, a participação de elétricos a bateria e híbridos no licenciamento de caminhões novos deverá aumentar de 0,7% em 2026 para 5,4% em 2036, com maior presença nos grandes centros urbanos, onde as menores distâncias percorridas e a maior disponibilidade de infraestrutura de recarga favorecem sua adoção em caminhões leves e médios em aplicações de última milha. Nesse contexto, a frota circulante de caminhões eletrificados (elétricos a bateria e híbridos) deverá alcançar 25 mil veículos no País em 2036. Para caminhões semipesados e pesados, tecnologias a gás natural e biometano devem se expandir mais do que os elétricos.

A demanda energética do transporte de cargas deverá crescer 1,4% a.a., abaixo do crescimento de 2,0% a.a. projetado para a atividade, medida em toneladas-quilômetro útil (tku)⁸. Essa diferença decorre de ganhos de eficiência energética associados tanto a mudanças estruturais, como ao aumento da participação do modo ferroviário, quanto à melhoria da eficiência dos veículos e das operações de transporte.

⁸ Unidade de medida que representa o deslocamento de uma tonelada de carga a uma distância de um quilômetro. É o principal indicador padrão para quantificar o volume e o esforço do serviço de transporte de cargas.

Para o transporte de passageiros, projeta-se crescimento de 2,6% a.a. da atividade no período decenal, acompanhando as tendências de crescimento do PIB, da população e do número de domicílios. A expansão do transporte coletivo, apoiada por investimentos e políticas públicas voltadas à mobilidade urbana⁹, deverá favorecer o crescimento do transporte metroferroviário, cuja atividade deverá avançar 3,6% a.a. Entre as iniciativas previstas, destacam-se as expansões de linhas de metrô e a implantação de trens regionais, como o Trem Intercidades (TIC) e o Trem Intermetropolitano (TIM), no estado de São Paulo.

O transporte rodoviário coletivo de passageiros deverá apresentar crescimento semelhante, de 3,5% a.a., elevando sua participação na atividade total de transporte de passageiros de 27% em 2026 para 29% em 2036. Nesse contexto, considerando políticas públicas existentes de incentivo à aquisição de ônibus de baixa emissão de carbono, em linha com a Política Nacional de Mobilidade Urbana (PNMU), estima-se que a frota de ônibus elétricos a bateria no Brasil alcance 58 mil unidades em 2036, correspondendo a 11,5% da frota circulante de coletivos no ano.

Apesar da expansão do transporte coletivo, o transporte individual permanecerá como o principal modo de transporte de passageiros, tanto em termos de atividade quanto de demanda energética, em razão, principalmente, da expansão da frota circulante de veículos. Entre 2026 e 2036, o licenciamento anual de motocicletas novas deverá aumentar de 2,4 milhões para 3,3 milhões, enquanto o de veículos leves – automóveis e comerciais leves – deverá passar de 2,6 milhões para 4,0 milhões.

Nesse contexto, a participação dos veículos eletrificados¹⁰ no licenciamento de veículos leves novos deverá aumentar de 12,8% em 2026 para 36,1% em 2036¹¹. Como resultado, a frota circulante de veículos leves eletrificados deverá alcançar 9,7 milhões de unidades em 2036, correspondendo a 14,9% da frota total de veículos leves. Desse total, as participações de veículos híbridos convencionais (HEV), híbridos *plug-in* (PHEV) e elétricos a bateria (BEV) na frota de automóveis e comerciais leves serão de 5,1%, 6,1% e 3,7%, respectivamente (Tabela 2-2). O detalhamento das premissas e dos parâmetros utilizados nas projeções, bem como das análises que as fundamentam, é apresentado no Caderno de Eletromobilidade do PDE 2036.

Tabela 2-2 – Evolução do licenciamento e da frota circulante de veículos leves eletrificados

Veículos leves: automóveis e comerciais leves	Licenciamento (mil unidades)		Licenciamento (% total)		Frota (mil unidades)		Frota (% total)	
	2026	2036	2026	2036	2026	2036	2026	2036
Elétrico a bateria (BEV)	74	379	2,8%	9,5%	245	2.426	0,5%	3,7%
Híbrido <i>plug-in</i> (PHEV)	157	496	5,9%	12,5%	376	3.950	0,7%	6,1%
Híbrido convencional (HEV)	107	563	4,1%	14,1%	399	3.330	0,8%	5,1%
Eletrificados	337	1.437	12,8%	36,1%	1.021	9.707	1,9%	14,9%

Fonte: Elaboração EPE.

⁹ Avanço do Programa PlanMob-Brasil, que pretende auxiliar as cidades na efetiva implementação Política Nacional de Mobilidade Urbana (PNMU).

¹⁰ Consideram-se eletrificados os veículos elétricos a bateria (BEV), híbridos *plug-in* (PHEV) e híbridos convencionais (HEV). Veículos equipados com baterias de 48 V ou menos, classificados como micro-híbridos ou *mild hybrids* (MHEV), são considerados veículos a combustão nos cálculos da EPE. Os veículos HEV e MHEV não possuem conexão *plug-in* para recarga externa da bateria e utilizam combustíveis líquidos como fonte de energia, combinados, no caso dos híbridos, à recuperação de energia por frenagem regenerativa. Dessa forma, esses veículos não demandam infraestrutura de recarga externa à rede elétrica.

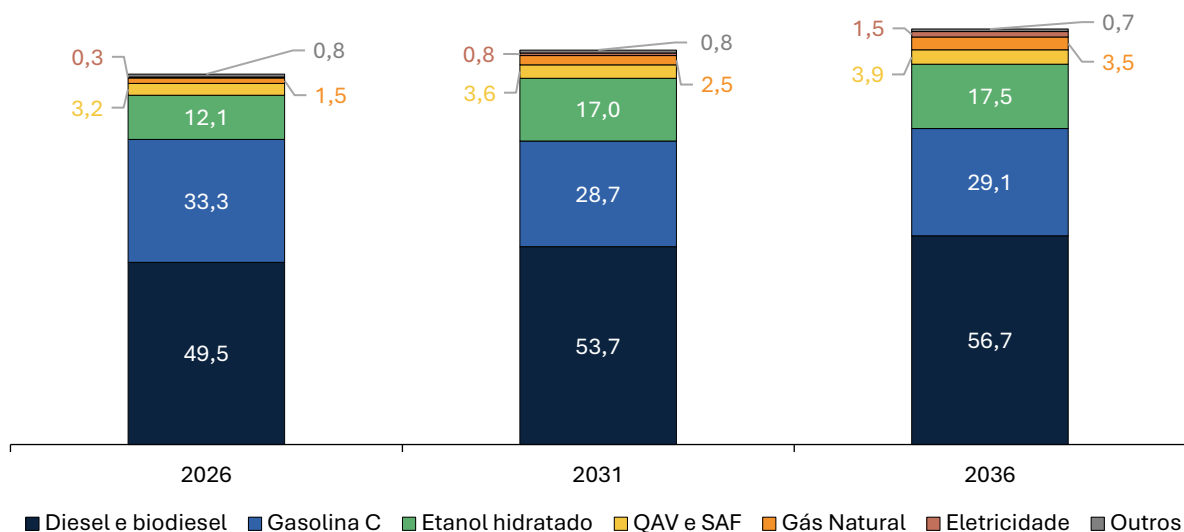
¹¹ No PDE 2035, projetou-se uma participação de 23% de veículos eletrificados no licenciamento de veículos leves novos em 2035. No ciclo atual, essa participação é projetada em 36% para 2036, refletindo, entre outros fatores, a aceleração da eletromobilidade e os investimentos anunciados na fabricação nacional de veículos PHEV e BEV. O Caderno de Eletromobilidade do PDE 2036 apresenta maior detalhamento da conjuntura do setor e dos investimentos anunciados pelas montadoras.

De forma consolidada, a demanda de energia do setor de transportes deverá crescer 1,2% a.a. entre 2026 e 2036. O óleo diesel, incluindo o biodiesel, permanecerá como o principal insumo energético do setor, com consumo de 56,7 milhões de tep em 2036, equivalente a 50% do total da demanda dos transportes no País. Esse consumo deverá crescer 1,4% a.a. no período.

Outras fontes apresentam taxas de crescimento mais elevadas, destacando-se a eletricidade, o gás natural e o etanol hidratado, com taxas médias de crescimento de 18,3%, 8,8% e 3,8% a.a., respectivamente. A demanda por querosene de aviação (QAV) e combustível sustentável de aviação (SAF) também deverá crescer, acompanhando a expansão da atividade de transporte aéreo, projetada em 3,6% a.a. para os voos domésticos. A participação conjunta desses combustíveis na demanda energética doméstica do setor de transporte deverá passar de 3,1% em 2026 para 3,5% em 2036, sendo que o SAF deverá representar 13% do volume total de combustíveis de aviação nos voos domésticos em 2036. A maior parcela do SAF, contudo, deverá ser destinada para atendimento ao CORSIA¹² (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), alcançando 63% do volume de combustível de aviação referente a voos internacionais, em 2036.

Por sua vez, a demanda doméstica por gasolina C deverá atingir o pico de 33,8 milhões de tep em 2027 e recuar gradualmente nos anos seguintes, alcançando 29,1 milhões de tep em 2036. Essa redução decorre, em grande medida, da expansão do etanol hidratado, dos ganhos de eficiência energética e do avanço da eletrificação dos veículos leves. A demanda total de combustíveis do setor de transportes é apresentada na Figura 2-5.

Figura 2-5 – Consumo de energia do setor de transportes por fonte (milhões de tep)



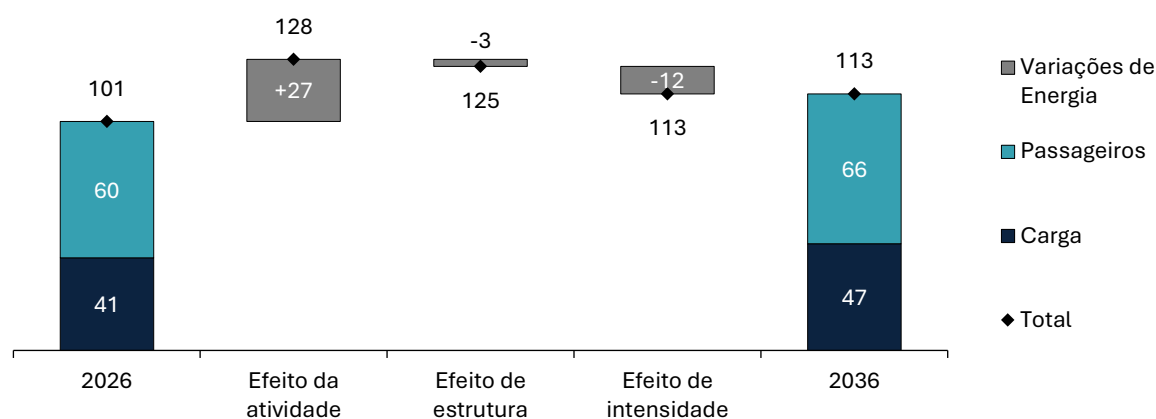
Fonte: Elaboração EPE.

Embora a demanda por serviços de transporte continue crescendo ao longo do próximo decênio, os ganhos de eficiência energética deverão limitar o crescimento do consumo de energia do setor. Nesse sentido, são considerados ganhos decorrentes da evolução tecnológica dos motores, da introdução de novas tecnologias e de mudanças no uso do transporte individual, que afetam a intensidade de uso e o nível de ocupação dos veículos.

¹² Introdução do combustível sustentável de aviação (SAF) conforme o Programa CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), da Organização da Aviação Civil Internacional (OACI), e o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), instituído pela Lei nº 14.993/2024 ([Brasil, 2024](#)).

A decomposição dos efeitos sobre o consumo energético permite distinguir os ganhos associados às mudanças estruturais na matriz de transportes daqueles decorrentes da evolução da eficiência energética, conforme apresentado na Figura 2-6.

Figura 2-6 – Decomposição da variação do consumo final de energia do setor de transportes entre 2026 e 2036 (milhões de tep)



Fonte: Elaboração EPE.

Na ausência de ganhos de eficiência e de mudanças na distribuição modal, a aplicação do crescimento da atividade à demanda energética de cada modo resultaria em um consumo de 128 milhões de tep. Considerando os efeitos estruturais decorrentes da migração modal, com diferentes taxas de crescimento para cada modo de transporte, a demanda seria de 125 milhões de tep, correspondendo a um ganho de 2% associado à mudança da estrutura de transporte. Esse resultado reflete, principalmente, a maior participação projetada do modo ferroviário no transporte de cargas.

Por fim, a incorporação dos ganhos de eficiência energética, incluindo melhorias técnicas e ganhos associados à intensidade de uso, reduz a demanda projetada para 113 milhões de tep, representando uma economia adicional de 12 milhões de tep, ou 10%, associada aos efeitos de intensidade. A combinação dos efeitos estruturais e de intensidade permite que, apesar do crescimento de 29% na atividade de transporte de passageiros, sua demanda energética avance 10% entre 2026 e 2036. No transporte de cargas, enquanto a atividade cresce 25%, a demanda energética aumenta 15%.

Indústria

A análise do cenário de referência para o setor industrial no período de 2026 a 2036 mostra que o crescimento do consumo energético permanece associado à expansão da atividade, acompanhado de mudanças graduais na composição da matriz energética industrial. Observa-se o fortalecimento de fontes mais eficientes, especialmente o gás natural e a eletricidade, bem como a redução relativa da participação de combustíveis fósseis mais intensivos em carbono, em linha com as tendências de modernização tecnológica e aumento da eficiência energética dos processos produtivos.

Entre 2026 e 2036, o consumo final total de energia do setor industrial cresce de 93,5 milhões de tep para 112,8 milhões de tep, uma expansão de mais de 20%. Esse crescimento reflete a expectativa de aumento da produção industrial ao longo do horizonte analisado, mantendo a indústria como um dos principais setores consumidores de energia do País.

A eletricidade apresenta uma das maiores expansões absolutas entre as fontes energéticas analisadas, com consumo na indústria passando de 21,4 milhões de tep em 2026 para 28,9 milhões de tep em 2036, um incremento de cerca de 35%. Esse comportamento evidencia o avanço da eletrificação industrial e a adoção de tecnologias mais eficientes, contribuindo para ganhos de produtividade dos processos produtivos. Por sua vez, o gás natural consolida sua posição como uma das principais fontes energéticas da indústria, com consumo aumentando de 8,8 milhões de tep em 2026 para 12,3 milhões de tep em 2036, crescimento de cerca de 40%. Esse desempenho reforça seu papel estratégico em razão de sua elevada eficiência térmica e menor intensidade de emissões em comparação com outros combustíveis fósseis. Em sentido oposto, o óleo combustível apresenta uma das maiores reduções relativas no período, com consumo diminuindo de 1,5 milhão de tep em 2026 para 0,6 milhão de tep em 2036, redução de aproximadamente 60%. Essa trajetória sugere a substituição gradual por fontes como a eletricidade e o gás natural, associada à modernização tecnológica das instalações industriais.

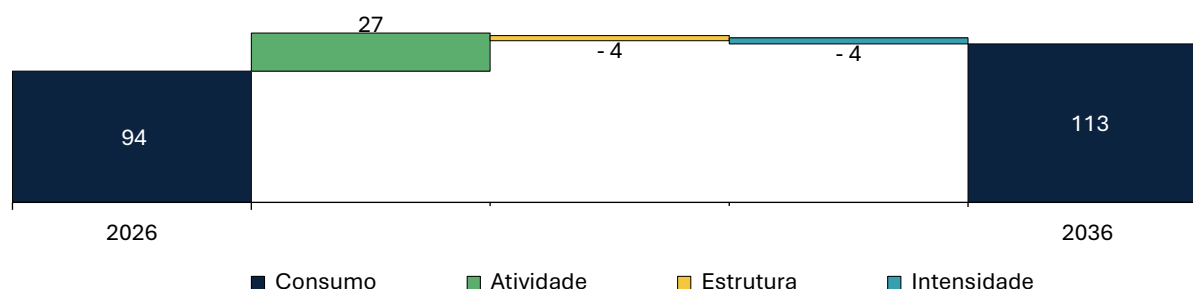
Os derivados de petróleo, de forma geral, apresentam crescimento inferior ao observado para o consumo total de energia, resultando em perda de participação relativa, enquanto as fontes renováveis continuam desempenhando papel relevante. Os produtos da cana, por exemplo, aumentam de 19,4 milhões de tep em 2026 para 20,6 milhões de tep em 2036, enquanto a lenha cresce de 8,4 milhões de tep para 9,0 milhões de tep e o carvão vegetal passa de 3,7 milhões de tep para 4,6 milhões de tep. Esse movimento evidencia uma transformação gradual da matriz energética industrial, marcada pelo avanço do gás natural, da eletricidade e das fontes renováveis e pela redução da participação relativa dos derivados de petróleo.

O consumo da indústria mantém trajetória de crescimento ao longo do horizonte 2026-2036, acompanhando a expansão da atividade econômica, refletida pelo crescimento médio anual do valor adicionado industrial, excluído o setor energético, de cerca de 2,7% a.a. A evolução da produção industrial ocorre em um contexto de ampliação da utilização da capacidade instalada e fortalecimento de segmentos com maior competitividade.

Entre os principais segmentos industriais, destacam-se os avanços observados em papel e celulose, ferro-gusa e aço, ferroligas e não ferrosos e outros da metalurgia, que apresentam crescimento consistente ao longo do período. As atividades associadas à infraestrutura, como cimento, química e mineração e pelotização, também mantêm expansão, principalmente no primeiro quinquênio, sustentadas pela demanda dos setores de construção civil e saneamento no curto prazo. Já os setores têxtil, cerâmica e alimentos e bebidas apresentam taxas médias de crescimento inferiores a 1,0% a.a. no período em análise.

A decomposição da variação do consumo energético evidencia que o efeito atividade permanece como o principal fator de crescimento da demanda de energia em todo o período analisado. Entre 2026 e 2031, o aumento da atividade industrial adiciona cerca de 12 milhões de tep ao consumo, enquanto alterações estruturais na composição da indústria e ganhos de eficiência energética reduzem parcialmente esse impacto. Como resultado, o consumo industrial avança de 94 milhões de tep para 102 milhões de tep nesse intervalo. No segundo quinquênio, o efeito atividade torna-se ainda mais relevante, contribuindo de forma mais intensa para a expansão do consumo energético. Entretanto, os efeitos estrutura e intensidade continuam atuando no sentido oposto, refletindo mudanças graduais na participação dos segmentos industriais energointensivos e a incorporação de tecnologias mais eficientes. Dessa forma, o consumo industrial alcança cerca de 113 milhões de tep em 2036, conforme exibido na Figura 2-7.

Figura 2-7 – Decomposição da variação do consumo final de energia do setor industrial entre 2026 e 2036 (milhões de tep)



Nota: Não inclui o setor energético.

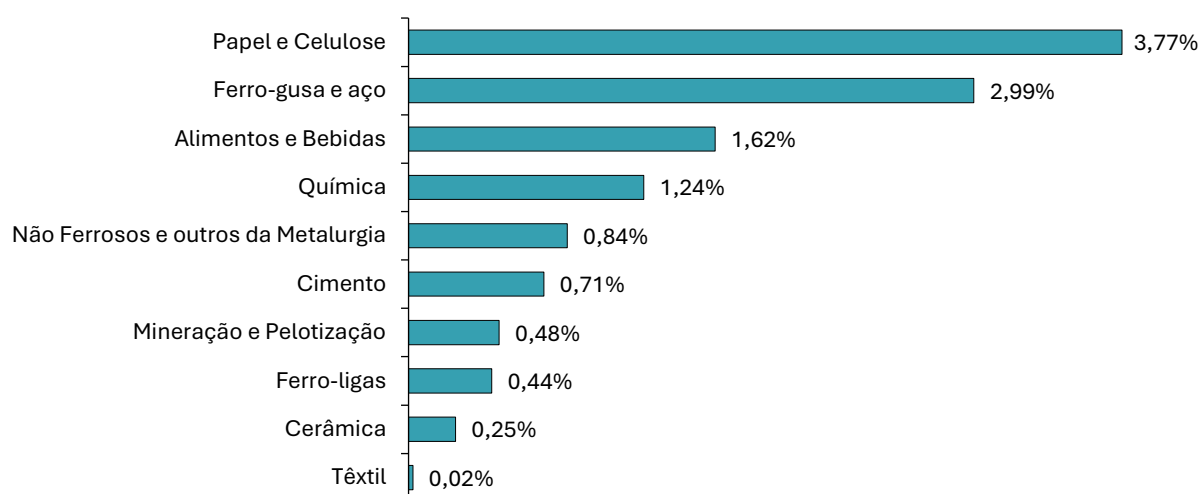
Fonte: Elaboração EPE.

Assim, a expansão do consumo energético ocorre em ritmo inferior ao que seria observado na ausência desses efeitos, evidenciando a contribuição das transformações estruturais e dos ganhos de eficiência para moderar o crescimento da demanda.

A transformação da matriz energética industrial no horizonte 2026-2036 tende a ser impulsionada principalmente pela substituição de combustíveis mais intensivos em carbono por fontes de menor intensidade de emissões, e, em menor medida, pela incorporação de novas tecnologias produtivas. A eletrificação industrial e a adoção de processos energeticamente mais eficientes, especialmente nos segmentos mais energointensivos, contribuem para moderar o crescimento da demanda, em linha com tendências observadas internacionalmente e discutidas pela Agência Internacional de Energia.

Os segmentos de papel e celulose, ferro-gusa e aço, alimentos e bebidas e química representam mais de 65% do consumo industrial. Esses segmentos se destacam como principais atores na efficientização dos processos industriais, concentram investimentos em automação e digitalização, reaproveitamento térmico, substituição e *retrofit* de equipamentos industriais menos eficientes, ampliando a produtividade e modificando gradualmente os padrões de consumo energético.

Figura 2-8 – Variação da demanda energética por segmento industrial

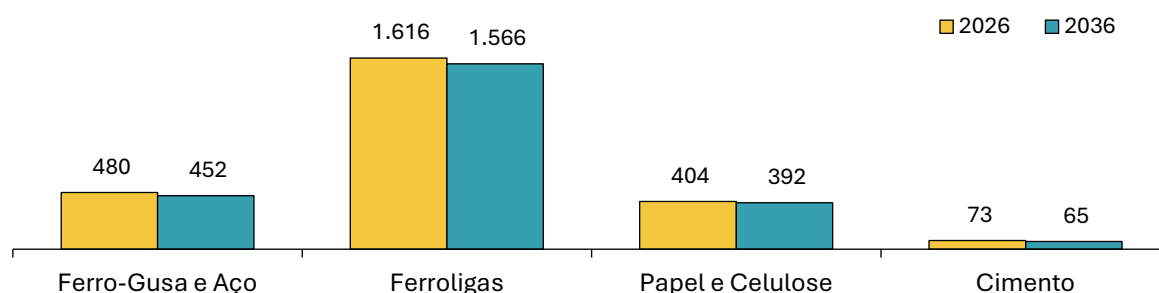


Nota: Não inclui o setor energético.

Fonte: Elaboração EPE.

Nesse contexto, embora o crescimento da atividade industrial permaneça como o principal fator de expansão do consumo energético, os ganhos de eficiência reduzem parte desse incremento, contribuindo para um desacoplamento parcial entre crescimento econômico e consumo de energia. Esse fenômeno é observado em segmentos energointensivos selecionados, cujos consumos específicos de energia (tep/1.000 t) se reduzem significativamente no decênio, conforme apresentado na Figura 2-9, ao mesmo tempo em que apresentam taxas médias de crescimento setorial próximas ao crescimento do PIB: 2,8%, 2,6%, 2,3% e 2,1%, respectivamente, para ferro-gusa e aço, ferroligas, papel e celulose e cimento.

Figura 2-9 – Consumo específico da indústria (tep/1.000 t)



Fonte: Elaboração EPE.

As fontes renováveis também permanecem relevantes na transformação industrial brasileira, especialmente a biomassa energética utilizada nos setores de papel e celulose, sucroenergético e siderurgia. O aproveitamento de resíduos energéticos e a integração térmica dos processos industriais reforçam a competitividade desses segmentos e contribuem para a redução da intensidade de carbono da indústria.

Nos segmentos de alta demanda térmica, como siderurgia, cimento e mineração, o gás natural amplia sua participação como alternativa de transição para a substituição de combustíveis mais intensivos em carbono, especialmente o óleo combustível. Paralelamente, tecnologias emergentes associadas ao hidrogênio de baixa emissão começam a ganhar relevância estratégica no debate internacional, sobretudo para aplicações industriais de difícil eletrificação.

No âmbito das políticas públicas, diferentes iniciativas contribuem para a descarbonização e o aumento da eficiência energética da indústria. Entre os destaques está a Nova Indústria Brasil (NIB), lançada em janeiro de 2024, cuja missão 5 “Bioeconomia, descarbonização, transição e segurança energética para garantir os recursos para as futuras gerações” direciona investimentos para o tema da descarbonização industrial. As cadeias produtivas prioritárias desse eixo são novas fontes de energia (hidrogênio, diesel verde e SAF), equipamentos de energia verde (painéis solares e aerogeradores) e descarbonização da indústria de base (cimento, aço e química verdes), nas quais foram investidos R\$ 38 bilhões até 2025. A Estratégia Nacional de Descarbonização Industrial (ENDI), aprovada recentemente em 2026 pelo Comitê Técnico da Indústria de Baixo Carbono, orienta a transição energética industrial para uma economia de baixo carbono, estruturada em quatro pilares¹³, funcionando como um marco para a coordenação das políticas setoriais ligadas à indústria verde e à implementação da NIB. Complementarmente, a Política Nacional de Descarbonização da Indústria (PNDI) é direcionada especificamente para setores de difícil abatimento de emissões, combinando instrumentos regulatórios, linhas de crédito, apoio à inovação e financiamento de tecnologias de baixo carbono.

¹³ Pesquisa, desenvolvimento e inovação e capacitação profissional, insumos descarbonizantes, estímulo à demanda por produtos de baixo carbono e financiamento e incentivos para a transição industrial.

Para a eficiência energética industrial, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), instituído pela Portaria Interministerial nº 1.877, tem o objetivo de promover o uso eficiente da energia elétrica e combater o desperdício, com destaque para sua aplicação no setor industrial. O Procel Indústria atua na modernização do setor produtivo por meio de projetos que vão além da substituição de equipamentos elétricos, incentivando também a gestão energética e a redução de perdas nos processos industriais. Nesse âmbito, o programa Aliança 2.0 tem foco em grandes indústrias (energointensivas), buscando promover a competitividade, reduzir custos operacionais e fortalecer a cultura do uso racional dos recursos energéticos, com exemplos de aplicação de sistemas termossolares para a indústria de alimentos e bebidas e de ações de eficiência energética em sistemas de ar comprimido. Já o programa PotencializEE, com foco em micro, pequenas e médias empresas (MPME), iniciou a expansão em nível nacional em 2026, com destinação de R\$ 75 milhões em investimentos ao longo do período de implementação.

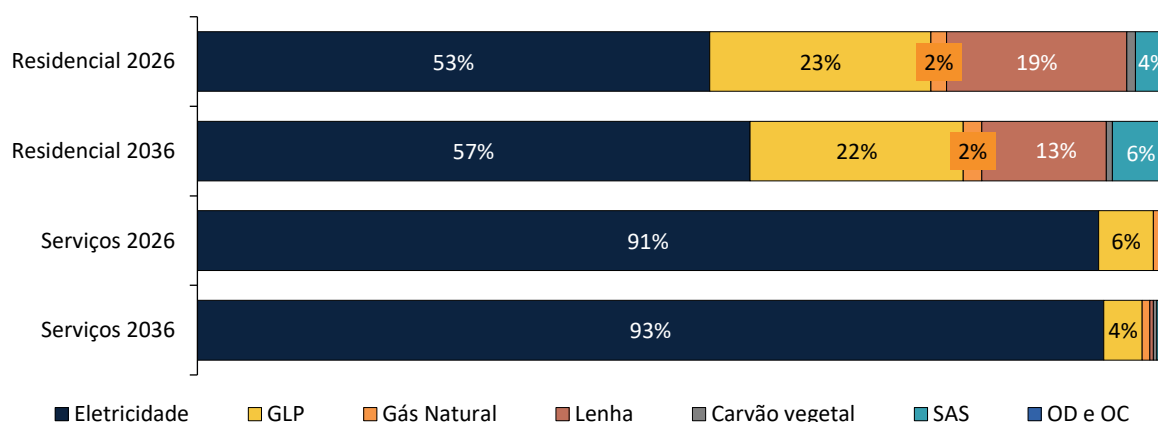
As políticas de descarbonização industrial e de eficiência energética nas indústrias de grande, médio e pequeno porte contribuem para os ganhos de eficiência energética projetados para o período decenal, estimados em 2,4%. Esses ganhos refletem a adoção de práticas e tecnologias mais eficientes, que favorecem a modernização dos processos produtivos, a redução de custos e a melhoria dos indicadores de sustentabilidade, contribuindo para moderar o crescimento da demanda de energia e para a evolução da indústria em linha com as trajetórias indicadas pelo planejamento energético nacional.

Edificações e Serviços Públicos

O segmento de edificações, que engloba os subsetores residencial, comercial, público e de serviços, representa 17% do consumo final de energia do País. A eletricidade é a principal fonte e responde por 52% do consumo do segmento em 2025 (EPE, 2026). Essa predominância se reflete nos usos finais mais expressivos, tais como iluminação, climatização, refrigeração, aquecimento de água e força motriz. Observa-se, ainda, uma tendência à eletrificação de alguns equipamentos antes atendidos somente por fontes como o gás liquefeito de petróleo (GLP) ou gás natural, como os equipamentos para cocção.

A Figura 2-10 mostra a comparação da participação das fontes no consumo final de energia dos setores residencial e de serviços entre 2026 e 2036, evidenciando o avanço da eletrificação em ambos os setores.

Figura 2-10 – Participação das fontes no consumo final de energia dos setores residencial e serviços, 2026 e 2036



Notas: (1) O setor de serviços compreende os segmentos comerciais e serviços públicos; (2) Inclui parcela de eletromobilidade; (3) OD e OC correspondem a óleo diesel e óleo combustível, respectivamente.

Fonte: Elaboração EPE.

No setor de serviços, a eletricidade amplia sua participação de 91% para 93% no intervalo, consolidando um perfil quase integralmente eletrificado, com leve recuo do GLP e participação residual das demais fontes. No residencial, a transformação ocorre sobretudo na composição das fontes. A lenha reduz sua participação de 19% para 13% entre 2026 e 2036, enquanto o sistema de aquecimento solar (SAS) avança de 4% para 6%. Em síntese, o horizonte decenal aponta para uma matriz de consumo predominantemente elétrica, com redução da participação da lenha e avanço do SAS, contribuindo para a diversificação da matriz energética residencial.

Entre os fatores que contribuem para o avanço da eletrificação, destacam-se o crescimento da urbanização e da renda da população, que ampliam o acesso a equipamentos como os de climatização e refrigeração, assim como a expansão dos serviços de educação, saúde e entretenimento. A expansão da micro e minigeração distribuída (MMGD) fotovoltaica vem contribuindo para alterações no perfil de consumo e nos hábitos dos consumidores, principalmente nas residências. Nesse contexto, a adoção de medidas de eficiência energética previamente à instalação de sistemas fotovoltaicos é fundamental para o adequado dimensionamento da capacidade de geração. Esse dimensionamento tem o potencial de evitar o sobredimensionamento dos sistemas, reduzir custos para o consumidor e diminuir a demanda por eletricidade nos períodos sem radiação solar, gerando benefícios sistêmicos para o setor elétrico.

Quanto aos ganhos esperados de eficiência elétrica no País, as edificações concentram a maior parcela, com 58% do total, o equivalente a cerca de 31 TWh em 2036. Esse resultado é favorecido por políticas públicas consolidadas, como o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), o Programa de Eficiência Energética (PEE) – regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – e o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro). As políticas públicas proporcionam a base para os ganhos de eficiência energética ao viabilizar investimentos estruturantes. Entre as principais linhas de ação, destacam-se o desenvolvimento de infraestrutura laboratorial de ensaios, a capacitação de profissionais, o estabelecimento de índices mínimos de eficiência para equipamentos e edificações e o Selo Procel. As iniciativas, somadas às ações contínuas de educação e comunicação, promovem a transformação do mercado e permitem escolhas mais conscientes por parte dos consumidores. O PDE 2036 adota como premissa a continuidade das políticas de eficiência energética vigentes e dos índices mínimos vigentes até maio de 2026.

Tabela 2-3 – Consumo de energia das edificações e serviços públicos, 2026 e 2036

	2026	2036	2026-2036 Taxa média de crescimento (% a.a.)
Energia total em edificações (mil tep)	48.985	62.430	2,5%
Residencial	31.710	36.038	1,3%
Comercial e serviços públicos	17.275	26.392	4,3%
Consumo de eletricidade em edificações (GWh)	376.275	526.823	3,4%
Residencial	196.343	241.094	2,1%
Comercial e serviços públicos	179.932	285.729	4,7%

Nota: O setor comercial e serviços públicos inclui os serviços de iluminação pública e saneamento.

Fonte: Elaboração EPE.

Nesse contexto, um marco importante deste ciclo é a Resolução CGIEE nº 4/2025, editada com fundamento na Lei nº 10.295/2001 (Lei de Eficiência Energética). A resolução estabelece, de forma inédita, índices mínimos de eficiência energética para as novas edificações, com

implementação escalonada por segmento. A medida insere as edificações em uma agenda regulatória estruturada, com contribuições crescentes para a eficiência energética e o conforto ambiental. As premissas adotadas para as projeções deste PDE consideram essas políticas e os índices mínimos de eficiência energética vigentes. Assim, alterações nos montantes destinados a programas de conservação de energia podem vir a alterar significativamente os resultados esperados em termos de eficiência energética para os próximos anos.

Setor residencial

O consumo de energia do setor residencial atinge aproximadamente 36 milhões de tep em 2036, com crescimento médio anual de 1,3% no período. Isso representa um aumento de 14% no consumo total de energia do setor ao longo do horizonte decenal. Essa trajetória resulta da combinação de três principais fatores: o crescimento demográfico a taxas progressivamente menores, a elevação da renda das famílias e a ampliação da difusão de equipamentos e eletrodomésticos nos domicílios. Esses fatores são impulsionados pela atuação de políticas públicas voltadas tanto à universalização do acesso aos serviços energéticos quanto à promoção da eficiência energética de equipamentos e edificações.

A eletricidade permanece como a principal fonte de energia do setor, com crescimento de 23% entre 2026 e 2036, atingindo 241 TWh ao final do período, o que corresponde a uma taxa média de crescimento de 2,1% a.a. Essa trajetória é impulsionada pela ampliação do acesso das famílias a novos equipamentos e usos de energia, bem como pelo aumento da posse e do consumo, especialmente aqueles associados à climatização de ambientes e à eletrificação de equipamentos para cozimento de alimentos.

A conservação de alimentos, por meio do uso de refrigeradores, é o uso final de maior participação no consumo de eletricidade no setor. Projeta-se que sua participação alcance 19% em 2036. Cabe ressaltar que existe um amplo espaço para melhorias nos índices de classificação de eficiência energética de freezers e refrigeradores, sendo recomendável uma revisão desses índices no horizonte decenal. A climatização de ambientes é o segundo uso final mais representativo da eletricidade, com consumo que avança de 40 TWh em 2026 para 49 TWh em 2036. Esse crescimento decorre da ampliação da posse de condicionadores de ar, mas é fortemente moderado pelos ganhos de eficiência energética dos equipamentos. Esses ganhos refletem as significativas melhorias nos índices mínimos de eficiência energética implementados a partir de 2026, bem como a revisão dos índices para condicionadores de ar residenciais e ventiladores de mesa prevista pela agenda regulatória do Comitê Gestor de Indicadores de Eficiência Energética (CGIEE).

A eletricidade destinada ao cozimento de alimentos é a aplicação que tende a apresentar a maior transformação estrutural no período. As projeções de consumo indicam uma grande adesão das famílias a fogões elétricos, *cooktops* de indução e *air fryers*. A participação dessa finalidade no consumo de eletricidade residencial deverá saltar de 6,2% em 2026 para 12,6% em 2036, configurando uma das principais fontes de crescimento da demanda residencial.

A eletromobilidade, que ainda representa uma parcela pequena do consumo residencial, tem potencial para se tornar uma demanda relevante no setor. A expansão da frota de veículos elétricos e híbridos *plug-in* deverá elevar progressivamente esse consumo à medida que o carregamento desses veículos se amplie nas residências. As projeções indicam uma aceleração desse movimento, com possíveis reflexos sobre o perfil de carga residencial, especialmente caso o carregamento se concentre no período noturno, contribuindo para elevar a demanda de eletricidade nesse período do dia.

O GLP mantém papel relevante no período, impulsionado por políticas públicas específicas. O Programa Gás do Povo, implementado em 2025, ampliou o acesso ao gás de cozinha para 15 milhões de famílias, por meio gratuidade de até seis botijões de 13 kg por ano, conforme o

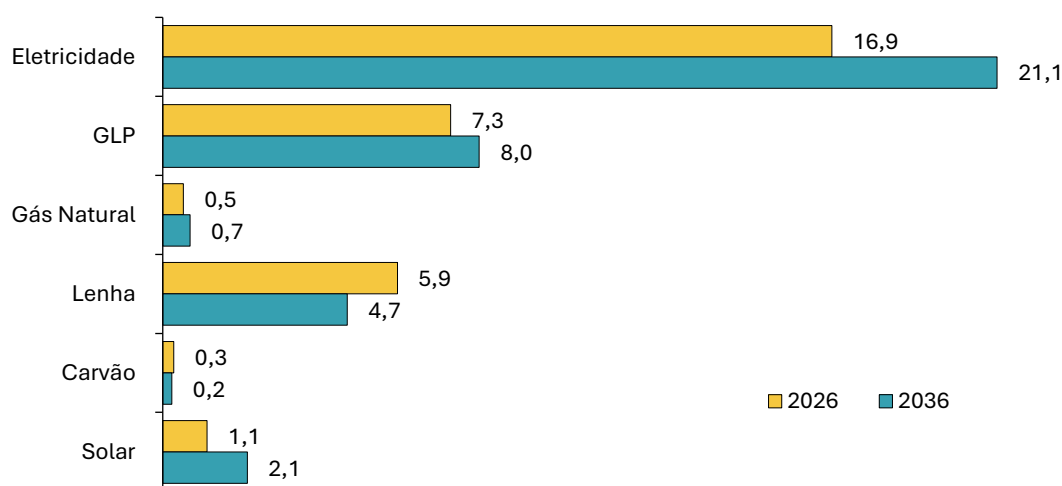
tamanho da família, reforçando o uso do GLP como fonte energética na cocção de alimentos. Essa fonte está presente em mais de 70 milhões de domicílios (89% dos domicílios do País) e seu consumo registra uma expansão de 9,9% no período decenal, com crescimento intenso nos primeiros anos da projeção devido às políticas implementadas. Seu consumo também está associado ao aquecimento de água, especialmente em regiões mais frias do País. Em contrapartida, a biomassa, que compreende a lenha e o carvão vegetal, segue uma trajetória de queda no horizonte decenal. Em decorrência, também, das políticas públicas, essas fontes, utilizadas principalmente para o cozimento de alimentos, vêm sendo progressivamente substituídas por fontes modernas, de menor emissão e mais eficientes. Estima-se que, ao final do horizonte, 25% dos domicílios deixem de utilizar a lenha, o que implica uma redução de 21% do consumo de energia no período.

O gás natural no setor residencial segue trajetória de expansão associada às redes de distribuição nas cidades, concentradas principalmente no litoral brasileiro e em regiões metropolitanas, com expectativa de crescimento médio anual de 2,8%.

Além das fontes energéticas já citadas, a geração distribuída no setor residencial também possui grande relevância, pois essas soluções reduzem a demanda sobre o setor elétrico, auxiliam na manutenção de uma alta renovabilidade da matriz e promovem economia para os consumidores, ao reduzir os custos associados à energia nos lares brasileiros. No horizonte de planejamento, as projeções apontam para a continuidade da expansão da MMGD fotovoltaica como forma de suprimento de eletricidade em consumidores de baixa tensão, diante da expectativa de redução de custos. O estoque de adotantes alcança aproximadamente 9,6 milhões de unidades ao final do período, o que equivale a cerca de 10,5% dos domicílios. Isso corresponde a um crescimento médio da ordem de 7% a.a., o que pode vir a influenciar diretamente os hábitos de consumo dos adotantes.

Os sistemas de aquecimento solar de água (SAS) constituem outra forma de geração distribuída que vem ganhando espaço no setor residencial. No horizonte do PDE 2036, estima-se que a área instalada total de coletores térmicos apresente potencial de crescimento de 85%. Isso equivale a uma energia evitada na ordem de 2 milhões de tep em 2036, o que equivaleria a aproximadamente 23 TWh, se convertido integralmente em eletricidade. O SAS se consolida no setor como uma solução eficiente e econômica para o aquecimento de água, substituindo o consumo energético de chuveiros elétricos e aquecedores a gás.

Figura 2-11 – Evolução do consumo de energia do setor residencial por fonte, 2026 e 2036 (milhões de tep)



Fonte: Elaboração EPE.

No que se refere à eficiência energética no setor residencial, a Resolução nº 4/2025 do CGIEE estabelece que as novas edificações residenciais em cidades com mais de 100 mil habitantes devem atingir os níveis mínimos de eficiência a partir de 2030, estabelecidos pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem de Edificações (PBE Edifica). No caso de edificações classificadas como de interesse social, a resolução se aplica a todo o território nacional. Isso representa um avanço na construção civil brasileira, pois atua sobre o estoque futuro de edificações e estabelece níveis de qualidade e resiliência climática para essas edificações, que estarão em uso nos próximos 50 a 100 anos, além de contribuir para o avanço de uma visão mais sistêmica e integrada de ações de eficiência energética.

Setor comercial e de serviços

O setor comercial e de serviços engloba estabelecimentos de comércio varejista e atacadista, escritórios corporativos, hotéis, restaurantes, *shopping centers*, entre outros. O consumo de eletricidade projetado para esse setor é de 220 TWh em 2036, o que corresponde a uma taxa média de crescimento de aproximadamente 5,5% a.a. no período de planejamento.

Os principais determinantes do crescimento do consumo no horizonte do plano compreendem: (i) a expansão da área construída comercial; (ii) a demanda crescente de sistemas de climatização, em especial, diante do aumento médio das temperaturas; e (iii) a expansão de centros de dados e infraestrutura digital (*data centers*). Nesse contexto, projeta-se a expansão do comércio varejista e das atividades de saúde e de escritórios corporativos. Esse movimento é impulsionado, principalmente, pelo aumento da adoção por sistemas de condicionamento de ar e de equipamentos de tecnologia da informação (TI).

Entre eles, os *data centers* se destacam como o principal vetor de crescimento do setor de comércio e serviços, com expansão média estimada em 13,7% a.a. até 2036. Esse desempenho resulta da combinação entre a crescente digitalização da economia, a intensificação do uso de serviços digitais e a maior densidade computacional exigida pelas novas tecnologias. A disseminação da inteligência artificial (IA) requer infraestrutura computacional e energética significativamente superior à dos serviços digitais convencionais.

Setor de serviços públicos

O setor de serviços públicos abrange edificações da administração pública direta e indireta, unidades de saúde, estabelecimentos de ensino, instalações de segurança pública, além dos serviços de saneamento e iluminação pública. O consumo de eletricidade projetado para esse setor é de 66 TWh em 2036, o que corresponde a uma taxa média de crescimento de 2,6% a.a. no período de planejamento.

Embora represente uma parcela menor do consumo de energia dos segmentos de edificações, o setor de serviços públicos apresenta elevado potencial de ganhos de eficiência energética. Destaca-se, nesse sentido, a iluminação pública, cujo potencial de redução do consumo elétrico é significativo com a modernização dos sistemas, especialmente por meio da tecnologia LED, associada a recursos como dimerização, monitoramento remoto e telegestão. Essas aplicações podem proporcionar reduções expressivas no consumo de eletricidade e aprimorar a qualidade e a gestão dos serviços prestados.

Cabe destacar que alterações jurídicas implementadas nos últimos anos consolidaram o entendimento de que a infraestrutura de iluminação pública, que apresenta alta capilaridade pelo território brasileiro, pode atuar como plataforma de suporte à transformação digital urbana, permitindo a integração de soluções tecnológicas associadas à conectividade, ao monitoramento e à gestão inteligente das cidades.

No âmbito das edificações públicas, a Resolução CGIEE nº 4/2025 estabelece uma trajetória progressiva de requisitos mínimos de eficiência energética. Para os novos edifícios públicos

federais, o atendimento aos níveis mais elevados de classificação de eficiência energética, segundo as diretrizes do Programa Brasileiro de Etiquetagem de Edificações (PBE Edifica), torna-se obrigatório a partir de 2027. Para as edificações públicas estaduais, esse atendimento tem início em 2032, enquanto, para as edificações municipais, o início está previsto para 2035. Adicionalmente, as edificações públicas federais deverão alcançar a classificação de *Nearly Zero Energy Buildings* (NZEB) a partir de 2035. Para as edificações comerciais e de serviços, o cronograma de aplicação dos índices de eficiência energética tem início em 2030. Essa trajetória regulatória amplia gradualmente os requisitos de eficiência das novas edificações e tende a contribuir para a redução do consumo do setor e o aumento do conforto ambiental ao longo do horizonte de planejamento.

2.3 Consumo de Eletricidade

O consumo total de eletricidade deverá crescer a uma taxa média de 3,4% a.a. ao longo do decênio, conforme exibido na Tabela 2-4. Esse aumento será atendido predominantemente pelo sistema interligado – redes de transmissão e distribuição, incluindo a micro e minigeração distribuída –, enquanto a autoprodução deverá responder por cerca de 10% do consumo total, mantendo participação relevante, porém minoritária. A dinâmica do consumo é influenciada tanto pelo desempenho da atividade econômica quanto pelos padrões de uso da eletricidade nas diferentes classes de consumidores e pela composição do consumo entre essas classes.

Tabela 2-4 – Principais indicadores associados ao consumo de eletricidade

	2026	2031	2036	Taxa média de crescimento (% a.a.)		
				2026-2031	2031-2036	2026-2036
População (milhões de habitantes)	215	218	220	0,3%	0,2%	0,2%
Consumo total de eletricidade (TWh)	702	846	979	3,8%	3,0%	3,4%
Autoprodução não injetada ¹ (TWh)	82	95	101	2,9%	1,4%	2,1%
Consumo da rede ² (TWh)	620	752	878	3,9%	3,2%	3,5%
Consumo total <i>per capita</i> (kWh/hab/ano)	3.272	3.885	4.455	3,5%	2,8%	3,1%
Intensidade elétrica da economia (MWh/R\$ mil [2010]) ³	0,145	0,155	0,158	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade ⁴	-	-	-	1,53	1,16	1,34

Notas: (1) APE não injetada na rede e consumo interno de usinas; (2) Inclui MMGD; (3) A série histórica de PIB usada no cálculo do indicador foi corrigida em relação aos planos anteriores; (4) Os dados de elasticidade-renda do consumo de eletricidade na tabela correspondem à média nos períodos indicados.

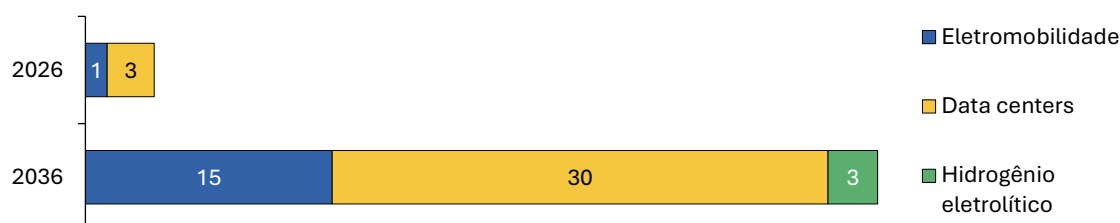
Fonte: Elaboração EPE.

Os indicadores de elasticidade-renda e intensidade elétrica evidenciam que, à medida que se intensifica a utilização da eletricidade na geração de bens e serviços no País, a variação do consumo de eletricidade em resposta ao desempenho econômico tende a se tornar mais atenuada. Esse comportamento está relacionado tanto ao desempenho diferenciado das classes de consumo e às consequentes mudanças em sua participação no consumo total quanto às alterações nos padrões de uso da eletricidade.

Nesse contexto, destaca-se um recorte específico, denominado de grandes cargas, formado por *data centers* de grande porte, plantas de produção de hidrogênio eletrolítico e veículos

associados à eletromobilidade¹⁴. O consumo associado a essas cargas de grande impacto sistêmico deverá apresentar avanço expressivo entre 2026 e 2036, passando de 4 TWh para 47 TWh, conforme apresentado na Figura 2-12.

Figura 2-12 – Evolução do consumo de eletricidade associado a grandes cargas (TWh)



Fonte: Elaboração EPE.

A maior parte desse crescimento decorre dos *data centers*, que, em razão de seu porte, tendem a buscar conexão direta à rede básica. De modo a suportar a expansão de serviços de armazenamento e processamento massivo de dados, os novos projetos de *data centers* têm apresentado níveis de consumo de eletricidade muito superiores aos padrões anteriormente observados. A contribuição da produção de hidrogênio eletrolítico, por sua vez, tende a ocorrer apenas a partir do segundo quinquênio, em função do prazo mais longo de maturação desses investimentos, ainda em escala reduzida no horizonte decenal. No caso da eletromobilidade, a redução dos preços dos veículos eletrificados e a expansão da infraestrutura de recarga deverão favorecer o crescimento acelerado da participação desses veículos na frota nacional. Como resultado, projeta-se que, em 2036, o consumo de eletricidade associado à eletromobilidade alcance 9,4 TWh para veículos leves, 4,6 TWh para ônibus urbanos e 0,7 TWh para caminhões.

Box 2-1 O avanço da eletromobilidade

A eletromobilidade tem avançado rapidamente ao redor do globo, particularmente pela evolução da indústria chinesa, e pelos seus impactos no comércio global de veículos. Soma-se a isso, a elevada participação de combustíveis fósseis na matriz de transporte em grande parte dos países e à necessidade de atingir metas de descarbonização, conforme os acordos internacionais do clima. No entanto, existem diferenças regionais. Também é importante registrar que a venda de veículos elétricos a bateria (BEV) cresce exponencialmente em alguns países, porém de forma linear na média global. A aquisição de BEVs tem sido acompanhada da venda de veículos híbridos *plug-in* (PHEV), que têm registrado inflexões em alguns países, inclusive na China.

Esse processo tem sido impulsionado pela constante queda global dos preços das baterias e dos veículos, particularmente na China, que concentra grande parte do mercado com participação em todos os elos da cadeia. Essa concentração, apesar de permitir uma redução de custos pelo aumento da escala, também aumenta o risco geopolítico de dependência tecnológica.

¹⁴ A eletromobilidade integra o rol das “grandes cargas” em razão do potencial de seu consumo agregado, e não de sua intensidade individual. Diferentemente de cargas concentradas, como *data centers* e plantas de hidrogênio eletrolítico, a eletromobilidade constitui uma carga pulverizada, com impactos predominantemente distribuídos sobre as redes de distribuição de energia elétrica.

Box 2-1 O avanço da eletromobilidade

No contexto nacional, a participação de eletrificados no licenciamento de veículos leves passou de 10% em 2025, sendo a maior parte de híbridos *plug-in*. Esse crescimento reflete a expansão do número de modelos ofertados no País, com uma forte competição no setor e consequente queda nos preços. Adicionalmente, cumpre ressaltar que mais de 20% da matriz de transportes rodoviária nacional é renovável devido ao uso de biocombustíveis. Nesse contexto, montadoras no Brasil reduzem o ímpeto de investirem rapidamente na oferta de modelos eletrificados no mercado nacional para fins de cumprimento de metas de emissões e eficiência, devido à ampla disponibilidade de biomassa no Brasil.

Os veículos elétricos, devido aos seus preços e conteúdo tecnológico, estão ganhando popularidade no Brasil. Porém existem barreiras, em especial da infraestrutura de recarga rápida. A velocidade de disseminação de eletropostos públicos em um país de dimensões continentais atrasa um pouco o avanço dos BEVs, e explica a preferência por PHEVs.

Para os próximos dez anos, a eletromobilidade tende a continuar ganhando importância:

- Investimentos no parque fabril doméstico;
- Crescimento acelerado nas vendas de veículos elétricos e híbridos, com o aumento do número de modelos;
- Concentração da eletrificação de ônibus em linhas urbanas; e
- Crescimento dos veículos eletrificados na frota de caminhões.

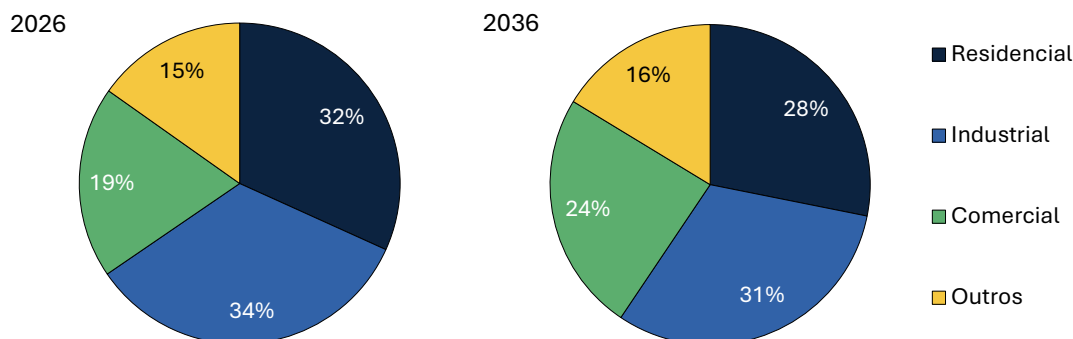
Acréscita-se que, no cenário de referência do PDE 2036, o consumo de eletricidade associado à eletromobilidade alcança aproximadamente 15 TWh no final do decênio, em grande parte, para atendimento de veículos leves eletrificados (9,4 TWh). O volume anual estimado de minerais associados à fabricação de baterias dos veículos eletrificados (importados e de fabricação nacional) contempla, em 2036, 112,3 mil toneladas, com destaque para a grafita, o ferro, o lítio e o fósforo e representa oportunidades para ampliar a cadeia de valor na mineração nacional.

A eletromobilidade amplia, ainda, o papel dos Recursos Energéticos Distribuídos, podendo agregar flexibilidade e confiabilidade ao sistema elétrico por meio da gestão inteligente da recarga e do potencial de armazenamento dos veículos elétricos. No entanto, para que esse potencial seja plenamente explorado, são necessários avanços no desenvolvimento de sinais tarifários adequados para consumidores de baixa tensão, na difusão de sistemas de medição inteligente, na definição de regras para os usos bidirecionais dos veículos elétricos (V2G) e na comunicação e interoperabilidade desses recursos.

As análises sobre eletromobilidade apresentadas neste relatório são complementadas pelo Caderno de Eletromobilidade do PDE 2036. Além de aprofundar sobre o contexto internacional, a evolução da eletromobilidade no Brasil e a demanda esperada de minerais estratégicos, o material apresenta análise e discussões inéditas relacionadas aos reflexos do aumento da eletromobilidade no setor elétrico. Nesse contexto, o citado caderno explora os desafios de representação do avanço da eletromobilidade nos estudos do planejamento, em especial no que se refere à curva de carga de eletricidade e ao planejamento da expansão das infraestruturas de transmissão e distribuição de energia elétrica no país. O caderno avança ainda sobre como distintas estruturas tarifárias e avanços tecnológicos podem ampliar as oportunidades de serviços prestados à rede, assim como aponta questões relevantes relacionadas à aspectos socioambientais.

Ao longo do decênio, a evolução distinta das classes de consumo¹⁵ deverá alterar a composição do consumo de eletricidade no País (Figura 2-13).

Figura 2-13 – Participação das classes no consumo de eletricidade



Fonte: Elaboração EPE.

Esse movimento é particularmente relevante na classe comercial, cujo consumo tende a crescer em ritmo mais acelerado, de cerca de 6% a.a., ampliando sua participação e aproximando-se da classe residencial. Além do crescimento econômico, essa trajetória reflete a expansão da infraestrutura digital, especialmente dos *data centers*, que passa a exercer influência crescente sobre o perfil de demanda da classe. Na classe residencial, o avanço médio de 2% a.a. está associado sobretudo ao aumento da posse de equipamentos, favorecido pela elevação do poder aquisitivo das famílias. Na indústria, por sua vez, o crescimento médio de aproximadamente 3% a.a. é condicionado pela expansão mais moderada dos segmentos eletrointensivos em relação aos demais segmentos industriais. A categoria de outros consumos deverá registrar crescimento próximo de 4% a.a., mantendo participação relativamente estável no período.

A carga global de energia corresponde ao somatório do consumo final de eletricidade e das perdas verificadas entre os pontos de geração e de consumo. Essas perdas, que compreendem tanto as de natureza técnica, associadas principalmente à dissipação de calor, quanto as não técnicas, de natureza comercial, devem alcançar cerca de 16% da carga global em 2036, o que representa uma redução de 2 pontos percentuais ao longo do período.

Estima-se que a carga global do Sistema Interligado Nacional (SIN) cresça, em média, 3,3% a.a. entre 2026 e 2036, conforme apresentado na Tabela 2-5, com destaque para o subsistema Nordeste, cuja expansão é projetada em 3,7% a.a. A evolução da carga nos subsistemas reflete, em grande medida, a dinâmica das classes de consumo apresentada anteriormente. No caso do Nordeste, o crescimento mais acelerado decorre sobretudo do desempenho das atividades de comércio e serviços. Embora projetos de *data centers* tendam a se localizar próximos aos principais centros consumidores – notadamente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, o Nordeste reúne fatores competitivos relevantes, como a presença de pontos de ancoragem de cabos internacionais de fibra óptica, elevada disponibilidade de geração renovável e potencial de desenvolvimento econômico regional. Esses atributos ampliam a atratividade do subsistema Nordeste, que pode concentrar quase 30% do volume previsto de novos investimentos em *data centers* de grande porte, enquanto o subsistema Sudeste/Centro-Oeste deve receber a maior parcela, estimada em mais de 65%, e o Sul, os 5% restantes.

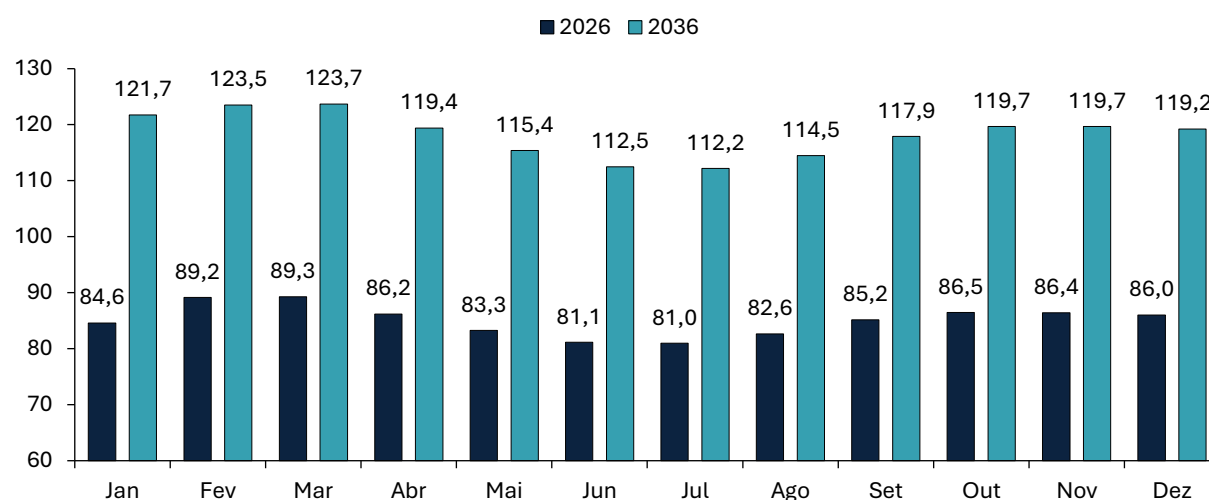
¹⁵ Classificação conforme a Resolução nº 1.000/2021 da Aneel, capítulo VI, em que estão caracterizadas as seguintes classes: residencial, comercial, industrial, rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio das distribuidoras.

Tabela 2-5 – Crescimento da carga global de energia elétrica, SIN e subsistemas

	2026 (MWmédio)	2036 (MWmédio)	2026-2036 Taxa média de crescimento (% a.a.)
Subsistema Norte	8.861	11.626	2,8%
Subsistema Nordeste	14.209	20.462	3,7%
Subsistema Sudeste/CO	47.635	65.899	3,3%
Subsistema Sul	14.365	20.272	3,5%
SIN	85.070	118.260	3,3%

Fonte: Elaboração EPE.

A carga também apresenta variações sazonais associadas ao nível de atividade econômica e aos padrões de uso da eletricidade (Figura 2-14). Em razão desses fatores, seu comportamento difere tanto em volume quanto em perfil horário entre dias úteis, sábados, domingos e feriados, bem como entre os diferentes períodos do ano, especialmente entre verão e inverno. Torna-se, portanto, importante analisar a carga de forma desagregada, considerando seus principais componentes: as classes de consumidores, segundo seus padrões de uso e participação no consumo, e as perdas elétricas, conforme ilustrado na Figura 2-15.

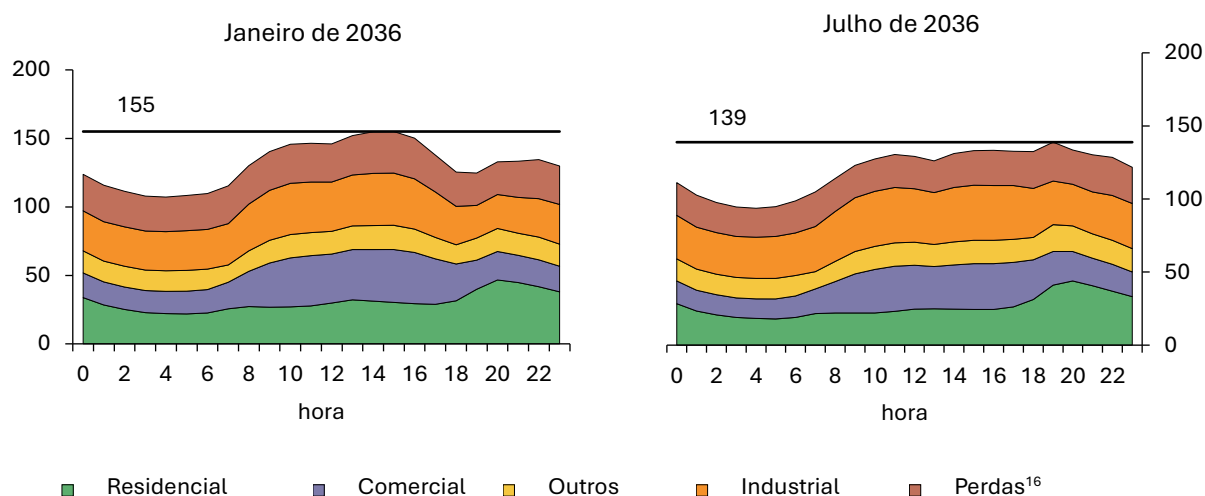
Figura 2-14 – Carga global mensal no SIN (GWmédio)

Fonte: Elaboração EPE.

A Figura 2-15 apresenta as projeções horárias da carga global de energia elétrica nos dias de maior demanda dos meses de janeiro e julho de 2036. Observa-se que, em janeiro, há elevado consumo no período da tarde em praticamente todas as classes de consumidores, em decorrência do uso mais intenso de sistemas de climatização. Como consequência, a demanda máxima horária também ocorre nesse período. Em julho, por sua vez, a curva de carga apresenta sua máxima demanda no período noturno, com contribuição expressiva da classe residencial.

Com crescimento médio esperado de 3,3% a.a. ao longo do horizonte decenal, projeta-se que a demanda máxima alcance 155 GWh/h em 2036. Devido às características climáticas do País, espera-se que os maiores valores de demanda ocorram nos meses de verão. Entretanto, a depender da evolução e da dinâmica das diferentes classes de consumo, esse valor máximo poderá também se manifestar entre setembro e novembro. Já nos meses de inverno, as máximas ocorrem em nível mais baixo, evidenciando um comportamento sazonal ao longo do ano.

Figura 2-15 – Carga global horária nos dias de máxima demanda para os meses de janeiro e de julho de 2036 (GWh/h)



Fonte: Elaboração EPE.

Inovações tecnológicas e mudanças nos padrões de uso da eletricidade podem alterar o perfil da carga ao longo do tempo. Nesse sentido, busca-se identificar fatores de atenção ao planejamento, com o intuito de desenvolver estudos que contribuam para avaliar o impacto dessas transformações. A expansão dos veículos elétricos, por exemplo, poderá afetar a curva de carga de diferentes maneiras, a depender de onde e quando ocorrer o carregamento predominante da frota, seja em eletropostos, seja em residências.

A ocorrência mais frequente e intensa de eventos extremos, especialmente ondas de calor atribuídas às mudanças climáticas, combinada à crescente penetração de equipamentos de climatização, tende a elevar a demanda tanto nos períodos da tarde quanto da noite. Nesse contexto, alterações no comportamento dos consumidores residenciais decorrentes da disseminação da micro e minigeração distribuída (MMGD) também podem influenciar o perfil da carga.

No caso dos *data centers* conectados à rede básica, seu perfil foi considerado relativamente uniforme ao longo do dia e, isoladamente, não produzindo mudanças significativas na forma da curva de carga. Entretanto, caso esses empreendimentos ampliem sua participação na estrutura de consumo, em especial as utilizadas para treinamento de inteligência artificial, a estrutura de consumo poderá sofrer alterações no seu comportamento.

Ressalta-se, por fim, a importância de se dispor de dados adequados para subsidiar esses estudos e acompanhar a evolução desses fatores, contribuindo para um planejamento mais robusto e aderente às mudanças em curso no setor elétrico.

2.4 Eficiência Energética

Os ganhos de eficiência energética no Brasil consolidam o impacto acumulado de marcos regulatórios e políticas públicas implementados ao longo das últimas décadas. Esse arcabouço estrutural engloba tanto políticas mandatórias de índices mínimos de eficiência energética (*Minimum Energy Performance Standards - MEPS*) e de etiquetagem, representadas pela Lei nº

¹⁶ Perdas na transmissão e na distribuição de energia elétrica, incluindo perdas comerciais (consumo não identificado).

10.295/2001 (Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia) e pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE, 1984), quanto mecanismos de financiamento e conservação de energia, a exemplo do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel, 1985) e do Programa de Eficiência Energética (PEE, 2000). Soma-se, ainda, a esse esforço governamental o progresso tecnológico autônomo.

Para consolidar a governança e orientar a estratégia de longo prazo nos setores da indústria, edificações e transportes, o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estabeleceram o “Caderno de Ações Norteadoras para o Avanço da Eficiência Energética no Brasil”. O documento constitui o roteiro estratégico (*roadmap*) nacional para o monitoramento, o aprimoramento e a proposição de novas políticas para o setor ([EPE, 2024](#)).

As políticas de eficiência energética integram os estudos de demanda de energia, de modo que suas premissas, programas e ações são parcialmente descritos ao longo da seção 2.2, Demanda de Energia por Setor. Esta seção, por sua vez, concentra-se nos resultados da eficiência energética por setor e nos ganhos projetados.

No horizonte de planejamento, a eficiência energética permanece como um dos principais instrumentos para promover o uso racional da energia. As projeções do PDE 2036 indicam que a expansão da atividade econômica e da demanda por energia será acompanhada por ganhos contínuos de eficiência nos setores de consumo, decorrentes da modernização tecnológica, da substituição de equipamentos menos eficientes e da adoção de processos produtivos mais avançados. Esses ganhos contribuem para reduzir a necessidade de expansão da oferta de energia e para aumentar a competitividade dos diversos setores da economia.

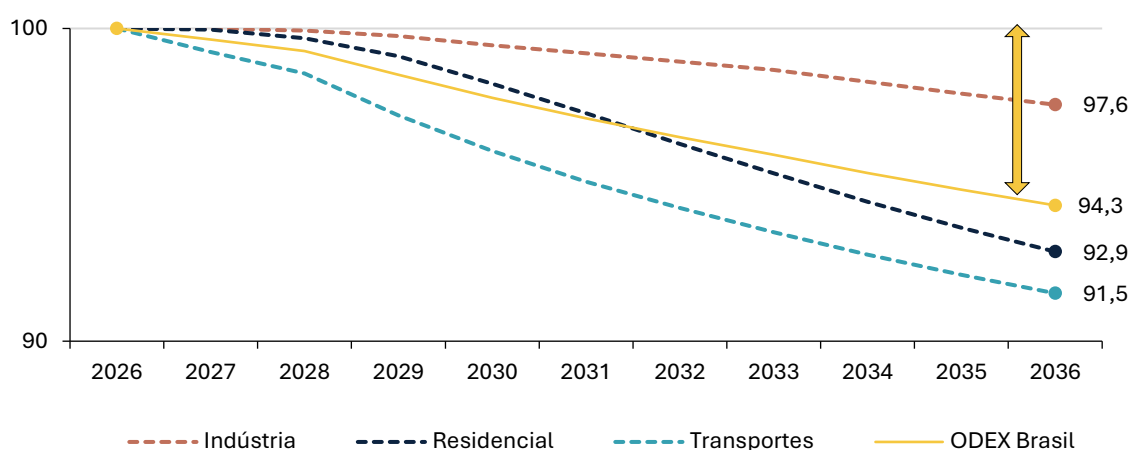
Neste PDE, são adotadas duas metodologias complementares para avaliar os resultados de eficiência energética: o índice ODEX¹⁷, para a eficiência energética global, e a metodologia de eficiência congelada, para o consumo de eletricidade. O ODEX permite estimar os ganhos de eficiência isolando eventuais efeitos decorrentes de alterações estruturais da economia, sendo adequado para uma avaliação global que considera o consumo de energia do País. Para uma análise especificamente voltada à eficiência elétrica, por sua vez, a metodologia de eficiência congelada mostra-se mais adequada.

Esta seção apresenta os principais resultados relacionados à eficiência energética no Cenário de Referência. Essas análises são complementadas pelo Caderno de Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos do PDE 2036, que reúne indicadores e análises adicionais e aprofunda os aspectos relacionados ao tema.

ODEX

O desempenho da eficiência energética pode ser acompanhado por meio do indicador ODEX. Adaptada do programa europeu ODYSSEE Database ([ODYSSEE-MURE, 2020](#)), a metodologia mede a evolução da eficiência energética, considerando o nível de atividade e a composição (estrutura) dos principais setores consumidores. Com 2026 como ano-base (índice igual a 100), o indicador abrange os setores industrial, residencial e de transportes, além do Brasil como um todo, representado pela agregação desses três segmentos. O ODEX Brasil atinge 94,3 em 2036, correspondendo a um ganho agregado de eficiência de 5,7% ao longo do decênio (Figura 2-16). A evolução do indicador evidencia que os ganhos de eficiência ocorrem em todos os segmentos analisados, embora com intensidades distintas.

¹⁷ O ODEX é um índice de eficiência energética que busca isolar o efeito de mudanças na estrutura econômica de um país, além de permitir agregar tendências expressas em diferentes unidades de medida. Detalhamentos sobre o ODEX estão disponíveis em [Rosenblum, Almeida e Faria \(2025\)](#).

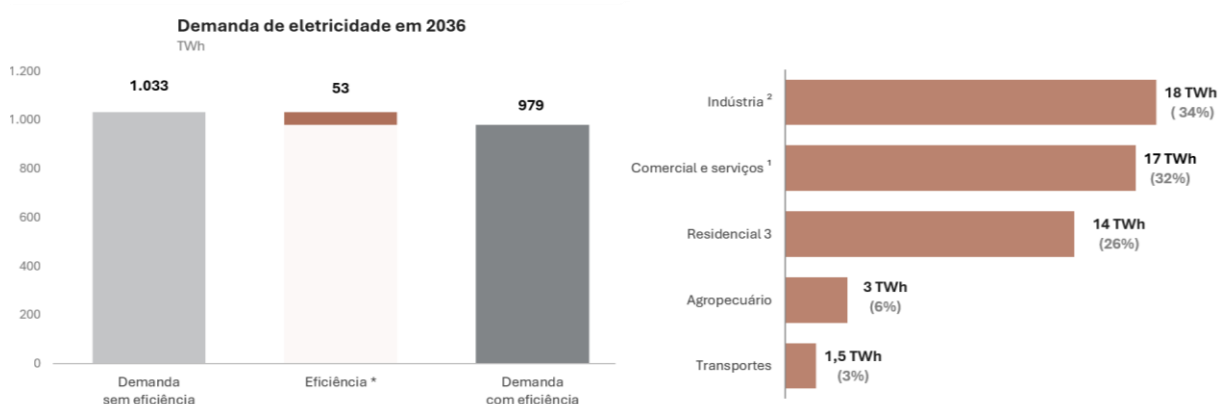
Figura 2-16 – Resultados do indicador ODEX, 2026-2036

Fonte: Elaboração EPE.

O setor de transportes apresenta a maior redução do índice ODEX no período, alcançando 91,5 em 2036, principalmente em razão da eletrificação da frota de veículos leves. Na sequência, o setor residencial alcança ODEX de 92,9 em 2036, impulsionado pela substituição de fontes, como a lenha na cocção, e pelo aumento da eficiência elétrica dos equipamentos, decorrente da aplicação de índices mínimos de eficiência. Já a indústria registra índice de 97,6 em 2036, refletindo avanços mais graduais nos processos industriais.

Eficiência elétrica setorial

A metodologia de eficiência congelada do consumo de eletricidade considera todos os setores de consumo da economia brasileira. Para mensurar a energia economizada, este item adota o conceito de “cenário de eficiência congelada”, proposto por [Jannuzzi, Swisher e Redlinger \(2018\)](#). Na prática, a métrica compara o consumo final projetado, já incorporando os ganhos de eficiência, com um cenário em que os padrões tecnológicos de 2025 fossem integralmente mantidos. Sob essa premissa de ganho zero em 2026, os primeiros efeitos dos ganhos de eficiência energética na modelagem passam a ser registrados a partir de 2027.

Figura 2-17 – Estimativa de eficiência elétrica por setor em 2036 (TWh)

Notas: (1) Setor comercial e público compreende serviços, iluminação pública e saneamento; (2) Indústria inclui setor energético; (3) Setor residencial inclui consumo de eletricidade nos domicílios urbanos e rurais; (4) O total exclui consumo não energético.

Fonte: Elaboração EPE.

Os ganhos de eficiência elétrica permitem evitar parte da demanda projetada de eletricidade em cada segmento. As edificações respondem por 58% do potencial de eficiência elétrica do País, correspondendo a 31 TWh evitados em 2036, de um total de 53 TWh.

Indústria

A eletricidade assume papel central no processo de transformação industrial ao longo do decênio. O avanço da eletrificação produtiva ocorre por meio da expansão de motores elétricos de alto rendimento, sistemas automatizados, bombas de calor industriais, aquecimento elétrico e tecnologias digitais aplicadas à manufatura avançada. Os ganhos de eficiência elétrica atingem 18 TWh em 2036. Em setores como papel e celulose, química e alimentos e bebidas, a eletrificação contribui para ganhos de eficiência e maior flexibilidade operacional.

Edificações

A eletricidade é a principal fonte energética das edificações, o que coloca o setor no centro dos ganhos de eficiência no próximo decênio. Esse avanço ocorre por meio de políticas de índices mínimos de eficiência e etiquetagem aplicadas a sistemas de climatização, refrigeração e iluminação, bem como à gestão de energia e ao *retrofit*. Os ganhos de eficiência elétrica atingem 31 TWh em 2036, correspondentes a 58% do total nacional, dos quais 14 TWh são provenientes do setor residencial e 17 TWh do setor comercial e de serviços públicos.

No setor residencial, a evolução da eficiência elétrica ocorre por meio da renovação do estoque de equipamentos de climatização, refrigeração, iluminação e aquecimento de água, impulsionada por políticas de índices mínimos de eficiência e de etiquetagem. Os sistemas de climatização respondem por 6,2 TWh dos ganhos e os equipamentos de refrigeração por 3 TWh em 2036. Em conjunto, esses equipamentos representam 64% dos ganhos de eficiência elétrica do setor residencial.

Data centers

Os empreendimentos de *data centers* destacam-se como o principal vetor de crescimento do setor de comércio e serviços, com expansão média anual estimada em 13,7% até 2036, resultado da crescente digitalização da economia e de seus efeitos sobre a demanda por processamento de dados. Apesar do crescimento acelerado do consumo de energia ao longo do período, tanto o estoque de *data centers* existentes quanto os novos empreendimentos a serem instalados no Brasil tendem a apresentar maior eficiência energética.

Um dos principais fatores de ganho de eficiência no setor decorre de economias de escala associadas à transferência dos centros de processamento das empresas para instalações de *data centers* exclusivamente dedicadas. Nessas instalações os equipamentos de Tecnologia da Informação (TI), anteriormente abrigados nas próprias sedes das empresas, passam a operar em ambientes especializados (Ni et al., 2024). Soma-se a isso o aumento da eficiência dos equipamentos de TI e dos sistemas auxiliares necessários à operação dos *data centers* dentro dos padrões requeridos de qualidade e confiabilidade.

Nos equipamentos de TI, as estratégias de eficiência ocorrem tanto no hardware quanto no software. No hardware, Chen et al. (2025) destacam estratégias voltadas à melhoria da dissipação térmica dos chips, uma limitação técnica importante para o desempenho desses componentes. Adicionalmente, a substituição gradual de CPUs por arquiteturas especializadas, como GPUs e TPUs, aumenta significativamente o processamento por unidade de energia em aplicações de inteligência artificial. No software, técnicas de virtualização, algoritmos mais eficientes, compressão de modelos e gerenciamento inteligente de potência permitem executar a mesma carga computacional com menor consumo energético, elevando continuamente a eficiência dos equipamentos.

Nos sistemas auxiliares, destacam-se os ganhos esperados na infraestrutura de refrigeração, tradicionalmente baseada em tecnologias a ar, nas quais o ar atua como fluido de transporte de calor. Com o advento de servidores de alta densidade de potência, a quantidade de calor gerada pode tornar ineficientes ou inviáveis os sistemas convencionais de refrigeração a ar. Assim, a infraestrutura de climatização tende a incorporar soluções mais eficientes para a remoção de calor dos servidores, entre as quais se destaca a refrigeração indireta a líquido, que utiliza líquido como fluido de transporte de calor sem contato direto com os equipamentos dissipadores. O desempenho dessa infraestrutura depende também das condições climáticas do local de instalação. Em regiões de clima quente e úmido, as oportunidades de aproveitar o ar ou a água do ambiente externo para resfriar as instalações são mais limitadas, o que aumenta a dependência de sistemas de refrigeração mecânica e, conseqüentemente, a demanda de energia para climatização.

Esses avanços em diferentes frentes tendem a reduzir o consumo de energia elétrica dos *data centers* e, conseqüentemente, o *Power Usage Effectiveness* (PUE, ou eficácia do uso de energia), indicador de desempenho energético que expressa a relação entre o consumo total de energia da instalação e o consumo associado à carga de TI¹⁸. Por construção, contudo, o PUE não capta a eficiência dos próprios equipamentos de TI, cuja avaliação requer indicadores complementares, voltados à relação entre capacidade de processamento e consumo de energia dos servidores.

Agropecuária

Os ganhos de eficiência elétrica na agropecuária estão associados à modernização das instalações produtivas ao longo do próximo decênio. O avanço ocorre por meio da substituição de motobombas e sistemas de irrigação por equipamentos de maior rendimento, da adoção de motores elétricos eficientes e da modernização de sistemas de refrigeração, secagem e climatização de instalações rurais, impulsionados por índices mínimos de eficiência e mecanismos de etiquetagem. Os ganhos de eficiência elétrica na agropecuária atingem 3,0 TWh em 2036. A difusão de tecnologias mais eficientes no meio rural contribui para ganhos de eficiência elétrica e para o uso mais racional da energia.

Transportes

Entre os principais vetores de aumento da eficiência energética no setor de transportes, destaca-se a eletromobilidade, em razão do maior aproveitamento de energia para a tração veicular. Em veículos com motores de combustão interna, por outro lado, parcela significativa do conteúdo energético é dissipada na forma de calor. Em 2026, estima-se uma intensidade energética média de 9,9 tep/milhão de passageiro-quilômetro (pkm) para a frota de veículos leves eletrificados, em comparação com 39,0 tep/milhão pkm para a frota total de automóveis e comerciais leves de passageiros. Em 2036, esses indicadores devem evoluir para 9,0 tep/milhão pkm e 36,0 tep/milhão pkm, respectivamente.

Os automóveis e veículos comerciais leves eletrificados, incluindo híbridos e elétricos, devem representar 12% dos novos licenciamentos em 2026, participação que deve crescer para 36% em 2036. Embora esses veículos correspondam a apenas 1,4% da frota ao final de 2026, essa participação deve elevar-se significativamente com a progressiva renovação da frota, atingindo 12,7% em 2036. Diante desse cenário, estima-se uma economia de 2,4 milhões de tep em 2036 decorrente da substituição gradual de veículos leves com motores de combustão interna por veículos eletrificados de porte equivalente. Além dos ganhos estruturais associados à renovação

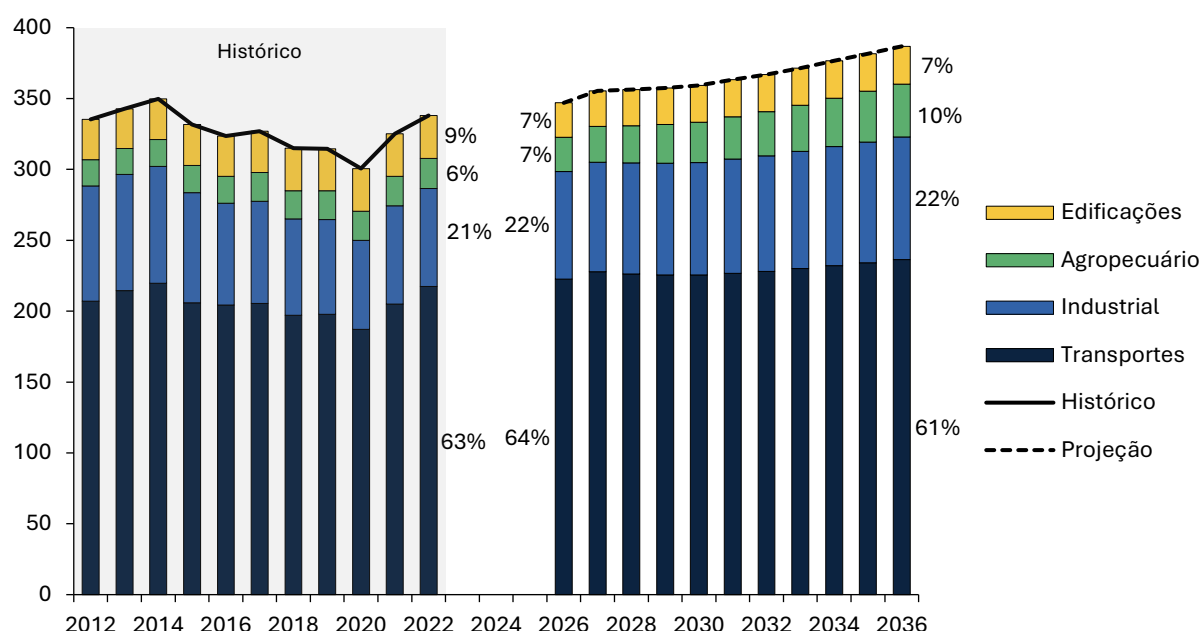
¹⁸ O PUE é calculado pela divisão do consumo de energia de todo o *data center* pelo consumo de energia dos equipamentos de TI. Apesar de haver divergências sobre a capacidade desse indicador de capturar todos os aspectos de desempenho energético em *data centers* (Santos; Gaspar; de Souza, 2019), o PUE é um indicador de rápida obtenção e o mais utilizado no segmento.

da frota, os avanços tecnológicos projetados para os sistemas de propulsão e de reaproveitamento de energia devem produzir uma economia adicional de 1,5 TWh em 2036, sendo 1,3 TWh referentes aos veículos rodoviários eletrificados e 0,2 TWh aos sistemas ferroviários de passageiros.

2.5 Emissões de GEE do Uso de Energia

As emissões de GEE do Uso de Energia abrangem as emissões relacionadas ao consumo de energia nos setores de transportes, industrial, agropecuário e edificações (residencial, comercial e público). Conforme apresentado na Figura 2-18, observa-se uma forte concentração das emissões no setor de transportes, responsável por aproximadamente 61% do total das emissões do Uso de Energia em 2036, seguido pelo setor industrial, com 22%. Os setores agropecuário e de edificações contribuem com participações mais modestas, de 10% e 7%, respectivamente.

Figura 2-18 – Evolução das emissões de GEE do Uso de Energia (MtCO₂e)



Fonte: Elaboração EPE a partir de MCTI (2024).

Devido a contínua predominância do modo rodoviário na matriz de transportes brasileira e sua elevada dependência de combustíveis fósseis, especialmente óleo diesel e gasolina, o setor de transportes¹⁹ responde historicamente por cerca de 63% das emissões do Uso de Energia. O Brasil, porém, conta diversas alternativas e um alto potencial de mitigação de emissões no setor. A crescente participação do etanol hidratado, bem como do etanol anidro e do biodiesel nas misturas mandatórias, a eletrificação²⁰, os ganhos de eficiência energética e sistêmica, bem

¹⁹ O setor de transportes no PDE 2036 abrange os modos aéreo doméstico, aquaviário doméstico, ferroviário e rodoviário, incluindo a mobilidade urbana.

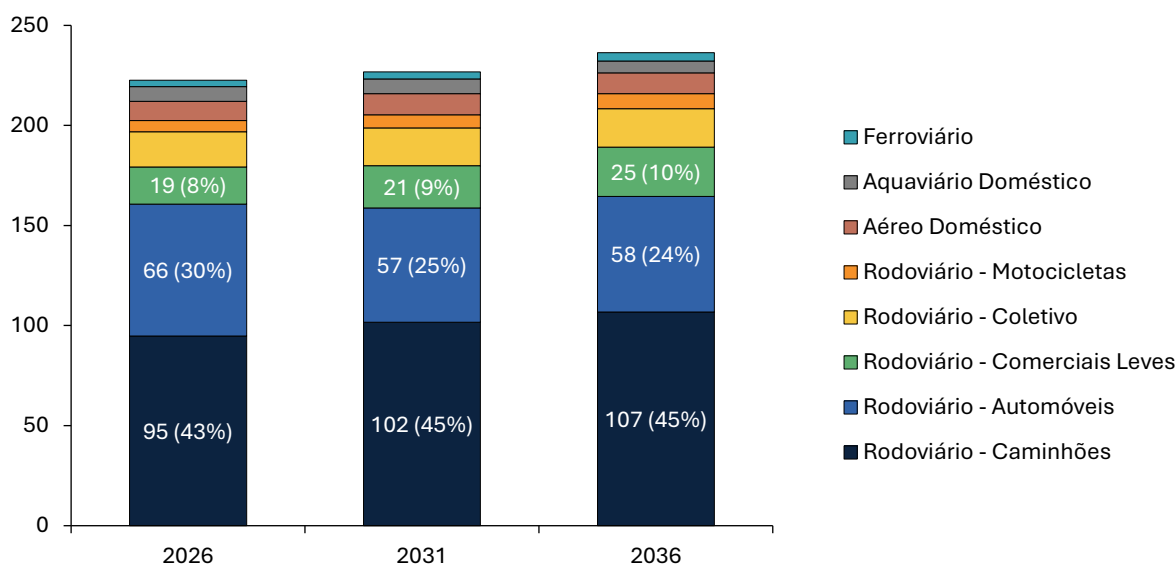
²⁰ Conforme a metodologia descrita no Informativo Técnico nº 011/2022 (EPE, 2022), a contabilização das emissões considera emissões diretas associadas ao consumo final de energia. Dessa forma, as emissões decorrentes da geração da eletricidade utilizada pelos veículos elétricos não são atribuídas ao setor de transportes, sendo contabilizadas no setor elétrico.

como a penetração de biocombustíveis avançados e outros combustíveis de baixo carbono, contribui para a redução gradual da intensidade de carbono do setor.

No transporte rodoviário, as emissões crescem em torno de 7% no horizonte decenal, atingindo 216 MtCO₂e em 2036, o que corresponde a 91% das emissões do setor de transporte. O resultado é fortemente influenciado pelo crescimento contínuo do transporte de cargas por caminhões, que aumenta a sua participação nas emissões do setor de transportes de 43% em 2026 para 45% em 2036. As emissões de caminhões alcançam 107 MtCO₂e em 2036, representando cerca de 28% das emissões do Uso de Energia. No transporte de passageiros por automóveis, destacam-se o maior uso de etanol hidratado, o aumento de misturas mandatórias, além da expansão da eletromobilidade que contribuem para um possível pico de emissões em 2027 (67 MtCO₂e) e uma redução de 12% nas emissões desse segmento, relativo a 2026, o que compensa parcialmente o aumento das emissões totais do setor de transportes.

O modo ferroviário apresenta expansão expressiva na atividade de carga devido à renovação de concessões e novas ferrovias, o que resulta em um aumento de 29% nas suas emissões. Tal expansão é favorável à redução de emissões totais do setor desde que substitua a atividade de modos mais intensivos em carbono, como o rodoviário. O modo aéreo doméstico apresenta crescimento moderado de emissões, da ordem de 9% no decênio, amortecido pela substituição gradual de querosene por combustíveis sustentáveis de aviação (SAF). O aquaviário doméstico contribui para a redução de emissões totais do setor, alcançando redução de 21%, em virtude do aumento do uso de biodiesel, etanol, além da gradual inserção de metanol, hidrogênio e amônia.

Figura 2-19 – Emissões de GEE do setor de transportes por modos e tipos de veículos (MtCO₂e)



Fonte: Elaboração EPE.

O setor industrial caracteriza-se pela elevada dependência de combustíveis fósseis e por processos produtivos intensivos em emissões, o que o torna um dos setores de mais difícil descarbonização. No horizonte decenal, o setor tem crescimento de 14,1% nas emissões, alcançando 86,4 MtCO₂e em 2036. Entretanto, observa-se a substituição de combustíveis fósseis mais intensivos em carbono, como o óleo combustível, e maior uso de fontes menos emissoras e mais eficientes, como o gás natural e a eletricidade. Os ganhos de eficiência energética no setor configuram-se como uma das medidas de mitigação mais custo-efetivas,

resultando em emissões evitadas²¹ de cerca de 6,4% em 2036. Vale destacar que o crescimento das emissões do setor ocorre em ritmo inferior ao da expansão da atividade industrial e da demanda energética. Enquanto o consumo de energia cresce cerca de 21% no período, as emissões aumentam 14,1%, evidenciando processo de desacoplamento entre atividade econômica e emissões.

Embora represente apenas 10% das emissões do uso de energia em 2036, a agropecuária é o setor com maior crescimento projetado tanto no consumo de energia (45%) quanto nas emissões de GEE (54%), impulsionada pela expansão da atividade econômica do setor. O óleo diesel, principal combustível utilizado no setor, responde por quase a totalidade do crescimento das emissões.

O setor de edificações também apresenta processo de desacoplamento. Embora o consumo de energia aumente quase 30% ao longo do decênio, as emissões crescem apenas 10%, alcançando aproximadamente 27 MtCO₂e em 2036. Esse comportamento reflete a expansão do uso da eletricidade, apoiado pelo maior uso gradual da energia solar térmica, contribuindo para reduzir a intensidade de emissões do setor. Os benefícios da eficiência energética no setor estão diretamente relacionados à adoção de equipamentos mais eficientes e à melhoria do desempenho energético das edificações, contribuindo para emissões evitadas na ordem de 2% em 2036. Por outro lado, a substituição de lenha e carvão vegetal por combustíveis fósseis, como GLP e gás natural, que respondem por mais de 95% das emissões do setor, explica seu crescimento no decênio.

O total de emissões associadas uso de energia deste PDE são maiores que as metas estipuladas pelo Plano Clima - Mitigação para 2030 e 2035. Entretanto, parte dessas diferenças podem ser atribuídas a questões metodológicas e a necessidade de maior alinhamento entre os setores e os PSM. No transporte, por exemplo, as projeções atendem à meta de 2030, mas ficam acima das metas de 2035. Parte dessa diferença pode estar relacionada ao crescimento projetado da atividade: entre 2025 e 2035, o Plano Clima estima aumentos de 8% no transporte de carga e 19% no de passageiros; no PDE 2036, os aumentos são de 24% e 29%, respectivamente, entre 2026 e 2036. Também é necessário articular melhor as políticas de transportes e mobilidade urbana com as diretrizes do MME, assim como compatibilizar as metas ambiciosas para edificações com políticas vigentes importantes, como o Gás do Povo.

Embora parte das ações previstas nos PSM esteja refletida no PDE 2036, muitas ainda dependem de avanços regulatórios, financiamento, coordenação institucional, desenvolvimento de mercados e tecnologias, além de apoio político. Assim, as diferenças entre as projeções do PDE e as metas climáticas não indicam necessariamente uma inconsistência entre os instrumentos, mas revelam os desafios para implementar a ambição climática relacionada ao uso de energia no Brasil.

²¹ As estimativas de emissões evitadas contemplam apenas as emissões diretas associadas ao consumo de combustíveis fósseis, não incluindo os efeitos indiretos decorrentes do consumo de eletricidade, cuja geração é predominantemente não emissora no Brasil.

Capítulo 3.

Oferta e Infraestrutura Energética

As projeções apresentadas no Capítulo 2 indicam uma trajetória de crescimento do consumo final de energia no Brasil ao longo do horizonte decenal, associada à expansão da atividade econômica e às necessidades socioeconômicas da população. A ampliação do acesso a serviços energéticos modernos e de qualidade constitui parte desse processo, podendo contribuir para a melhoria das condições de qualidade de vida e para o enfrentamento da pobreza energética. Ao mesmo tempo, a evolução da demanda incorpora transformações no perfil de consumo, com destaque para a crescente eletrificação de diferentes setores e a maior participação dos biocombustíveis. O atendimento a essas necessidades requer, portanto, uma resposta coordenada pelo lado da oferta, baseada no aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis e na expansão e adequação da infraestrutura necessária à produção, geração, transporte e disponibilização de energia.

Nesse contexto, este capítulo apresenta as perspectivas de expansão da oferta e da infraestrutura energética no horizonte decenal, abrangendo os principais segmentos que compõem o sistema energético brasileiro. A análise parte dos recursos energéticos distribuídos e da expansão da geração centralizada de energia elétrica, avança para a infraestrutura de transmissão de energia e, em seguida, aborda a produção de petróleo e gás natural, a oferta e a infraestrutura de gás natural, o refino e a infraestrutura de abastecimento de combustíveis, bem como as perspectivas para os biocombustíveis e combustíveis sintéticos.

A expansão apresentada considera o cenário de referência do PDE 2036, que, com base nas políticas vigentes e nas premissas adotadas no Plano, estabelece uma trajetória para a evolução da oferta energética e da infraestrutura necessária ao atendimento da demanda projetada. A expansão da oferta, contudo, não pode ser dissociada dos impactos e condicionantes socioambientais associados à implantação e à operação dos empreendimentos. Por essa razão, o capítulo incorpora também a análise das emissões de gases de efeito estufa associadas à produção de energia e a análise socioambiental da expansão prevista.

Ao longo do capítulo, as diferentes dimensões da oferta são analisadas de forma articulada, considerando as interações entre recursos energéticos, tecnologias, infraestrutura e necessidades de consumo. Os resultados apresentados permitem compreender a direção do sistema energético brasileiro até 2036 e os investimentos e requisitos de infraestrutura associados à sua expansão, evidenciando as condições e os desafios que deverão acompanhar a evolução do setor energético no próximo decênio.

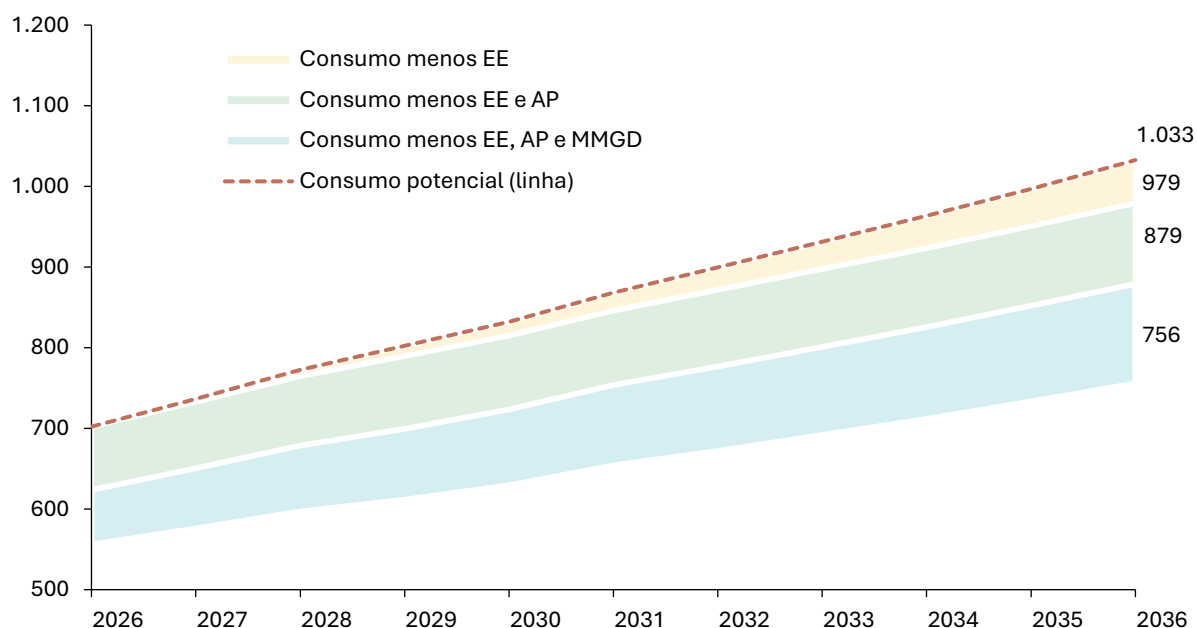
3.1 Recursos Energéticos Distribuídos

Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED)²² são tecnologias com elevado potencial disruptivo, capazes de transformar a lógica de funcionamento dos sistemas elétricos, predominantemente operados com recursos de grande porte e centralizados. Essa tendência de descentralização tem sido observada em todo o mundo e é marcada pelo papel mais ativo dos consumidores, como resultado da redução dos custos das tecnologias, a disseminação de tecnologias de comunicação e controle e a busca por soluções mais eficientes para atendimento às necessidades energéticas (EPE, 2019).

No contexto brasileiro, nos últimos anos, a expansão dos RED tem sido marcada principalmente pela micro e minigeração distribuída (MMGD). No ano de 2025, a fonte solar distribuída acumulou cerca de 45 GW de capacidade instalada, superando, em termos de adição anual, a expansão das demais fontes de geração de energia elétrica pelo quinto ano consecutivo. Para além da MMGD, a eficiência energética também é um RED já consolidado, conforme exibido na seção 2.4.

Para o horizonte decenal, estima-se que a contribuição elétrica dos RED como fonte de atendimento possa responder por 26,7% do consumo de eletricidade até 2036, o que corresponderia a 276 TWh, dos quais a autoprodução contribui com 10%, a MMGD com 12% e a eficiência elétrica com aproximadamente 5% nesse horizonte (Figura 3-1).

Figura 3-1 – Contribuição dos RED na demanda de eletricidade (TWh)



Notas: (1) A Energia Solar Térmica proveniente de Sistemas de Aquecimento Solar (SAS) está contemplada no consumo final, conforme a matriz energética do BEN; (2) EE: ganhos de eficiência elétrica; AP: autoprodução não injetada na rede; (3) MMGD considera a energia injetada e não injetada.

Fonte: Elaboração EPE.

Com base nesse contexto, a presente seção apresenta as principais perspectivas associadas aos RED no horizonte decenal. Cada um desses recursos se encontra em estágios de

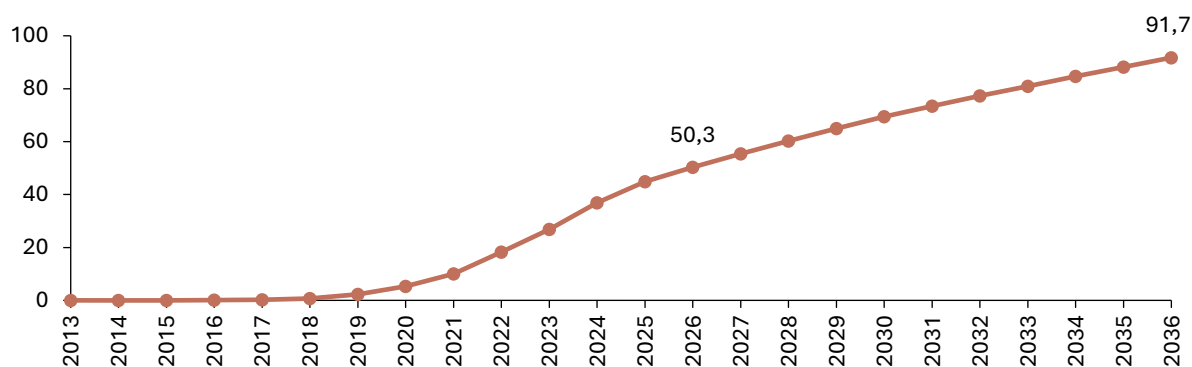
²² Recursos Energéticos Distribuídos (RED) correspondem a um conjunto de tecnologias de geração, armazenamento e gestão do consumo de energia elétrica, localizadas na rede de distribuição, geralmente próximas às unidades consumidoras (atrás do medidor). No PDE 2036, esses recursos abrangem: micro e minigeração distribuída (MMGD), armazenamento de energia com baterias atrás do medidor, carregamento inteligente de veículos elétricos, resposta da demanda (RD) e eficiência energética.

desenvolvimento distintos no País, associados às condições técnicas, econômicas e legais-regulatórias. Mais detalhes em relação ao conteúdo desta seção podem ser encontrados, de forma complementar, no Caderno de Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos do PDE 2036.

Micro e Minigeração Distribuída (MMGD)

Na perspectiva atual de reduzido custo dos equipamentos e a possibilidade de economia frente à tarifa de eletricidade, a MMGD deve manter uma trajetória de expansão no horizonte decenal, acumulando 13,5 milhões de adotantes até 2036, com 91,7 GW de capacidade instalada (Figura 3-2) e 14,1 GW médios de geração. Esse cenário se traduz em R\$ 96 bilhões em investimentos acumulados entre 2027 e 2036. O segmento residencial mantém o protagonismo que já possui, com 41 GW em termos de capacidade instalada em 2036.

Figura 3-2 – Capacidade instalada de MMGD no cenário de referência (GW)



Nota: O cenário de referência considera somente a cobrança de 100% TUSD Distribuição a partir de 2029.

Fonte: Elaboração EPE.

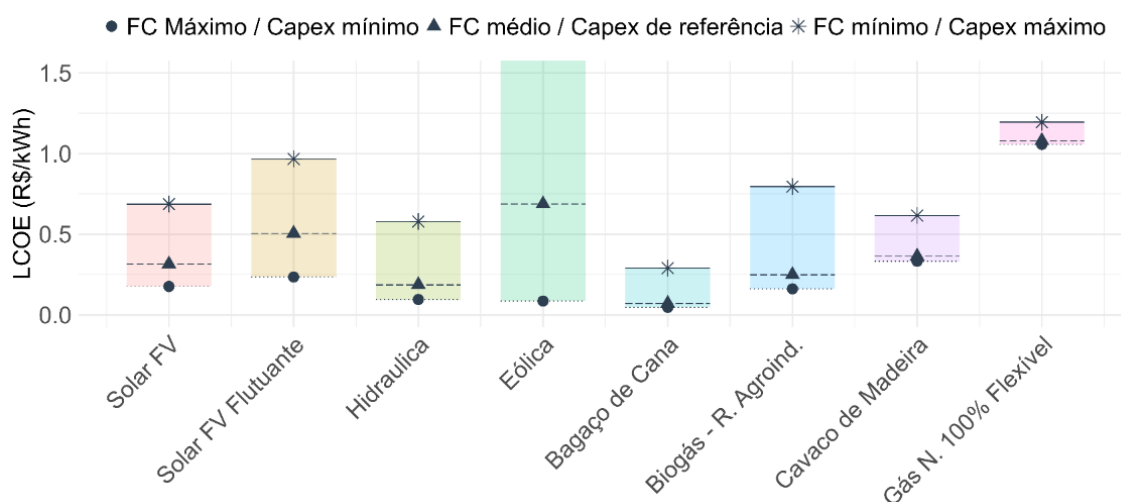
Box 3-1 Como é feita a projeção da difusão da MMGD no Brasil?

As projeções são realizadas por meio do Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD). É um *software* livre que estima a evolução da MMGD a partir das condições vigentes e das expectativas para o mercado, considerando fatores como custos das tecnologias, tarifas de energia, regras de compensação, incentivos, características dos consumidores e demais parâmetros econômicos e regulatórios. Mais detalhes da metodologia podem ser encontrados em [EPE \(2025\)](#).

Dessa forma, os resultados representam uma projeção de como o mercado tende a evoluir caso os sinais atuais sejam mantidos, e não necessariamente uma expansão ótima da MMGD. Assim, as projeções permitem antecipar desafios decorrentes desse crescimento, como impactos operacionais, a necessidade de maior controlabilidade e flexibilidade do sistema por meio de uma integração ONS-DSO, emprego de tecnologias de armazenamento nas redes de distribuição ou atrás do medidor, carregadores veiculares e medidores inteligentes e riscos de *curtailment*. Esses resultados subsidiam a discussão e o aprimoramento de aspectos regulatórios, tarifários e tecnológicos, discutidos em mais detalhes na sequência do documento.

Nessas condições, a fonte solar fotovoltaica deve manter protagonismo, correspondendo a 99% da capacidade instalada de MMGD até 2036. Ainda assim, as projeções mais reduzidas para hidráulica, térmica e eólica na MMGD, frente à solar fotovoltaica, não indicam baixo potencial técnico. Elas refletem maiores barreiras de custo, escala, risco, disponibilidade de dados, cadeia de fornecedores e desenvolvimento de projetos. A análise do custo nivelado de energia (LCOE) de diferentes fontes de MMGD evidencia que há uma oportunidade econômica na diversificação tecnológica deste segmento, dado que algumas dessas fontes apresentam maiores fatores de capacidade e faixas de custo competitivas ou parcialmente sobrepostas às da fotovoltaica (Figura 3-3).

Figura 3-3 – Custo nivelado de energia (LCOE) para MMGD no Brasil (R\$/kWh)



Fonte: Elaboração EPE.

Com a maior penetração da geração fotovoltaica, a atratividade da MMGD tende a depender não apenas do menor custo, mas também da capacidade de cada tecnologia entregar atributos ao sistema. Mudanças regulatórias e de mercado podem valorizar geração em horários críticos, previsibilidade, controlabilidade, uso de recursos locais, complementaridade regional e flexibilidade operacional.

Nesse contexto, fontes não solares podem ganhar relevância em aplicações específicas: a hidráulica pode contribuir para maior regularidade local, conforme o regime hidrológico; a térmica, especialmente associada ao uso de resíduos, pode oferecer geração estável e controlável; e a eólica pode apresentar complementaridade regional e horária em relação à solar fotovoltaica. Além das fontes individuais, a associação de tecnologias e o armazenamento podem ampliar o valor dos projetos ao otimizar o uso da rede, elevar o fator de capacidade, aumentar a produção em horários relevantes e permitir maior controle da geração, inclusive aproveitando infraestruturas já existentes.

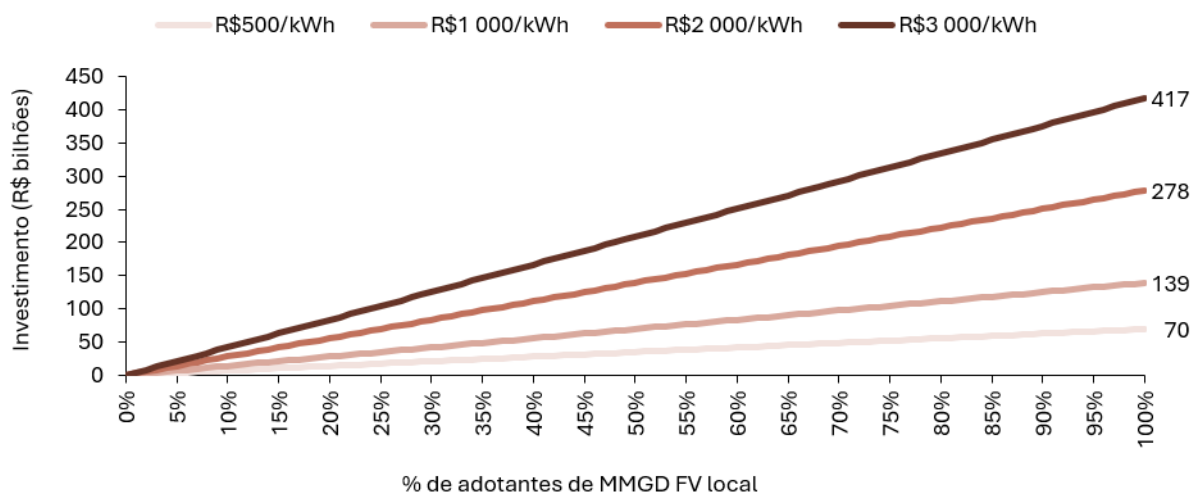
Esses resultados evidenciam desafios para a integração da MMGD ao sistema elétrico, com potenciais impactos sobre a segurança operativa, a alocação de custos e benefícios e a necessidade de cortes de geração. Para enfrentar esses desafios, é necessário avançar no aperfeiçoamento da regulação e das estruturas tarifárias, na integração de sistemas de armazenamento e na evolução da operação das redes de distribuição, mitigando riscos de sobrecargas, restrições operativas e cortes de geração.

Baterias Atrás do Medidor

A redução gradual dos custos das baterias, a perspectiva de ampliação dos sinais tarifários horários e os aprimoramentos regulatórios em curso têm aumentado o interesse pelo uso de sistemas de armazenamento atrás do medidor. Desses, cabe destacar a Lei nº 15.269/2025, que estabelece diretrizes para a regulamentação da atividade de armazenamento de energia em baterias e o cronograma de abertura integral do mercado de energia elétrica para a baixa tensão.

Nesse contexto, as baterias podem desempenhar diferentes funções para consumidores de baixa e média tensão, como reduzir o consumo nos horários de tarifa mais elevada, aumentar o aproveitamento local da geração fotovoltaica e ampliar a resiliência do suprimento de energia. Esse potencial é exemplificado pela análise da instalação de sistemas de armazenamento por adotantes de MMGD solar fotovoltaica local no Brasil, para armazenar parte da energia injetada na rede: a consolidação desse mercado e a definição dos aspectos regulatórios associados podem destravar, no limite, um investimento acumulado de até R\$ 417 bilhões até 2036. Ressalta-se, porém, que esse é um montante potencial, e, por esse motivo, não é contabilizado no montante indicativo de investimentos do PDE 2036 (seção 1.4).

Figura 3-4 – Potencial de investimentos em baterias atrás do medidor no Brasil em aplicações junto a MMGD fotovoltaica local



Fonte: Elaboração EPE.

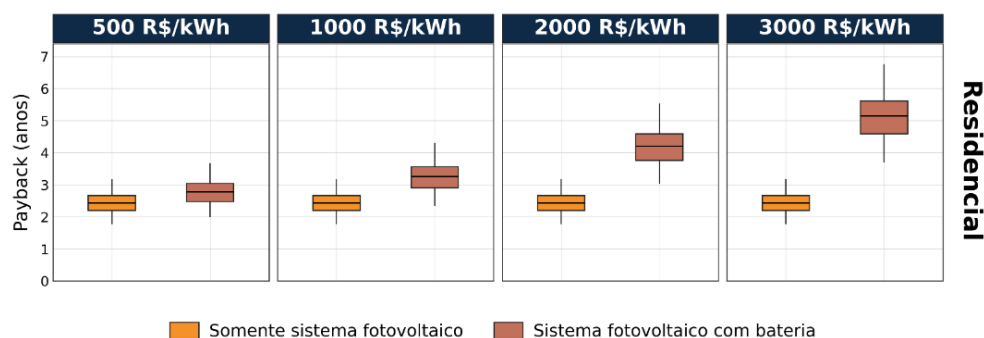
Apesar desse potencial, a viabilidade econômica das baterias ainda depende de condições específicas. Com o objetivo de identificar em quais situações as baterias conseguem gerar valor econômico para o consumidor final, foram simuladas três aplicações:

- (i) o aumento do autoconsumo fotovoltaico em unidades com microgeração distribuída;
- (ii) a gestão do consumo para consumidores do Grupo A na modalidade A4 Verde; e
- (iii) a gestão do consumo para consumidores de baixa tensão na Tarifa Branca.

No caso do autoconsumo fotovoltaico, os resultados mostram que a inclusão de baterias tende a ampliar o *payback* do investimento em comparação com um sistema fotovoltaico sem armazenamento. Isso ocorre porque, embora a bateria permita maior aproveitamento local da energia gerada e reduza a energia injetada na rede, o custo adicional do armazenamento ainda pesa de forma relevante na viabilidade econômica. Assim, no curto prazo, essa aplicação tende a ser mais atrativa para consumidores que valorizam benefícios complementares, como maior resiliência elétrica e autonomia, e não apenas a redução direta da fatura.

A Lei nº 14.300/2022 contribui para aumentar o interesse pelo autoconsumo ao reduzir gradualmente a remuneração da energia injetada na rede. A partir de 2029, quando a energia injetada passa a ser valorada com base em seus custos e benefícios, a tendência é que o consumo local da geração fotovoltaica se torne relativamente mais atrativo. Ainda assim, os resultados indicam que essa mudança, isoladamente, não é suficiente para viabilizar amplamente o uso de baterias, sobretudo em cenários de maior custo do armazenamento.

Figura 3-5 – Distribuição, entre distribuidoras, do *payback* do sistema fotovoltaico com e sem bateria para diversas distribuidoras, por classe de consumo e custo do armazenamento



Fonte: Elaboração EPE.

Para consumidores do Grupo A enquadrados na modalidade A4 Verde, a aplicação analisada foi de gestão do perfil de consumo. Nessa estratégia, a bateria é carregada em horários de menor custo e descarregada no horário de ponta, reduzindo a exposição do consumidor às tarifas mais elevadas. A atratividade econômica dessa aplicação está diretamente associada ao diferencial tarifário entre ponta e fora de ponta: quanto maior essa diferença, maior o potencial de economia proporcionado pelo deslocamento do consumo.

Figura 3-6 – Diferencial tarifário entre ponta e fora de ponta (P-FP) na modalidade A4 Verde, por distribuidora e ambiente de contratação (R\$/kWh)

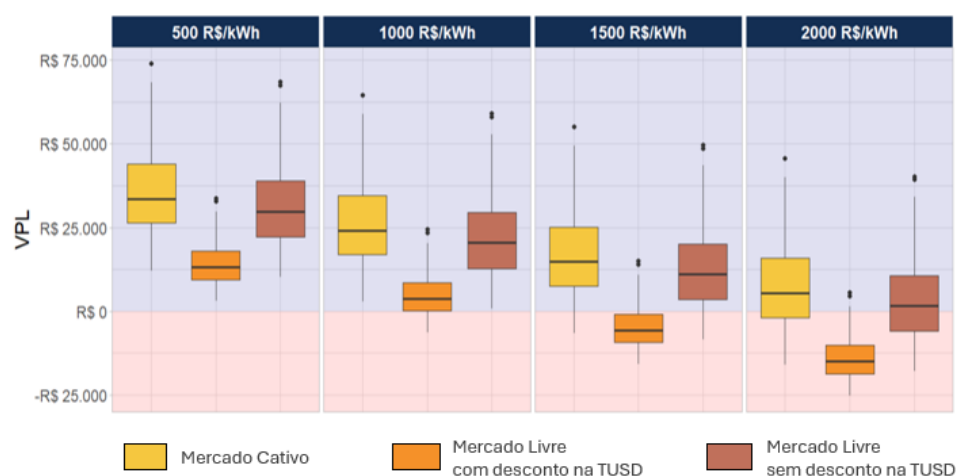


Fonte: Elaboração EPE.

No que tange ao mercado livre (ML), a Lei nº 15.269/2025 traz o fim da concessão de descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para novos consumidores que migrarem ao ML. Isso impacta não apenas a análise econômica da migração dos consumidores para esse ambiente de contratação, mas também pode ampliar a viabilidade de projetos de armazenamento como estratégia para gestão no ML. Assim, os resultados para a A4 Verde

indicam que no Mercado Livre com desconto na TUSD, a viabilidade é mais restrita, refletindo o menor diferencial tarifário entre os períodos. Já no Mercado Livre sem desconto, a retirada do benefício amplia o diferencial ponta-fora ponta e melhora a atratividade das baterias, aproximando os resultados daqueles observados no Mercado Cativo. O Mercado Cativo apresenta os maiores valores presentes líquidos (VPL) medianos entre os ambientes de contratação avaliados, mantendo maior atratividade ao longo da faixa de preços analisada. Ressalta-se que as alterações associadas à Lei nº 15.269/2025 se aplicam às novas migrações ao mercado livre após sua vigência, não afetando contratos já celebrados por consumidores que já estavam nesse ambiente de contratação.

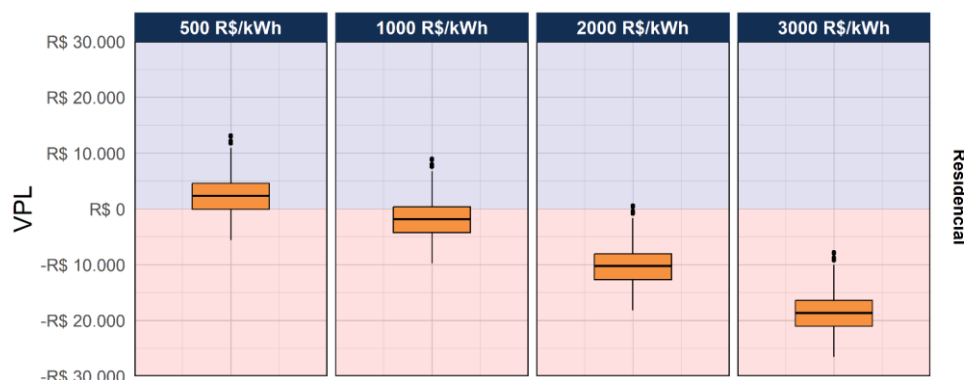
Figura 3-7 – Distribuição, entre distribuidoras, do VPL das baterias para arbitragem tarifária no A4 Verde, segundo ambiente de contratação e custo do armazenamento



Fonte: Elaboração EPE.

Na Tarifa Branca, os resultados indicam atratividade ainda limitada para o uso de baterias, com VPL positivo concentrado principalmente nos cenários de menor custo do armazenamento, especialmente em R\$ 500/kWh. Acima de R\$ 1.000/kWh, o VPL torna-se predominantemente negativo tanto para consumidores residenciais quanto comerciais. Isso ocorre porque o diferencial tarifário entre ponta e fora ponta na baixa tensão ainda é menor do que aquele observado no Grupo A, reduzindo o potencial de arbitragem econômica.

Figura 3-8 – Distribuição, entre distribuidoras, do VPL do investimento em baterias para arbitragem tarifária na Tarifa Branca, por classe de consumo e custo do armazenamento



Fonte: Elaboração EPE.

Ainda assim, a Tarifa Branca pode se tornar mais relevante no médio e longo prazo, especialmente diante da modernização tarifária e da possibilidade de ampliação dos sinais horários para consumidores de baixa tensão. A atratividade das baterias nesse caso tende a se concentrar em consumidores com maior capacidade de deslocamento de carga, maior consumo nos horários de ponta e inseridos em áreas de concessão com maior diferença tarifária entre os postos horários.

Entre os casos avaliados, a gestão do consumo no Grupo A4 Verde apresenta o maior potencial econômico, enquanto a perspectiva de redução futura dos preços das baterias, de mudanças tarifárias e de valoração de benefícios adicionais percebidos pelos consumidores podem ampliar a competitividade das aplicações associadas ao autoconsumo fotovoltaico e à Tarifa Branca. De forma geral, os resultados sugerem que a atratividade das baterias aparece de forma mais clara em aplicações caracterizadas por maiores diferenciais tarifários, maior intensidade de utilização do sistema de baterias e menores custos de investimento.

Cabe destacar que, a depender da aplicação simulada e localização do projeto, há diferenças regionais significativas, justificadas pela relação entre o VPL do investimento em baterias e a tarifa aplicada em cada área de concessão. Da mesma forma, as simulações não consideram a perspectiva de possíveis fontes adicionais de receitas para os projetos a partir da remuneração de serviços prestados ao sistema ou a adoção de estratégias complementares de gestão da energia, fatores que podem acelerar a difusão dos sistemas de baterias e sua viabilidade. Por fim, benefícios adicionais não simulados, como aumento da resiliência, melhoria da qualidade do fornecimento e questões ambientais também podem influenciar a decisão de investimento e justificar uma adoção mais rápida em determinados nichos de consumidores.

Resposta da Demanda

A Resposta da Demanda (RD) é um mecanismo que permite aos consumidores maior gerenciamento do uso da energia, respondendo às variações no preço da energia ("RD por preços") e aos comandos do operador do sistema mediante pagamentos ("RD por incentivos"). Trata-se, portanto, de um RED que atua de forma individual ou complementar a outros recursos distribuídos (Box 3-2).

Com relação à RD por preços, destacam-se as tarifas horossazonais (verde e azul, mandatórias) e a tarifa branca (opcional para os consumidores de baixa tensão). Na alta tensão, por ser obrigatória a todos os consumidores, é perceptível a mudança de comportamento na carga e os investimentos feitos por esses consumidores para responderem à mudança de preços. Por outro lado, na baixa tensão, embora a tarifa branca tenha entrado em vigor em janeiro de 2018, sua taxa de adesão é de apenas 0,1%. Nesse contexto, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) vem realizando esforços para ampliar o seu uso, conforme visto na Consulta Pública nº 46/2025, que prevê aplicação automática na Baixa Tensão para unidades com consumo mensal maior ou igual a 1.000 kWh a partir de 2026 e de 600 kWh a partir de 2027. No meio rural, a Portaria Normativa MME nº 137/2026 flexibilizou os horários de aplicação do desconto tarifário a irrigantes e aquicultores, que pode ser fracionado em até três períodos diários, vedada sua aplicação entre 17h e 21h30. A medida preserva o sinal de ponta e permite o deslocamento de cargas de bombeamento para o período de maior disponibilidade de geração solar.

Por sua vez, a RD por incentivos tem sido objeto de testes e aprimoramentos desde 2017, inclusive com a instituição em 2022 do programa estrutural de RD pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Apesar de representar um avanço normativo importante, o programa do ONS apresenta limitações que restringem seu alcance. Atualmente, o programa é desenhado para consumidores industriais, utilizando parâmetros técnicos incompatíveis com as características dos residenciais e comerciais e, por isso, sua expansão demanda uma revisão profunda das especificações técnicas e a criação de produtos diferenciados por segmento.

Nesse sentido, a EPE publicou um estudo com recomendações para o desenvolvimento do mercado de RD por incentivos no Brasil. Adicionalmente, o estudo estima um potencial de 8,8 GW de RD para os segmentos industriais e de cogeração (EPE, 2026).

Nesse contexto, a partir de subsídios da EPE, no mês de setembro de 2026, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) decidiu pela continuidade e aprimoramento dos mecanismos de Resposta da Demanda no sistema elétrico brasileiro, visando aumentar a flexibilidade e a eficiência do sistema elétrico e o aprimoramento dos mecanismos existentes, incluindo o Produto Disponibilidade.

Ainda assim, considerando os diferentes perfis industriais e custos variáveis entre R\$ 600/MWh e R\$ 900/MWh, além de um custo fixo anual da ordem de R\$ 220/kW, estima-se que a RD por incentivos possa atingir 4,0 GW de contribuição em 2036, um crescimento de dez vezes frente aos 344 MW contratados no 3º Mecanismo Competitivo do ONS, realizado em julho de 2026, tornando-se um recurso relevante para o atendimento dos requisitos de capacidade do SIN.

Contudo, para que a RD se consolide como um recurso maduro para o planejamento e a operação do sistema, são necessários aperfeiçoamentos em diferentes frentes.

Do ponto de vista tecnológico, a expansão da infraestrutura de medição inteligente, associada a sistemas de comunicação, automação e gestão de dados, é fundamental para viabilizar o monitoramento do consumo em tempo real, o envio de sinais econômicos e a comprovação das reduções de carga. Apesar de sua relevância, a disseminação dessas tecnologias ainda é limitada no Brasil, o que reforça a importância da política de medição inteligente, estruturada pelo MME por meio das Portarias Normativas nº 111/2025 e nº 126/2026. Esta última estabeleceu meta mínima obrigatória de implantação pelas distribuidoras (2% ao ano das unidades consumidoras, por 24 meses, a partir de março de 2026), funcionalidades mínimas dos sistemas, incluindo a possibilidade de tarifação horária, e a elaboração de análises de custo-benefício para a expansão no médio e longo prazo.

Além disso, o sucesso desses programas depende do engajamento dos consumidores, que pode ser fortalecido por estratégias da economia comportamental, como metas individualizadas, *feedback* em tempo real e incentivos financeiros claros, como *cashback* na conta após participação no evento de RD.

Por fim, os agregadores de carga terão papel central na coordenação de consumidores e de recursos distribuídos, transformando flexibilidade na demanda em serviços para o sistema elétrico. Entre as aplicações potenciais, destacam-se as frotas de veículos elétricos, cuja recarga pode ser coordenada por estratégias de recarga inteligente unidirecional (V1G) ou, de forma mais ampla, bidirecional (V2G), neste último caso permitindo também a injeção de energia na rede. A consolidação dos agregadores em larga escala, contudo, depende da superação de barreiras regulatórias e de mercado, como as restrições à sua atuação no mercado cativo.

Box 3-2 A relevância da RD e complementaridade com os RED

A participação ativa dos consumidores por meio da RD permite que o sistema elétrico alcance uma série de benefícios, entre os quais se destacam:

- Maior **flexibilidade e confiabilidade**.
- Postergar/evitar a construção de **novas unidades de geração e transmissão**, bem como a **postergação de investimentos** na rede de distribuição.
- Possível **redução de emissão de gases de efeito estufa** devido ao menor acionamento de usinas térmicas centralizadas.

Além disso, a RD amplia os ganhos associados aos RED, por meio da complementariedade dos recursos, como:

**MMGD**

Incentivo ao deslocamento do consumo para períodos de maior geração renovável, ampliando o autoconsumo e aliviando desafios operativos.

**Baterias**

Possibilita resposta de consumidores que precisam de uma fonte complementar de geração de energia para responder aos preços/incentivos da redução de carga.

**Veículos elétricos**

Viabiliza o carregamento inteligente unidirecional (V1G) e, em estágios mais avançados, o *Vehicle-to-Grid* (V2G), transformando as baterias veiculares em reservas móveis de capacidade para suporte aos picos de carga.

3.2 Geração Centralizada de Energia Elétrica

Introdução

No contexto de transição energética para uma economia de baixo carbono, é comum associar a elevada participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira à ideia de que a transição energética do setor elétrico já estaria, em grande medida, equacionada. Entretanto, a conjuntura atual e as perspectivas para os próximos anos indicam que a abundância de recursos renováveis, por si só, não garante o aproveitamento pleno e sustentável da vantagem comparativa do Brasil na produção de energia limpa. Para que essa vantagem se traduza em benefícios efetivos para a sociedade, é necessário criar as condições adequadas para a inserção e a expansão das fontes renováveis em sinergia com demais fontes e tecnologias. Isso requer planejamento e coordenação entre os diferentes recursos de geração, armazenamento e transmissão, de forma a assegurar o atendimento à demanda com confiabilidade, flexibilidade operativa e segurança de suprimento.

O PDE 2036 não tem por finalidade estabelecer previsões determinísticas ou definir, de forma prescritiva, a trajetória de expansão do sistema elétrico. O Plano apresenta uma visão de referência para a evolução do sistema e permite antecipar desafios, avaliar alternativas e subsidiar decisões que precisam ser tomadas com antecedência, propondo reflexões acerca do contexto atual e futuro da matriz elétrica nacional. Essa abordagem é essencial tanto para incorporar ao processo de planejamento os aprendizados e desafios observados no curto prazo quanto para estimular a avaliação de novas soluções e perspectivas da evolução do sistema elétrico. Neste sentido, seguindo diretrizes do MME, as informações trazidas nesta seção permitem antecipar questões estratégicas para o setor nos próximos dez anos e assim favorecer a busca de soluções e o diálogo entre os agentes.

Esta seção apresenta, de forma sucinta, os principais aspectos relacionados à elaboração do Caso Base e do Cenário de Referência para a expansão da geração de energia elétrica. Essas análises são complementadas pelo Caderno de Geração de Energia Elétrica do PDE 2036, que apresenta informações e análises adicionais, com maior nível de detalhamento.

Requisitos de energia e potência

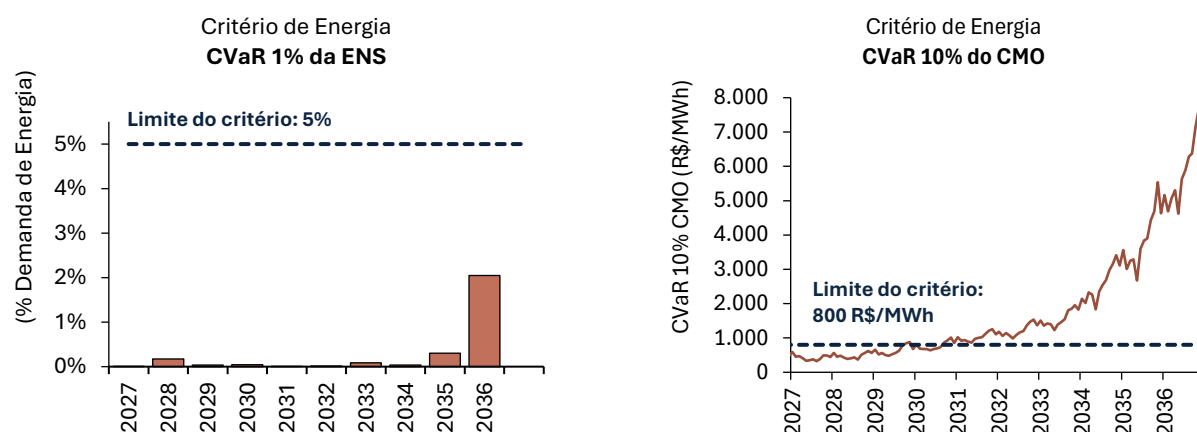
O planejamento avalia permanentemente as condições de atendimento de energia e potência do Sistema Interligado Nacional (SIN), conforme métricas de critério de suprimento estabelecidas na Resolução CNPE nº 29, de 2019, e parâmetros associados a essas métricas definidos na Portaria MME nº 59, de 2020. O Caso Base, também denominado de Caso para Cálculo de Requisitos, que contempla a oferta existente e as expansões futuras já contratadas²³, possibilita a identificação de quais as necessidades sistêmicas para os próximos dez anos nas dimensões de energia e potência.

Dois critérios relativos ao fornecimento de energia são utilizados para a identificar a adequação do atendimento à demanda energética. O primeiro, que verifica o suprimento físico, mede a insuficiência da oferta para a média dos 1% piores cenários de Energia Não Suprida (ENS) (CVaR 1% ENS), em base anual. O segundo critério, com enfoque econômico, é constituído pelos valores de Custo Marginal de Operação (CMO) dos subsistemas do SIN calculados pela média dos 10% maiores CMO, (CVaR 10% do CMO), em base mensal.

²³ O sistema existente e a expansão contratada baseiam-se no Planejamento Mensal de Operação (PMO), de janeiro de 2026, e nos resultados do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2026 (LRCAP 2026), homologado pela ANEEL por meio do Aviso de Homologação e Adjudicação do Leilão nº 2/2026-ANEEL, publicado no Diário Oficial da União em 22 de maio de 2026, mas sem considerar possíveis antecipações de entrada em operação. Também é considerada a retirada de operação de 10.500 MW em razão de fim de contrato e fim de vida útil.

O critério da ENS foi plenamente atendido, tendo seu maior registro em 2036, atingindo cerca de 2%, conforme apresentado na Figura 3-9.

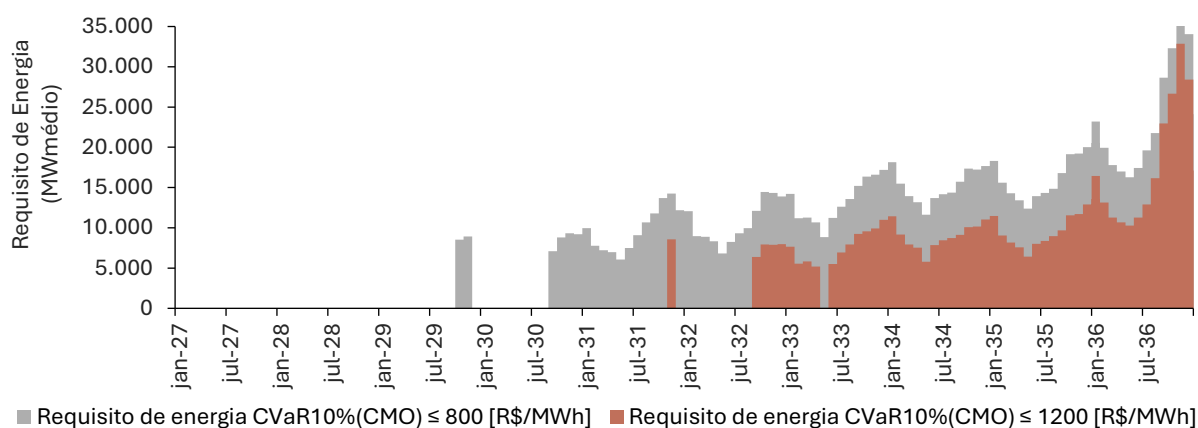
Figura 3-9 – Avaliação do atendimento ao critério de energia do Caso Base



Fonte: Elaboração EPE.

O critério CVaR 10% CMO indica a superação do limite de 800 R\$/MWh a partir de 2029, conforme apresentado na Figura 3-9. Esse limite foi estabelecido na Portaria MME nº 59, de 2020, quando o custo de déficit era de 5.249,34 R\$/MWh. Atualmente, o custo de déficit é de 8.291 R\$/MWh. Considerando a atualização das condições econômicas e a evolução do parque gerador desde o estabelecimento do parâmetro, torna-se oportuna a reflexão para a revisão do limite utilizado no critério CVaR 10% CMO. Dessa forma, a indicação de superação do limite a partir de 2029 deve ser interpretada à luz do parâmetro vigente. Reforça-se que tal montante, apresentado na Figura 3-10 como requisito de energia, representa não unicamente uma questão de custo de energia, mas reflete que, em situações de baixa hidrologia e redução de armazenamento, pode ser ampliado o acionamento de usinas termelétricas para atendimento energético, de forma a garantir segurança de suprimento. A título de sensibilidade, ao aplicar a mesma variação percentual observada no custo de déficit vigente nos anos de 2019 e 2026 ao limite do critério, o valor ficaria da ordem de 1.200 R\$/MWh. Este ajuste paramétrico se reflete em uma postergação do requisito inicial de energia de 2029 para 2031, e indicando valores de requisito ascendentes, ainda que inferiores ao longo da maior parte dos anos do estudo.

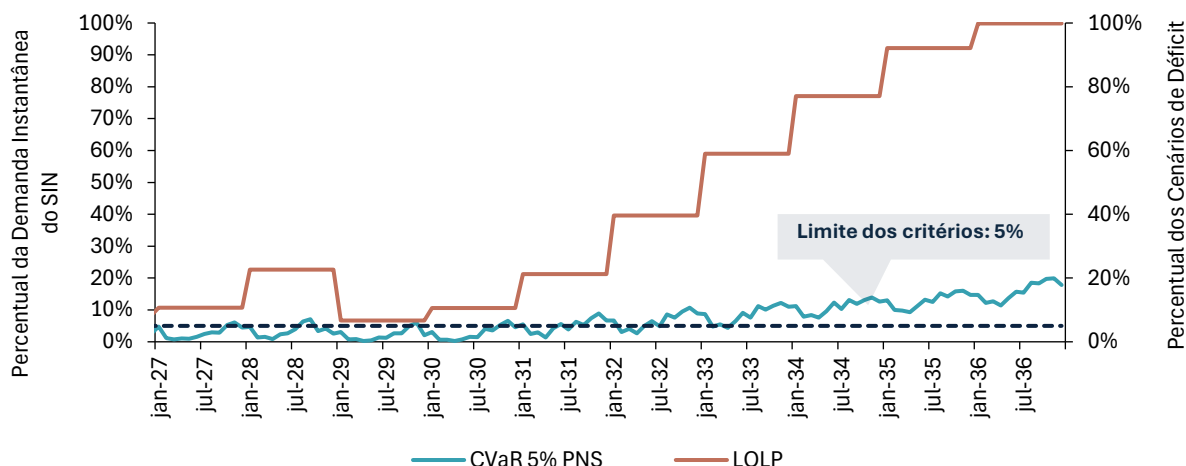
Figura 3-10 – Requisito de energia considerando o limite do critério



Fonte: Elaboração EPE.

Em relação ao atendimento dos critérios de potência do SIN, indicados na Figura 3-11, o CVaR 5% da Potência Não Suprida (PNS) supera o limite de 5% da demanda máxima instantânea a partir de outubro de 2027 (5,3%) e apresenta sazonalidade, com maiores valores de PNS no segundo semestre. Adicionalmente, ressalta-se que a LOLP atinge 10% e 22% em 2027 e 2028, respectivamente. Foi utilizada como premissa de elaboração do Caso Base o resultado do LRCAP 2026, deste modo, a partir de 2029, observa-se uma redução do requisito de potência, uma vez que neste ano é considerada a entrada em operação comercial de uma parcela significativa das usinas termelétricas vencedoras do LRCAP 2026.

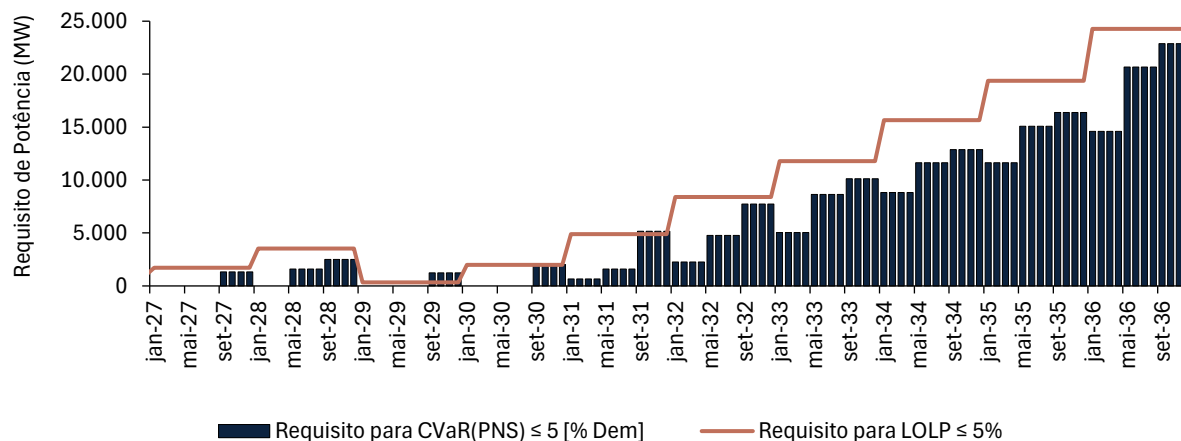
Figura 3-11 – Avaliação do atendimento ao critério de potência do Caso Base



Fonte: Elaboração EPE.

Na Figura 3-12, são apresentados os requisitos de potência calculados para as correspondentes violações do limite de 5% dos critérios de CVaR 5% da PNS e da LOLP. Os montantes associados às violações do critério da LOLP iniciam em 2027, sendo os maiores valores relacionados ao último quadrimestre anual. Observa-se que os requisitos de potência estimados pelo critério da LOLP foram predominantemente maiores que os calculados pelo critério do CVaR 5% PNS, de maneira que o requisito de LOLP é de cerca de 1,7 GW a partir de 2027 e atinge cerca de 24 GW em 2036.

Figura 3-12 – Requisitos de potência para os critérios de capacidade



Fonte: Elaboração EPE.

O conhecimento dos requisitos do sistema é o fio condutor para compreensão da expansão da oferta de eletricidade. Nos itens a seguir desta seção estão apresentadas as premissas para o Cenário de Referência e os principais resultados para o horizonte decenal.

Premissas do Cenário de Referência

O Cenário de Referência do PDE 2036 é elaborado a partir de um conjunto de premissas e políticas energéticas, descritas nesta seção, definidas pela legislação vigente e por diretrizes apontadas pelo MME.

Em relação à legislação vigente, o Cenário de Referência do PDE 2036 mantém as premissas indicadas na Lei nº 14.299, e incorpora as alterações promovidas pela Lei 15.269/2025 na Lei nº 14.182. O disposto acima foi adotado da seguinte forma:

- **Contratação de PCHs:** conforme alteração do parágrafo § 1º do Art. 1º da Lei nº 14.182/2021, considera-se a contratação de 4.900 MW (3.000 MW + 1.900 MW adicionais) de centrais hidrelétricas de até 50 MW. A distribuição regional se deu da seguinte forma:
 - Região Centro-Oeste: Total de 3.000 MW (1.837 MW + 1.163 MW adicionais);
 - Regiões Sul e Sudeste: Total de 1.499 MW (918 MW + 581 MW adicionais);
 - Regiões Norte e Nordeste: Total de 401 MW (245 MW + 156 MW adicionais).

Relativo ao cronograma, o parágrafo § 19 indica a contratação de 3.000 MW com início do suprimento entre 2032 e 2034. Adotou-se como premissa que os demais 1.900 MW ficariam disponíveis para entrada a partir de 2035.

- **Incentivo à Biomassa:** contratação obrigatória de 3.000 MW de usinas termelétricas a biomassa. Dado que a Lei não define um prazo para essa contratação, foi adotada como premissa a entrada desse montante ao longo de 15 anos, a partir de 2030.
- **Manutenção de Candiota III:** a partir da alteração do Art. 3º-D da Lei nº 10.848/2004, incorporou-se a prorrogação do contrato de Candiota III, termelétrica a carvão mineral nacional, até 2040.
- **Retirada do caráter compulsório/obrigatório e inflexível** das usinas termelétricas a gás natural originalmente previstas na Lei nº 14.182/2021, portanto o montante compulsório total de 7.246 MW deixou de ser considerado no Cenário de Referência do PDE 2036 como consequência da alteração nos mecanismos de contratação compulsória dada pela redação da Lei nº 15.269/2025.
- **Proinfra:** da Lei nº 14.182/2021, manteve-se a representação do disposto no Art. 23, que trata da possibilidade de renovação dos contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Para tal, simulou-se no Cenário de Referência a prorrogação de todos os parques deste programa.
- **Programa de Transição Energética Justa (TEJ):** previsto na Lei nº 14.299/2022, com vistas a promover uma transição energética para a região carbonífera do Estado de Santa Catarina, alinhada à neutralidade de carbono a ser atingida em conformidade com as metas definidas pelo Governo Federal. Nesse sentido, manteve-se a capacidade instalada do Complexo Jorge Lacerda em todo o período decenal.

Para a expansão nuclear, após consulta ao MME e considerando o estágio atual de revisão dos estudos de apoio à deliberação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) sobre a continuidade de Angra 3, o PDE 2036 adotou o início da operação comercial da usina em 2033.

Uma consideração relevante para este ciclo do PDE é a incorporação dos resultados do **Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP)**, realizado em março de 2026. Os projetos vencedores, com suas respectivas capacidades instaladas, foram incluídos na expansão contratada da seguinte forma:

- **Termelétricas:** 9.618 MW na contratação de projetos existentes com entrada desde 2026 das fontes gás natural, carvão mineral importado, óleo diesel e óleo combustível e 11.124 MW de termelétricas novas a gás natural, com entrada a partir de 2028;
- **Hidrelétricas:** 2.916 MW em ampliações de usinas existentes com entrada a partir de 2030;
- **Biocombustível:** 190 MW a partir da conversão de usinas existentes a óleo combustível e óleo diesel para biocombustível, com entrada a partir de 2030.

Para atender o crescimento da demanda ao longo do horizonte decenal, o PDE 2036 dispõe de um conjunto diversificado de tecnologias para expansão, dada a grandeza do potencial eletroenergético brasileiro.

- **Hidrelétricas:** permanecem entre as alternativas de expansão do sistema, tanto por meio de novos aproveitamentos – usinas hidrelétricas (UHE) de grande porte e pequenas centrais elétricas (PCH) – quanto por meio de ampliações, modernização e repotenciação de usinas existentes;
- **Renováveis não controláveis:** destacam-se a eólica e a solar fotovoltaica centralizada²⁴, em configurações já consolidadas na matriz elétrica – *onshore* e convencional – além de tecnologias em fases iniciais de desenvolvimento no País, como a eólica *offshore* e a solar fotovoltaica flutuante.
- **Termelétricas renováveis:** contemplam usinas a bagaço de cana-de-açúcar, cavaco de madeira, biogás, biocombustível, etanol e unidades de recuperação energética de resíduos sólidos urbanos;
- **Termelétricas:** são consideradas usinas novas a gás natural, carvão mineral e energia nuclear. Também foi adotado, como opção, a contratação de termelétricas existentes sem contrato por meio de *retrofit* (para usinas a óleo combustível e óleo diesel se considera também a mudança para biocombustível). Além disso, foram adicionadas opções com captura e armazenamento de carbono.
- **Recursos de flexibilidade:** complementando o potencial renovável, o plano conta com opções de armazenamento, como baterias e usinas hidrelétricas reversíveis (UHR), e resposta da demanda (RD).

No âmbito da elaboração do PDE 2036, com relação aos custos das tecnologias candidatas à expansão, uma tendência observada é a expectativa de redução de custo de tecnologias de armazenamento. A atualização das premissas de despesas de capital (Capex) das opções de

²⁴ A tecnologia de geração heliotérmica (CSP, na sigla em inglês) é avaliada em conjunto com a solar fotovoltaica. Já sua configuração combinada ao armazenamento térmico em sais fundidos, que permite deslocar a geração para o fim da tarde e o início da noite, com potência despachável e geração síncrona, ainda não integra a carteira de candidatas deste ciclo. A EPE, em atenção e evolução do custo, avaliará sua inclusão no portfólio de candidatos à expansão da geração em ciclos futuros.

armazenamento, como baterias e UHR, foi feita com base em informações mais recentes disponíveis. Foram avaliadas referências nacionais e internacionais, bem como maior detalhamento a nível de projetos que, mais uma vez, reforçaram a tendência global de queda de custos dessas tecnologias. Para as UHR, foi feito um aperfeiçoamento na representação dos parâmetros, com a estimativa de duas faixas de custos, sendo a primeira associada a projetos com seis horas de armazenamento e a segunda a projetos de dez horas de armazenamento. Já em relação às estimativas relacionadas a sistemas de armazenamento em baterias, as três faixas de custos, representadas desde o PDE 2035, foram atualizadas com dados internacionais. Cabe destacar que o primeiro leilão de reserva de capacidade para a contratação de sistemas de armazenamento em baterias, previsto para dezembro de 2026, será um importante marco para a confirmação do desenvolvimento desses projetos no SIN.

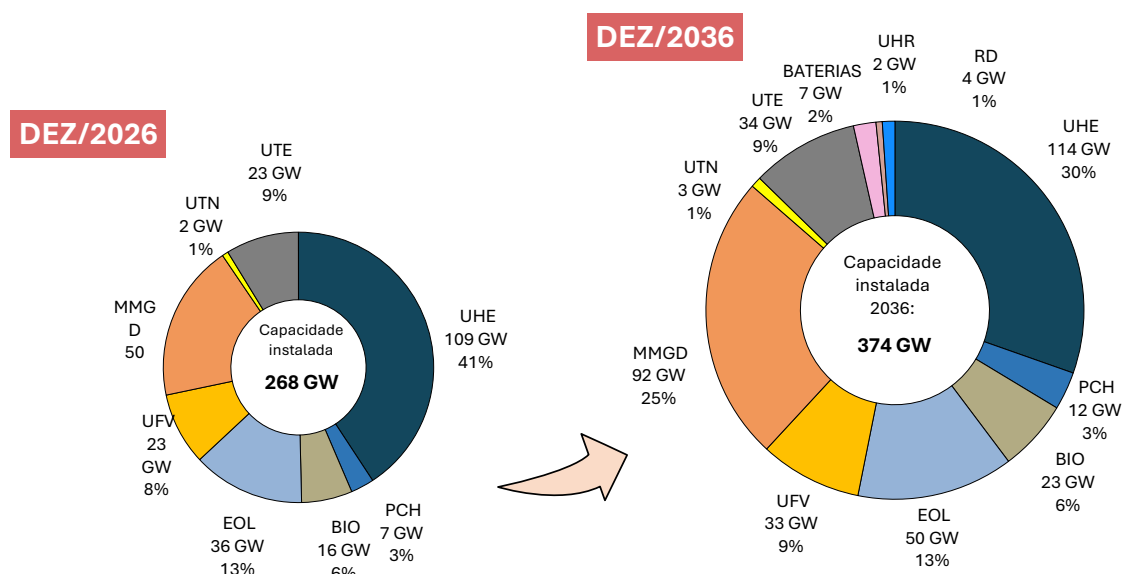
Com relação ao gás natural, o contexto do mercado internacional²⁵ indica aumento dos custos em toda a cadeia produtiva de turbinas a gás, incluindo equipamentos, peças, EPC (engenharia, gestão de compras e construção) e serviços de manutenção. Esse aumento, que já se refletiu no LRCAP 2026, deve-se a uma combinação de fatores geopolíticos, macroeconômicos e de mercado, incluindo o crescimento da demanda por equipamentos de geração para atendimento à expansão de *data centers* e as tendências mundiais de utilização do gás natural para eletrificação e transição energética. O gás tem sido utilizado como alternativa a combustíveis mais poluentes, como o carvão mineral. Apresenta-se a seguir a configuração do Cenário de Referência, cuja expansão da oferta é elaborada para atender à projeção de demanda de eletricidade, descrita na seção 2.3.

Resultados do Cenário de Referência

Considerando a existência de múltiplas alternativas para o atendimento aos requisitos do sistema, o processo de planejamento é orientado não pela previsão de um único futuro, mas pela preparação do sistema para diferentes cenários plausíveis. Nessa perspectiva, o Cenário de Referência deste PDE representa a configuração de menor custo total dentre as alternativas avaliadas, considerando a expansão já contratada, as políticas e obrigações legais incorporadas ao estudo, as diretrizes de política energética e as demais restrições técnicas, operativas, socioambientais e o arcabouço regulatório, assegurando o atendimento físico aos requisitos de energia e aos critérios de potência, observadas as sinalizações operativas associadas ao critério de energia CVaR 10% do CMO. A elaboração do cenário constitui um instrumento para a antecipação dos desafios projetados para o horizonte de planejamento, subsidiando a avaliação de alternativas, a definição de estratégias e a implementação das intervenções requeridas em prazo compatível com sua maturação.

Com acréscimo de cerca de 110 GW de capacidade instalada nos próximos dez anos, para atendimento à demanda de eletricidade projetada. Em 2036, 87% da capacidade instalada corresponde a fontes renováveis, sendo 47% composta por fontes renováveis não controláveis, o que intensifica a complexidade de atendimento de capacidade e flexibilidade nos próximos anos.

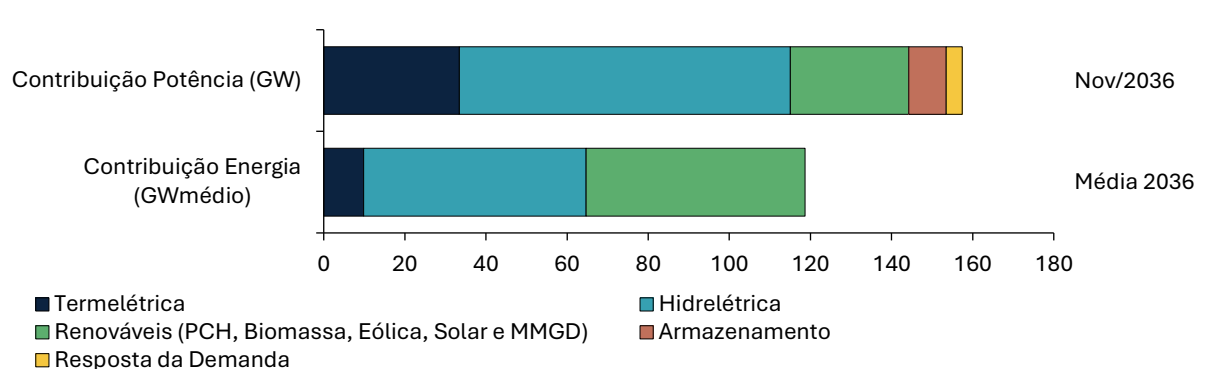
²⁵ Conforme detalhado no Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas do PDE 2036 ([EPE, 2026a](#)).

Figura 3-13 – Evolução da capacidade instalada de geração de energia no SIN

Notas: (1) UHE: Usinas Hidrelétricas; PCH: Pequenas Centrais Hidrelétricas; BIO: Termelétrica Renovável; EOL: Eólica; UFV: Solar Centralizada; MMGD: Mini e Microgeração Distribuída; UTE: Termelétrica Não Renovável; UTN: Termelétrica Nuclear; UHR: Usina Hidrelétrica Reversível; RD: Resposta da Demanda; (2) Não considera autoprodução; (3) Inclui capacidade instalada total de Itaipu.

Fonte: Elaboração EPE.

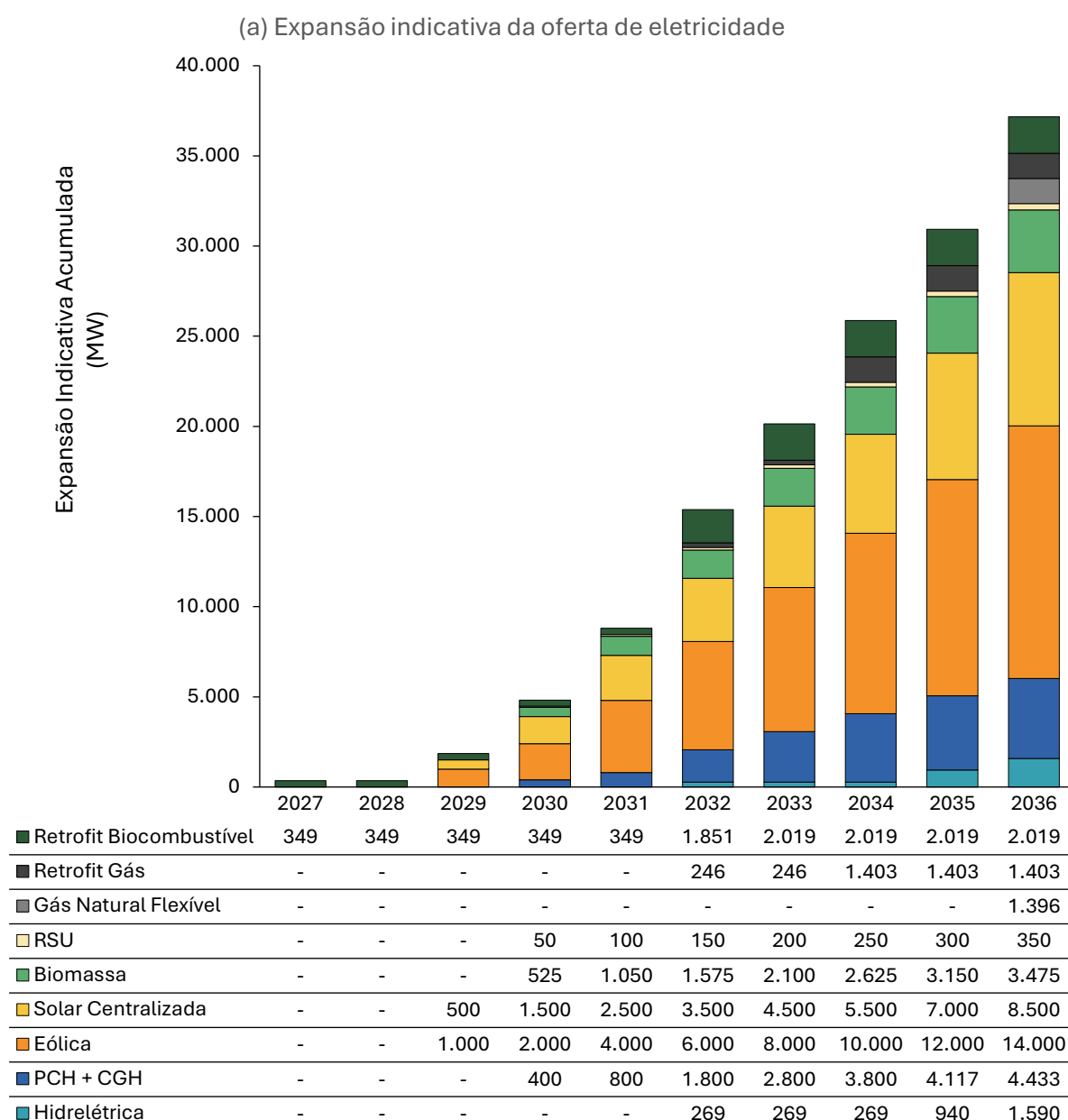
As diferentes tecnologias contribuem de formas distintas e complementares para o sistema. Enquanto algumas fontes se destacam pelo provimento de energia a custos competitivos, outras oferecem atributos como flexibilidade operativa e capacidade de resposta rápida. Em um sistema com crescente participação de fontes renováveis variáveis, torna-se cada vez mais importante avaliar esses atributos de forma integrada, considerando não apenas a quantidade de energia gerada, mas também a capacidade de cada tecnologia de contribuir para o atendimento da demanda máxima e para a resiliência do sistema diante de eventos adversos. Nesse contexto, o planejamento da expansão deixa de focar exclusivamente na incorporação de capacidade instalada e passa a buscar uma combinação equilibrada de tecnologias, cujos atributos complementares permitam atender, de forma segura, às necessidades de energia, potência e flexibilidade do SIN ao longo do horizonte de planejamento. Essa consideração se reflete na configuração da expansão: a Figura 3-14 exemplifica como cada tecnologia contribui para o atendimento da demanda de energia e de capacidade em 2036.

Figura 3-14 – Contribuição das tecnologias para potência e energia em 2036

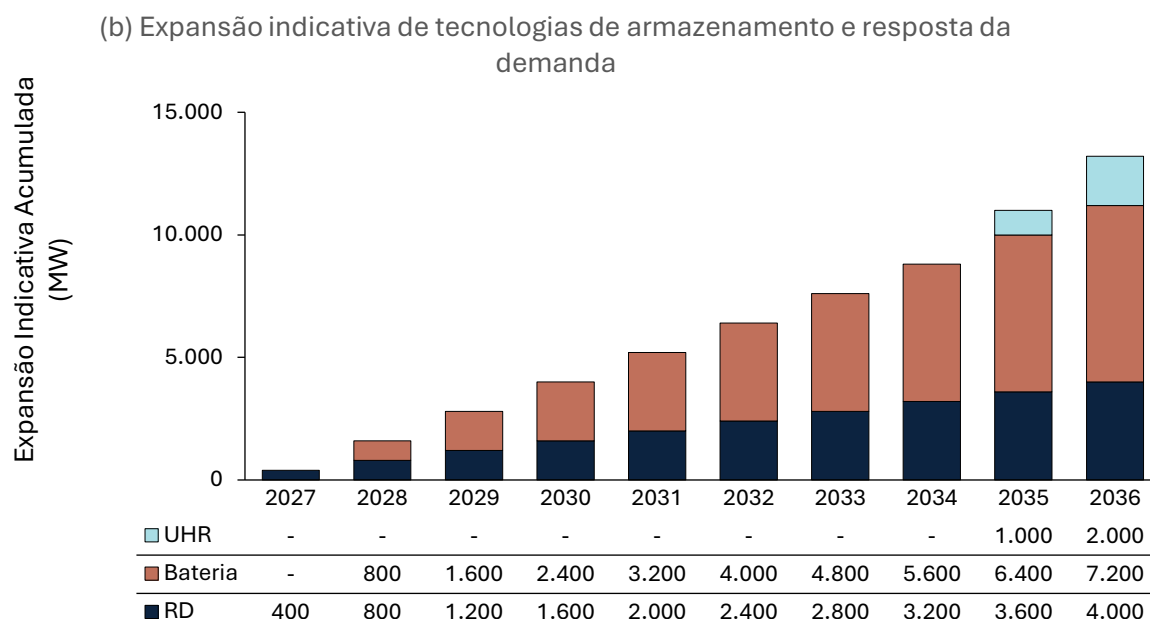
Fonte: Elaboração EPE.

O acréscimo da capacidade instalada considerado no horizonte de planejamento é composto por empreendimentos já contratados e pela expansão indicativa. O Cenário de Referência representa a evolução da configuração do sistema ao longo do horizonte, considerando as premissas apresentadas no início desta seção. A expansão da capacidade instalada indicativa é composta predominantemente por meio de fontes renováveis, com destaque para a eólica e a solar centralizada, que deverão adicionar, em conjunto, cerca de 22.500 MW de capacidade ao sistema elétrico, conforme observado na Figura 3-15. A biomassa também desempenha papel relevante, tanto com a instalação de novas usinas, quanto com a possibilidade de *retrofit* de termelétricas que poderiam ser convertidas ao uso de biocombustíveis²⁶.

Figura 3-15 – Expansão indicativa acumulada (MW)



²⁶ Uma parcela da expansão a biogás é considerada como MMDG. A ampliação da utilização de biocombustíveis está alinhada aos objetivos do programa Combustível do Futuro, que estabelece diretrizes para acelerar a descarbonização da matriz energética brasileira.

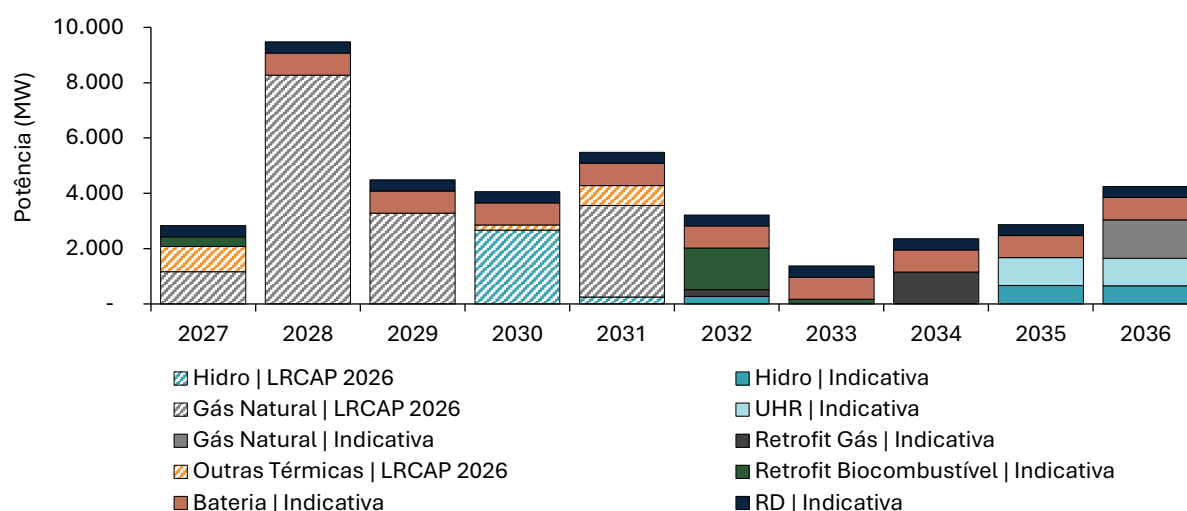


Fonte: Elaboração EPE.

O Cenário de Referência também aponta para a relevância do recurso hidrelétrico, cuja utilização se dá de diferentes formas: novos empreendimentos, como as usinas Telêmaco Borba e Bem Querer – com datas de entrada previstas para 2035 e 2036, respectivamente, adicionam 768 MW ao SIN. A modernização e repotenciação de usinas hidrelétricas se confirma como alternativa competitiva para a expansão, agregando cerca de 820 MW de capacidade ao sistema, além da perspectiva, apontada pela primeira vez no planejamento decenal, de hidrelétricas reversíveis²⁷ atuando no suprimento de potência dentro do horizonte decenal. A viabilização desses recursos também depende da capacidade dos arranjos de mercado e contratação de reconhecer adequadamente os diferentes atributos e serviços que podem ser prestados ao sistema, como potência, flexibilidade, armazenamento e segurança energética. Esse processo deve ser acompanhado de uma gestão integrada dos recursos hídricos, priorizando aproveitamentos que conciliem geração, usos múltiplos da água e sustentabilidade ambiental, de modo a maximizar o valor dos recursos hidrelétricos disponíveis.

O aproveitamento do potencial de recursos renováveis permite que a expansão para o atendimento de energia seja majoritariamente realizada através de fontes de baixo custo operativo e sem emissões diretas de gases de efeito estufa (GEE) durante a geração. Entretanto, devido à não controlabilidade da geração eólica e solar, deve-se ter um sistema preparado para lidar com variações da geração e da demanda, garantindo, assim, a confiabilidade do sistema. Nesse sentido, para assegurar a segurança de atendimento de potência, destaca-se a realização do LRCAP 2026, que contratou o montante de 23,8 GW de capacidade instalada com entrada a partir de 2026. Em adição ao montante já contratado nesse certame, o Cenário de Referência indicou a expansão de 19,6 GW de tecnologias para atendimento de potência, com destaque para os Sistemas de Armazenamento de Energia (baterias e UHRs) com 9,2 GW, usinas térmicas com 4,8 GW e resposta da demanda com 4,0 GW.

²⁷ As hidrelétricas reversíveis possibilitam o bombeamento de água para um reservatório superior em períodos de menor demanda ou de elevada disponibilidade de geração, e a posterior geração de energia nos momentos de maior necessidade do sistema, essas usinas promovem o deslocamento temporal de grandes volumes de energia. A importância dessa tecnologia é reforçada pela Resolução CNPE nº 8, de 6 de abril de 2026, que estabelece diretrizes para estudo e contratação, por meio de leilões e de outros mecanismos competitivos, dos serviços providos por Sistemas de Armazenamento Hidráulico (SAH).

Figura 3-16 – Expansão contratada e indicativa de fontes controláveis (MW)

Fonte: Elaboração EPE.

As tecnologias de armazenamento tendem a desempenhar papel relevante no atendimento da demanda máxima no horizonte decenal. Tem-se a indicação do total de 7.200 MW de baterias até 2036, com parcelas deste montante entrando em operação anualmente a partir de 2028. Nos ciclos anteriores, o PDE já havia indicado sistemas de armazenamento em bateria como uma solução estratégica. Ademais, neste ciclo de planejamento, as UHRs se mostram também como alternativa para o gerenciamento de excedentes de energia, ampliação da oferta de capacidade e flexibilidade operativa do sistema elétrico. O Cenário de Referência do PDE 2036 indica a possibilidade de inserção de UHR a partir de 2035, condicionada à evolução dos estudos, do arcabouço regulatório e dos processos de licenciamento e contratação²⁸.

Em conjunto, o montante de 9,2 GW de sistemas de armazenamento de energia até 2036 reforça a importância de que o arcabouço setorial seja capaz de reconhecer e valorar adequadamente os diferentes serviços e atributos providos por essas tecnologias, permitindo sua contratação ou inserção quando competitivas frente às demais alternativas disponíveis para o atendimento dos requisitos do sistema. A disponibilidade de um portfólio diversificado de armazenamento amplia a capacidade do sistema de responder a diferentes condições operativas. Essa complementaridade permite otimizar a utilização dos ativos de geração, transmissão e distribuição, aumentar a resiliência frente a eventos extremos e favorecer a integração de fontes renováveis com elevada variabilidade.

Cabe mencionar que a expansão indicada no PDE está condicionada à existência de condições adequadas para sua viabilização, entre elas um desenho de mercado capaz de fornecer sinais econômicos coerentes com as necessidades do sistema e de criar condições para a realização dos investimentos requeridos. Nesse sentido, o planejamento indicativo deve ser entendido como um instrumento que sinaliza as necessidades físicas futuras do sistema, enquanto o desenho de mercado deve ser continuamente avaliado e aprimorado para responder a essas necessidades de forma compatível com as características e os desafios do setor elétrico brasileiro. Nesse contexto, destacam-se instrumentos recentes, como a Lei nº 15.269, de 2025, que atualiza o marco regulatório do setor elétrico e estabelece diretrizes para o armazenamento

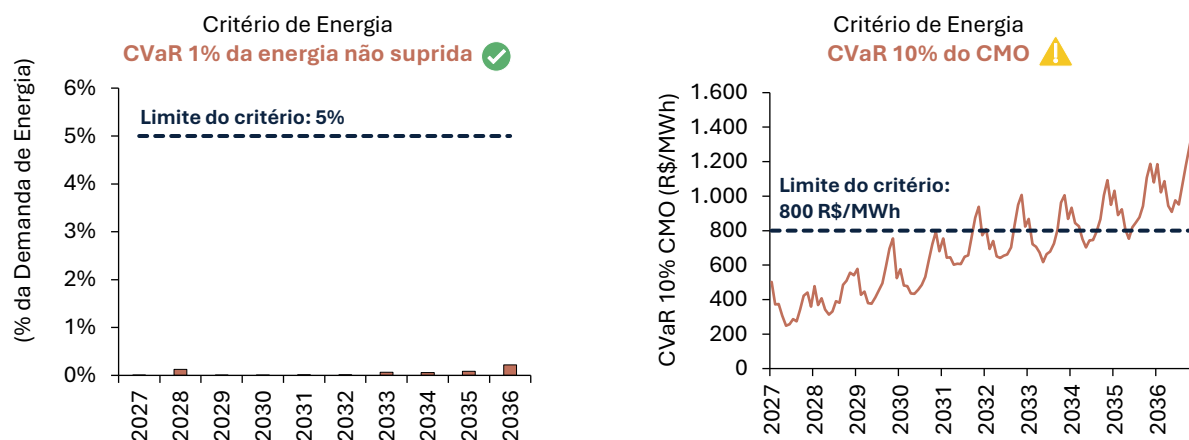
²⁸ A factibilidade de projetos de UHR é reforçada pelos recentes avanços regulatórios, incluindo a publicação das Resoluções Normativas ANEEL nº 1.161/2026 e nº 1.162/2026, que estabeleceram diretrizes para sistemas de armazenamento de energia e usinas hidrelétricas reversíveis, pela Resolução ANA nº 286/2026, que atualizou os procedimentos para emissão de DRDH e outorgas de recursos hídricos, e disposições da Lei do Licenciamento Ambiental (Lei nº 15.190/2025, com alterações da Lei nº 15.269/2025), que passaram a prever procedimento especial de licenciamento ambiental aplicável às UHRs em condições específicas.

de energia, o Decreto nº 13.097, de 2026, que regulamenta a abertura gradual do mercado para consumidores de baixa tensão e o suprimento de última instância, e a Portaria Normativa MME nº 140, de 2026, relativa ao tratamento dos custos decorrentes de cortes de geração eólica e solar. Por outro lado, a ampliação ou abertura do mercado, por si só, não garante a capacidade de produzir os sinais necessários ou de assegurar uma expansão eficiente; ao contrário, mudanças no desenho de mercado que não considerem adequadamente as condições existentes podem aprofundar desequilíbrios e distorções já presentes. Assim, o desafio consiste em estruturar mecanismos que traduzam as necessidades identificadas pelo planejamento em condições efetivas e sustentáveis para a realização dos investimentos, assegurando que a expansão requerida pelo sistema seja viabilizada de forma eficiente e compatível com a segurança e a sustentabilidade econômica do setor.

Cenário de Referência e o atendimento aos critérios de energia

Com relação aos critérios de energia no Cenário de Referência, observa-se na Figura 3-17 que o critério CVaR 10% do CMO passa a ser violado a partir de 2031 com seus maiores valores nos meses de novembro. A superação do limite para esse critério não indica insuficiência estrutural de energia, mas evidencia que, em um sistema elétrico com maior participação de renováveis variáveis e de recursos despacháveis flexíveis com diferentes custos de operação, existem situações de reduzida disponibilidade de recursos (10% piores cenários) nas quais o critério de suprimento na dimensão econômica tem o limite superado, conforme observações feitas no item que relaciona os requisitos de energia e potência do Caso Base, onde foi indicada sensibilidade sobre o valor paramétrico e que poderia representar o limite do critério de energia.

Figura 3-17 – Avaliação do atendimento ao critério de energia do Cenário de Referência

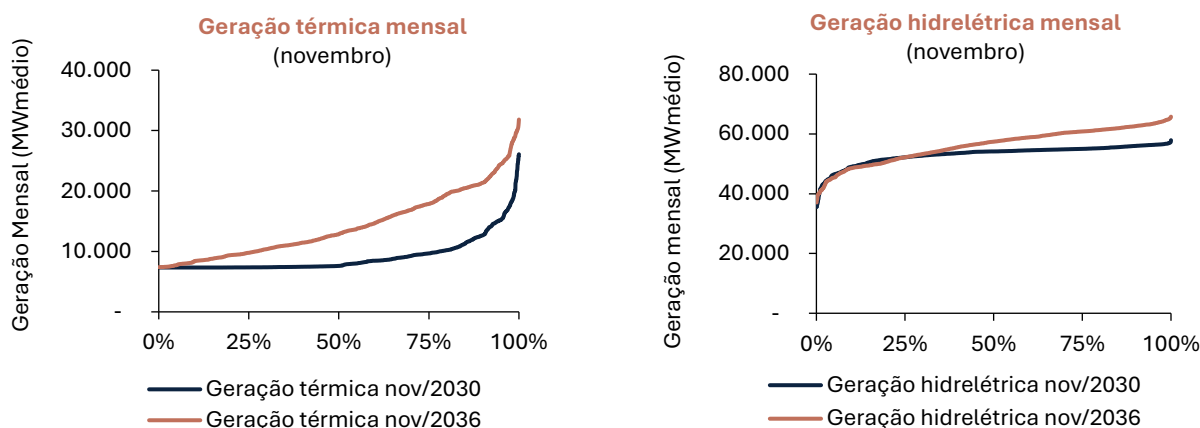


Fonte: Elaboração EPE.

Ao se analisar a operação do Cenário de Referência, observa-se um aumento do despacho das usinas termelétricas ao final do horizonte. As curvas de permanência, apresentadas na Figura 3-18, ilustram os cenários operativos no mês de novembro (período que apresenta os maiores valores de CMO no ano) de usinas termelétricas e hidrelétricas, respectivamente, para os dois mil cenários hidrológicos simulados. Percebe-se que, entre 2030 e 2036, a operação evolui para uma maior geração das usinas térmicas, contribuindo para um maior custo de operação. Ao final do horizonte, em termos de capacidade instalada, tem-se o recurso hídrico com menor participação na matriz, passando de 41% para 30%, enquanto o recurso térmico mantém sua participação em torno de 10% da matriz. Dessa forma, para atender a uma carga que cresce anualmente, embora o despacho hidrelétrico aumente, se faz necessário um maior despacho termelétrico em praticamente todos os cenários. Essa operação com maior despacho e por

maiores períodos modifica a curva de custo de operação do sistema, fazendo com que o critério de suprimento de energia, com base no CMO, seja superado a partir de 2031 e seja crescente até 2036. Reforça-se que tal superação não representa necessariamente uma violação física ou risco de déficit.

Figura 3-18 – Curvas de permanência de geração térmica e hidrelétrica

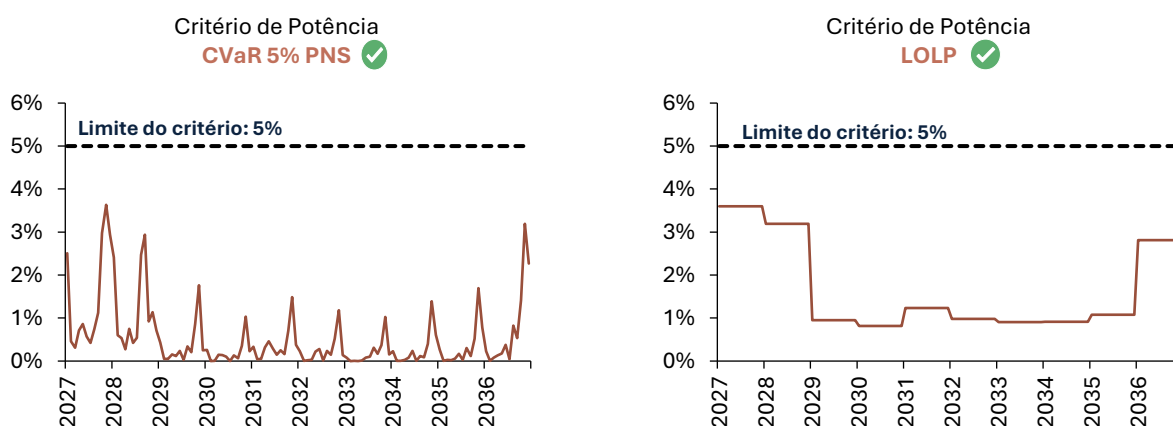


Fonte: Elaboração EPE.

Cenário de Referência e atendimento aos critérios de potência

A Figura 3-19 apresenta o atendimento aos critérios de potência, a probabilidade de insuficiência na oferta de potência ao longo do ano (LOLP) e a profundidade do déficit de potência para 5% cenários mais críticos (CVaR 5% da PNS – Potência Não Suprida). Para ambos os critérios, o limite estabelecido é de 5%. Observa-se que, para a expansão proposta no Cenário de Referência, os critérios de potência são atendidos.

Figura 3-19 – Avaliação do atendimento ao critério de potência do Cenário de Referência



Fonte: Elaboração EPE.

O atendimento aos critérios de segurança energética e adequação de potência no decênio apresenta desafios ao planejamento da expansão. Para suportar esses desafios na adequação do suprimento, também é importante destacar a dimensão da flexibilidade operativa associada

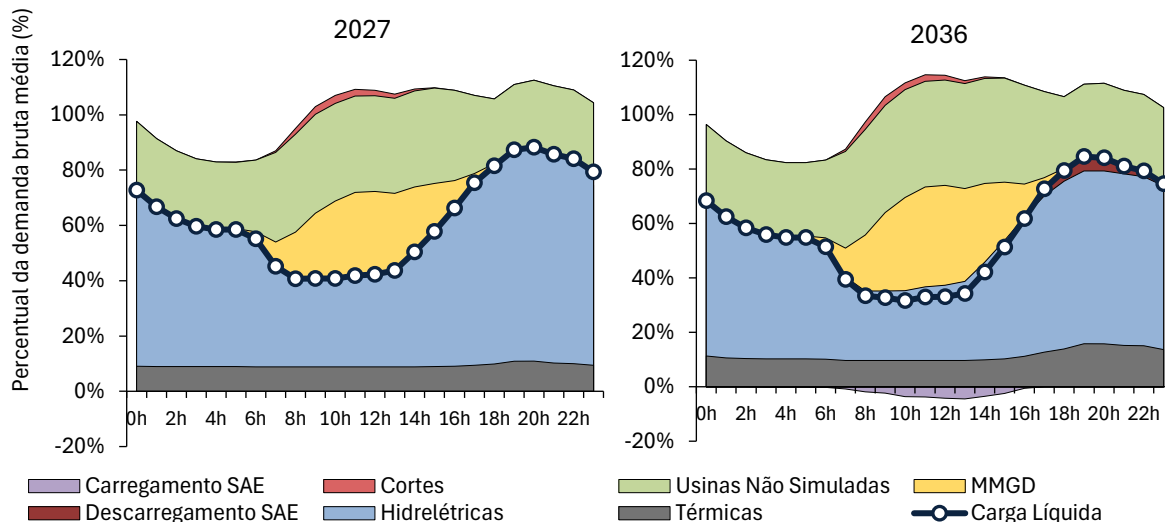
à evolução da matriz elétrica, visto que o Cenário de Referência aponta que, em 2036, as fontes renováveis variáveis correspondem a mais de 45% da capacidade instalada total do SIN.

Flexibilidade operativa

A ampliação da oferta de energia renovável se justifica por sua competitividade econômica, em especial para atendimento do critério de energia, e reduz as emissões associadas à geração elétrica. Ao mesmo tempo, modifica a forma como os demais recursos precisam operar ao longo do dia, e por consequência, das estações. Essa transformação exige uma operação mais dinâmica. Além de dispor de energia e potência em volumes suficientes, o sistema precisa contar com recursos capazes de aumentar ou reduzir sua produção de modo a acompanhar a variações da demanda e da geração não controlável.

No Cenário de Referência, mais de 30% da capacidade instalada em 2036 é proveniente da fonte solar, incluindo geração centralizada e MMGD. Diante disso, a tendência esperada é que haja redução da geração controlável²⁹ nas horas de maior disponibilidade solar. Como consequência, a rápida recomposição da geração despachável tende a ser mais exigida ao final da tarde. Como mostra a Figura 3-20, as hidrelétricas permanecem centrais nesse movimento, mas passam a compartilhar esse atendimento com novas termelétricas e sistemas de armazenamento de energia (SAE), sobretudo na transição para a ponta noturna. Essa diversificação de recursos amplia a capacidade do sistema de gerir a oferta ao longo do dia.

Figura 3-20 – Participação das fontes na operação diária



Fonte: Elaboração EPE.

Essa mudança estrutural na matriz exige que a expansão seja avaliada também quanto à sua capacidade de responder às variações horárias. Embora ainda não exista um critério formal para aferição da flexibilidade operativa, a EPE, em atendimento à deliberação da 298ª Reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, de 6 de novembro de 2024, recentemente concluiu os estudos para elaboração de uma proposta para criação de critério complementar de garantia de suprimento para a avaliação da flexibilidade operativa requerida pelo SIN. A proposta vem sendo discutida e aprimorada entre as instituições do setor elétrico, objetivando consolidar

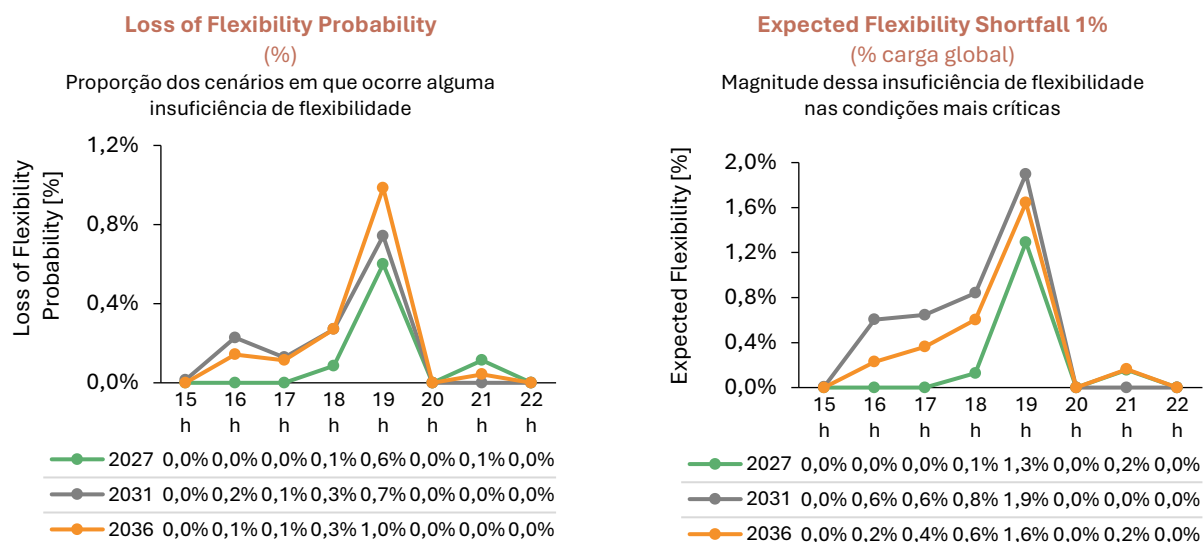
²⁹ Para fins desta análise, são considerados recursos controláveis as usinas hidrelétricas, termelétricas, sistemas de armazenamento e resposta da demanda.

uma versão preliminar do documento, o qual deverá ser disponibilizado em Consulta Pública para contribuições da sociedade. Nesse sentido, pretende-se separar a discussão em duas etapas, sendo a primeira específica sobre a metodologia e definição das métricas propostas para aferição da flexibilidade e, a segunda, referente aos parâmetros de risco que deverão ser seguidos pelo planejamento setorial, para fins de adequação do sistema aos referidos critérios complementares de garantia de suprimento.

Adicionalmente, a abordagem realizada desde o PDE 2034 segue seu processo de desenvolvimento, e os avanços já alcançados permitem incluir a avaliação da flexibilidade na qualificação dos cenários de expansão. A análise complementa as avaliações de energia e potência ao representar, em base horária, a disponibilidade e as limitações operativas dos recursos, bem como as incertezas associadas à carga, à hidrologia e à geração renovável. A combinação dessas incertezas produz uma grande diversidade de possíveis situações operativas. Em cada uma delas, verifica-se se os recursos conseguem acompanhar as variações da carga líquida³⁰ no momento e na velocidade requeridos. Quando a resposta é insuficiente, as diferenças entre oferta e demanda são acumuladas, e desse modo, a avaliação identifica tanto ocorrências isoladas quanto insuficiências prolongadas por horas as quais o sistema não possui recursos de flexibilidade suficientes para atendimento à demanda.

A avaliação dos resultados obtidos pode ser, preliminarmente, sintetizada por duas métricas complementares, calculadas para cada hora do dia de cada mês do horizonte de estudo. A métrica de frequência, *Loss of Flexibility Probability* (LOFP), indica a proporção dos cenários em que ocorre alguma insuficiência de atendimento à rampa, enquanto a métrica de profundidade, *Expected Flexibility Shortfall* (EFS), mede a magnitude dessa insuficiência nas condições mais críticas. A leitura conjunta dessas duas métricas permite avaliar se eventuais dificuldades são recorrentes e se alcançam valores relevantes quando ocorrem.

Figura 3-21 – Métricas de avaliação dos níveis de flexibilidade do sistema



Fonte: Elaboração EPE.

Um ponto interessante é que os momentos mais críticos não correspondem necessariamente às maiores rampas, pois sua severidade também depende do grau de utilização e da margem

³⁰ A elaboração e as análises do Cenário de Referência do PDE 2036 utilizam o conceito de carga líquida, cuja metodologia encontra-se disponível em [EPE \(2025a\)](#).

disponível dos recursos quando a resposta é requerida. A avaliação abrange todas as horas e todos os meses do horizonte, incluindo condições de rampas ascendente e descendente. A Figura 3-21 apresenta apenas os resultados de novembro, mês em que a retomada da carga coincide com uma condição crítica de disponibilidade dos recursos.

Analisando a frequência de insuficiência de flexibilidade no sistema no mês de novembro, os maiores valores observados ficam em torno de 1%. Com relação à profundidade dessa falta de flexibilidade, observa-se valores inferiores a 2% da carga global instantânea. Dessa forma, os resultados indicam a aplicabilidade da abordagem proposta, níveis reduzidos de risco de insuficiência de flexibilidade.

A análise de flexibilidade de um sistema deve abarcar situações de rampas ascendentes e de rampas descendentes. Desse modo, também foram avaliados períodos de carga baixa, como agosto, nos quais finais de semana e feriados podem ampliar a necessidade de redução da geração e criar dificuldades de flexibilidade descendente. Esses potenciais desafios, contudo, não foram observados no Cenário de Referência, cuja diversidade e capacidade de modulação dos recursos permitiram acomodar também as rampas de descida.

Embora a metodologia e os critérios aqui apresentados representem uma proposta da EPE, e que ainda será discutida e aprimorada entre as instituições do setor elétrico e objeto de consulta pública com a sociedade, observa-se que a expansão indicativa proposta demonstra capacidade de acompanhar as variações horárias da carga líquida, inclusive nas condições operativas mais adversas avaliadas. A análise de flexibilidade, portanto, reforça a robustez do Cenário de Referência ao evidenciar que a composição da matriz conta com recursos suficientes, disponíveis e moduláveis para sustentar uma operação segura em um sistema com maior participação de fontes renováveis variáveis.

Cortes de geração renovável

O corte de geração renovável, ou *curtailment* no jargão do setor, constitui uma medida operativa de relevância crescente em sistemas elétricos com significativa participação de fontes renováveis variáveis. Sua ocorrência afeta desde a viabilidade econômico-financeira de ativos de geração eólica e solar fotovoltaica centralizada até a formação de preços de energia, além de influenciar as estratégias operativas adotadas para garantir o atendimento aos requisitos de segurança e qualidade do suprimento elétrico.

O *curtailment* pode ser motivado por diferentes condicionantes operativas do sistema elétrico. De acordo com a classificação adotada no setor³¹, os cortes podem estar associados à indisponibilidade externa, a requisitos de confiabilidade elétrica ou a razões energéticas. Os cortes por confiabilidade decorrem, por exemplo, de limites de transmissão, restrições locais ou critérios de segurança que condicionam os fluxos admissíveis no sistema. Já os cortes por razão energética ocorrem quando, em determinado instante, a oferta potencial supera a carga que pode ser atendida.

Cabe ressaltar, então, que os cortes observados na operação não devem ser interpretados exclusivamente como insuficiência de infraestrutura de transmissão. A entrada de reforços e ampliações pode reduzir restrições de escoamento e, portanto, parte dos cortes por confiabilidade. Entretanto, à medida que cresce a oferta renovável variável e se reduz a carga líquida no período diurno, em especial devido à significativa expansão da fonte solar centralizada e MMGD, os cortes por razão energética tendem a ganhar maior relevância.

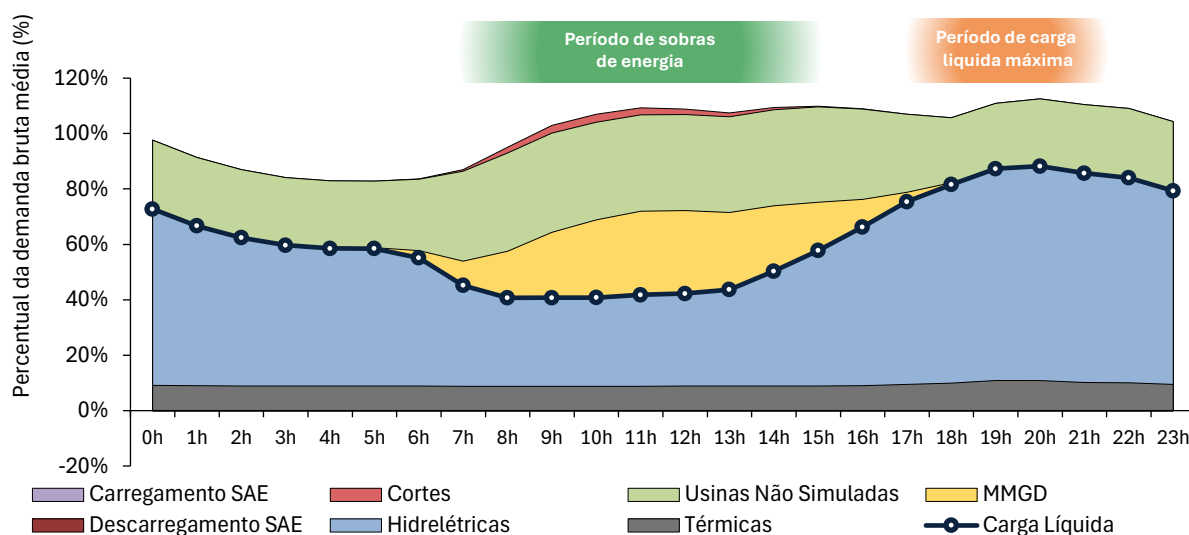
O novo desafio para o planejamento é a coexistência de excedentes de energia durante o período diurno com a necessidade de potência e flexibilidade no início da noite, conforme pode ser visto

³¹ Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 26 de julho de 2022.

na Figura 3-22. Assim, a existência de *curtailment* ao longo do dia não implica, necessariamente, sobra de capacidade para atendimento à demanda líquida máxima, que em geral ocorre no período noturno.

A mobilização de usinas termelétricas para o atendimento da demanda máxima pode exigir sua sincronização antecipada e a manutenção de geração mínima durante várias horas, em razão de tempos de partida, rampas, limites operativos e condicionantes de suprimento de combustível. De forma semelhante, as hidrelétricas estão sujeitas a limites de modulação, restrições hidráulicas, ambientais, de outros usos múltiplos da água e requisitos de segurança, como a provisão de reserva de potência e a manutenção de unidades sincronizadas. Esses condicionantes podem reduzir o espaço disponível para acomodar a geração renovável nos horários de menor carga líquida.

Figura 3-22 – Balanço entre oferta e carga para um dia típico de novembro de 2027



Fonte: Elaboração EPE.

Para incorporar essa dinâmica às avaliações de médio e longo prazo, a EPE vem desenvolvendo uma abordagem para estimar os níveis de cortes de geração ao longo do horizonte decenal, utilizando dados horários de carga líquida, construídos a partir das projeções de demanda e de múltiplas séries de geração eólica e fotovoltaica, que são combinados com condições hidrológicas futuras.

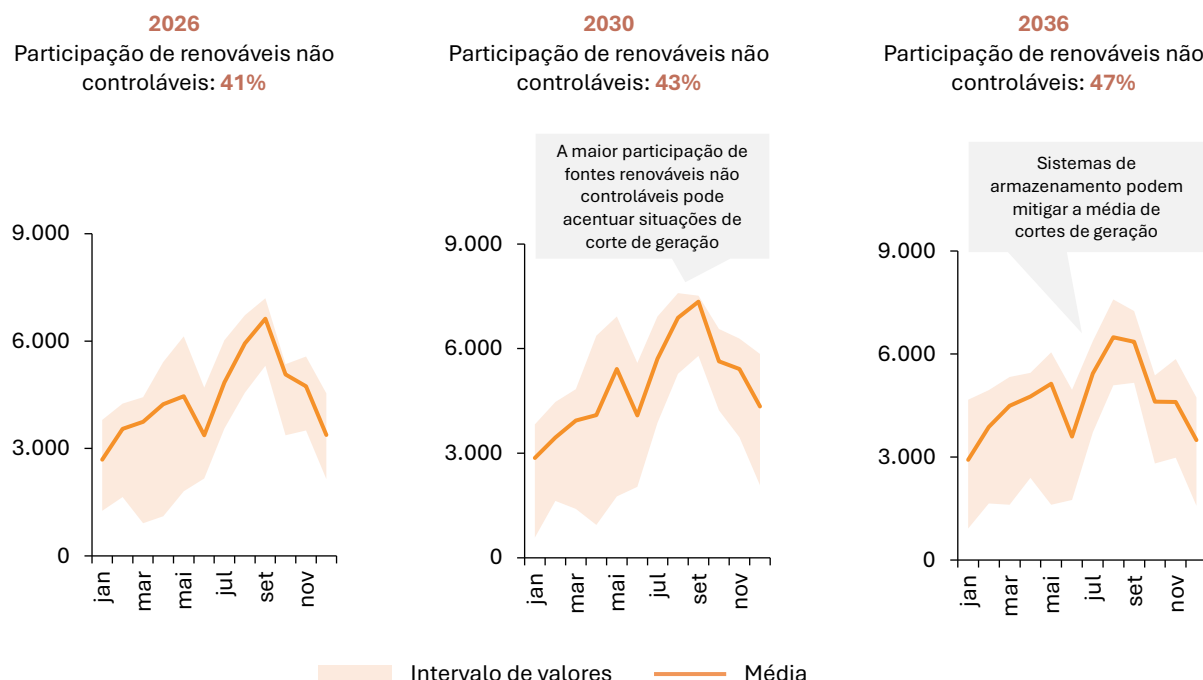
Para as termelétricas, estima-se a necessidade de geração para atendimento à ponta noturna e, a partir do conjunto de usinas mobilizado, representa-se o nível de geração que tende a permanecer no período diurno, com base em curvas de flexibilidade derivadas do histórico operativo. Dessa forma, busca-se manter coerência entre os recursos necessários ao atendimento da ponta e a geração mínima que permanece sincronizada durante o período solar.

O balanço horário resultante permite identificar situações em que a geração mínima associada aos recursos já mobilizados, somada às demais parcelas de oferta, excede o espaço disponível na carga líquida, caracterizando potenciais cortes por razão energética. A análise por subsistema

e a consideração dos limites de intercâmbio permitem ainda obter uma indicação da parcela associada a restrições de escoamento entre regiões³².

Com base na metodologia proposta, os resultados prospectivos para o Caso de Referência, em termos médios, indicam a permanência do montante de *curtailment* relativo ao ano de 2026 ao longo do horizonte decenal, ou seja, mesmo com o crescimento das fontes renováveis não controláveis, os níveis de *curtailment* mantêm ordem de grandeza semelhante em termos absolutos. O crescimento da carga, a entrada de reforços de transmissão, a inserção de sistemas de armazenamento, o aumento de recursos de resposta da demanda e as alterações na composição e na flexibilidade do parque gerador podem compensar parcialmente os efeitos da expansão renovável³³. O intervalo de valores possíveis engloba os cenários de geração renovável simulados do percentil 5% ao 95%. Observa-se, ao longo do horizonte, um aumento na dispersão dos valores de *curtailment* simulados, evidenciando que os níveis de corte permanecem sensíveis às condições de geração renovável e às demais premissas de evolução do sistema.

Figura 3-23 – Prospecção de cortes de geração para o Cenário de Referência (MWmédio)



Nota: A participação de renováveis não controláveis refere-se à capacidade instalada.

Fonte: Elaboração EPE.

As avaliações realizadas reforçam que a mitigação do *curtailment* em monta mais significativa que o Caso de Referência demandará um portfólio de medidas. A expansão da transmissão permanece relevante para ampliar o aproveitamento da diversidade regional. Sistemas de armazenamento podem atuar de forma direta, ao consumir energia nos períodos de excedente, e de forma indireta, ao fornecer potência na ponta e reduzir a necessidade de manter geração termelétrica durante horas de elevada disponibilidade renovável. Também podem contribuir a resposta da demanda, novas cargas flexíveis, o aprimoramento da previsão da geração renovável,

³² Essa aproximação não pretende reproduzir integralmente os cortes por confiabilidade, cuja avaliação requer maior resolução espacial e representação detalhada da rede, de restrições locais, inequações operativas e fenômenos dinâmicos.

³³ Os resultados devem, portanto, ser interpretados como indicativos sistêmicos, sensíveis às trajetórias de expansão e premissas operativas, e não como previsões determinísticas para empreendimentos específicos.

a maior controlabilidade dos recursos distribuídos³⁴ e o aumento da flexibilidade das usinas hidrelétricas e termelétricas via modernização e atualização desses ativos. A efetividade de cada alternativa depende de sua localização, disponibilidade, custos e interação com as demais condições do sistema. A eliminação integral dos cortes não constitui, necessariamente, a alternativa de menor custo para o sistema. Cabe ao planejamento avaliar de forma integrada os custos das medidas de mitigação e os benefícios associados à redução dos excedentes, buscando níveis economicamente eficientes de *curtailment* e considerando seus efeitos sobre a expansão da geração, da transmissão e dos demais recursos do sistema.

Ao incorporar o tema às análises do PDE 2036, a EPE amplia a capacidade de avaliar conjuntamente a evolução da carga, da geração renovável, dos recursos controláveis, do armazenamento e dos intercâmbios entre regiões, oferecendo uma visão sistêmica dos potenciais excedentes de energia no horizonte de planejamento. Os resultados devem ser interpretados como indicativos prospectivos, sensíveis às premissas e às trajetórias de expansão consideradas, e não como previsões determinísticas para regiões ou empreendimentos específicos.

O desenvolvimento metodológico continuará sendo aprimorado, onde os próximos avanços, deverão se beneficiar da crescente integração entre os estudos de geração e transmissão da EPE.

A recentemente disponibilizada Base Integrada de Geração e Transmissão (G+T), associada ao desenvolvimento de ferramentas de análise, amplia a capacidade de representação conjunta dos recursos de geração, da rede elétrica e de suas restrições, com maior resolução espacial e temporal. Essa evolução permitirá avançar na avaliação dos condicionantes locais dos cortes e, em especial, aprofundar a prospecção dos cortes de geração por confiabilidade, complementando as análises de cortes por razão energética desenvolvidas neste ciclo do PDE.

Essa agenda busca assegurar que a expansão das fontes renováveis ocorra de forma coordenada com os demais recursos do SIN, preservando a segurança operativa, promovendo o uso eficiente da infraestrutura e dos recursos energéticos disponíveis.

Concessões vincendas da hidroeletricidade e o papel do planejamento

A EPE monitora continuamente os contratos de concessão vincendos no horizonte decenal e, independente da modalidade de outorga a ser definida pelo Poder Concedente, o papel do planejamento é identificar oportunidades de modernização, atualização, requalificação, ampliação e repotenciação dos ativos existentes, bem como realizar os estudos associados ao cálculo da garantia física e do valor residual desses ativos. No caso de necessidade de potência e flexibilidade no horizonte, conforme avançam os estudos em desenvolvimento conduzidos pela EPE, a requalificação dos ativos existentes para um novo período de concessão pode se mostrar uma alternativa competitiva para o SIN, ao aproveitar infraestrutura já implantada e ampliar sua contribuição para potência e flexibilidade operativa. Nesse contexto, permitir que projetos de ampliação, repotenciação ou requalificação desses ativos possam competir nos Leilões de Reserva de Capacidade pode ser um dos mecanismos para trazer valor às concessões, ampliar a atratividade desses empreendimentos e viabilizar investimentos capazes de contribuir para as necessidades futuras do SIN.

³⁴ No caso dos recursos distribuídos, a ausência de observabilidade e controlabilidade faz com que os cortes por razão energética recaiam, atualmente, apenas sobre a geração centralizada. Nesse sentido, a revisão do Módulo 3 do PRODIST, submetida pela ANEEL à Consulta Pública nº 33/2026, ao estabelecer requisitos de observabilidade, operabilidade e controlabilidade para os RED, constitui passo relevante para ampliar os instrumentos de gestão dos excedentes e distribuir de forma mais equilibrada o esforço de acomodação da geração renovável.

Planejamento dos Sistemas Isolados

O planejamento da expansão e do atendimento aos Sistemas Isolados (SISOL) é conduzido pela EPE a partir das diretrizes do MME e das informações apresentadas anualmente pelas distribuidoras de energia. A cada ciclo são avaliadas as projeções de mercado para o horizonte decenal, a adequação da oferta de geração, as necessidades de expansão e as perspectivas de interligação das localidades ao SIN. Os resultados são consolidados no Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados e disponibilizados por meio do Portal de Acompanhamento e Informações dos Sistemas Isolados (PASI), que reúne informações de mercado, oferta, custos e emissões do SISOL.

Esses sistemas atendem localidades que, por razões técnicas ou econômicas, não estão conectadas ao SIN e o planejamento realizado pela EPE busca assegurar o suprimento de energia elétrica nessas regiões, por meio da contratação de novas soluções de suprimento e da avaliação de projetos de interligação. No último ciclo foram considerados 160 sistemas isolados, localizados principalmente na Região Norte do País, atendendo aproximadamente 2 milhões de habitantes.

Para os próximos anos, espera-se a continuidade de crescimento moderado da carga dessas localidades e do processo de integração ao SIN. Adicionalmente, está prevista a ampliação da participação de fontes renováveis e soluções híbridas de geração, em linha com as políticas de descarbonização, resultando em redução de custos e de emissões de gases do efeito estufa. Entre as iniciativas em andamento destacam-se o Programa Energias da Amazônia, instituído pelo Decreto nº 11.648/2023, os leilões para suprimento dos sistemas e os projetos de hibridização com geração fotovoltaica e armazenamento por baterias.

O arcabouço regulatório dos Sistemas Isolados inclui, entre outros instrumentos, a Lei nº 12.111/2009, o Decreto nº 7.246/2010 e a Portaria Normativa GM/MME nº 59/2022, que estabelece as diretrizes para o planejamento e a contratação de soluções de suprimento para essas localidades. Maiores informações sobre a evolução dos sistemas isolados, interligações previstas, custos de atendimento e trajetória de descarbonização são apresentados no Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados ([EPE, 2025b](#)) e no Portal de Acompanhamento e Informações dos Sistemas Isolados (PASI) ([EPE, 2026b](#)).

Box 3-3 Energia Nuclear: fonte firme e de baixo carbono para suprimento de novas cargas estratégicas

A expansão de grandes cargas com perfil contínuo de consumo, como *data centers*, plantas de produção de hidrogênio eletrolítico e outros empreendimentos eletrointensivos, pode introduzir novos requisitos ao planejamento da expansão do sistema elétrico. Além do volume anual de energia, essas cargas tendem a demandar elevados níveis de confiabilidade e disponibilidade do suprimento, previsibilidade de atendimento e, em determinados casos, requisitos de atendimento próximo ao ponto de consumo e baixa intensidade de carbono. Esse movimento amplia a relevância de soluções capazes de fornecer energia firme, contínua e de baixa emissão, especialmente em cenários de maior eletrificação da economia e crescente variabilidade climática.

No PDE 2036, as grandes cargas associadas a *data centers*, hidrogênio eletrolítico e outros projetos eletrointensivos podem alcançar cerca de 3,7 GW em 2036, evidenciando a dimensão potencial de seus impactos sobre a expansão da geração e transmissão e sobre

Box 3-3

Energia Nuclear: fonte firme e de baixo carbono para suprimento de novas cargas estratégicas

os requisitos de confiabilidade e flexibilidade do SIN. A caracterização dessas cargas deve considerar não apenas sua demanda de energia, mas também seus perfis de consumo, requisitos de potência e disponibilidade, localização, possibilidade de modulação da demanda e necessidades específicas de qualidade e continuidade do suprimento.

Tais demandas energéticas, associadas à alta flutuação de preços de combustíveis fósseis, questões geopolíticas e metas de descarbonização, têm ampliado o interesse pela geração nuclear. Esse cenário tem impulsionado, em diversos países, a extensão da vida útil de usinas existentes, a retomada de projetos anteriormente suspensos e a implantação de novas centrais nucleares. Entre o início de 2020 e o final de 2024 foi anunciada a construção de mais de 30 novos empreendimentos no mundo ([IAEA, 2025](#)).

Nesse contexto, os Pequenos Reatores Modulares (SMRs) vêm ganhando destaque internacional como uma alternativa de geração nuclear de menor porte, com potencial aplicação em sistemas conectados à rede, sistemas isolados, localidades com restrições de infraestrutura, polos industriais e cargas com elevado requisito de confiabilidade. Entre suas possíveis aplicações está o atendimento a grandes cargas contínuas e estratégicas, como *data centers* e plantas de produção de hidrogênio, seja por meio do suprimento pelo sistema elétrico, seja em configurações associadas a complexos industriais e energéticos. Por não dependerem diretamente de recursos climáticos para geração, os SMRs podem contribuir para a diversificação das fontes de suprimento e, dependendo de sua configuração, localização e integração ao sistema, apresentar potencial para reforçar a resiliência do atendimento energético. A Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA) caracteriza os SMRs como reatores avançados de até 300 MWe por módulo, cujos conceitos incorporam características como modularização e possibilidade de fabricação em ambiente industrial, buscando, entre outros objetivos, maior flexibilidade de implantação.

No Brasil, o tema nuclear já vem sendo objeto de iniciativas institucionais e de avaliações por agentes públicos e privados. Em 2026, foi formalizada a criação de dois grupos técnicos, nomeados GT-20 e GT-19 ([GSI, 2026](#)), destinados a propor um decreto para a Estratégia Nuclear Nacional e avaliar a infraestrutura nacional necessária à eventual implantação de Pequenos Reatores Modulares e Microrreatores Modulares. Também foram iniciadas discussões interinstitucionais para a construção de bases de uma estratégia nacional para essas tecnologias. No âmbito regulatório, a Autoridade Nacional de Segurança Nuclear (ANSN) vem avançando na atualização do marco aplicável a pequenos e microrreatores nucleares, incluindo requisitos para aprovação de locais destinados a essas instalações.

Além de sua contribuição para o suprimento energético, a expansão da geração nuclear pode representar uma oportunidade para o fortalecimento de segmentos da cadeia nuclear nacional, estimulando atividades associadas ao ciclo do combustível, engenharia, fabricação de equipamentos, serviços especializados, pesquisa e formação de recursos humanos. Esse aspecto é particularmente relevante para um País que dispõe de reservas de urânio, competências e capacidades estabelecidas em diferentes etapas do ciclo do combustível nuclear, além de competências industriais e tecnológicas já estabelecidas no setor. Adicionalmente, a evolução de instrumentos de precificação das emissões e de mercados de carbono tende a reforçar a competitividade relativa de fontes de baixa

Box 3-3**Energia Nuclear: fonte firme e de baixo carbono para suprimento de novas cargas estratégicas**

emissão, ampliando o interesse pela geração nuclear em estratégias de descarbonização de longo prazo.

O PNE 2055, como instrumento de planejamento de longo prazo, já trata a geração nuclear em cenários associados à diversificação das opções de suprimento de baixa emissão e maior ambição climática, incluindo a discussão sobre SMRs como tecnologia emergente. Nos cenários avaliados, o Plano considera a possibilidade de a capacidade instalada de geração nuclear alcançar de 3 a 14 GW até 2055, incluindo a eventual contribuição de Pequenos Reatores Modulares. No entanto, sua eventual consideração no planejamento decenal requer avanços na definição de parâmetros de custo, prazo de implantação, licenciamento, localização, combustível, operação, segurança, cadeia de suprimento, gestão de rejeitos, aceitação pública e integração ao SIN. Também devem ser consideradas as incertezas associadas à maturidade tecnológica, à disponibilidade de fornecedores, às condições de financiamento e aos custos e prazos das primeiras unidades comerciais.

O avanço de pesquisas em novas tecnologias nucleares e o renovado interesse global pela fonte reforçam a relevância de acompanhar sua evolução no âmbito do planejamento energético nacional. Seja por meio de usinas convencionais ou de tecnologias emergentes, como os SMRs, a geração nuclear pode ampliar o conjunto de alternativas disponíveis para o atendimento de cargas com elevado requisito de confiabilidade, contribuindo para a diversificação da matriz elétrica e para os esforços de descarbonização de longo prazo.

Energia geotérmica: nova alternativa a ser avaliada no País e o Programa Nacional de Energia Geotérmica (Progeo)

A energia geotérmica é uma das poucas fontes renováveis capazes de fornecer eletricidade firme e despachável, com fatores de capacidade entre 70% e 95%, pequena ocupação de área e emissões de ciclo de vida comparáveis às da eólica e da solar, além de calor para processos industriais, climatização e usos em cascata. Tradicionalmente restrita a regiões vulcânicas, a fonte passou a despertar interesse mais amplo com a queda dos custos de perfuração e com tecnologias que estendem o recurso a contextos geológicos como o brasileiro: ciclos binários, que geram eletricidade a partir de fluidos de temperatura moderada; sistemas geotérmicos aprimorados (EGS) e de circuito fechado, que criam ou dispensam o reservatório natural; e o reaproveitamento de poços de petróleo e gás, cujos fluidos coproduzidos e gradientes térmicos já são estudados no País há mais de uma década. No Brasil, o recurso conhecido em superfície é de baixa temperatura, mas as bacias sedimentares apresentam, em profundidade, temperaturas compatíveis com a geração elétrica e com o fornecimento de calor industrial, e o acervo de dados de subsuperfície do setor de petróleo constitui uma vantagem singular para a avaliação do potencial.

Nesse contexto, foi aprovado pelo Conselho Nacional de Política Energética, em 1º de outubro de 2025, o Programa Nacional de Energia Geotérmica (Progeo), coordenado pelo MME por meio de um comitê executivo que reúne outros ministérios, a ANP, a ANEEL, o Serviço Geológico do Brasil e a EPE. O programa tem como objetivos fomentar a exploração e o uso da energia geotérmica, estruturar o marco legal e regulatório do recurso, hoje sem regime jurídico específico, e apoiar projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação, inclusive com recursos

de PD&I geridos pela ANP e pela ANEEL, além de, pela primeira vez, avaliar sistematicamente o potencial nacional para essa fonte e viabilizar projetos-piloto, com atenção ao reaproveitamento da infraestrutura de campos maduros e ao desenvolvimento da cadeia de fornecedores.

Para o planejamento energético, a geotermia interessa por três atributos que se tornam mais valiosos à medida que a matriz se transforma: fornece potência firme e flexibilidade sem emissões diretas, complementando a expansão eólica e solar e podendo atender cargas contínuas, como data centers e polos industriais, e oferece calor renovável para segmentos de difícil eletrificação. Permanecem, contudo, incertezas relevantes sobre o custo de perfuração no Brasil e o risco exploratório. Por isso, a fonte não integra a carteira de candidatas do Cenário de Referência deste ciclo; a EPE acompanhará os resultados do Progeo e, à medida que estimativas de potencial, custos e prazos se consolidem, avaliará a inclusão da geotermia entre as alternativas de expansão de energia, potência e calor nos próximos ciclos do PDE, em bases comparáveis às das demais tecnologias.

3.3 Transmissão de Energia Elétrica

Introdução

A EPE desempenha papel fundamental no planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo responsável pela elaboração de estudos que avaliam as necessidades futuras da rede de transmissão de energia elétrica. Com base em análises técnicas, econômicas e socioambientais, esses estudos identificam as ampliações e os reforços necessários para garantir o atendimento seguro, confiável e eficiente à crescente demanda de energia no País.

Anualmente, a EPE conduz cerca de 40 estudos no âmbito dos Grupos de Estudos de Transmissão, fóruns técnicos que reúnem representantes de empresas de geração, transmissão e distribuição, além de órgãos governamentais e demais agentes do setor elétrico. Essa ampla participação permite incorporar diferentes perspectivas e conhecimentos especializados, promovendo maior robustez técnica e transparência ao processo de planejamento.

Os resultados desses estudos subsidiam decisões estratégicas para a expansão da infraestrutura elétrica brasileira, orientando a realização de leilões de transmissão e os investimentos necessários ao desenvolvimento do setor.

As próximas seções apresentam uma visão geral do planejamento da transmissão no horizonte decenal. Oportunamente, as informações aqui destacadas são complementadas e aprofundadas no Caderno da Transmissão do PDE 2036.

Planejamento com inovação

O mundo está passando por um processo de transformação energética acelerada, o que exige que o sistema de transmissão seja planejado de forma cada vez mais sofisticada, combinando soluções convencionais com inovações tecnológicas.

Por um lado, a incorporação de grandes volumes de geração eólica e solar, frequentemente localizados em regiões distantes dos principais centros de consumo, demanda novas abordagens para assegurar eficiência, confiabilidade e flexibilidade.

Nesse contexto, a EPE tem desempenhado um papel central ao incorporar tecnologias avançadas, como os conversores VSC (*Voltage Source Converter*), no planejamento de bipolos de corrente contínua para a integração energética entre submercados. Diferentemente dos conversores tradicionais, a tecnologia VSC possibilita o controle dinâmico e independente das potências ativa e reativa, contribuindo para a mitigação de riscos de instabilidade de tensão e para o aumento da robustez do sistema. Além disso, os VSC vêm sendo avaliados para aplicações em sistemas *back-to-back*, voltados à interconexão internacional. Assim como nos bipolos, esses arranjos permitem maior controle de fluxo e a interligação eficiente entre áreas distintas, ampliando a flexibilidade e a segurança energética regional.

Paralelamente, a integração de grandes cargas em centros urbanos exige a otimização do uso da infraestrutura já existente, complementada pela expansão de novas linhas de transmissão. Nesse sentido, cresce a aplicação de tecnologias voltadas para ampliar a capacidade, a eficiência e a confiabilidade da rede em operação, como as chamadas GETs (*Grid Enhancing Technologies*) e outras soluções tecnológicas, incluindo sistemas de armazenamento. De forma geral, essas tecnologias permitem ampliar o aproveitamento dos ativos e corredores de transmissão existentes, contribuindo para aumentar a capacidade de atendimento da rede e, em determinadas situações, postergar ou otimizar investimentos em novas instalações. Como exemplos das GETs, destacam-se: dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), como o SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*), o DLR (*Dynamic Line Rating*) e cabos condutores especiais do tipo HTLS (*High Temperature Low Sag*).

O SSSC é interessante pois permite controlar a reatância aparente das linhas de transmissão, possibilitando direcionar o fluxo de energia para os circuitos mais adequados, melhorando o balanceamento da rede e, conseqüentemente, potencializando a postergação de investimentos em ampliações na infraestrutura. Além disso, ele consegue ser implantado em um intervalo de tempo curto, em torno de 18 meses.

Por sua vez, o DLR se baseia na utilização de sensores instalados em linhas de transmissão e dados meteorológicos, como temperatura ambiente e velocidade do vento, para calcular, em tempo real ou com previsão de algumas horas, a capacidade efetivamente disponível de circuitos. Na maior parte do tempo, essa capacidade supera a capacidade estática, frequentemente entre 10% e 30%, o que também potencializa a postergação de investimentos em ampliações na infraestrutura. Outra vantagem é que, assim, como o SSSC, o DLR consegue ser implementado rapidamente, em cerca de 14 meses.

Já os condutores especiais do tipo HTLS se mostram como alternativas bastante atrativas para recondução de linhas de transmissão existentes, permitindo ampliar significativamente a capacidade de transporte de energia dos circuitos em menor tempo de execução de obra, sem a necessidade de substituição de estruturas ou construção de novos corredores. Isso ocorre pois são projetados para operar em temperaturas mais elevadas que os convencionais, mantendo baixos níveis de flecha e preservando os requisitos de segurança e afastamento ao solo.

É importante destacar que a incorporação dessas soluções no Brasil requer, cada vez mais, a sua adequada integração aos critérios, modelos e procedimentos de planejamento e operação do SIN, bem como um desenho regulatório que alinhe incentivos e estimule os agentes de transmissão a disponibilizar à EPE informações sobre a capacidade efetiva da rede e sobre oportunidades de ampliação do seu aproveitamento, permitindo que esses ganhos sejam considerados de forma sistemática nos estudos de expansão.

Em todo caso, a mensagem é clara, a EPE vem acompanhando as transformações do setor elétrico e tem trabalhado para adaptar o planejamento da transmissão às novas exigências, garantindo que o sistema brasileiro se mantenha resiliente, eficiente e preparado para os desafios da transição energética.

Visão geral dos estudos

A seguir, é apresentada uma visão geral dos principais temas que vêm orientando e que devem seguir orientando o planejamento da expansão da transmissão no Brasil no horizonte do PDE 2036, sendo destacados alguns estudos recentemente concluídos pela EPE.

Interligação elétrica internacional

Os estudos envolvendo interligações elétricas internacionais são importantes para aumentar a segurança energética e a confiabilidade dos sistemas elétricos. As análises exigem a avaliação de intercâmbios energéticos, benefícios sistêmicos e impactos operativos, além da coordenação entre diversos agentes e instituições dos países envolvidos.

Estudo em destaque:

- Estudo de Interligação Internacional Brasil-Bolívia – Etapa 1, no qual recomendou-se a implantação de uma conversora *back-to-back*, com tecnologia VSC, para a interligação elétrica Brasil-Bolívia ([EPE, 2025a](#));

- Avaliação Conceitual da Integração Elétrica Brasil-Venezuela após a Interligação de Roraima ao SIN, com a indicação de uma conversora *back-to-back*, com tecnologia VSC, para a adequação da interligação entre Brasil e Venezuela após a integração de Roraima ao SIN, como forma de permitir o intercâmbio de energia entre os dois países, mantendo desacoplados os respectivos sistemas elétricos e reduzindo a propagação de perturbações entre eles ([EPE, 2025b](#)).

Interligação elétrica regional

A expansão das interligações elétricas regionais otimiza o uso dos recursos energéticos do sistema, permitindo a gestão da complementaridade sazonal entre bacias hidrográficas e da complementaridade intradiária entre fontes como a eólica e a solar. Além disso, amplia os efeitos de portfólio, diversificando a matriz e fortalecendo a confiabilidade e a resiliência do sistema elétrico nacional.

Estudo em destaque:

- Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul, no qual recomendou-se a implantação do Bipolo Nordeste II, com tecnologia VSC, visando o aumento da capacidade de exportação da Região Nordeste e o aumento da capacidade de importação das regiões Sudeste e Sul ([EPE, 2025c](#)).

Box 3-4 Importância do Bipolo Nordeste II

O Bipolo Nordeste II e obras associadas ampliarão a capacidade de exportação da Região Nordeste, viabilizando a conexão de novos projetos de geração e de sistemas de armazenamento de energia. Ao mesmo tempo, permitirá ampliar a capacidade de importação das regiões Sudeste e Sul, contribuindo não apenas para a integração de novas cargas, mas também para o aumento da resiliência desses sistemas face a eventos climáticos extremos que afetem, especialmente, a disponibilidade da geração hidrelétrica nessas regiões.

Cabe ressaltar que o referido bipolo utilizará, pela primeira vez no SIN, a tecnologia VSC associada a linhas aéreas, constituindo importante salto tecnológico, com potencial para impulsionar o desenvolvimento industrial da tecnologia e promover a capacitação nacional em engenharia e projetos. A adoção da referida tecnologia será fundamental para viabilizar a expansão da capacidade de transmissão em um sistema com alta penetração de recursos renováveis baseados em inversores, como o da Região Nordeste, proporcionando benefícios adicionais em termos de flexibilidade e suporte à estabilidade da rede.

As obras mencionadas também desempenharão papel relevante na redução do *curtailment* por razão de confiabilidade, além de contribuir para a abertura de margem para a conexão de novos projetos de geração, carga e armazenamento no SIN.

Escoamento renovável

A expansão acelerada das fontes renováveis, especialmente dos empreendimentos eólicos e solares, tem promovido uma mudança relevante na distribuição geográfica da geração de energia, com o surgimento de grandes polos produtores frequentemente localizados em regiões distantes dos principais centros de carga. Esse cenário demanda a identificação e avaliação de

soluções de transmissão capazes de garantir o escoamento eficiente da energia gerada, reduzindo os níveis de *curtailment* por razão de confiabilidade, preservando a segurança elétrica e a confiabilidade operativa do SIN.

Estudos em destaque:

- Avaliação dos benefícios sistêmicos da implantação de compensadores síncronos na área Minas Gerais ([EPE, 2024a](#));
- Metodologia para diagnóstico e alocação de soluções de compensação reativa dinâmica no SIN ([EPE, 2025d](#)).

Integração de grandes cargas

A instalação de cargas eletrointensivas, como *data centers*, plantas de produção de hidrogênio eletrolítico, demandas de empreendimentos agroindustriais e operações de mineração, exige a expansão e o reforço da infraestrutura de transmissão para atender aos elevados requisitos de fornecimento de energia.

Estudos em destaque sobre cargas eletrointensivas:

- Reforço do Sistema da Região Central da Cidade de São Paulo – Parte 1 ([EPE, 2024b](#));
- Reforços no Sistema DIT do Estado de São Paulo - Parte 1, no qual recomendou-se a implantação de dispositivos FACTS/SSSC no sistema elétrico, que permitem o controle de fluxo em circuitos, evitando sobrecargas e postergando investimentos ([EPE, 2024c](#));
- Reforços no Sistema DIT do Estado de São Paulo - Parte 2, no qual recomendou-se a implantação de dispositivos FACTS/SSSC no sistema elétrico, que permitem o controle de fluxo em circuitos, evitando sobrecargas e postergando investimentos ([EPE, 2025e](#));
- Reforço do Sistema da Região Central da Cidade de São Paulo – Parte II, no qual recomendou-se a implantação de dispositivos FACTS/SSSC no sistema elétrico, que permitem o controle de fluxo em circuitos, evitando sobrecargas e postergando investimentos ([EPE, 2025f](#));
- Estudo prospectivo para inserção de cargas eletrointensivas na Região Nordeste ([EPE, 2026a](#)).

Estudos em destaque sobre cargas agroindustriais:

- Estudo de atendimento às regiões de Itapaci, Firminópolis e Matrinchã ([EPE, 2024d](#));
- Estudo de atendimento às cargas da região central do Mato Grosso - Parte I ([EPE, 2025g](#));
- Estudo de atendimento à região noroeste de Goiás ([EPE, 2026b](#)).

Estudo em destaque sobre cargas de mineração:

- Estudo de Atendimento à Região Sudeste do Pará ([EPE, 2026c](#)).

Sistemas radiais

Os sistemas elétricos radiais apresentam desafios significativos para o atendimento aos consumidores devido à existência de um único caminho de fornecimento entre a fonte de energia

e as cargas. Dessa forma, qualquer defeito em equipamentos ou linhas pode interromper o fornecimento de energia a todos os consumidores a jusante, comprometendo a confiabilidade e a qualidade da energia. Nesse contexto, tornam-se fundamentais o monitoramento e a constante modernização da infraestrutura.

Estudos em destaque:

- Soluções para Aumento da Confiabilidade no Atendimento às Cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul, no qual recomendou-se a implantação de BESS para reduzir a exposição das cargas às interrupções decorrentes de contingências no sistema de transmissão ([EPE, 2025h](#)).

Sistemas isolados

Os estudos de interligação elétrica dos sistemas isolados ao SIN constituem importante instrumento do planejamento da expansão, na medida em que permitem avaliar os benefícios econômicos e socioambientais da interligação de uma determinada localidade em comparação a mantê-la operando de forma isolada.

Além de contribuir para o aumento da segurança, da confiabilidade e da qualidade do suprimento de energia elétrica, esses estudos têm o intuito de estimular a busca por soluções que promovam maior eficiência econômica e energética nos sistemas isolados, mediante a avaliação integrada das alternativas de expansão e suprimento, incluindo, quando pertinente, sua integração ao SIN.

Nesse sentido, a identificação de soluções estruturalmente mais eficientes e competitivas contribui para a racionalização dos custos de atendimento e, conseqüentemente, para a redução estrutural dos dispêndios suportados pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), com benefícios não só para os consumidores das localidades interligadas, mas também para o setor elétrico brasileiro como um todo.

Estudos em destaque:

- Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação de Sistemas Isolados Propostos pela Amazonas Energia ([EPE, 2023a](#)).
- Identificação das Localidades Isoladas do Acre que podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN ([EPE, 2023b](#)).
- Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação Conjunta dos Sistemas Isolados de Nhamundá-AM, Faro-PA e Terra Santa-PA ([EPE, 2024e](#)).
- Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação dos Sistemas Isolados de Água Branca-PA e Creporizão-PA ([EPE, 2025i](#)).

Resiliência climática

A crescente ocorrência de eventos climáticos extremos tem ampliado os desafios da transmissão de energia, afetando a confiabilidade e a capacidade de transferência entre regiões. Nesse cenário, a resiliência climática tornou-se prioridade no planejamento, que passou a incluir análises de vulnerabilidade, risco e recuperação da rede. Assim, a EPE avalia e recomenda soluções que contribuam para o fortalecimento do SIN, equilibrando segurança elétrica, eficiência econômica e sustentabilidade socioambiental.

Estudos em destaque:

- Metodologia EPE/ONS para Avaliação de Circuitos Simples e Circuitos Duplos ([EPE, 2020](#));

- Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Porto Alegre - Revisão de Projetos de Transmissão após as Enchentes no Rio Grande do Sul ([EPE, 2025j](#));
- Estudo de Reforços para Resiliência no Sistema de Transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas, no qual recomendou-se a operação dos bipolos do Madeira em modo reverso ([EPE, 2024f](#));
- Atendimento à região sul do Rio Grande do Sul ([EPE, 2026d](#)).

Investimentos previstos

Considerando o volume de estudos realizados pela EPE, o PDE 2036 apresenta um conjunto significativo de investimentos. Esses investimentos são apresentados nesta seção. Destaca-se que não são contemplados aqui estudos atualmente em andamento ou futuros, os quais serão oportunamente refletidos nas próximas edições do PDE. Maiores informações sobre esses estudos podem ser obtidas na Programação de Estudos de Planejamento 2026, em [EPE \(2026e\)](#).

De modo a incorporar as incertezas inerentes ao processo de planejamento, buscou-se avaliar a dinâmica temporal de realização desses investimentos a partir de diferentes cenários de expansão, cada qual baseado em hipóteses específicas de implantação dos empreendimentos sem outorga (SO), mantendo-se a programação de execução dos empreendimentos com outorga (CO), cujas implantações já estão contratadas.

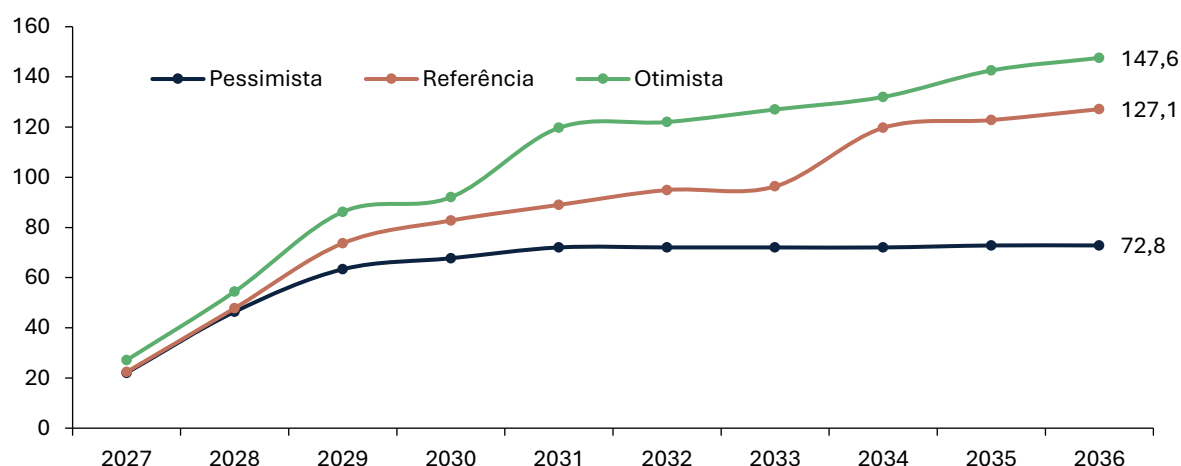
Os cenários considerados nas análises podem ser caracterizados conforme a seguir:

- **Cenário de referência:** cenário base deste PDE, que considera a data de necessidade das obras SO conforme os últimos diagnósticos regionais dentro do horizonte de 2036 e a data de tendência de acordo com os prazos médios do processo de outorga;
- **Cenário otimista:** considera antecipações das obras SO em relação à data de tendência do cenário de referência.
- **Cenário pessimista:** não considera a implantação das obras SO.

Cabe destacar que os cenários otimista e pessimista representam hipóteses mais extremas de expansão sendo, portanto, menos prováveis de ocorrer. Já o cenário de referência consiste em uma trajetória mais realista, elaborada com base nas informações mais atualizadas sobre o sistema, o que justifica o seu estabelecimento como cenário base. O cenário de referência da transmissão está alinhado às projeções de carga e de geração consideradas no PDE, constituindo, em razão da natureza determinativa do planejamento da transmissão, o cenário mais aderente às mudanças indicativas e às incertezas associadas aos demais planos.

A Figura 3-24 ilustra os resultados da expansão do sistema em cada cenário. Como pode ser observado, o cenário otimista envolve investimento total de R\$ 147,6 bilhões até 2036. Por sua vez, os cenários de referência e pessimista envolvem investimentos em níveis inferiores, de R\$ 127,1 bilhões e R\$ 72,8 bilhões, respectivamente, no período 2027-2036. No cenário pessimista, por premissa, esse valor corresponde ao total dos empreendimentos já outorgados.

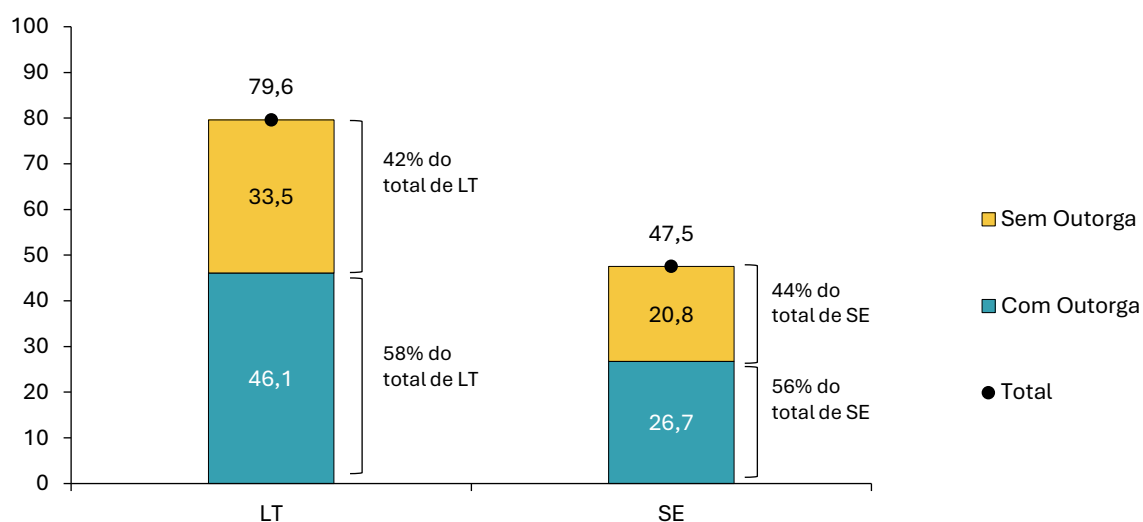
Figura 3-24 – Investimentos totais nos cenários de expansão do sistema de transmissão, 2027-2036 (R\$ bilhões)



Fonte: Elaboração EPE.

A Figura 3-25, a Tabela 3-1 e a Tabela 3-2 destacam as principais estatísticas da evolução do sistema de transmissão no cenário de referência do PDE 2036, especialmente no que tange à extensão das linhas de transmissão (LT) e à capacidade de transformação em subestações (SE) no período de 2027 a 2036.

Figura 3-25 – Investimentos previstos no Cenário de Referência: LTs e SEs com outorga e sem outorga, 2027-2036 (R\$ bilhões)



Fonte: Elaboração EPE.

No cenário de referência, os investimentos em linhas de transmissão totalizam R\$ 79,6 bilhões, o que corresponde a 63% do total previsto para o segmento no decênio. Já os investimentos em subestações somam R\$ 47,5 bilhões, o que equivale a 37% do montante total de investimentos no período decenal.

Tabela 3-1 – Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN no cenário de referência – linhas de transmissão (km)

Extensão das linhas de transmissão (km)	Tensão							Total (km)
	±800 kV	765 kV	±600kV	500 kV	440kV	345kV	230kV	
Estimativa Dez/2026	9.204	2.706	12.768	83.429	7.136	11.377	72.038	198.659
Evolução 2027-2036	2.935	0	5.000	16.552	8	256	7.186	31.936
2027-2031	2.935	0	0	12.458	8	152	5.109	20.663
2032-2036	0	0	5.000	4.093	0	104	2.076	11.273
Estimativa Dez/2036	12.139	2.706	17.768	99.981	7.144	11.633	79.224	230.595

Nota: (1) Nos casos de LTs em circuito duplo ou bipolos de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.

Fonte: Elaboração EPE.

Tabela 3-2 – Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN no cenário de referência – transformação (MVA)

Capacidade de transformação (MVA)	Tensão							Total (MVA)
	800 kV	765 kV	600kV	500 kV	440kV	345kV	230kV	
Estimativa Dez/2026	15.700	24.897	0	244.990	32.542	67.405	137.872	523.407
Evolução 2027-2036	10.000	0	6.000	49.436	5.930	6.140	22.121	99.628
2027-2031	10.000	0	0	37.032	5.930	5.390	18.128	76.480
2032-2036	0	0	6.000	12.404	0	750	3.994	23.148
Estimativa Dez/2036	25.700	24.897	6.000	294.426	38.472	73.545	159.994	623.034

Nota: (1) Inclui os transformadores de fronteira.

Fonte: Elaboração EPE.

3.4 Produção de Petróleo e Gás Natural

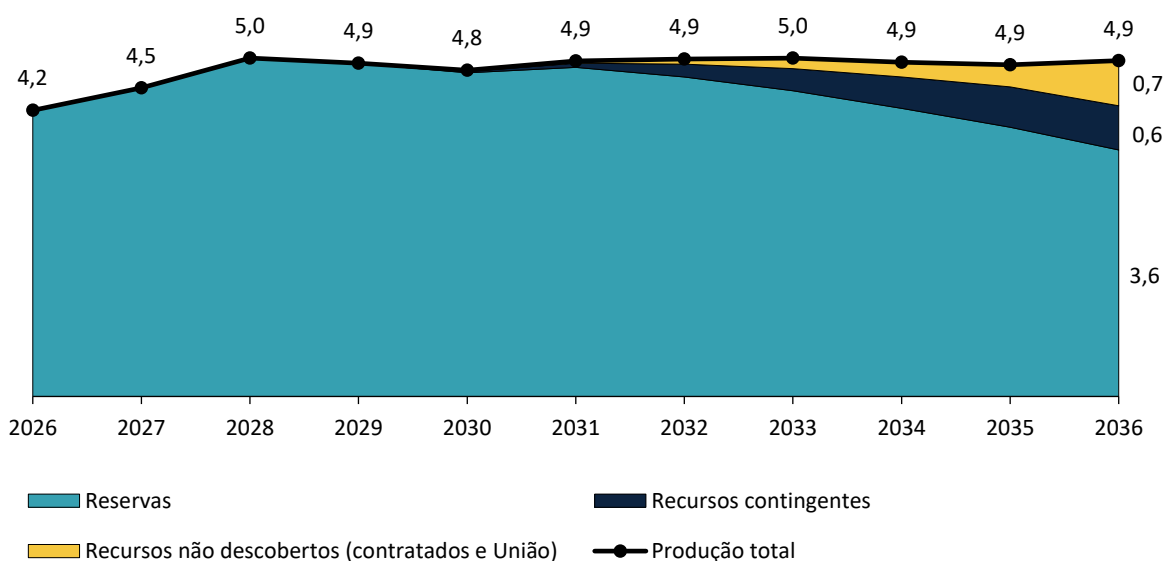
A produção brasileira de petróleo e gás natural deverá crescer significativamente no horizonte decenal, mantendo o País entre os grandes produtores mundiais de hidrocarbonetos. Nesse contexto, o setor de óleo e gás continuará desempenhando papel relevante, mesmo diante de um sistema energético em transformação. A produção doméstica de petróleo e gás natural contribui para a segurança do abastecimento energético e para a redução de vulnerabilidades externas, além de permanecer essencial ao desenvolvimento econômico, à competitividade industrial e à sustentação da matriz energética nacional. O setor também mobiliza investimentos, infraestrutura e capacidade de inovação que podem contribuir para uma transição gradual rumo a um sistema energético de menor intensidade de carbono.

O Caderno de Produção de Petróleo e Gás Natural do PDE 2036 aprofunda os estudos de previsão da produção de petróleo e gás natural, apresentando o detalhamento metodológico das projeções do cenário de referência e a avaliação de cenários alternativos que podem influenciar a evolução da produção nacional. O documento traz análises específicas sobre a produção *onshore*, os ativos da Cessão Onerosa e os volumes excedentes, além de estudos de sensibilidade relacionados à produção líquida de gás natural, à ampliação da recuperação de campos e aos impactos do processo de descarbonização do setor. Adicionalmente, aborda os principais aspectos econômicos associados às projeções adotadas, fornecendo análises complementares que ampliam a compreensão dos fatores técnicos, econômicos e estruturais que condicionam a oferta nacional de petróleo e gás natural no horizonte do PDE 2036.

Previsão da produção de petróleo

A produção nacional de petróleo deverá atingir a máxima de 5,0 milhões de barris por dia (b/d) em 2028 e permanecer próxima desse patamar até 2036, conforme apresentado na Figura 3-26. Esse desempenho será sustentado principalmente pelos grandes projetos do pré-sal, com destaque para os campos de Búzios, Tupi, Mero, Sépia, Atapu, Bacalhau e Bacalhau Norte, além de outros projetos relevantes, como Raia e Sergipe Águas Profundas (SEAP).

Figura 3-26 – Previsão da produção nacional de petróleo (milhões b/d)



Fonte: Elaboração EPE.

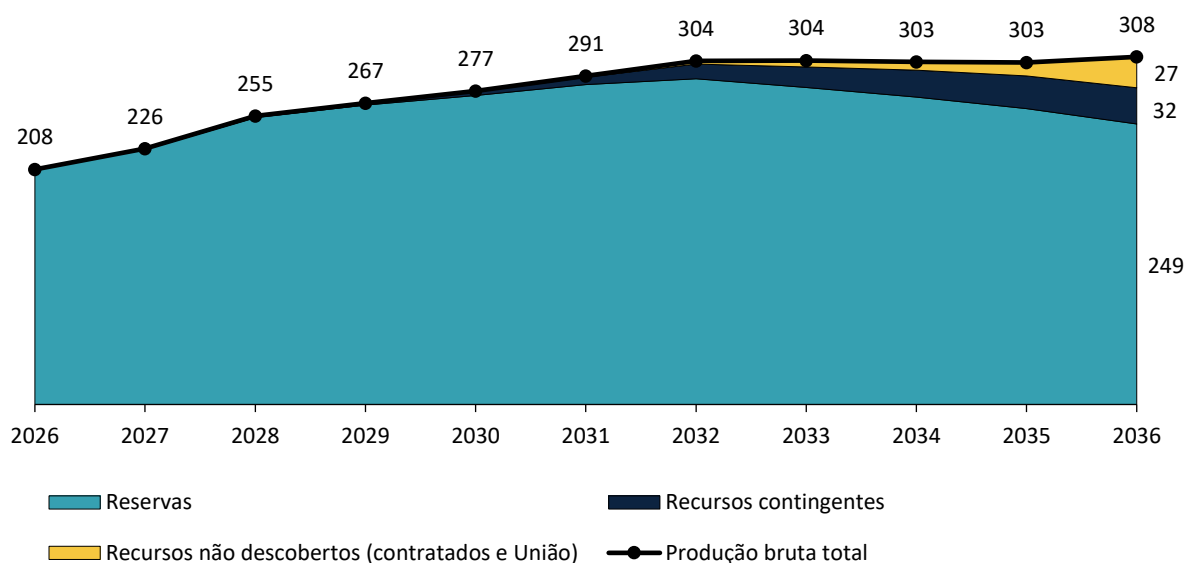
Embora o pré-sal mantenha participação predominante na produção nacional, sua participação relativa deverá recuar ao longo do horizonte, alcançando 73% em 2036. Essa trajetória reforça a necessidade de novos esforços exploratórios e do desenvolvimento de novas fronteiras para sustentar os níveis de produção no longo prazo. Acrescenta-se que tal iniciativa dependerá fortemente da eficácia dos processos de licenciamento ambiental. A produção brasileira permanecerá fortemente concentrada em ambientes *offshore*, enquanto a produção terrestre não deverá ultrapassar 3% do total.

A necessidade de ampliar os esforços exploratórios e desenvolver novas fronteiras também se evidencia na contribuição crescente dos recursos não descobertos, tanto em áreas contratadas quanto em áreas da União. A partir de 2030, espera-se o início da produção de recursos não descobertos em áreas contratadas, que deverão contribuir com aproximadamente 10% da produção nacional em 2036. Já a produção de recursos não descobertos em áreas da União depende da realização de novas contratações, por concessão ou partilha da produção, e deverá ter início somente a partir de 2033, alcançando aproximadamente 3% da produção total em 2036.

Previsão da produção de gás natural

A produção bruta de gás natural deverá atingir a máxima de 308 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d) no final do decênio, conforme exibido no Figura 3-27, o que corresponde a um aumento de mais de 70% em relação ao volume observado em 2025, de 179 milhões m³/d. As maiores contribuições para a expansão da produção bruta no período estão associadas às bacias de Santos, Campos, Sergipe-Alagoas (SEAL), Parnaíba, Solimões, Potiguar e Espírito Santo.

Figura 3-27 – Previsão da produção bruta de gás natural nacional (milhões m³/d)



Fonte: Elaboração EPE.

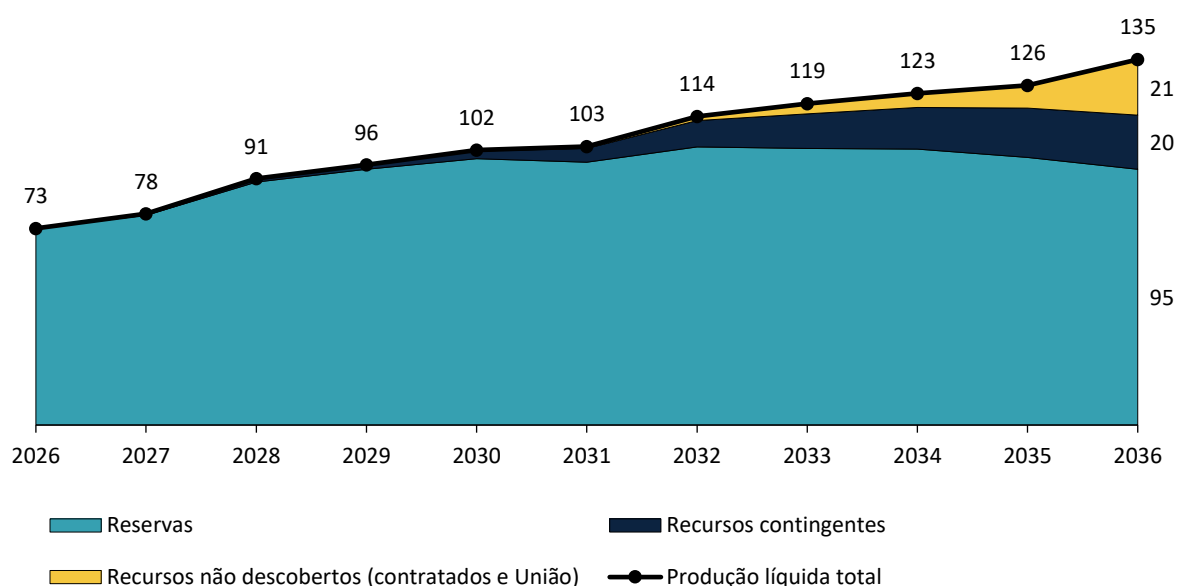
A partir de 2032, a produção bruta de gás proveniente das reservas inicia uma trajetória de declínio, parcialmente compensada pela contribuição dos recursos contingentes e não descobertos. A partir de 2030, espera-se o início da produção de recursos não descobertos em áreas contratadas e, a partir de 2033, em áreas da União ainda não contratadas. Em 2036, a produção estimada proveniente de recursos não descobertos deverá corresponder a 9% da produção bruta total de gás natural.

A produção líquida de gás natural, que corresponde aos volumes potencialmente disponíveis para as unidades de processamento (UPGN), é obtida a partir da produção bruta, descontando-se as estimativas de gás destinado à injeção nos reservatórios, as perdas e queimas e o consumo próprio das atividades de exploração e produção (E&P). Estima-se que a produção líquida de gás natural alcance 135 milhões m^3/d em 2036, conforme apresentado na Figura 3-28, o que corresponde a um crescimento de 85% no decênio.

A expansão da produção líquida de gás natural será sustentada pelos esforços de ampliação da oferta ao mercado – um dos pilares do Programa Gás Para Empregar, pela redução das taxas de injeção e, principalmente, pela entrada de novos projetos de grande porte, com participação relevante de reservatórios de gás natural não associado (GNA), como Raia, SEAP e os campos da Bacia de Parnaíba. Assim, o crescimento expressivo da produção líquida decorre sobretudo da entrada desses grandes projetos, que ampliam a disponibilidade de gás natural para o mercado.

Em contrapartida, não se observa aumento expressivo da parcela de gás associado à produção de petróleo disponibilizada ao mercado. Essa dinâmica decorre das características dos campos do pré-sal, que apresentam elevadas taxas de injeção, utilizadas para a remoção dos altos teores de CO_2 , para o aumento da recuperação de petróleo e para a manutenção da pressão dos reservatórios. Durante a separação do CO_2 , parte do gás natural também é arrastada nas membranas de separação e segue para reinjeção.

Figura 3-28 – Previsão da produção líquida de gás natural nacional (milhões m^3/d)



Fonte: Elaboração EPE.

Investimentos em E&P

Estima-se que, entre 2027 e 2036, os investimentos em E&P de petróleo e gás natural permaneçam em níveis elevados, variando entre US\$ 415 bilhões e US\$ 443 bilhões. Esse volume está associado à continuidade de projetos estratégicos como o desenvolvimento do pré-sal e a expansão das atividades em novas fronteiras exploratórias, como a Margem Equatorial, além de aprimoramentos regulatórios e de mercado no setor de gás natural. O montante de investimentos pode ser ainda maior ao se considerar a possível exploração da Bacia de Pelotas e de bacias *onshore* a partir de recursos não convencionais.

A manutenção desse volume de investimentos reforça a importância das atividades de E&P não apenas para sustentar receitas, empregos e inovação tecnológica, mas também para a segurança energética e para uma transição gradual. A continuidade dos investimentos contribui para assegurar a oferta de hidrocarbonetos ao longo do período e, simultaneamente, mobiliza recursos e capacidades que podem apoiar a transformação do sistema energético nacional.

A entrada em operação de novas instalações será fundamental para viabilizar as projeções de produção de petróleo e gás natural deste PDE, com destaque para as novas unidades estacionárias de produção (UEP) em mar. A estimativa contempla UEPs programadas e unidades adicionais estimadas pela EPE. As unidades programadas correspondem aos navios-plataforma do tipo FPSO previstos nos planos estratégicos e nas demais divulgações das operadoras disponíveis durante a elaboração deste Plano. Já as unidades estimadas pela EPE representam aquelas necessárias, em conjunto com as unidades já em operação e as programadas, para sustentar as projeções de produção. As plataformas destinadas a testes de longa duração (TLD) não são consideradas, em razão de seu caráter temporário.

Para o período de 2027 a 2036, projeta-se a entrada em operação de 29 UEPs, sendo sete programadas e 22 estimadas pela EPE. Entre as unidades programadas estão Búzios 9, Búzios 10 e Búzios 11 (2027); Raia (2028); Atapu 2 (2029); e Sépia 2 e SEAP 2 (2030). Entre as UEPs estimadas, algumas já tiveram intenção de desenvolvimento sinalizada pelas empresas, como Orca, Revitalização de Albacora, Revitalização de Marlim Leste e Marlim Sul, Revitalização de Barracuda e Caratinga, SEAP 1, Revitalização de Tupi, Búzios 12, Mero 5 e Entorno de Forno.

Descarbonização do *upstream*

Não obstante os esforços globais de transição energética, a demanda por petróleo apresenta elevada resiliência, sustentada pela busca por segurança energética e pela penetração mais lenta de fontes alternativas em setores de difícil descarbonização (S&P Global, 2025; Wood Mackenzie, 2025). Ao mesmo tempo, a vulnerabilidade das cadeias de suprimento, exacerbada por conflitos no Oriente Médio e por interrupções em *chokepoints*³⁵, como o Estreito de Ormuz – por onde transita cerca de 20% do comércio global de petróleo e GNL –, evidencia a dependência estrutural dos hidrocarbonetos (EIA, 2026; Farley *et al.*, 2026). Nesse cenário, as projeções indicam que o setor de óleo e gás continuará respondendo por parcela significativa da demanda energética primária global no curto prazo (Rystad Energy, 2026), tornando a redução das emissões do setor um componente relevante para o cumprimento das metas do Acordo de Paris.

Diante da persistência da demanda, a compatibilização entre a oferta de hidrocarbonetos e as ambições climáticas passa também pela redução das emissões associadas à produção. Globalmente, as *majors* já reduziram em 25% a intensidade de carbono de sua produção nos últimos anos, passando de 22,7 kgCO₂e/boe em 2017 para 17,2 kgCO₂e/boe em 2024 (OGCI, 2025). No Brasil, o monitoramento da intensidade de emissões do setor tem sido ampliado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), permitindo avaliar o posicionamento do País frente às tendências observadas internacionalmente. Em 2024, a intensidade média de carbono da produção brasileira foi de 16,03 kgCO₂e/boe, um aumento de 9% em relação ao ano anterior, mas, ainda assim, abaixo da média mundial (ANP, 2025).

Os dados também reforçam diferenças relevantes entre os segmentos produtivos. As instalações da Bacia de Santos, onde se concentra a produção do pré-sal, registram intensidade média de aproximadamente 12,5 kgCO₂e/boe, enquanto ativos maduros da Bacia de Campos apresentam 25,3 kgCO₂e/boe. De forma semelhante, as operações terrestres alcançam intensidades da

³⁵ *Chokepoints* são passagens marítimas estreitas e estratégicas que concentram fluxos globais de petróleo e GNL. A baixa substituíbilidade desses corredores no curto prazo faz com que eventuais interrupções possam gerar impactos relevantes sobre a segurança energética (EIA, 2026; UNCTAD, 2024).

ordem de 27,4 kgCO₂e/boe, significativamente superiores à média observada nas bacias marítimas, de 14,1 kgCO₂e/boe. Além disso, o metano responde por 34% das emissões totais de gases de efeito estufa (GEE) nas áreas terrestres, frente a cerca de 6% no ambiente *offshore*, reforçando a relevância de medidas específicas de monitoramento e mitigação desse gás.

Esses resultados evidenciam um dos principais desafios da descarbonização do E&P brasileiro: compatibilizar a expansão da produção prevista para as próximas décadas com a manutenção de baixos níveis de intensidade de carbono. Embora o setor apresente intensidade de emissões relativamente baixa em comparação com importantes produtores internacionais e desempenho favorável em termos de emissões por barril produzido, as emissões absolutas tendem a crescer nos próximos anos em função da expansão da produção, especialmente no pré-sal.

Nesse contexto, o Plano Clima estabelece metas expressivas de redução de emissões para a economia como um todo, exigindo que o setor de energia responda por parcela relevante desse esforço. Para o E&P, a estratégia nacional de descarbonização concentra-se na redução da intensidade de carbono, com o objetivo de manter ou reduzir o patamar de referência de 15 kgCO₂e/boe observado em 2023, tendo como marcos de avaliação os anos de 2030 e 2035 (MMA, 2025).

Nesse sentido, tecnologias como captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS), eletrificação e controle rigoroso de emissões de metano tornam-se elementos importantes para reduzir a intensidade de carbono da produção e preservar a competitividade do petróleo brasileiro em um cenário de precificação do carbono e de transição energética ([EPE, 2025](#); [OGDC, 2024](#)).

3.5 Oferta e Infraestrutura de Gás Natural

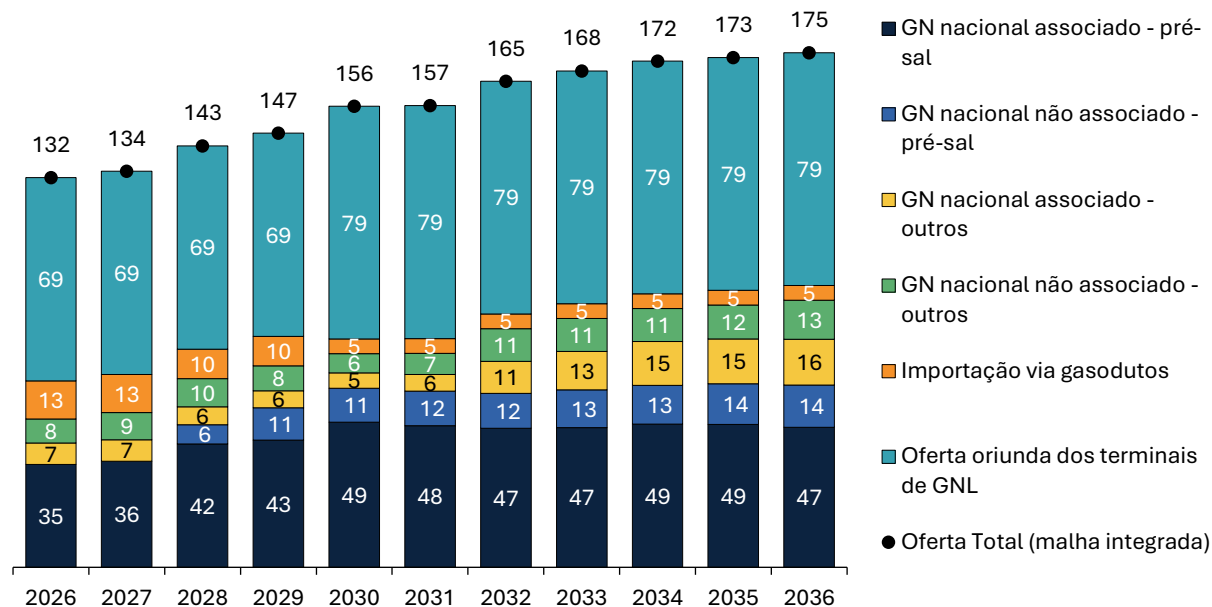
O gás natural desempenha papel estratégico na matriz energética brasileira ao contribuir simultaneamente para a segurança do abastecimento, a competitividade industrial e a redução das emissões associadas ao consumo energético. Em um contexto de expansão das fontes renováveis variáveis, o combustível também exerce função relevante na flexibilidade operativa do sistema energético, complementando a geração hidrelétrica e apoiando a integração de fontes como a eólica e a solar.

No horizonte do PDE 2036, o setor deverá passar por transformações importantes decorrentes da implementação de políticas públicas, como o Gás Para Empregar, a ampliação da produção nacional, especialmente proveniente do pré-sal, a expansão da infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e regaseificação, bem como o crescimento da demanda nos segmentos industrial, petroquímico e termelétrico. Nesse contexto, a avaliação integrada da infraestrutura, dos investimentos, da oferta e da demanda permite identificar os principais condicionantes para o desenvolvimento do mercado de gás natural e para o fortalecimento da segurança energética nacional.

Balanço de oferta e demanda de gás natural

A oferta de gás natural para a malha integrada brasileira é composta pela produção nacional, pelas importações via gasodutos internacionais e pelo suprimento de gás natural liquefeito (GNL) por meio dos terminais de regaseificação. A evolução dessas fontes ao longo do horizonte de planejamento é apresentada na Figura 3-29, que indica crescimento da oferta potencial de aproximadamente 132 milhões m³/d em 2026 para 175 milhões m³/d em 2036.

Figura 3-29 – Oferta potencial de gás natural – malha integrada (milhões m³/d)



Fonte: Elaboração EPE.

O aumento da oferta de gás está associado principalmente à ampliação da produção nacional *offshore*. Destacam-se o Projeto Raia, na Bacia de Campos, com potencial de exportação de cerca de 16 milhões m³/d e entrada em operação prevista para 2028, e o Projeto Sergipe Águas

Profundas (SEAP), na Bacia de Sergipe-Alagoas, com capacidade estimada de 18 milhões m^3/d e início de operação a partir de 2030 ([Agência Petrobras, 2025](#); [Equinor, 2026a](#)). Soma-se a esses empreendimentos a disponibilidade de gás processado no Complexo de Energias Boaventura, no Rio de Janeiro, reforçando a oferta proveniente do pré-sal.

As importações por gasoduto na malha integrada consideram exclusivamente os volumes associados ao Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), uma vez que os demais fluxos internacionais atendem sistemas isolados. No cenário de referência, esses volumes importados reduzem-se gradualmente ao longo do horizonte, na medida que cresce a participação da produção doméstica. Considerou-se, neste ciclo, um volume máximo de importação de 13 milhões m^3/d nos dois anos iniciais, seguidos por um período de dois anos com oferta de 10 milhões m^3/d e depois 5 milhões m^3/d até o final do horizonte do estudo. Paralelamente, permanecem em avaliação alternativas de suprimento a partir da Argentina, especialmente da formação de Vaca Muerta. As autorizações concedidas pela ANP e as iniciativas de cooperação energética entre Brasil e Argentina indicam avanços na avaliação da viabilidade técnica e comercial dessa rota ([ANP, 2025a](#); [Eixos, 2025](#)).

No segmento de GNL, foram considerados oito terminais de regaseificação em operação, sendo quatro deles não conectados à malha integrada (Barcarena/PA, TRSP/SP, Porto do Açu/RJ e Itaguaí/RJ). Ressalta-se que, em 2030, considera-se um aumento de oferta na malha integrada devido à conexão de 10 milhões de m^3/d oriundos do terminal de Porto do Açu. A capacidade total de regaseificação, de 134,5 milhões m^3/d , mantém o GNL como importante fonte de flexibilidade e segurança de abastecimento. Adicionalmente, o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB) e os projetos que se sagraram vencedores do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2026 (LRCAP 2026) poderão viabilizar novas conexões de terminais existentes ou futuros ao sistema de transporte, ampliando as alternativas de suprimento.

Ao longo do horizonte do PDE, a oferta nacional amplia sua participação relativa, permanecendo predominante na composição do suprimento. Embora o gás associado continue representando a maior parcela da oferta nacional, observa-se aumento gradual da participação do gás não associado proveniente de projetos *offshore*, em linha com a expansão da produção do pré-sal, conforme discutido na seção 3.4.

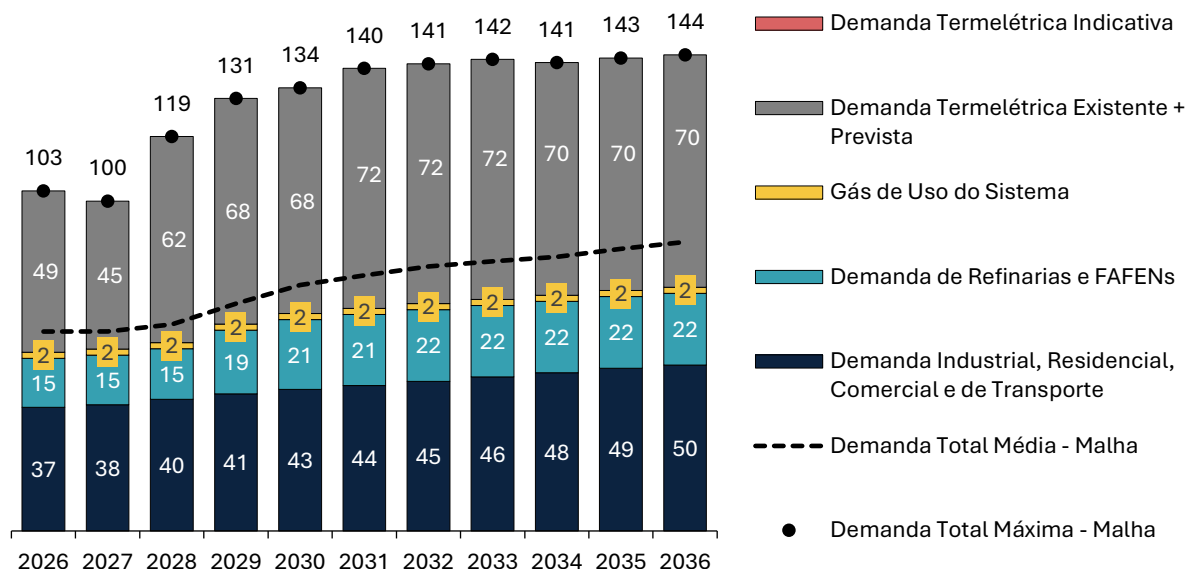
Em relação à demanda na malha integrada, foram considerados os consumos dos mercados atendidos pelas redes das concessionárias dos serviços locais de gás canalizado, do segmento *downstream* (que inclui refinarias de petróleo e fábricas de fertilizantes nitrogenados - FAFEN), das usinas termelétricas e do Gás de Uso do Sistema (GUS). A Figura 3-30 apresenta a evolução da demanda total de gás natural na malha integrada por segmento de consumo.

A demanda total máxima da malha integrada apresenta trajetória de crescimento ao longo do horizonte, passando de 103 milhões m^3/d em 2026 para 144 milhões m^3/d em 2036. Esse crescimento de 3,4% a.a. é impulsionado tanto pela expansão do consumo nos segmentos não termelétricos quanto pelo aumento da demanda termelétrica associado à maior necessidade de flexibilidade do sistema elétrico, refletindo o aumento de capacidade ligado ao LRCAP 2026.

Nos segmentos industrial, residencial, comercial e de transportes, observa-se crescimento gradual da demanda, de 3,0% a.a., ao longo do decênio, refletindo a expansão do mercado de gás natural canalizado e o aumento do consumo industrial. O segmento *downstream* apresenta aumento relevante da demanda, impulsionado principalmente pela expansão das atividades de refino e pela entrada em operação de novas unidades de fertilizantes. Destaca-se que esta projeção considera a entrada em operação da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III), em Três Lagoas/MS, e da UFN Uberaba/MG em 2029, com acréscimo de consumo de 3 milhões m^3/d . Com isso, acrescido de expansões em produção de hidrogênio em refinarias, o consumo

de gás natural para o segmento *downstream* evolui de 15 milhões m³/d até 22 milhões m³/d no período. Por outro lado, o GUS permanece estável em cerca de 2 milhões m³/d ao longo do horizonte de planejamento, representando parcela pouco significativa da demanda total.

Figura 3-30 – Demanda total de gás natural na malha integrada (milhões m³/d)



Fonte: Elaboração EPE.

A demanda termelétrica continua sendo o principal fator de variabilidade do consumo de gás natural brasileiro, evoluindo de 49 milhões m³/d para 70 milhões m³/d ao considerar a demanda termelétrica máxima na malha integrada. A demanda total média, com variação de 60 a 87 milhões de m³/dia, representa cerca de 57 % da máxima ao longo do horizonte projetado.

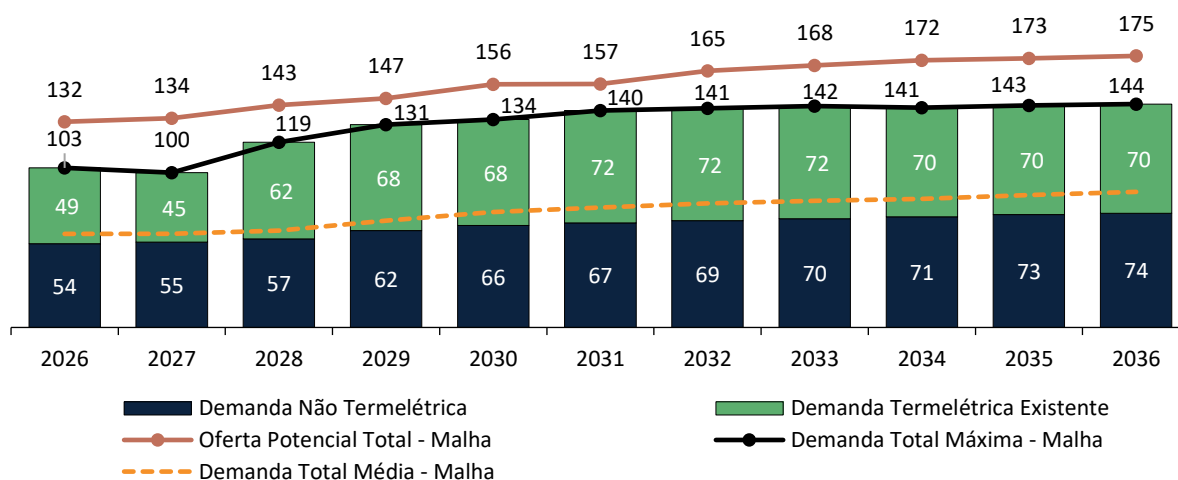
O modelo de Leilão de Capacidade visa contratar termelétricas para fornecer segurança e flexibilidade ao sistema elétrico, sendo despachadas principalmente em momentos de redução da geração de fontes intermitentes, restrição hídrica e para atender demandas de ponta. Isto contribui para o baixo percentual de despacho previsto, que varia entre 6,1% e 9,5% ao longo do período estudado. Isto é, a demanda termelétrica média (esperada) representa menos de 10% da demanda termelétrica máxima. A demanda termelétrica média, somada à demanda não termelétrica, resulta na demanda total média, indicada na Figura 3-30.

Nesta edição, as projeções apresentadas incluem as usinas contratadas através do LRCAP 2026; dessa forma, toda a expansão projetada para termelétricas ligadas à malha integrada de gás natural está alocada em demanda termelétrica existente (projetos vencedores do leilão, instalados ou em implantação). Já a demanda termelétrica indicativa ocorre apenas em sistemas isolados. Além disso, vale ressaltar que, para alocação dos projetos vencedores como malha integrada ou sistemas isolados, foi considerada a logística de combustível declarada na inscrição ao leilão. Entretanto, possíveis movimentos de mercado podem levar à alteração locacional e de suprimento dos projetos, o que poderá ser refletido em futuras revisões do PDE. Destaca-se que o resultado do LRCAP 2026 representou um avanço importante na demanda termelétrica máxima (existente + indicativa) em relação ao projetado na última edição do PDE, o que é explorado com maior detalhamento no Caderno de Gás Natural. Além disso, diferentemente de edições anteriores do PDE, o presente estudo não considera as termelétricas com alta inflexibilidade, em função das alterações à Lei 14.182/2021, trazidas pela Lei 15.269/2025.

A demanda total média evolui de 60 milhões m³/d para 87 milhões m³/d ao longo do período projetado, representando cerca de 60% da demanda total máxima. Tal situação reforça a importância das demandas não termelétricas (especialmente industrial e *downstream*) na construção de demandas firmes por gás natural.

Com base nas projeções de oferta e demanda, é apresentado o balanço de gás natural da malha integrada, representado na Figura 3-31. A sua construção é fundamental para verificar a existência de oferta potencial de gás natural suficiente para atender à variação da demanda prevista para este sistema ao longo dos anos que compõem o horizonte do PDE 2036. É importante salientar que esse balanço é composto somente por oferta potencial e demanda conectados à malha integrada de gasodutos.

Figura 3-31 – Balanço de gás natural na malha integrada (milhões m³/d)



Fonte: Elaboração EPE.

A Figura 3-31 evidencia que a oferta potencial da malha integrada permanece superior à demanda máxima ao longo de todo período analisado. A oferta potencial total cresce de 132 milhões m³/d em 2026 para cerca de 175 milhões m³/d em 2036, enquanto a demanda máxima evolui de 103 milhões m³/d para 144 milhões m³/d no mesmo período. Esse resultado indica que os projetos considerados neste PDE proporcionam capacidade suficiente para acomodar o crescimento esperado do mercado, mantendo uma margem estrutural de suprimento.

Sob a ótica do planejamento energético, o resultado reforça a crescente relevância da produção nacional, particularmente do pré-sal, para a segurança do abastecimento brasileiro. A redução gradual da dependência das importações via Gasbol, associada à ampliação da infraestrutura de escoamento, processamento e transporte, contribui para aumentar a resiliência do sistema frente às incertezas de suprimento externo. Ao mesmo tempo, a existência de potencial de oferta excedente cria condições favoráveis para a expansão do mercado industrial, para o atendimento de novos projetos termelétricos e para o desenvolvimento do aproveitamento do gás natural e do biometano. A efetiva materialização desse potencial, entretanto, dependerá da competitividade do gás ofertado, da implementação tempestiva dos investimentos previstos e da evolução dos marcos regulatórios voltados ao desenvolvimento do mercado nacional de gás natural.

Infraestrutura e investimentos

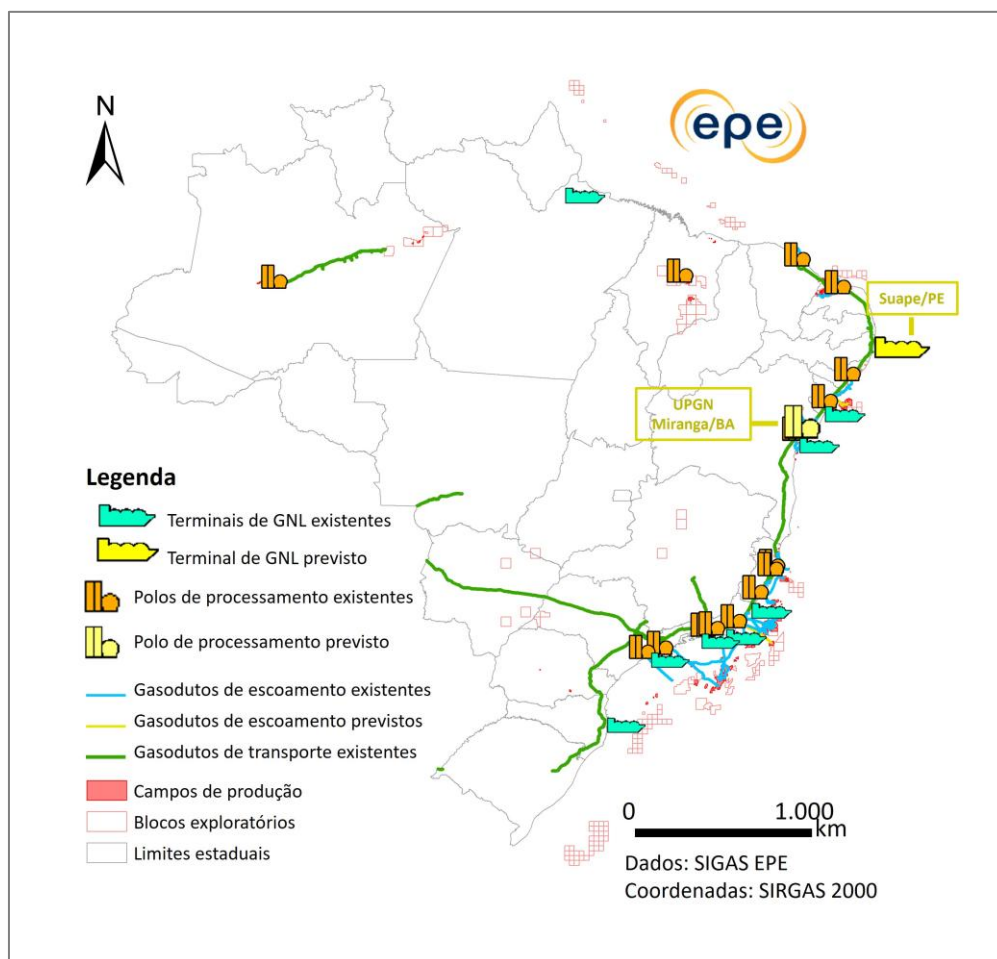
A expansão da infraestrutura de gás natural no Brasil constitui elemento relevante para a transição energética, pois o gás natural pode substituir outros combustíveis mais intensivos em

emissões de gases de efeito estufa. Nesse contexto, a evolução coordenada da infraestrutura ao longo da cadeia – escoamento, processamento, transporte e terminais de regaseificação de GNL – está diretamente associada ao conjunto de investimentos no horizonte do PDE 2036.

Para fins deste PDE, foram considerados apenas os investimentos classificados como previstos. Esses investimentos correspondem a projetos com maior grau de maturidade, já anunciados, autorizados ou em estágio avançado de implementação, com datas de entrada em operação apresentadas em documentos públicos.

Atualmente, a infraestrutura nacional de gás compreende cerca de 6.330 km de gasodutos de escoamento e de transferência, 9.528 km de gasodutos de transporte³⁶ e 14 unidades de processamento de gás natural (UPGNs) em operação com capacidade total de aproximadamente 120 milhões m³/d, concentrada sobretudo na Região Sudeste (ANP, 2026). No segmento de GNL, o País dispõe de oito terminais de regaseificação, totalizando 134,5 milhões m³/d de capacidade (MME, 2026). O mapa das infraestruturas de gás existentes e previstas é exibido na Figura 3-32.

Figura 3-32 – Infraestruturas existentes e previstas de gás natural no Brasil



Nota: Devido à escala do mapa, algumas instalações próximas entre si podem não estar nítidas.

Fonte: Elaboração EPE.

³⁶ Foram considerados os seguintes gasodutos de transporte e as respectivas extensões adicionadas: 9.409 km até 2024, além de GASIG (11 km), interconexão Terminal GNL Sergipe (25 km) e GASFOR II Horizonte-Caucaia (83 km).

No segmento *upstream*, destacam-se como investimentos previstos os projetos de escoamento associados à conexão Raia- Terminal de Cabiúnas (Tecab) e ao SEAP. O projeto Raia-Tecab, com capacidade de 16 milhões m³/d e início previsto em 2028 ([Equinor, 2026b](#)), apresenta investimento estimado em torno de R\$ 7,2 bilhões. Já o projeto SEAP³⁷ contempla a infraestrutura com capacidade de escoamento de 18 milhões m³/d e investimento estimado da ordem de R\$ 6,8 bilhões, com entrada em operação a partir de 2030. Ambos os projetos preveem processamento *offshore*, com injeção direta do gás na malha de transporte.

Na etapa de processamento, consta como investimento previsto a UPGN Miranga/BA³⁸, da PetroReconcavo, com capacidade de processamento de 950 mil m³/d, potencial de expansão até 1,5 milhão m³/d e investimento estimado em aproximadamente R\$ 360 milhões, com entrada em operação em 2028 ([PetroReconcavo, 2024, 2026](#)).

No segmento de transporte, não há novos gasodutos classificados como previstos, à exceção de reforços em instalações complementares. Entre os investimentos previstos, destacam-se as estações de compressão (ECOMP), como a ECOMP Japeri/RJ, com investimento estimado de R\$ 720 milhões, e a expansão de compressão ao longo do trecho sul do Gasbol, de aproximadamente R\$ 430 milhões, voltadas ao aumento da capacidade e confiabilidade do sistema ([EPE, 2025b](#); [NTS, 2025](#)).

No segmento de GNL, destaca-se o investimento no terminal de regaseificação de Suape/PE, com capacidade de 14 milhões m³/d e investimento estimado em R\$ 350 milhões, previsto para entrada em 2027 ([Movimento Econômico, 2026](#)). No LRCAP 2026, foram contratados projetos de usinas termelétricas (UTES) a gás natural das empresas Eneva, Oncorp, New Fortress e GDE Energia, os quais preveem novos terminais de regaseificação de GNL ([EPE, 2026](#)). Em função da possibilidade de mudanças nos projetos desses terminais, incluindo as características locais, tais projetos não foram classificados como previstos nem representados no mapa de infraestrutura de gás natural.

A consolidação dos investimentos estimados consta na Tabela 3-3. As estimativas apresentadas na tabela foram obtidas por meio de documentos públicos ou elaboradas em nível conceitual e estão sujeitas às incertezas. Destaca-se que a implementação de políticas públicas e programas governamentais voltados ao desenvolvimento do mercado de gás natural pode contribuir para a melhoria das condições de oferta e demanda, promovendo maior dinamismo no setor e potencialmente ampliando o volume de investimentos ao longo do horizonte considerado, mediante a viabilização de novos projetos além dos contemplados nesta edição do PDE.

Embora não estejam classificados entre os investimentos previstos nesta seção, devido ao atual nível de maturidade, alguns projetos vêm sendo estudados no âmbito dos planos indicativos e da primeira versão do PNIIGB. Entre eles, destacam-se o gasoduto de transporte que conectará o Porto do Açu, no Rio de Janeiro, à malha integrada, e o gasoduto de transporte destinado ao atendimento da região do Triângulo Mineiro, com ponto de entrega em Uberaba/MG. Adicionalmente, a contratação de novas termelétricas no LRCAP 2026 deverá demandar novas infraestruturas para atendimento de alguns dos empreendimentos vencedores do leilão, como é o caso do projeto Veredas, na região Nordeste.

³⁷ O projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP) é dividido em duas partes, sendo que SEAP I prevê produção de 8 milhões m³/d e SEAP II, 10 milhões m³/d de gás natural ([Petrobras, 2025](#)). Adicionalmente, o projeto envolve a construção de um gasoduto de escoamento com 134 km de extensão, sendo 111 km no mar e 23 km em terra ([Agência Petrobras, 2024](#)).

³⁸ Destaca-se que o projeto da UPGN Miranga, assim como o Projeto SEAP e o conexão Raia-Tecab, foram analisados pela EPE sob a égide do artigo 6-F do Decreto nº 10.712/2021, modificado pelo Decreto nº 12.153/2024. Esses projetos foram considerados, pela EPE, como compatíveis com o planejamento setorial. Por isso, a EPE recomendou à ANP o seguimento do processo de outorga das respectivas autorizações ([EPE, 2025a](#)).

Tabela 3-3 – Investimentos previstos em infraestruturas de gás natural

Classificação	Investimentos previstos	
	Projetos	R\$ bilhões
Gasodutos de escoamento ¹	2	14,0
Gasodutos de transporte ¹	0	0,0
Estações de compressão	2	1,2
Terminais de regaseificação de GNL	1	0,3
UPGNs ²	1	0,4
Total	6	15,9

Notas: (1) Investimentos estimados pela EPE utilizando o Sistema de Avaliação de Custos de Gasodutos (SAGAS) para dutos de transporte e Que\$tor para dutos de escoamento; a estimativa de custos pela EPE para gasodutos de escoamento e de transporte indicativos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97); para gasodutos de transporte previstos, o grau de incerteza da estimativa varia de - 7% a + 17% (AACE-18R-97); (2) Investimento estimado pela EPE utilizando o Sistema de Avaliação de Custos de UPGNs (SAUP) (PIPE 2019 e PIPE 2021), bem como o *software* comercial Que\$tor da S&P Global (PIPE 2023); a estimativa de custos pela EPE para UPGNs tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97).

Fonte: Elaboração EPE.

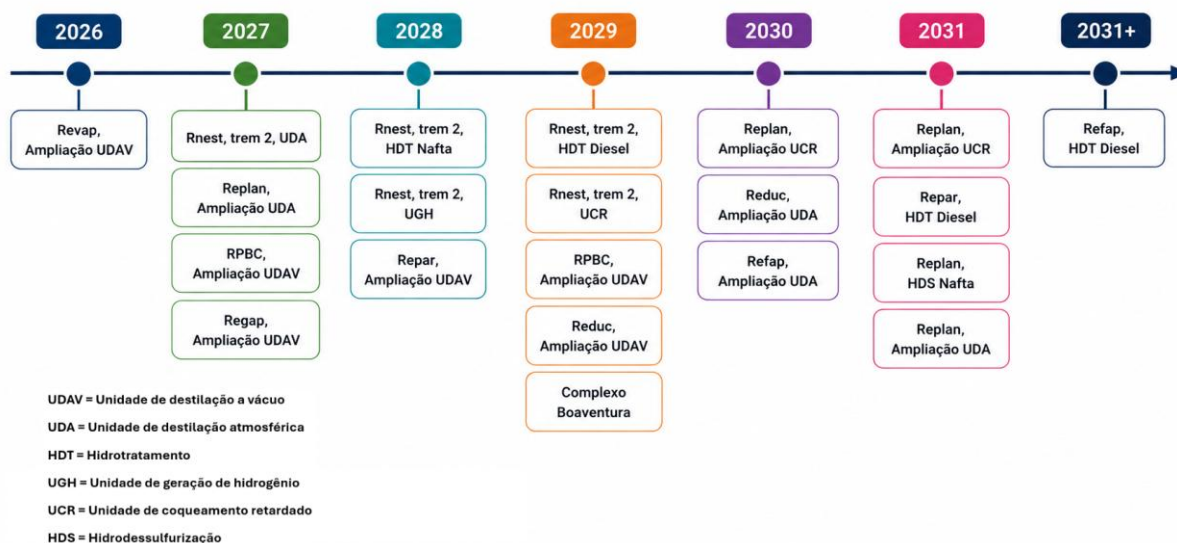
Destaca-se que o detalhamento das premissas, das análises referentes ao setor de gás natural e dos resultados específicos será apresentado no Caderno de Gás Natural do PDE 2036, complementando este relatório com maior nível de aprofundamento.

3.6 Refino e Infraestrutura de Abastecimento

O petróleo e seus derivados desempenham papel fundamental no abastecimento energético nacional, respondendo por parcela significativa do consumo final de energia e atendendo à demanda de praticamente todos os setores da economia. Ao longo do horizonte decenal, o Brasil deverá consolidar sua posição como um dos principais produtores e exportadores de petróleo do mundo. O crescimento das exportações brasileiras de óleo cru poderá reforçar a posição do País no contexto geopolítico da indústria mundial do petróleo. No segmento de combustíveis, as projeções indicam mudanças importantes na dinâmica de oferta e demanda dos principais derivados, com a expansão da produção nacional de petróleo e os investimentos previstos no parque de refino contribuindo para o fortalecimento do sistema de abastecimento nacional.

Os investimentos previstos para o segmento de refino totalizam US\$ 13,15 bilhões e deverão ampliar em aproximadamente 10% a capacidade de destilação das refinarias nacionais entre 2026 e 2036 (Figura 3-33). Essa expansão deverá aumentar o volume de petróleo processado no País, enquanto projetos de modernização, conversão e adequação, incluindo ações de eficiência energética e descarbonização, deverão contribuir para elevar a qualidade dos derivados e ampliar a flexibilidade operacional das refinarias. No que tange à logística de combustíveis, são previstos investimentos que contemplam a ampliação de terminais, como Santos (SP), Itaquí (MA) e Paranaguá (PR), a construção de 20 navios de cabotagem e a implantação do Oleoduto Barueri-Pilões (OBAPI), reforçando a capacidade de movimentação e o abastecimento de combustíveis no País.

Figura 3-33 – Principais projetos de refino anunciados



Fonte: Elaboração EPE.

No período decenal, as refinarias brasileiras manterão fator de utilização (FUT) próximo a 90% e ampliarão a participação do petróleo nacional na carga processada. Ainda assim, mesmo com o crescimento da produção doméstica de derivados (Tabela 3-4), a Figura 3-34 mostra que o País permanecerá importador líquido em 2036 (37 mil m³/d), porém em volume inferior ao observado em 2026 (50 mil m³/d). Os derivados de petróleo que mais contribuirão para o déficit líquido em

2036 são o óleo diesel (-51 mil m³/d) e a nafta petroquímica (-10 mil m³/d). Por outro lado, o derivado com o maior superávit líquido em 2036 será o óleo combustível (+35 mil m³/d).

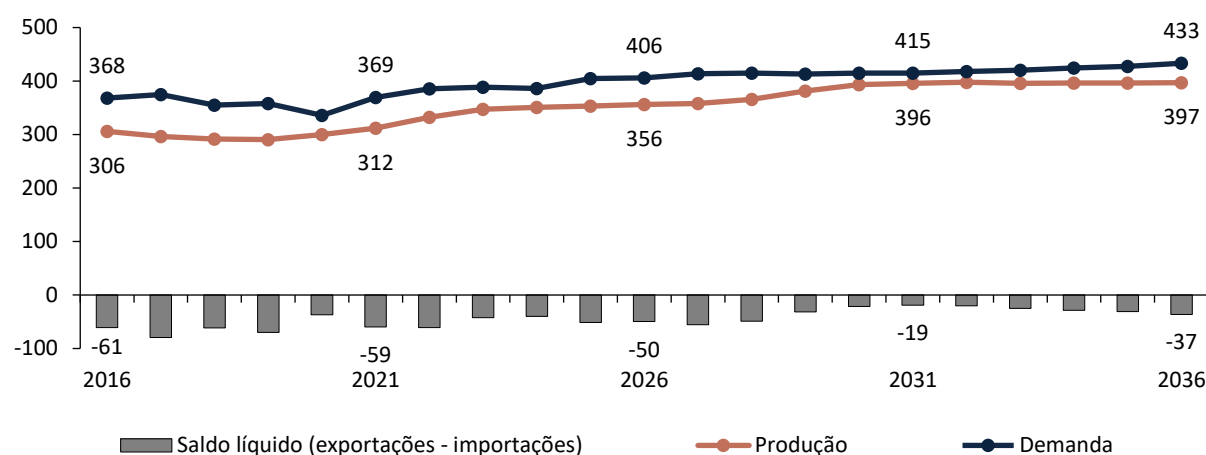
Tabela 3-4 – Produção nacional de derivados de petróleo (mil m³/d)

Derivados	2026	2029	2033	2036	Variação 2026-2036
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	36,0	39,6	43,0	44,1	22,5%
Nafta	16,2	18,8	27,0	27,3	68,5%
Gasolina A	82,5	82,7	80,4	80,1	-2,9%
Querosene de aviação (QAV)	17,6	18,8	16,3	16,7	-5,1%
Óleo diesel A	136,5	150,6	155,6	155,2	13,7%
Óleo combustível	51,0	49,9	48,3	47,8	-6,3%
Coque de petróleo	13,2	12,4	15,4	15,2	15,2%
Asfaltos	6,9	6,8	7,1	7,5	8,7%
Lubrificantes	2,0	1,1	1,6	1,7	-15%
Outros	6,3	6,3	6,6	6,7	6,3%

Notas: (1) Valores incluem a produção de refinarias, centrais petroquímicas, unidades de processamento de gás natural, unidade de industrialização de xisto, e outros produtores. (2) Outros incluem benzeno, butano especial, gasolina de aviação, n-parafina, parafinas, propeno, resíduo aromático, resíduo asfáltico e solventes.

Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3-34 – Balanço nacional de derivados de petróleo (mil m³/d)



Notas: (1) Inclui GLP, nafta, gasolina A, gasolina de aviação, QAV, óleo diesel A, óleo combustível, coque de petróleo, asfaltos, solventes e lubrificantes.

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [EPE \(2026a\)](#).

No caso do óleo diesel A, principal derivado de petróleo consumido no Brasil, projeta-se a continuidade da expansão da demanda ao longo do horizonte decenal, impulsionada pelo crescimento da atividade econômica e pela elevada dependência do transporte rodoviário de cargas. Em 2036, as importações líquidas de óleo diesel A deverão alcançar 51 mil m³/d (Figura 3-35), para atender a uma demanda projetada de 206 mil m³/d, resultando em uma dependência externa da ordem de 25%, mesmo diante da ampliação da oferta doméstica. Em termos

absolutos, esse volume representa um aumento de 39% em relação às importações líquidas de 2026, estimadas em 36,6 mil m³/d.

A manutenção dessa dependência externa merece atenção adicional diante das condições observadas no mercado internacional de diesel. Conforme discutido no Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas do PDE 2036 (EPE, 2026b), o ambiente geopolítico recente tem afetado os fluxos internacionais de petróleo e derivados e elevado os riscos de interrupções no abastecimento. Em particular, a redução da disponibilidade de derivados provenientes de importantes polos de refino, associada aos conflitos no Oriente Médio e às restrições sobre as exportações russas, tem contribuído para um mercado internacional de diesel mais restrito. Nesse contexto, a dependência brasileira reforça a importância de investimentos no parque de refino e na infraestrutura logística, incluindo armazenagem, cabotagem e movimentação de combustíveis, de modo a ampliar a capacidade de resposta do sistema a eventuais choques externos.

A condição de exportador líquido de petróleo do Brasil também constitui uma fonte de resiliência para o abastecimento de derivados, na medida em que parte do petróleo produzido no País pode ser direcionada a mercados e instalações de refino com capacidade disponível, inclusive no exterior, contribuindo para a obtenção de derivados para atendimento ao mercado brasileiro. Essa possibilidade, contudo, depende das condições econômicas, logísticas e comerciais vigentes e não elimina a necessidade de reduzir a exposição estrutural às importações de diesel.

Além da expansão e da maior eficiência do parque de refino e da infraestrutura de abastecimento, outras alternativas podem contribuir para reduzir essa exposição, entre elas a aceleração da eletrificação do transporte de cargas e a ampliação da oferta de combustíveis alternativos, conforme considerada no Plante. Nesse último caso, destacam-se o biometano e o diesel verde, bem como o aumento da participação do biodiesel no diesel comercializado, por meio tanto das adições obrigatórias quanto de seu uso voluntário. Essas alternativas são estimuladas, em diferentes frentes, pelas políticas e instrumentos associados ao Programa Combustível do Futuro.

Figura 3-35 – Balanço nacional de óleo diesel A (mil m³/d)

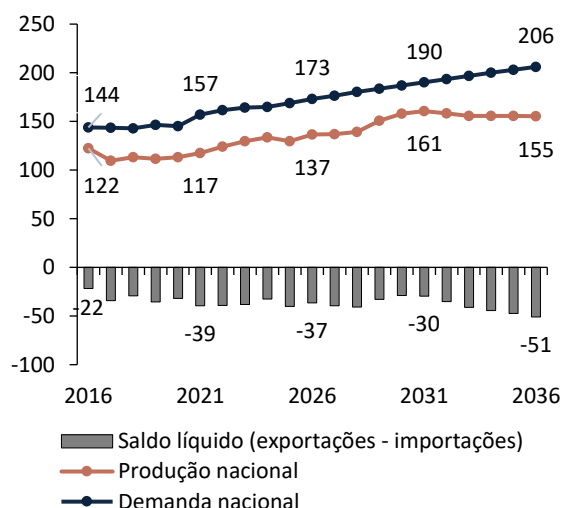
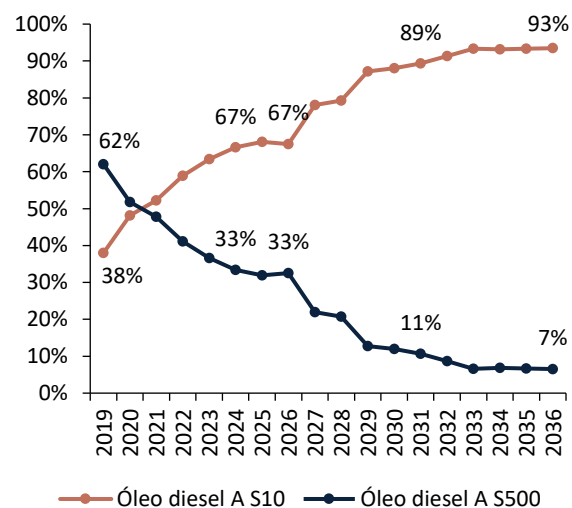


Figura 3-36 – Produção nacional de óleo diesel A rodoviário por tipo (%)



Notas: (1) Balanço de óleo diesel A (gráfico à esquerda) inclui óleo diesel rodoviário (S10 e S500), óleo diesel não rodoviário (S1800) e óleo diesel marítimo (S5000). O fornecimento de óleo diesel marítimo para navios em rotas internacionais é contabilizado no gráfico como demanda doméstica; (2) Produção de óleo diesel A rodoviário por tipo (gráfico à direita) não inclui S1800 e S5000.

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de EPE (2026a).

Projeta-se a substituição crescente do óleo diesel S500 pelo S10, o que representa um desafio adicional para o sistema de abastecimento, ao exigir maior capacidade de produção de combustíveis com baixo teor de enxofre. Com vistas à ampliação da produção de óleo diesel S10, estão previstos investimentos em novas unidades de hidrotreatamento (HDT), especialmente no Complexo de Energias Boaventura, em Itaboraí (RJ), e na Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em Ipojuca (PE), além de adequações e *revamps* (modernização de unidades existentes) em outras refinarias. Esses projetos deverão responder por parcela relevante da expansão da capacidade nacional de produção de óleo diesel S10, contribuindo para o atendimento das exigências ambientais e da evolução do mercado consumidor. Estima-se que, em 2036, o óleo diesel A S10 alcançará 93% de participação na produção nacional de óleo diesel A rodoviário (Figura 3-36), impulsionado pela entrada de novas unidades de HDT de instáveis no parque de refino.

Figura 3-37 – Balanço nacional de QAV (mil m³/d)

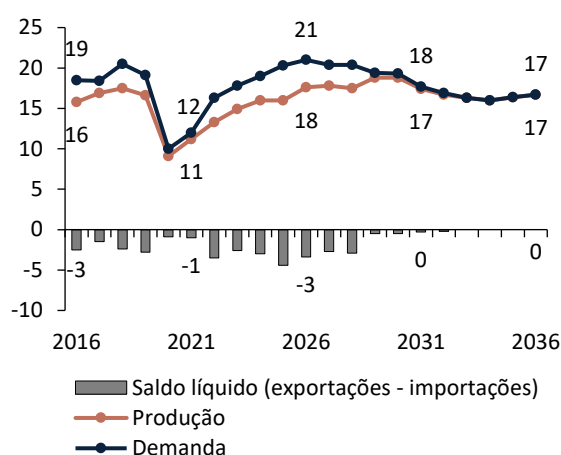


Figura 3-39 – Balanço nacional de nafta (mil m³/d)

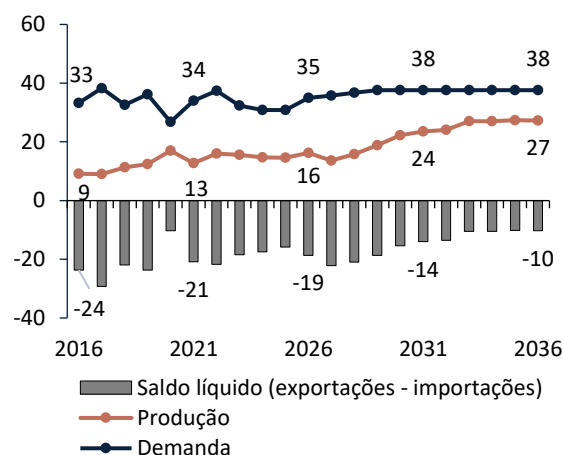


Figura 3-38 – Balanço nacional de gasolina A (mil m³/d)

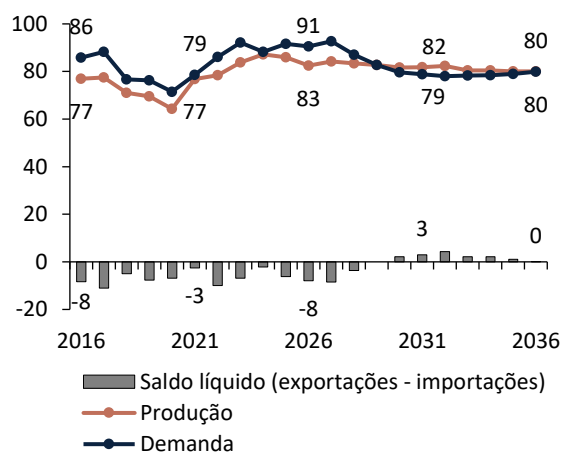
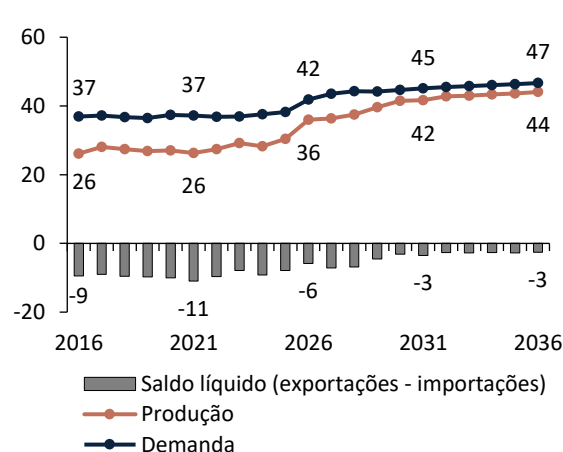


Figura 3-40 – Balanço nacional de GLP (mil m³/d)



Notas: (1) Balanço de QAV inclui querosene de aviação e querosene iluminante e não inclui SAF. O fornecimento de QAV para rotas internacionais é contabilizado no gráfico como demanda doméstica; (2) Balanço de gasolina A inclui gasolina comum e gasolina premium e não inclui gasolina de aviação, etanol anidro ou gasolina de origem renovável; (3) Balanço nacional de nafta não inclui nafta de origem renovável; (4) Balanço de GLP não inclui propano e butano para petroquímica, propano comercial, butano comercial, propano especial e gás liquefeito de origem renovável.

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [EPE \(2026a\)](#).

No caso do querosene de aviação (QAV), a incorporação gradual do combustível sustentável de aviação (SAF) deverá reduzir a demanda por QAV fóssil ao longo dos próximos anos, com reflexos na produção nacional, que tende a diminuir ao longo do horizonte³⁹. A Figura 3-37 mostra que, nesse contexto, o País se tornará autossuficiente em QAV fóssil durante grande parte do decênio.

As perspectivas para a gasolina A também apontam para a autossuficiência nacional no médio prazo (Figura 3-38), em decorrência da combinação entre o aumento do teor obrigatório de etanol anidro na mistura, a expansão da oferta de etanol hidratado e o avanço gradual da eletrificação da frota de veículos leves. A queda na demanda por gasolina A poderá aumentar a disponibilidade de correntes intermediárias nas refinarias para a produção de nafta, reduzindo a dependência externa desse produto e favorecendo seu direcionamento para a indústria petroquímica. Nesse contexto, estima-se que as importações líquidas de nafta serão reduzidas de 19 mil m³/d em 2026 para 10 mil m³/d em 2036 (Figura 3-39).

No período decenal, a expansão da oferta doméstica de GLP está majoritariamente associada ao crescimento da produção oriunda do processamento do gás natural. Esse aumento da oferta deverá reduzir gradualmente as importações líquidas, que alcançarão 3 mil m³/d em 2036 (Figura 3-40). Pelo lado da demanda, iniciativas voltadas à ampliação do acesso ao GLP poderão estimular o consumo doméstico do produto, reforçando a importância da expansão da produção nacional para acompanhar o crescimento da demanda e garantir a segurança do abastecimento.

Figura 3-41 – Balanço nacional de óleo combustível (mil m³/d)

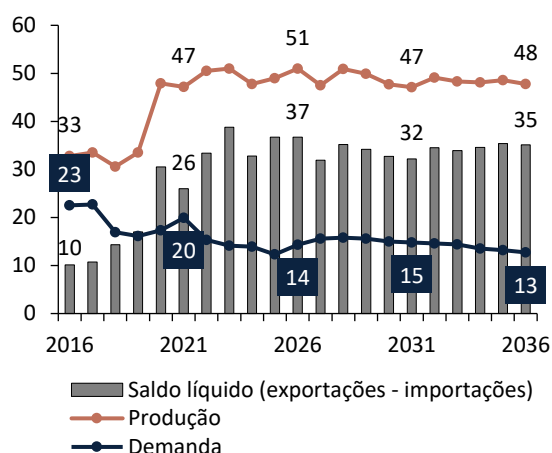
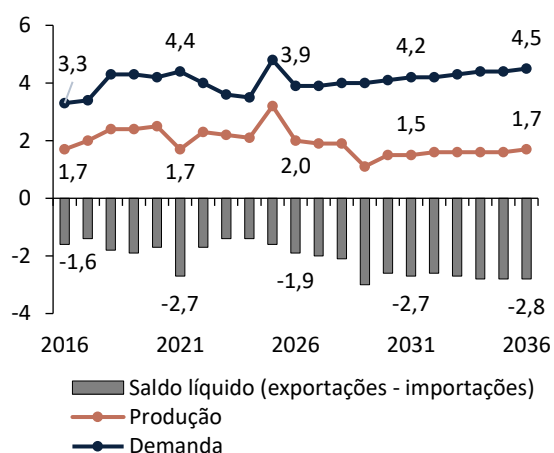


Figura 3-42 – Balanço nacional de lubrificantes (mil m³/d)



Nota: (1) Balanço de óleo combustível inclui óleo combustível marítimo (bunker 0,5%), óleo combustível industrial e de geração termelétrica BTE (1%) e ATE (2%) e óleo combustível de xisto. O fornecimento para rotas internacionais é contabilizado no gráfico como demanda doméstica.

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [EPE \(2026a\)](#).

Embora o País deva permanecer como importador líquido de derivados de petróleo ao longo de todo o horizonte analisado, as projeções sugerem uma redução relativa da dependência externa⁴⁰. Esse resultado decorre, em especial, dos investimentos em expansão e modernização

³⁹ Cabe ressaltar que a produção de QAV possui certa intercambialidade com a produção de diesel nas refinarias, dado que os dois derivados são extraídos de faixas de destilação semelhantes. Em conjunto, QAV e diesel são referidos como destilados médios.

⁴⁰ No PDE 2035, as projeções indicavam que o Brasil alcançaria o final do horizonte decenal em condição de equilíbrio ou superávit no balanço de GLP. No PDE 2036, embora a dependência externa projetada para o final do horizonte seja significativamente reduzida, permanece uma pequena necessidade de importações. Essa diferença decorre, principalmente, da atualização das premissas de

das refinarias nacionais e da ampliação da produção de GLP oriunda do gás natural, além do deslocamento parcial da demanda por derivados em decorrência da maior participação de biocombustíveis, da eletrificação e dos ganhos de eficiência energética. Esse conjunto de fatores deverá contribuir para fortalecer a robustez e a resiliência do sistema de abastecimento de combustíveis, embora permaneçam gargalos relacionados ao suprimento de determinados derivados e à infraestrutura necessária para sua movimentação e distribuição.

Figura 3-43 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de óleo diesel A no Brasil em 2036 (mil m³/d)

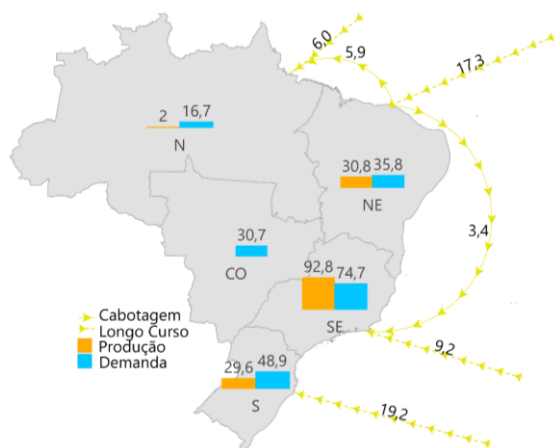


Figura 3-45 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de QAV no Brasil em 2036 (mil m³/d)

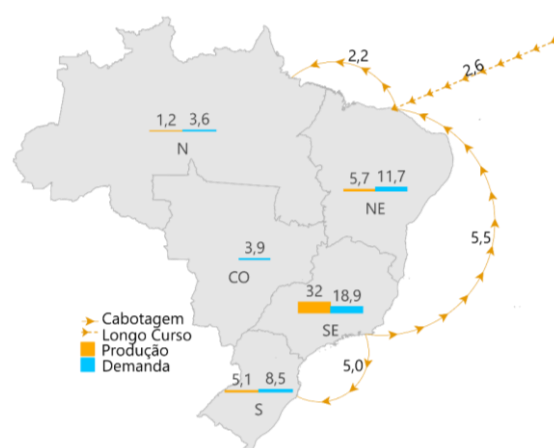


Figura 3-44 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de gasolina A no Brasil em 2036 (mil m³/d)

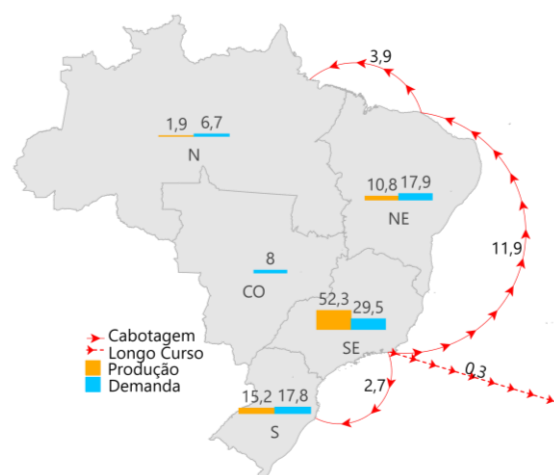
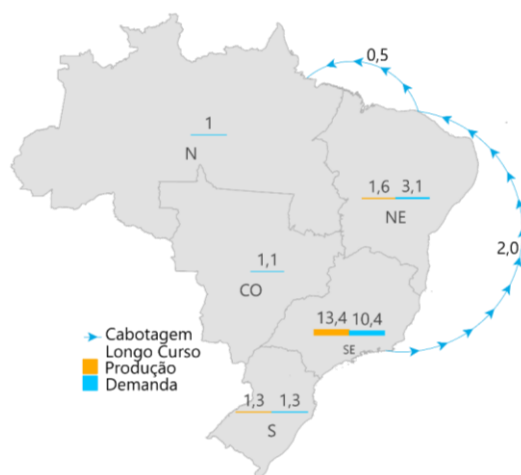


Figura 3-46 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de GLP no Brasil em 2036 (mil m³/d)



Notas: (1) Setas de fluxos inter-regionais são ilustrativas, não indicando a localização exata de origem e destino das movimentações em cada região; (2) Bases localizadas em uma determinada região podem atender o consumo final em municípios de outra região.

Fonte: Elaboração EPE.

demanda e oferta de GLP neste ciclo. Pelo lado da demanda, houve revisão das projeções de consumo doméstico, incorporando as novas perspectivas para o mercado de GLP e seus usos. Pelo lado da oferta, foram atualizadas as projeções de produção nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs). Apesar dessas revisões, os resultados permanecem consistentes quanto à tendência de redução da dependência externa de GLP ao longo do horizonte decenal.

Em relação às movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de derivados de petróleo, os principais destaques em 2036 são:

- **Óleo diesel A:** O Brasil seguirá deficitário em diesel, com exceção da Região Sudeste e Nordeste, e as importações deverão aumentar nas regiões costeiras em 2036. O Sudeste abastecerá o Centro-Oeste via Osbra e o Nordeste abastecerá a região Norte por cabotagem (Figura 3-43);
- **Gasolina A:** A Região Sudeste apresentará o principal excedente, abastecendo o Centro-Oeste e complementando o suprimento das regiões Norte, Nordeste e Sul, enquanto o Nordeste apoiará o Norte por cabotagem (Figura 3-44);
- **QAV:** As regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste serão deficitárias, o Sudeste terá excedente e o Sul será autossuficiente. O Nordeste será parcialmente abastecido por importações, o Norte por cabotagem e o Centro-Oeste por rodoviário a partir do Sudeste (Figura 3-45);
- **GLP:** Todas as regiões, exceto o Sudeste, serão deficitárias em GLP. O Sudeste abastecerá o Centro-Oeste por rodovia e as regiões Nordeste e Sul por cabotagem, enquanto o Nordeste também atenderá o Norte e contará com importações (Figura 3-46).

No que tange às movimentações dutoviárias de derivados, a análise indica que três oleodutos poderão atingir sua capacidade máxima, ou operar próximo do limite, no período decenal: o Oleoduto São Paulo-Brasília (Osbra), que interliga Paulínia (SP) a Brasília (DF); o Oleoduto Paraná-Santa Catarina (Opasc), que conecta Araucária (PR) a Biguaçu (SC); e o sistema Osplan, que liga São Sebastião (SP) a Paulínia (SP). A saturação desses dutos evidencia a necessidade de aprimorar a eficiência operacional e ampliar a infraestrutura logística, de modo a mitigar riscos de desabastecimento em regiões críticas do País. Ressalta-se que, no âmbito do PDE 2036, não foram consideradas expansões dutoviárias relevantes. Entretanto, estudos da EPE relativos ao Plano Indicativo de Oleodutos (PIO) sugerem que o crescimento da demanda por derivados e a interiorização do consumo poderão favorecer a ampliação do transporte dutoviário de combustíveis ([EPE, 2025](#)).

As análises apresentadas nesta seção são complementadas pelo Caderno de Refino e Infraestrutura de Abastecimento do PDE 2036, que aprofunda as projeções e os principais aspectos relacionados à evolução do parque de refino e da infraestrutura de abastecimento no horizonte decenal. O Caderno apresenta maior nível de detalhamento sobre as premissas, os investimentos, a oferta e a demanda de derivados de petróleo e a infraestrutura necessária ao atendimento do mercado, contribuindo para uma compreensão mais aprofundada dos desafios e das perspectivas do abastecimento nacional de combustíveis.

3.7 Biocombustíveis e Combustíveis Sintéticos

O uso de biocombustíveis é um vetor central da transição energética brasileira, combinando descarbonização, diversificação da matriz e benefícios econômicos e sociais, especialmente pela interiorização de investimentos e pela geração de emprego e renda em cadeias agroindustriais. Dentre os fatores que sustentam essa condição, está um conjunto de políticas públicas estruturantes que buscam reduzir as incertezas e induzir ações do mercado, com destaque para o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB), a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) ([Brasil, 2017](#)) e a Lei nº 14.993/2024, que instituiu o Combustível do Futuro ([Brasil, 2024](#)), que, além de integrar iniciativas existentes, abre frentes adicionais ao estabelecer marcos para diferentes aplicações e combustíveis sustentáveis avançados.

Os resultados projetados para este ciclo decenal indicam crescimento e diversificação da oferta em várias frentes: etanol (de primeira geração – E1G, a partir da cana e do milho, e de segunda geração – E2G, com o uso da biomassa da cana), biodiesel, bioeletricidade da cana, biogás/biometano, combustíveis sustentáveis de aviação (SAF – *Sustainable Aviation Fuel*) e diesel verde. Adicionalmente, destacam-se iniciativas voltadas à ampliação do uso de biocombustíveis em outros segmentos, bem como ao desenvolvimento de soluções tecnológicas inovadoras, incluindo o uso no transporte aquaviário, a captura e armazenagem de dióxido de carbono biogênico proveniente da bioenergia (BECCS), a produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono e o desenvolvimento de combustíveis sintéticos.

Esta seção evidencia que os principais desafios do período não estão centrados apenas em capacidade instalada e abrangem outras dimensões, como infraestrutura, disponibilidade e competição por matérias-primas, além de exigências de sustentabilidade e rastreabilidade, sobretudo nas etapas de inserção internacional, como na aviação e no transporte aquaviário. Para maior detalhamento de premissas, demais resultados e análises de sensibilidade, acesse o Caderno de Biocombustíveis e Combustíveis Sintéticos ([EPE, 2026a](#)). Para informações sobre o histórico do setor, acesse a Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis ([EPE, 2026b](#)).

Etanol

O etanol, obtido a partir da cana-de-açúcar e do milho⁴¹, é o principal biocombustível do Brasil. Atualmente, o setor sucroenergético nacional possui 330 unidades⁴², com capacidade nominal de processamento de 826 milhões de toneladas de cana ([ANP, 2026a](#); [MAPA, 2026a](#), 2026b). Além da produção de etanol, essas unidades também produzem açúcar, segmento em que o País figura como o principal *player* no mercado mundial ([OCDE/FAO, 2025](#)).

Desde 2018, a participação do etanol de milho tem crescido continuamente, alcançando 40 unidades (28 *full* e 12 *flex*), localizadas principalmente no Centro-Oeste, e uma capacidade nominal de processamento de 28 milhões de toneladas de milho ([ANP, 2026a](#); [MAPA, 2026a](#), 2026b). Além de gerar coprodutos importantes para outras atividades econômicas, em especial DDGS⁴³ e óleo de milho, sua produção contribui para reduzir a sazonalidade do setor e ampliar a competitividade ao biocombustível.

De forma geral, a expansão da capacidade produtiva de etanol ao longo do decênio decorre, majoritariamente, das expansões previstas⁴⁴ e, em menor medida, da participação do etanol 2G.

⁴¹ Existem outros cereais/grãos que também são utilizados, como sorgo, trigo e soja. Por simplificação, todos serão referenciados como milho. Denomina-se unidade *full* aquelas que operam exclusivamente com milho e *flex* aquelas que processam cana e milho.

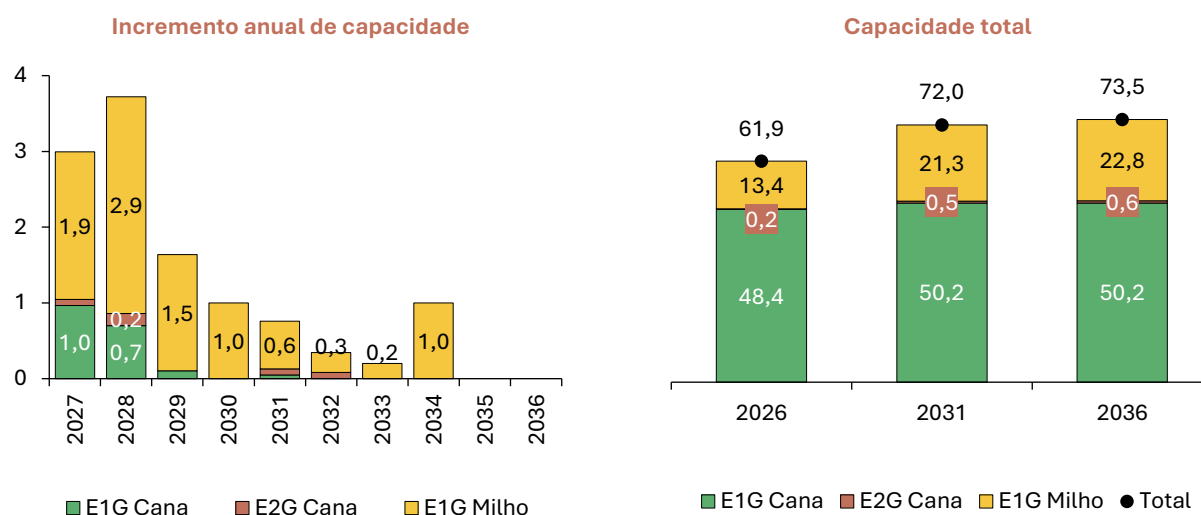
⁴² Compreende 243 usinas de etanol e açúcar (mista), 75 de etanol (destilaria) e 12 de açúcar. Desse total, há 12 unidades que também podem ser classificadas como *flex*. Existem oito unidades, de pequeno porte, que processam outras matérias-primas.

⁴³ DDGS: *distiller's dried grains with solubles* (grãos secos de destilaria).

⁴⁴ Em termos de capacidade de produção de etanol, consideram-se as ampliações e implantações com processo de autorização na ANP em 17 de março de 2026, além de unidades indicativas, apenas para o milho.

Com isso, a capacidade total de produção de etanol deverá alcançar 73,5 bilhões de litros 2036 (Figura 3-47).

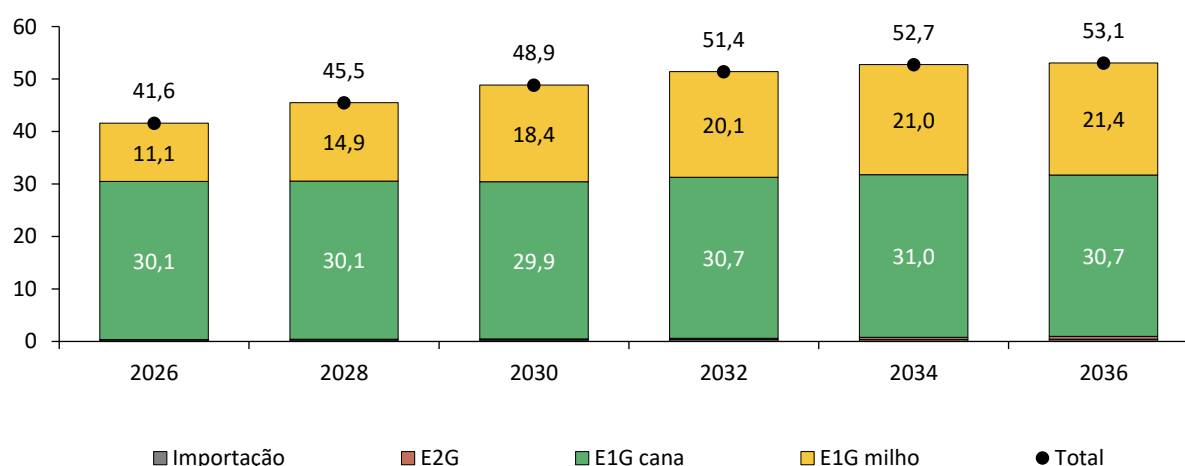
Figura 3-47 – Evolução da capacidade de produção de etanol (bilhões de litros)



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados de [ANP \(2026a\)](#) e [MAPA \(2026a, 2026b\)](#).

A oferta total de etanol, resultante da produção nacional e de importações pontuais, crescerá a uma taxa média de 2,6% ao ano (a.a.) no decênio, alcançando 53 bilhões de litros em 2036. O setor de cana manterá sua relevância, com 30,7 bilhões de litros, correspondentes a 58% da oferta total, enquanto o etanol de segunda geração (2G) deverá atingir 0,6 bilhão de litros (1% da oferta total). Já o etanol de milho corresponderá a 40% do total, com 21,4 bilhões de litros em 2036. Com essa trajetória, o Brasil manterá sua posição de potência global na produção de etanol (Figura 3-48).

Figura 3-48 – Oferta total de etanol (bilhões de litros)

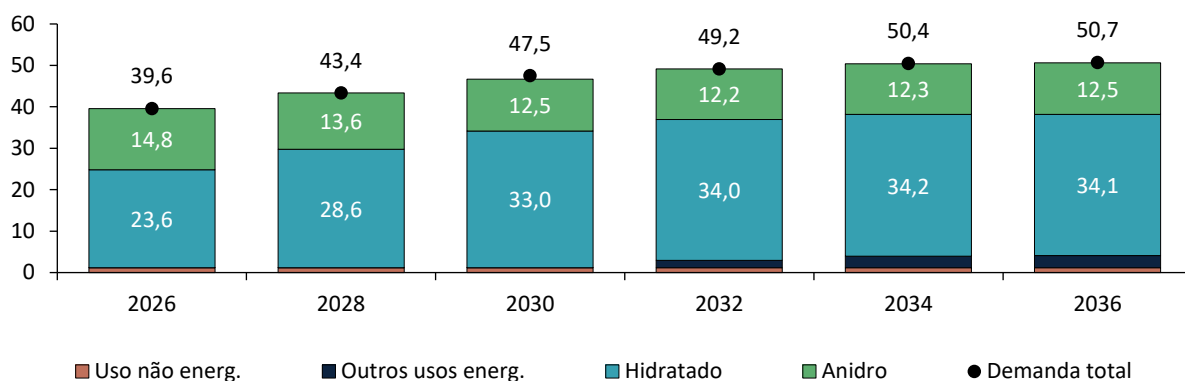


Fonte: Elaboração EPE.

A demanda de etanol para uso rodoviário será o principal motor de crescimento do consumo no decênio, favorecida pela competitividade do etanol hidratado em relação à gasolina e pelo

mandato de adição de 30% de etanol anidro à gasolina C⁴⁵. Também são considerados outros usos energéticos, como o consumo de etanol na aviação agropecuária e no transporte aquaviário, além de sua utilização como insumo para a produção de SAF pela rota *Alcohol to Jet* (ATJ). Soma-se a esses usos a demanda de etanol para fins não energéticos (Figura 3-49).

Figura 3-49 – Demanda total de etanol (bilhões de litros)



Fonte: Elaboração EPE.

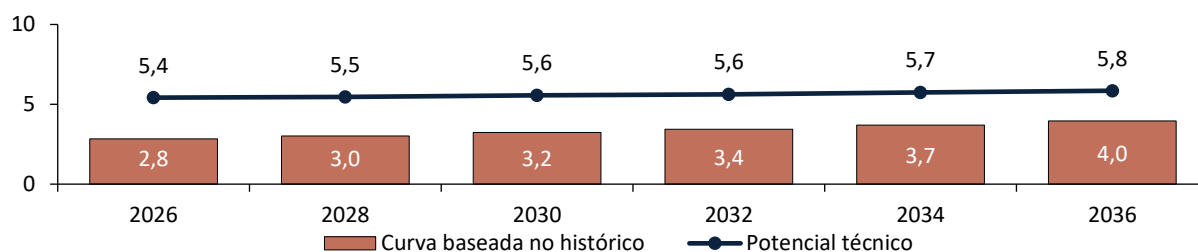
No comércio externo, as exportações apresentam crescimento moderado, com média anual de cerca de 2,0 bilhões de litros ao longo do decênio.

Bioeletricidade da cana

A bioeletricidade a partir da cana segue contribuindo para a renovabilidade do suprimento elétrico nacional, com capacidade instalada que alcança 12,8 GW (ANEEL, 2026). O potencial de exportação ao Sistema Interligado Nacional (SIN) é estimado com base na biomassa residual associada ao processamento de cana.

Para este ciclo, foram realizadas duas análises: uma baseada no potencial técnico, que considera fatores mais elevados de exportação e as usinas vencedoras de leilões de energia, e outra baseada no comportamento histórico, conforme exibido na Figura 3-50. A contribuição da biomassa de cana-de-açúcar para o cenário energético nacional poderá se tornar ainda mais relevante caso esse potencial técnico seja plenamente aproveitado.

Figura 3-50 – Potencial de exportação de bioeletricidade (GWméd)



Fonte: Elaboração EPE.

⁴⁵ Conforme estabelecido pela Resolução CNPE nº 9/2026, considerou-se o aumento para 32%, em caráter excepcional e temporário, do teor obrigatório de etanol anidro na gasolina por um período de 180 dias a partir da vigência da medida (CNPE, 2026a). Após o fim desse período, considerou-se a manutenção do teor de 30% de etanol anidro no restante do horizonte decenal.

Biogás e biometano

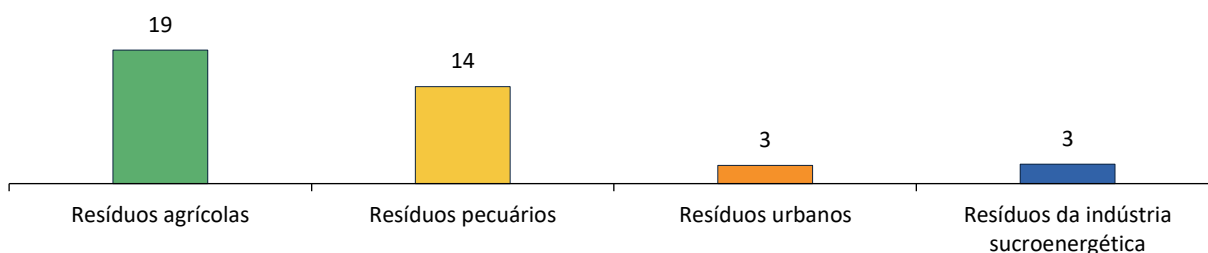
O biogás e o biometano constituem eixos promissores para a expansão dos biocombustíveis, em razão da abundância de resíduos agroindustriais, agropecuários e urbanos, da maturidade tecnológica das rotas de produção e do avanço do arcabouço regulatório.

O biogás é obtido por meio do processo de digestão anaeróbia de biomassa e é composto majoritariamente por biometano (55%-70%, em volume) e dióxido de carbono (30%-45%, em volume) (Tolmasquim, 2016). Pode ser utilizado diretamente para a geração de energia térmica ou elétrica. Quando submetido a processos de purificação, o biometano obtido apresenta conteúdo energético semelhante ao do gás natural e pode ser utilizado em aplicações análogas às desse combustível fóssil.

Nos últimos anos, tem-se observado um aumento expressivo do número de unidades de produção de biometano autorizadas e de projetos em desenvolvimento. Nesse movimento, destacam-se o RenovaBio e instrumentos como o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), que contribuem para reforçar a atratividade econômica dessas rotas. A Lei do Combustível do Futuro, por sua vez, instituiu um programa específico com metas anuais a partir de 2026 para que produtores e importadores de gás natural adquiram biometano ou certificados equivalentes, como o Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CJOB⁴⁶), criando uma demanda estruturante e ampliando as perspectivas de crescimento do segmento (ANP, 2026b, 2026c).

O Brasil dispõe de ampla diversidade de biomassas residuais – de origem industrial, agrícola, pecuária e urbana – que podem ser utilizadas na produção de biometano. Estima-se que, em 2036, o potencial de produção a partir dessas biomassas seja de aproximadamente 500 milhões de Nm³/d, equivalente a 180 bilhões de Nm³ por ano. Em uma abordagem mais conservadora, considera-se o aproveitamento de 20% desse potencial, priorizando 80% da disponibilidade de resíduos urbanos e pecuários, e complementando-a com resíduos agrícolas. Essa premissa resulta em um potencial de 36 bilhões de Nm³. Adicionalmente, ao se considerar o potencial associado ao setor sucroenergético das usinas mais saudáveis financeiramente, o potencial estimado alcança 39 bilhões de Nm³, conforme apresentado na Figura 3-51.

Figura 3-51 – Potencial de produção de biometano a partir de biomassas residuais em 2036 (bilhões Nm³)



Nota: Considera-se 80% de resíduos urbanos e pecuários, complementado com resíduos agrícolas até 20% do potencial total.

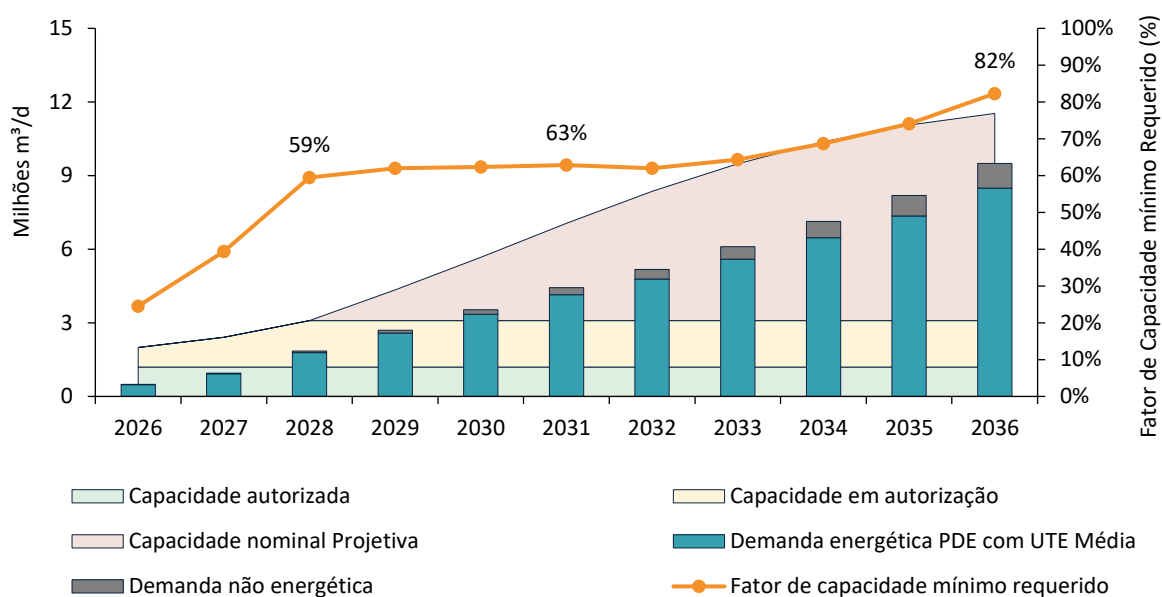
Fonte: Elaboração EPE.

A expansão do biometano pode contribuir simultaneamente para a redução de emissões, a substituição do diesel em usos específicos, como na agroindústria, e a diversificação do suprimento de gás natural com menor pegada de carbono.

⁴⁶ Certificado de rastreabilidade lastreado em volume de biometano produzido e comercializado pelo produtor de biocombustível, conforme regulamento da ANP.

Com base nas metas estabelecidas pela Lei do Combustível do Futuro ([Brasil, 2024](#)), que prevê a descarbonização do consumo de gás natural por meio da utilização de biometano ou da aquisição de CGOB, e na média da demanda de gás natural dos últimos dez anos, estimou-se uma participação, em volume, de 0,5% em 2026 ([CNPE, 2026b](#)), de 1% em 2027, com acréscimos de um ponto percentual ao ano até atingir 10% em 2036. Ressalta-se que as metas serão definidas anualmente pelo CNPE. A metodologia⁴⁷ utilizada para converter a meta de redução de emissão em demanda volumétrica foi a mesma aplicada ao cálculo das metas de 2026 e 2027, com base nas intensidades de carbono disponíveis na RenovaCalc no momento da elaboração desse documento. Dessa forma, a demanda por biometano alcança 8,5 milhões de Nm³/d em 2036, equivalente a 3,1 bilhões de Nm³/ano, conforme exibido na Figura 3-52.

Figura 3-52 – Demanda de biometano em atendimento às metas de redução de emissões do mercado de gás natural



Fonte: Elaboração EPE.

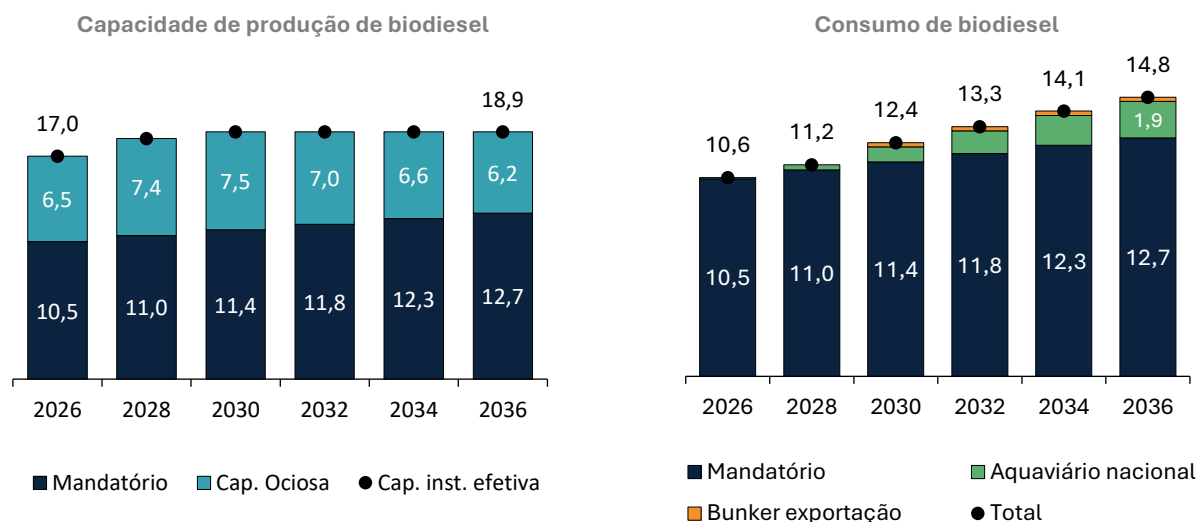
Comparando-se a estimativa do potencial de produção de biometano apresentada na Figura 3-51 com a estimativa de demanda energética apresentada na Figura 3-52, observa-se que a demanda estimada representa cerca de 8,6% do potencial considerado (ou 1,7% do potencial total).

Biodiesel

O biodiesel permanece como o principal pilar renovável do ciclo Diesel. Considera-se o teor obrigatório de adição de 15% de biodiesel, em volume, ao óleo diesel comercializado ao longo do horizonte decenal⁴⁸. A capacidade produtiva permanece excedente, possibilitando o uso desse biocombustível em outras aplicações (Figura 3-53). Em termos de oferta, as regiões Centro-Oeste e Sul, por serem superavitárias, compensam os déficits no Sudeste, Nordeste e Norte.

⁴⁷ Para maiores informações, sugere-se consultar a Nota de Esclarecimento “Estimativa das metas de biometano de 2026 para o Subcomitê do Biometano do CTP-CF”, desenvolvida pela EPE e disponibilizada na Consulta Pública nº 199 de 17/10/2025 ([MME, 2025](#)).

⁴⁸ A Lei do Combustível do Futuro estabelece a possibilidade de aumento de mistura até 25%, desde que comprovada a viabilidade técnica de misturas de biodiesel no diesel B acima de 15%. A Portaria Normativa MME nº 133/2026 aprovou o Plano de Testes de Avaliação da Viabilidade Técnica do uso de óleo diesel com teores de biodiesel superiores a 15% e até 25%. A comprovação da viabilidade técnica não implica aumento automático do teor de mistura, cuja definição compete ao CNPE ([MME, 2026](#)).

Figura 3-53 – Capacidade instalada e consumo de biodiesel (bilhões de litros)

Fonte: Elaboração EPE.

A principal matéria-prima utilizada na produção de biodiesel é o óleo de soja, que responde por mais de 70% do total, seguido por uma mistura de materiais graxos, sebo bovino, óleos residuais e outros insumos. É importante promover a diversificação desses insumos, especialmente por meio do desenvolvimento de novas fontes de matéria-prima nas regiões Norte, Nordeste e Semiárido. Nesse sentido, foi instituído um Grupo de Trabalho pelo CNPE, com o objetivo de desenvolver estudo de viabilidade para a ampliação da diversificação de matérias-primas nessas regiões.

Dentre os pilares do PNPB, a dimensão social é fundamental, pois o Selo Biocombustível Social (SBS) possibilita a inclusão da agricultura familiar e o direcionamento regional. A importância do SBS como política pública relevante para a transição energética justa é evidenciada pelos resultados alcançados ao longo dos anos. Em 2025, 41.887 famílias integraram o programa, com vendas de matérias-primas que totalizaram cerca de R\$ 6,8 bilhões. O valor médio da renda por agricultor familiar foi de R\$ 162,7 mil (MDA, 2026).

SAF e diesel verde

A partir de 2027, o Brasil deverá atender às metas de redução de emissão em voos internacionais, conforme estabelecido pela Organização da Aviação Civil Internacional (ICAO)⁴⁹. No mesmo ano, entrarão em vigor as metas definidas pelo Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV)⁵⁰ para redução de emissões nas operações domésticas. Em ambos os casos, os combustíveis sustentáveis de aviação (SAF) são a alternativa preferencial para a descarbonização das atividades do setor aéreo.

Caso as metas sejam integralmente atendidas com SAF⁵¹, estima-se que a demanda correspondente seria entre 900 milhões de litros e 2,2 bilhões de litros em 2036⁵², aplicáveis às companhias aéreas nacionais. Considerando-se também as metas relativas a voos

⁴⁹ Promove a mitigação do impacto ambiental da aviação por meio de uma cesta de medidas, que incluem melhorias tecnológicas, operacionais, além da promoção de combustíveis alternativos sustentáveis. O *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International* (CORSIA) é o programa instituído para reduzir e compensar emissões de CO₂ provenientes dos voos internacionais.

⁵⁰ Regulamentado pelo Decreto nº 13.094/2026 (Brasil, 2026a).

⁵¹ CORSIA e ProBioQAV permitem o atendimento das metas de redução com métodos alternativos, como créditos de carbono, até determinado limite (Brasil, 2024; ICAO, 2024).

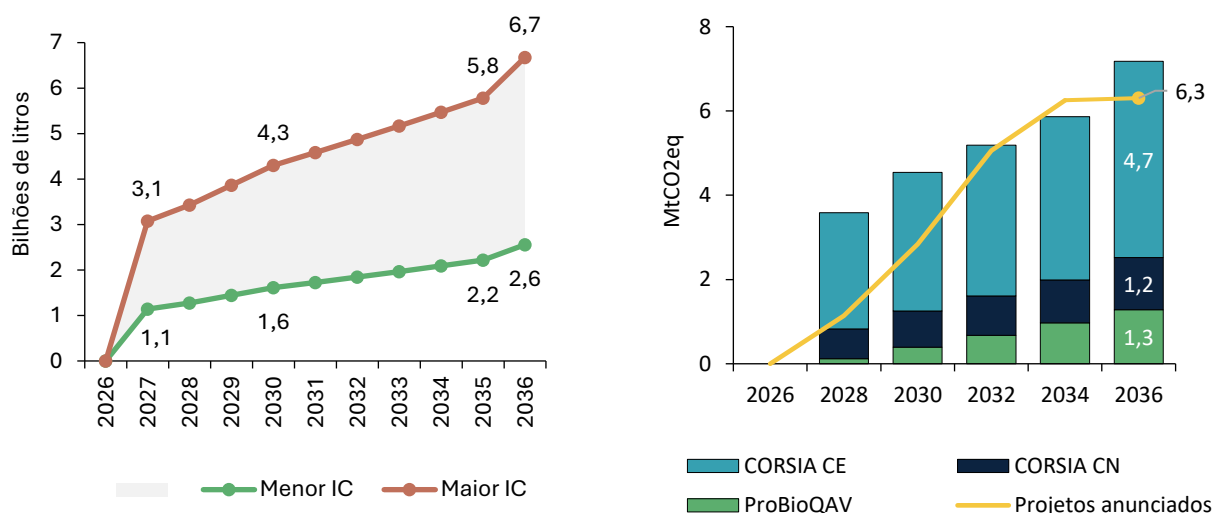
⁵² O volume total de SAF necessário para cumprimento das metas depende da intensidade de carbono dos combustíveis produzidos.

internacionais que partem do Brasil, mas são operados por companhias estrangeiras, essa faixa seria ampliada para 2,6 bilhões de litros a 6,7 bilhões de litros ao final do decênio (Figura 3-54).

Com base em projetos anunciados e premissas de operação adotadas, estima-se que a oferta nacional de SAF alcance 1,7 bilhão de litros em 2030 e 3,56 bilhões de litros a partir de 2034, que desdobradas em suas respectivas intensidades de carbono, resultam na redução de GEE indicada no gráfico da direita da Figura 3-54. Dessa forma, o volume de SAF a ser ofertado poderá representar 38% da demanda de combustível de aviação no Brasil em 2036. Caso essa oferta se confirme, ela será suficiente para atender integralmente às metas do ProBioQAV e do CORSIA aplicáveis aos voos internacionais de companhias aéreas nacionais. No entanto, para atender também aos voos de companhias estrangeiras que abastecem no Brasil, a oferta projetada seria insuficiente, podendo ser necessários novos projetos ou o atendimento das metas por meios alternativos, como créditos de carbono.

Quanto ao diesel verde, a estimativa de produção consorciada é de 850 milhões de litros em 2036, volume que poderá contribuir para o atendimento ao Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV), estabelecido na Lei do Combustível do Futuro, ainda dependendo de definições do CNPE e da ANP. O PNDV prevê a definição de um percentual mínimo obrigatório de sua participação no diesel comercializado, a ser definido anualmente pelo CNPE, respeitando o limite de 3%. Alternativamente, parte dessa produção também pode ser destinada ao mercado externo, hipótese considerada nesta projeção.

Figura 3-54 – Faixa de demanda de SAF e atendimento às metas de redução de GEE



Notas: (1) A faixa de demanda considera as metas do ProBioQAV aplicáveis aos voos domésticos de companhias nacionais e as metas do CORSIA aplicáveis a voos internacionais que partem do Brasil, tanto de companhias nacionais quanto estrangeiras; (2) CN – Companhia Nacional, CE – Companhia Estrangeira.

Fonte: Elaboração EPE.

Para informações sobre rotas tecnológicas, intensidades de carbono, elegibilidade e critérios de sustentabilidade (mercado internacional), além de custos e integração com cadeias de insumos, recomenda-se o Caderno “Combustíveis Sustentáveis de Aviação no Brasil e Sinergia com o Diesel Verde” (EPE, 2026c).

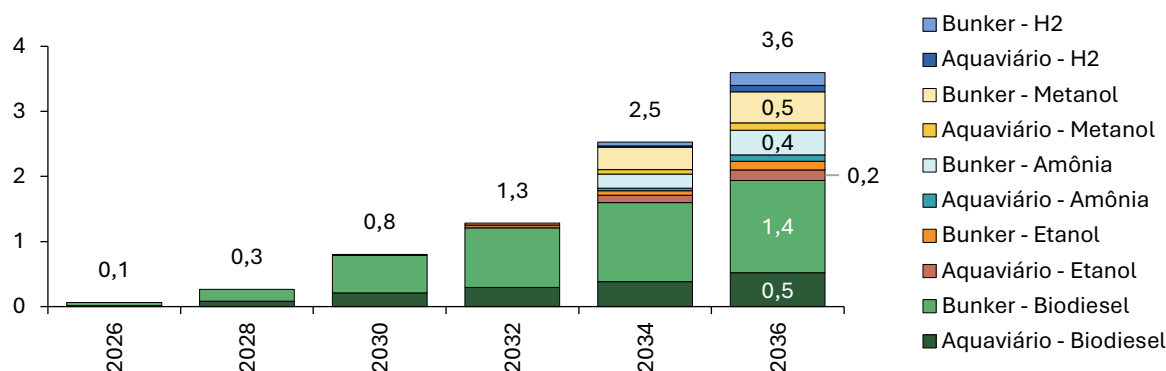
Usos no setor aquaviário

O transporte marítimo é responsável por aproximadamente 90% do comércio internacional de mercadorias e contribui com cerca de 3% das emissões globais de gases de efeito estufa (GEE),

o que reforça a necessidade de estabelecer soluções de baixo carbono (EC, 2022). Nesse quadro, a Organização Marítima Internacional (IMO) é o órgão responsável por garantir a regulamentação e promover o cumprimento das regras internacionais⁵³. A estratégia de descarbonização, revisada em 2023, estabelece como objetivo: para 2030, reduzir as emissões totais de GEE em pelo menos 20%, almejando 30%, em comparação com 2008; para 2040, reduzir em pelo menos 70% as emissões totais de GEE, visando 80%, em comparação com 2008; para 2050, alcançar emissões líquidas zero, conforme as circunstâncias nacionais (IMO, 2025).

Nesse contexto, o uso de biocombustíveis tem sido ativamente discutido nas negociações da IMO, e o Brasil pode elevar seu protagonismo ao demonstrar seu potencial de oferta e sua capacidade de substituir o combustível aquaviário fóssil. No horizonte decenal, o biodiesel se torna relevante no curto prazo, em razão da infraestrutura já existente e por não implicar a necessidade de *retrofit* dos motores atuais dos navios, além de já ser comercializado no produto Bunker VLS B24, da Petrobras, que contém 24% de biodiesel misturado ao combustível fóssil. Etanol, metanol e amônia se apresentam como alternativas para o médio e longo prazos (Figura 3-55).

Figura 3-55 – Projeção da demanda de combustíveis sustentáveis para uso aquaviário (bilhões de litros)



Fonte: Elaboração EPE.

Inovações: BECCS, biohidrogênio e combustíveis sintéticos

Algumas tecnologias emergentes podem reposicionar o Brasil em cadeias de baixo carbono. A captura e armazenamento geológico⁵⁴ de CO₂ biogênico da bioenergia (BECCS) é destacada por sua atratividade técnica, em razão da disponibilidade de correntes concentradas de CO₂, como as associadas à fermentação do etanol. O potencial anual indicado para esse tipo de CO₂ biogênico é de aproximadamente 27 milhões tCO₂ em 2025, podendo chegar a 38,4 milhões tCO₂ em 2036.

No mesmo eixo, o hidrogênio de baixa emissão de carbono⁵⁵ oriundo da biomassa (biohidrogênio) aparece como uma alternativa para diminuir a intensidade de carbono de produtos da cadeia de bioenergia, ao substituir o hidrogênio de origem fóssil usado como intermediário em processos que requerem hidrogenação, como a obtenção de SAF e diesel verde pela rota de hidroprocessamento de ésteres e ácidos graxos (HEFA), por exemplo.

⁵³ Conforme determinado no Anexo VI da Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição Causada por Navios (MARPOL), em questões relativas à segurança, eficiência energética e proteção ambiental no transporte marítimo internacional.

⁵⁴ Regulamentado pelo Decreto nº 13.095/2026 (Brasil, 2026b).

⁵⁵ Regulamentado pelo Decreto nº 13.096/2026 (Brasil, 2026c).

Combustíveis sintéticos surgem como rotas promissoras para setores de difícil abatimento de emissões, apoiados pela disponibilidade de biomassa e pelo potencial de eletricidade renovável. Projeta-se que o e-metanol e a e-amônia farão parte da matriz de combustíveis nacional ao final do período decenal. O uso do CO₂ biogênico para produzir combustíveis sintéticos representa uma oportunidade particular de integração entre os biocombustíveis e esse novo segmento.

Dados complementares encontram-se no Caderno “Carbono Biogênico na Bioenergia” ([EPE, 2025a](#)) e na Nota Técnica “Hidrogênio e Biomassa: Oportunidades para produção e uso de hidrogênio em sistemas de bioenergia” ([EPE, 2025b](#)), com informações sobre maturidade tecnológica (TRL), infraestrutura, custos, regulação e mercados-alvo (aviação, transporte marítimo e indústria).

Matérias-primas

A expansão dos biocombustíveis como uma das soluções para a descarbonização do setor energético tende a intensificar a competição por matérias-primas tradicionalmente utilizadas nas cadeias de etanol e biodiesel, além de aumentar a demanda por biomassa para o suprimento energético dos processos produtivos. Para mitigar riscos de concentração da oferta e garantir a expansão sustentável do setor, o Governo Federal tem promovido iniciativas voltadas à diversificação de insumos. Nesse sentido, o CNPE instituiu, em 2025, um Grupo de Trabalho (GT), do qual a EPE é integrante e contribui com suporte técnico, para estudar formas de diversificar as matérias-primas e promover a inclusão de agricultores familiares e pequenos produtores na cadeia de biocombustíveis ([CNPE, 2025](#)).

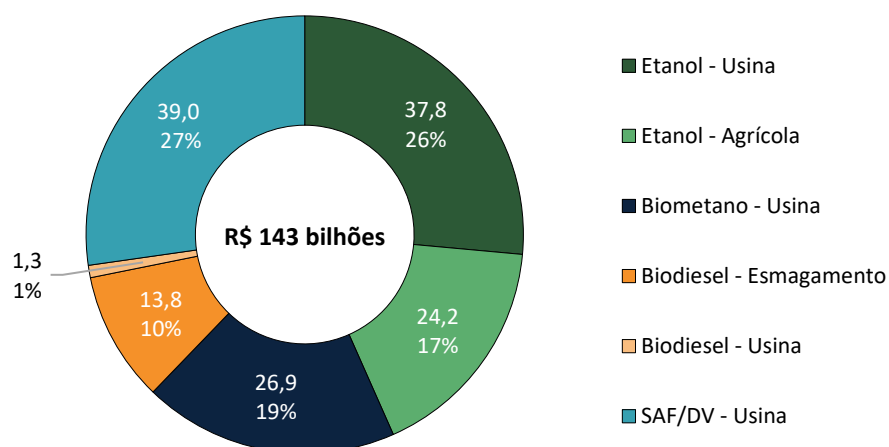
A cadeia do etanol no Brasil vem ampliando a diversidade de insumos, indo além da cana e do milho, com a incorporação de novos cereais, como trigo (não especificado), sorgo e outros grãos, em unidades que entraram em operação recentemente. Adicionalmente, há estudos em andamento para a inclusão de outras matérias-primas, como o agave no sertão nordestino ([Agrolink, 2024, 2025](#); [Chaves, 2025](#)).

No âmbito da cadeia de biocombustíveis baseada em óleos e gorduras, como SAF e diesel verde (oriundos da rota HEFA) e biodiesel, destaca-se a criação do Programa Nacional de Oleaginosas (PNO), destinado a estruturar e ampliar a oferta de matérias-primas, inclusive por meio do desenvolvimento de culturas alternativas, como canola, carinata, camelina e macaúba. Destaca-se, ainda, o potencial de expansão de culturas como palma, canola e girassol, com ênfase em regiões como o Norte e o Nordeste e em áreas degradadas ([Floss, 2025](#)).

Paralelamente, o aproveitamento de resíduos agroindustriais, resíduos sólidos urbanos e biomassas lignocelulósicas surge como alternativa para diversificar a base de recursos energéticos (por exemplo, para a produção de biometano e biocombustíveis sintéticos), reduzir a pressão sobre culturas tradicionais e fortalecer a segurança do abastecimento do setor.

Investimentos no setor de biocombustíveis

Com base nas projeções indicadas nesse estudo para o horizonte 2027-2036, estima-se que os investimentos para etanol, biodiesel, biometano e SAF/diesel verde serão de R\$ 143 bilhões, distribuídos conforme Figura 3-56.

Figura 3-56 – Investimentos no setor de biocombustíveis entre 2027 e 2036 (R\$ bilhões)

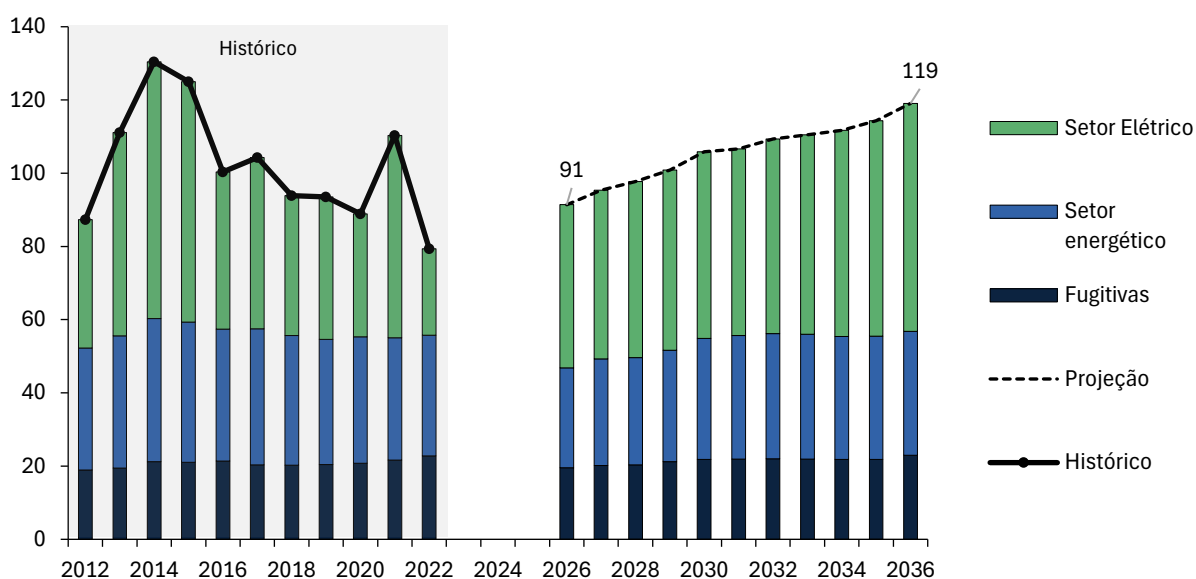
Fonte: Elaboração EPE.

Maiores detalhes acerca dos investimentos em biocombustíveis, recomenda-se a Nota Técnica “Investimentos e Custos Operacionais no Setor de Biocombustíveis” ([EPE, 2026d](#)).

3.8 Emissões de GEE da Produção de Energia

As emissões de gases de efeito estufa (GEE) da Produção de Energia abrangem as emissões relacionadas ao consumo de energéticos nos processos de extração, produção e transporte das fontes primárias de energia, os processos de transformação em energia secundária (produção de combustíveis e geração de eletricidade) e as emissões fugitivas associadas à cadeia do petróleo e gás natural e carvão mineral. A Figura 3-57 apresenta a consolidação das emissões relacionadas à Produção de Energia.

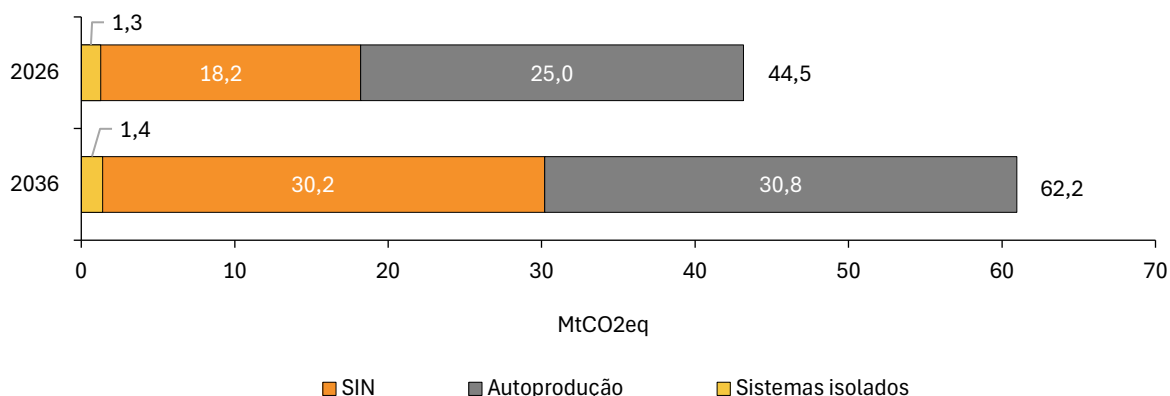
Figura 3-57 – Evolução das emissões de GEE da Produção de Energia (MtCO₂e)



Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de [MCTI \(2024\)](#).

As emissões de GEE na geração de eletricidade ocorrem nas termelétricas movidas a combustíveis fósseis, tais como gás natural, carvão mineral e óleo diesel, entre outros. O sistema elétrico brasileiro possui uma característica que o distingue da maioria dos outros países: a grande participação de fontes renováveis e não emissoras. Essa característica implica que as variações sazonais do clima influenciam fortemente na geração de energia elétrica, principalmente das fontes renováveis que dependem de chuva, vento e insolação. A (in)disponibilidade dessas fontes renováveis dita, por sua vez, o despacho de grande parte das termelétricas instaladas no Sistema Interligado Nacional (SIN), que são acionadas somente em momentos específicos, tais como épocas de baixa pluviosidade (quando diminui a disponibilidade de geração hidrelétrica e os volumes dos reservatórios estão baixos), ou para atender a requisitos de potência do sistema. Sendo assim, a geração termelétrica e as emissões de GEE do SIN podem variar significativamente ano a ano.

Diferentemente do histórico, observa-se uma projeção de crescimento das emissões mais comportada no decênio, dado que as simulações de expansão são projetadas em condições hidrológicas médias para o cenário de referência. Isso significa, portanto, que é provável que ocorram oscilações no futuro. As emissões de GEE da geração de eletricidade crescem 39,7% no decênio, partindo de 45 milhões de toneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂eq) em 2026 para cerca de 62 MtCO₂eq em 2036, representando 52% das emissões da Produção de Energia. Esse montante é composto pela soma das emissões do SIN, dos sistemas isolados e as emissões da autoprodução de energia elétrica, conforme distribuição mostrada na Figura 3-58.

Figura 3-58 – Emissões de GEE na geração de eletricidade em 2026 e 2036 (MtCO₂e)

Fonte: Elaboração EPE.

As emissões do SIN podem crescer 66%, atingindo cerca de 30 MtCO₂eq ao final do horizonte. Esse crescimento se dará sobretudo pelo aumento da geração termelétrica a gás natural para atender os requisitos de potência do sistema, que serão responsáveis por 19,6 MtCO₂eq, ou 65% das emissões de GEE do SIN. Já o carvão responderá por 31%, atingindo 9,3 MtCO₂eq. Convém destacar que esse crescimento de emissões do setor elétrico se dá num contexto de manutenção da participação da geração a partir de fontes renováveis e não emissoras no SIN, podendo atingir 94% em 2036, mesmo com significativo aumento na demanda por energia elétrica.

A parcela da autoprodução corresponde a geração de energia elétrica para consumo próprio em instalações de diversos setores. No Brasil, cerca de 50% da autoprodução se dá por meio de fontes renováveis, como ocorre com a lixívia ou licor negro na indústria de papel e celulose e o bagaço de cana na indústria sucroenergética, entre outras. Porém, a outra metade é gerada em centrais termelétricas movidas a combustíveis fósseis, principalmente gás natural, mas também óleo diesel, óleo combustível, gás de refinaria e gás de coqueria. Estima-se que as emissões de GEE da autoprodução podem crescer 23% ao longo do horizonte decenal, atingindo 30 MtCO₂eq em 2036.

As emissões dos sistemas isolados têm diminuído significativamente nos últimos anos em virtude de políticas específicas voltadas à substituição das termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível por alternativas de menor emissão, como gás natural e fontes renováveis. Além disso, a conclusão da interligação Manaus-Boa Vista permitiu conectar o estado de Roraima ao SIN, o que também implicou em redução de emissões devido ao descomissionamento de termelétricas que operavam naquele sistema isolado. Com isso, as emissões dos sistemas isolados podem ser relativamente baixas, variando entre 1,3 e 1,4 MtCO₂eq ao longo do horizonte. Esse pequeno crescimento de 0,1 MtCO₂eq se justifica pelo aumento esperado no consumo de energia elétrica nesses sistemas (EPE, 2025).

No que diz respeito ao consumo final de combustíveis nos setores de extração e produção de energia primária e na transformação em energia secundária, destacam-se os segmentos de exploração e produção de óleo e gás (E&P), refino, gasodutos, produção de etanol, produção de carvão mineral e outros. Para efeito de organização, doravante denomina-se o consumo de energia e as emissões desses cinco segmentos de Setor Energético.

Do total de emissões do Setor Energético, aqueles segmentos que mais se destacam são o E&P e o refino, sendo juntos responsáveis por cerca de 93% das emissões. O segmento de E&P consome energia em seus processos de prospecção, perfuração, desenvolvimento e produção. Os processos que mais consomem energia no E&P e que geram emissões de GEE são aqueles relacionados à queima de gás natural para aquecimento direto (60 a 70%) e autoprodução de

energia elétrica (20 a 26%)⁵⁶. Em menor proporção estão as emissões decorrentes do consumo de óleo diesel em operações que envolvem principalmente força motriz (9 a 13%). Em termos quantitativos, as projeções deste PDE estimam que as emissões do consumo de energia no E&P partem de 9,8 MtCO₂eq em 2026 para 15,6 MtCO₂eq em 2036⁵⁷. Em termos relativos, isso corresponde a 47% das emissões do Setor Energético e 13% das emissões da Produção de Energia em 2036.

Já a indústria do refino é responsável pelo processamento de óleo cru nas refinarias. Os combustíveis mais utilizados para suprir essa energia são o gás de refinaria (50 a 54%) e o gás natural (44 a 47%). Em menor proporção consome-se também eletricidade, óleo diesel e óleo combustível. As projeções deste PDE estimam que as emissões no refino crescem 6,4%, partindo de 14,6 MtCO₂eq em 2026 para 15,5 MtCO₂eq em 2036. Em termos relativos, as emissões do refino devem responder por 47% das emissões do Setor Energético e 13% das emissões da Produção de Energia em 2036.

Além do E&P e do refino, os demais segmentos do Setor Energético que queimam combustíveis nos processos de produção e/ou transformação de energia, são representados por destilarias de etanol, carvoarias e indústria de extração e beneficiamento de carvão mineral. Há, ainda, o consumo de energia no transporte de gás natural por meio dos gasodutos. Somados, esses segmentos representam uma parcela menor das emissões de GEE do Setor Energético, em torno de 7% a 8%, registrando em números absolutos o montante de 2,3 MtCO₂eq em 2036.

No que diz respeito às emissões fugitivas, as atividades de E&P e refino respondem em conjunto por 85% dessas emissões. Os 15% restantes estão distribuídos entre a mineração e beneficiamento de carvão mineral, com 11%, e os gasodutos de transporte, com 4%. Estima-se que as emissões fugitivas terão um aumento de 17% ao longo do horizonte, com emissões da ordem de 19,5 MtCO₂eq em 2026 e chegando a 23 MtCO₂eq em 2036, fruto da crescente produção de petróleo e gás projetada no decênio e emissões associadas à queima de gás nos *flares*, ventilação e fugas/escapes em equipamentos.

Esforços para mitigação de emissões associadas à Produção de Energia devem se dar na autoprodução de energia elétrica e nas atividades de E&P e refino. O volume de petróleo processado nas refinarias cresce pouco no horizonte, em torno de 12%, enquanto as emissões do refino crescem 6%, indicando uma melhoria na intensidade de emissões do parque. No E&P, há avanços na mitigação das emissões fugitivas, bem como pode haver uma margem para melhoria da eficiência dos equipamentos e consequente redução de emissões de GEE⁵⁸ com a renovação de FPSOs.

Devido ao estágio inicial de desenvolvimento no País, tecnologias de captura e remoção de carbono ainda não foram consideradas no horizonte decenal. Contudo, é notório o seu potencial no Setor Energético para capturar emissões no refino e no E&P, bem como remover emissões via bioenergia associada a captura e armazenamento de carbono (BECCS, na sigla em inglês), sobretudo nas destilarias de etanol e no processamento de biogás para biometano. Neste contexto, destaca-se o avanço na regulamentação da Lei nº 14.993/2024 (Combustível do Futuro) relacionada ao exercício das atividades de captura, de transporte por meio de dutos e de estocagem geológica de dióxido de carbono, com a publicação do Decreto nº 13.095/2026. Adicionalmente, a Resolução CNPE nº 7/2025 incluiu o armazenamento geológico de carbono entre os temas prioritários para aplicação dos recursos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) regulados pela ANP e Aneel, promovendo o desenvolvimento da tecnologia.

⁵⁶ A autoprodução é abordada separadamente juntamente com a análise da geração de eletricidade.

⁵⁷ Este valor não inclui as emissões da autoprodução de energia elétrica, tratadas separadamente neste mesmo capítulo.

⁵⁸ Embora tais medidas não estejam incorporadas neste PDE, a EPE reavalia sistematicamente os indicadores utilizados e o estado da arte da indústria, podendo estas medidas constarem em planos futuros.

Ao fazer uma comparação direta com as metas do Plano Setorial de Energia do Plano Clima - Mitigação, as projeções do PDE para as emissões da produção de energia atendem à meta de 2030 e, em 2035, ficam acima da meta inferior e próximas da superior. A margem para novas reduções nos próximos dez anos é limitada: o setor elétrico poderá alcançar até 94% de renovabilidade em 2036, enquanto a produção de petróleo deve atingir 5 milhões de barris por dia em 2028 e permanecer próxima desse nível até 2036 e medidas de mitigação no E&P e refino já estão incorporadas. A meta do Plano Clima para 2035, contudo, considera remoções de emissões, sobretudo por BECCS na produção de etanol — projetos ainda não incluídos neste PDE 2036. Assim, sem contabilizar essas remoções, as emissões da produção de energia devem permanecer dentro da banda prevista para 2035.

3.9 Análise Socioambiental

A perspectiva socioambiental do PDE 2036 visa incorporar e refletir as principais discussões socioambientais do contexto atual. Por conta de seu caráter transversal, permeia tanto aspectos fundamentais, como aqueles apresentados no Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas (EPE, 2026a), quanto discussões apresentadas neste Relatório Síntese, materializadas sobretudo nas análises de emissões de gases de efeito estufa (GEE), segurança e resiliência do setor energético e transição energética justa e inclusiva.

Tendo como referência a expansão prevista no PDE 2036, a análise socioambiental busca subsidiar a definição da expansão e avaliar de forma integrada as principais questões socioambientais, indicando desafios e oportunidades socioambientais estratégicos.

Vale destacar que a Nota Técnica “Análise Socioambiental das Fontes Energéticas do PDE 2036” (EPE, 2026b) serve como base para a análise socioambiental apresentada no PDE 2036. Além disso, o Caderno de Meio Ambiente, Sociedade e Energia traz informações adicionais, a fim de ampliar e complementar aspectos abordados na análise socioambiental do Plano. Dessa forma, a partir do panorama socioambiental da expansão, busca-se detalhar mais as principais questões socioambientais identificadas para este ciclo, como emissões de gases de efeito estufa, resiliência do sistema diante das mudanças do clima e transição energética justa e inclusiva.

Subsídios socioambientais para a definição da expansão

A etapa de formulação de subsídios socioambientais envolve duas análises:

- **Análise processual das usinas hidrelétricas (UHEs)**, com o objetivo de estimar o ano possível para entrada em operação das usinas que poderão compor a expansão da oferta de energia no horizonte decenal. O resultado da avaliação indicou duas UHEs com data de operação possível no horizonte decenal⁵⁹: Telêmaco Borba, em 2035, e Bem Querer, em 2036. Após as simulações energéticas, as duas usinas foram selecionadas para compor a expansão decenal, conforme apresentado na seção 3.2.
- **Análise da complexidade socioambiental das unidades produtivas (UPs) de petróleo e gás natural**, de modo a ajustar as previsões de produção conforme as características socioambientais da área em que a unidade está inserida. Para este ciclo, foram consideradas as análises realizadas no âmbito do PDE 2035. O resultado indicou que 95 das 802 UPs analisadas foram consideradas de alta complexidade socioambiental. Entretanto, não foi necessário atribuir tempo adicional às previsões de início de produção, uma vez que os prazos demandados pela logística e infraestrutura, para essas UPs, já superavam os tempos esperados para o licenciamento ambiental. Para o PDE 2036, as análises de previsão de produção (seção 3.4) indicaram que 149 UPs contratadas iniciarão a produção no decênio.

Análise socioambiental integrada

A análise socioambiental integrada relaciona qualitativamente as principais interferências da expansão às sensibilidades socioambientais das diferentes regiões brasileiras, representadas por temas socioambientais, e traz como resultado a indicação de desafios e oportunidades estratégicos para a expansão decenal. A análise integrada é composta pela análise espacial da

⁵⁹ Essas UHEs fazem parte da carteira de projetos oferecida ao modelo de simulação elétrica para os cinco últimos anos do horizonte decenal, uma vez que os cinco primeiros anos são compostos por UHEs que já foram contratadas nos leilões de energia.

expansão e dos temas socioambientais e culmina em desafios e oportunidades socioambientais estratégicos.

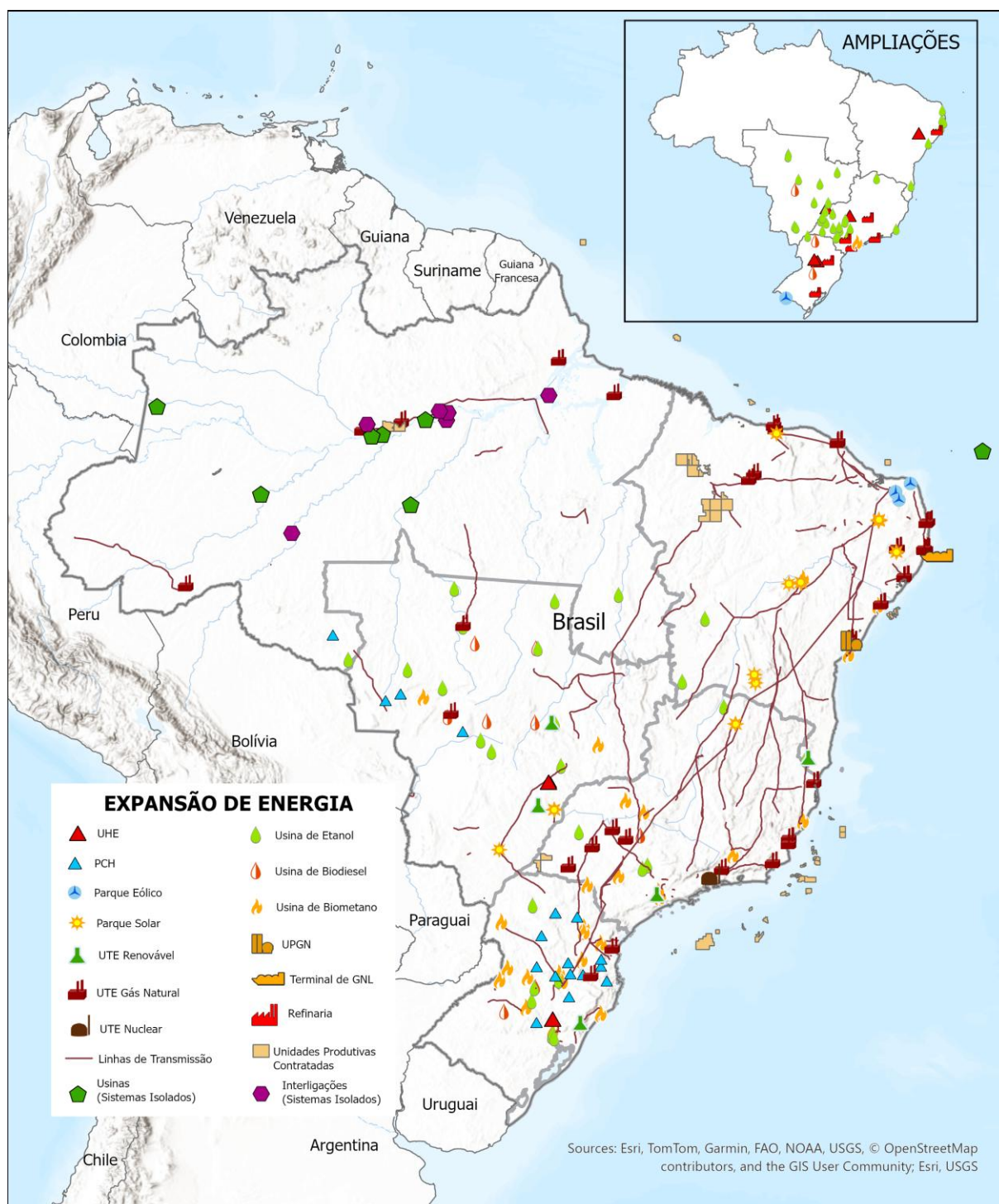
Análise espacial da expansão e temas socioambientais

A análise espacial da expansão de energia permite a identificação preliminar de possíveis efeitos cumulativos nas regiões de maior ocorrência dos empreendimentos e busca identificar áreas sujeitas a sobrecargas em recursos naturais ou à pressão sobre ambientes sensíveis.

A espacialização é apresentada na Figura 3-59 e contempla apenas empreendimentos com localização definida, ou seja, a expansão contratada (para o sistema elétrico) e prevista (para os projetos de petróleo, gás natural e biocombustíveis). É importante destacar que parte da expansão planejada no horizonte decenal possui caráter indicativo e não dispõe de localização definida.

De forma complementar, a Tabela 3-5 apresenta a matriz síntese da análise socioambiental integrada, que incorpora toda a expansão decenal planejada. A matriz consolida, por meio dos temas socioambientais, as interferências mais expressivas da expansão planejada ao meio ambiente e à sociedade, considerando as sensibilidades identificadas para cada região do País. Assim, a matriz síntese possibilita uma visão integrada das interferências de toda a expansão planejada sobre uma mesma região.

Nesse contexto, a análise socioambiental desenvolvida no âmbito do PDE busca identificar as principais interferências associadas à expansão da oferta de energia no horizonte decenal, sem a pretensão de esgotar todos os impactos possíveis ou se aprofundar em seus desdobramentos. A própria natureza e escala do planejamento condicionam o nível de detalhamento adotado. Ademais, a avaliação e o monitoramento dos impactos socioambientais dos projetos são realizados no âmbito dos processos de licenciamento ambiental.

Figura 3-59 – Localização dos projetos previstos no PDE 2036⁶⁰

Fonte: Elaboração EPE.

⁶⁰ A Figura 3-59 apresenta a expansão contratada (sistema elétrico) e prevista (petróleo, gás natural e biocombustíveis). A síntese da expansão prevista para o PDE 2036 é apresentada na Tabela 1-2.

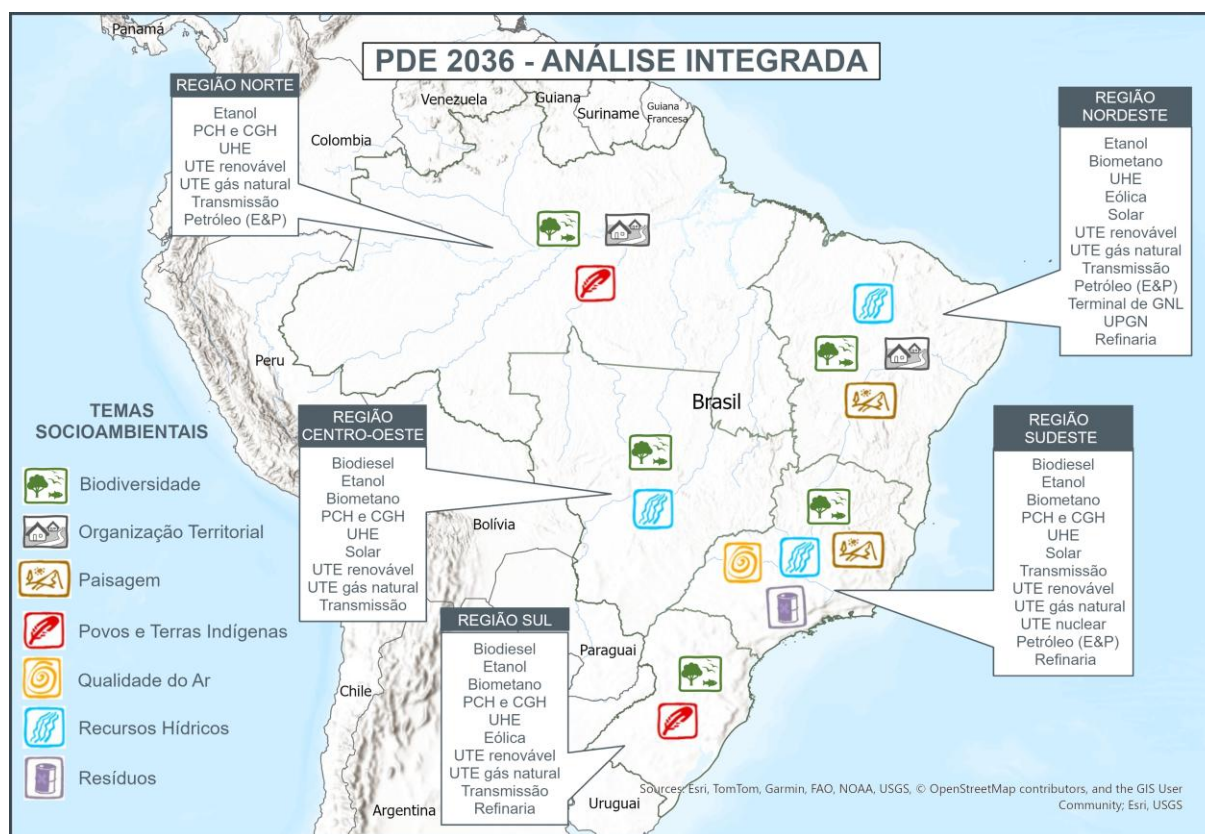
Tabela 3-5 – Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2036

Regiões → Fontes ↓	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
UHEs	 				 
PCHs e CGHs		-			
UTES fósseis (gás natural)				 	
UTE nuclear	-	-	-		-
UTES renováveis					
Eólica	-	 	-	-	
Solar fotovoltaica	-				-
Transmissão				 	
E&P de petróleo e gás natural	 	 	-		-
Refinarias, UPGNs e terminais de GNL	-		-		
Etanol					
Biodiesel	-	-			
Biometano	-				
Legenda:					
	Biodiversidade		Povos e terras indígenas		Resíduos
	Organização territorial		Qualidade do ar		Interferências inexpressivas
	Paisagem		Recursos hídricos	-	Não há previsão de expansão

Notas: (1) A expressão “interferências inexpressivas” significa que, apesar dos impactos existirem, não são tão expressivos diante da expansão e das sensibilidades regionais, não sendo identificados temas socioambientais relevantes; (2) Para temas socioambientais relacionados à E&P de petróleo e gás natural e à UTE nuclear foram levadas em consideração as principais interferências associadas às atividades, não sendo considerados efeitos de eventuais acidentes.

Fonte: Elaboração EPE.

A Figura 3-60 ilustra, em um mapa, as informações apresentadas na matriz e sintetiza o resultado da análise integrada, indicando as fontes previstas na expansão por região e os temas socioambientais que devem ser observados com atenção quando da elaboração de estudos e projetos.

Figura 3-60 – Mapa síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2036

Fonte: Elaboração EPE.

A Região Nordeste concentra a expansão das fontes eólica e fotovoltaica junto com linhas de transmissão para seu escoamento. A combinação das interferências desse conjunto gera efeitos cumulativos e sinérgicos. O tema biodiversidade se destaca tanto pela supressão de vegetação nativa, em função da quantidade de empreendimentos e suas interferências sobre as diferentes fisionomias vegetais encontradas na região, quanto pela colisão de aves e morcegos com aerogeradores. A expansão eólica também está associada ao tema paisagem, devido à interferência visual, e ao tema organização territorial, devido a restrições de acesso a recursos naturais, o que pode refletir em conflitos com comunidades locais. A demanda por água de UTEs também pode intensificar conflitos pelo uso dos recursos hídricos na região. Já as atividades de petróleo e gás *onshore* e *offshore* estão associadas à organização territorial e à biodiversidade. As atividades de E&P em novas localidades podem alterar os modos de vida das comunidades locais e trazer pressão sobre os equipamentos e a infraestrutura dos locais de apoio. Da mesma forma, as atividades *offshore* podem interferir em ambientes marinhos devido à sísmica, à instalação de estruturas no assoalho marinho e às perfurações.

Na Região Sudeste estão previstas quase todas as tipologias de empreendimentos da expansão, além de já reunir grande parte da infraestrutura energética nacional. Nesse contexto, a elevada concentração de empreendimentos em operação e os conflitos já existentes se somam à diversidade e à quantidade de empreendimentos previstos. Os principais temas identificados são: (i) recursos hídricos, em razão da crescente demanda pela água e maior ocorrência de eventos de escassez hídrica, tendendo a potencializar conflitos de uso da água para UTEs e desafios na operação das UHEs existentes; (ii) qualidade do ar, devido à proximidade de UTEs com grandes centros urbanos e industriais com qualidade do ar já afetada; (iii) biodiversidade, associada à interferência de PCHs, linhas de transmissão e empreendimentos *offshore* em habitats terrestres e marinhos; (iv) paisagem, em função de linhas de transmissão em regiões

serras de reconhecida beleza cênica e urbanizadas no atendimento a áreas de expansão urbana; e (v) resíduos, uma vez que resíduos nucleares radioativos exigem gestão especial em função de sua periculosidade.

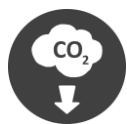
No Sul, são observados efeitos combinados das interferências na biodiversidade decorrentes da expansão de hidrelétricas e linhas de transmissão. Nessa temática, destacam-se as interferências em remanescentes da Mata Atlântica e em ecossistemas aquáticos, em razão dos efeitos cumulativos e sinérgicos da expansão junto com a grande quantidade de barramentos já existentes. O tema povos e terras indígenas é relevante, considerando sua complexidade inerente, que se reflete no licenciamento ambiental da hidrelétrica Telêmaco Borba.

A expansão energética no Norte envolve principalmente usinas e interligações dos sistemas isolados, que resultam em reduções de emissões do sistema energético, a UHE Bem Querer e empreendimentos de petróleo e gás. Para essas duas últimas tipologias de empreendimentos, o tema biodiversidade é relevante devido às interferências em ecossistemas terrestres, aquáticos e marinhos por hidrelétricas e atividades de E&P. Tais atividades também interferem na organização territorial, considerando questões como reassentamento populacional, ocupação desordenada e pressão sobre infraestrutura e serviços urbanos decorrentes da atração de novos contingentes populacionais. Por fim, ainda em relação à hidrelétrica, destaca-se o tema povos e terras indígenas pela alta sensibilidade da região e a complexidade da temática.

O Centro-Oeste concentra a expansão de PCHs, além de parte relevante das termelétricas renováveis associadas ao setor sucroenergético. A atenção deve se voltar principalmente à biodiversidade, em função da expansão de PCHs e dos efeitos cumulativos e sinérgicos de novos projetos com os existentes na mesma bacia, que podem fragmentar rios importantes para a fauna aquática. Quanto ao tema recursos hídricos, a modernização de hidrelétricas existentes também poderá enfrentar desafios relacionados à disponibilidade hídrica, considerando possíveis conflitos no cenário de crescente demanda por água e de maior ocorrência de eventos de escassez.

Desafios socioambientais estratégicos

Os desafios socioambientais estratégicos expressam a complexidade socioambiental da expansão energética, evidenciando as principais questões a serem enfrentadas. Foram reconhecidos os desafios mais relevantes oriundos tanto dos temas socioambientais da expansão quanto de uma visão mais global da transição energética. Assim, chegou-se nos seguintes desafios socioambientais estratégicos: Mitigação das emissões do setor energético; Adaptação do setor energético à mudança do clima; Transição Energética Justa e Inclusiva; Compatibilização da produção, geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade; e Compatibilização da geração e produção de energia com outros usos da água.



Mitigação das emissões do setor energético

O setor de energia brasileiro, comparativamente ao restante do mundo, já possui elevada participação de fontes renováveis na matriz energética. Embora o total de emissões do setor de energia ao longo do horizonte decenal seja crescente, o desafio é buscar, nesse contexto, soluções e tecnologias inovadoras, tendo em vista as particularidades do País e a relação custo-efetividade dos caminhos possíveis. Este desafio é discutido na seção 1.3 deste relatório.



Adaptação do setor energético à mudança do clima

A mudança do clima causa impactos em todo o sistema energético. Embora o sistema apresente características favoráveis, como a diversificação e a integração das fontes energéticas, a elevada renovabilidade, sobretudo do setor elétrico, também resulta em

vulnerabilidades em razão da dependência direta de recursos naturais e condições meteorológicas. Nesse contexto, compreender continuamente as interações entre clima e energia e incorporar os riscos climáticos ao planejamento torna-se essencial para fortalecer a capacidade adaptativa do sistema.

Nesse contexto, a EPE participou da construção de planos estratégicos que apresentam medidas para fortalecer a resiliência do setor energético, com destaque para o Plano Clima Adaptação – Plano Setorial de Energia, o Plano Nacional de Transição Energética (Plante) e o Plano de Recuperação de Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR). Além disso, diversos estudos relacionados à temática foram desenvolvidos, como o *Roadmap* para o Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças do Clima (EPE, 2026c), os estudos de reforços para a resiliência dos sistemas de transmissão (EPE, 2024) e o estudo de impactos das mudanças climáticas no planejamento do setor elétrico brasileiro (EPE, 2025), conforme abordado na seção 1.2 deste relatório.

Na esfera legal, cabe ressaltar as Resoluções CNPE nº 7 e nº 8, de 2026, que estabeleceram diretrizes para a identificação, o desenvolvimento e a contratação de projetos hidrelétricos com capacidade de armazenamento e de Sistemas de Armazenamento Hidráulico (SAH). As medidas buscam ampliar a capacidade de regularização hídrica e energética do País, fortalecer a flexibilidade operativa do SIN e conferir maior robustez ao planejamento da expansão em um contexto de crescente participação de fontes renováveis variáveis. No que se refere ao licenciamento ambiental desses empreendimentos, a temática foi reforçada pela Lei nº 15.190/2025, com alterações da Lei nº 15.269/2025, que estabelece que o licenciamento ambiental especial deverá ser aplicado às usinas hidrelétricas, inclusive reversíveis, e seus reservatórios, em razão de seu caráter estratégico para a segurança hídrica e energética e estabilidade do Sistema Interligado Nacional e para a matriz energética nacional.



Transição Energética Justa e Inclusiva

A transição energética brasileira deve ir além da substituição tecnológica, incorporando dimensões sociais, econômicas e territoriais que promovam equidade e inclusão. Apesar dos avanços, persistem desafios associados à justiça energética. Este desafio é discutido na seção 1.3 deste relatório.



Compatibilização da produção, geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade

O uso dos recursos naturais pelo setor energético pode acarretar impactos negativos na biota, nos habitats e em processos ecológicos. As interferências na biodiversidade são uma preocupação, considerando: a concentração de empreendimentos eólicos, fotovoltaicos e linhas de transmissão; hidrelétricas em regiões sensíveis ou já fragmentadas por uma grande quantidade de barramentos; e atividades do setor petrolífero.

Na escala de projeto, os guias e protocolos de sustentabilidade, certificações e a adoção de padrões de desempenho socioambientais contribuem para a difusão das melhores práticas internacionais em todas as etapas. Em uma escala mais ampla, o desafio de compatibilizar energia e biodiversidade exige estudos socioambientais estratégicos que avaliem cumulatividades e sinergias de um conjunto de projetos planejado e existente. Como exemplo, podem ser citadas a Avaliação Ambiental Integrada (AAI) e o Estudo Integrado de Bacia Hidrográfica (EIBH) para hidrelétricas e a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) para atividades de petróleo e gás. Na mesma lógica, ferramentas como a BiodivEPE (EPE, 2026d) e iniciativas de planejamento espacial, como o Planejamento Espacial Marinho, favorecem uma visão mais abrangente e a consideração de aspectos ambientais nas decisões.

Por fim, é fundamental prosseguir com a busca por soluções conjuntas que estejam em consonância com as políticas de desenvolvimento energético e de conservação da biodiversidade.



Compatibilização da geração e produção de energia com outros usos da água

A compatibilização da geração de energia com os demais usos da água é um desafio crescente no Brasil, especialmente diante do aumento da demanda hídrica e dos impactos das mudanças climáticas. A tendência de redução da disponibilidade hídrica em diversas regiões do País, associada ao aumento da frequência de secas e à maior diversidade de usuários, deve intensificar os conflitos pelo uso da água.

O setor energético usa água na geração hidrelétrica, no resfriamento de termelétricas, na limpeza de painéis fotovoltaicos e na produção de biocombustíveis. Nas hidrelétricas, o crescimento dos usos consuntivos e as restrições operativas podem reduzir a geração de energia e sua flexibilidade. Já para termelétricas, usinas solares e a produção de etanol, a expansão em regiões com déficit hídrico exige maior eficiência no uso da água e adoção de tecnologias de baixo consumo, dentre outras medidas. Além disso, novas atividades intensivas em água, como a produção de hidrogênio, ampliam a pressão sobre os recursos hídricos.

O compromisso de eficiência hídrica definido no âmbito do Regime Especial de Tributação para Serviços de *Datacenter* - Redata (Lei nº 15.504/2026) estabelece como condição para o incentivo aos *data centers* que a habilitação ao regime somente será outorgada quando o resfriamento dos equipamentos for igual ou inferior a 0,05 litro de água/kWh, sendo exemplo do alinhamento de interesses econômicos a objetivos de sustentabilidade.

Em síntese, o setor energético deve buscar continuamente a otimização do uso da água, investindo em pesquisa, monitoramento e tecnologias mais eficientes, além de fortalecer a articulação com os órgãos gestores de recursos hídricos para garantir a segurança energética e hídrica e evitar conflitos entre os múltiplos usos da água.

Oportunidades socioambientais estratégicas

As oportunidades socioambientais estratégicas correspondem a possibilidades de agregar valor socioambiental à expansão energética que ainda são pouco exploradas, apesar do contexto favorável.



Aproveitamento energético dos resíduos

O aproveitamento energético de resíduos representa uma importante oportunidade para transformar passivos ambientais em ativos energéticos, contribuindo para a transição energética, a redução das emissões de gases de efeito estufa e a substituição de combustíveis fósseis. Diversas matérias-primas e rotas tecnológicas permitem gerar energia a partir de resíduos, com aplicações que incluem a produção de biometano para uso veicular e biogás ou incineração para geração elétrica.

O Brasil dispõe de elevado potencial para ampliar esse aproveitamento por meio de recursos como a vinhaça, os resíduos sólidos urbanos, os resíduos agropecuários, o sebo bovino, os efluentes domésticos, os óleos usados e os resíduos florestais e agrícolas. Além dos benefícios energéticos, essas soluções promovem ganhos ambientais, melhorando a gestão de resíduos e contribuindo para o saneamento básico, especialmente com o uso de biodigestores, que reduzem o volume de resíduos destinados a aterros e geram digestato, que pode ser utilizado como biofertilizante.

Finalmente, impulsionar a gestão de resíduos no País também fortalece cadeias produtivas sustentáveis e pode integrar tecnologias como bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS), que podem resultar em emissões líquidas negativas, contribuindo para a trajetória de mitigação brasileira.



Otimização de recursos e infraestrutura

Empreendimentos já instalados para produção, geração e transporte de energia podem ser otimizados ou utilizados para outros fins, contribuindo para melhor aproveitamento do recurso energético e para a minimização de impactos ambientais que seriam gerados com novas obras de infraestrutura.

Nesse contexto, a repotenciação e a modernização de usinas hidrelétricas possibilitam ampliar a capacidade de geração, elevar a confiabilidade operacional e otimizar o uso dos recursos hídricos. O potencial estimado para essas ações alcança cerca de 50 GW (EPE, 2019). As ampliações e modernizações previstas neste PDE (3,7 GW) respondem por 81% da expansão de UHE no horizonte.

Também se destacam iniciativas de hibridização de fontes renováveis, como a instalação de sistemas solares fotovoltaicos em reservatórios hidrelétricos ou em áreas de parques eólicos existentes. Essas soluções favorecem o compartilhamento de infraestrutura elétrica, reduzem custos e minimizam a necessidade de novas obras e seus impactos ambientais.

A infraestrutura e a *expertise* do setor de petróleo e gás também podem apoiar a diversificação energética. Redes de transporte e escoamento de gás natural existentes podem ser utilizadas, com adaptações ou não, para outros produtos como o biometano e o hidrogênio de baixa emissão de carbono. Além disso, o conhecimento acumulado pelo setor pode auxiliar o avanço de tecnologias de captura de carbono (CCS ou CCUS), o desenvolvimento geotérmico (discutido na seção 3.2) e a experiência em operações marítimas pode contribuir para o desenvolvimento da energia eólica *offshore*.



Mecanismos de sustentabilidade e de descarbonização para projetos energéticos

A crescente demanda global por negócios mais sustentáveis tem impulsionado a criação de mecanismos voltados à descarbonização, à preservação dos recursos naturais, ao fortalecimento das comunidades locais e à resiliência climática.

Os instrumentos como os Planos Setoriais de Mitigação do Plano Clima, o SBCE e mecanismos de compensação de emissões criam oportunidades para captar recursos e incentivar iniciativas sustentáveis. Essas iniciativas podem gerar benefícios que vão além da redução de carbono, incluindo conservação da biodiversidade, proteção de recursos hídricos, controle da erosão, geração de empregos e fortalecimento da bioeconomia. No setor hidrelétrico, destacam-se ainda ações de revitalização de bacias hidrográficas e iniciativas para promover atividades produtivas em reservatórios, contribuindo para a segurança alimentar e a geração de renda.

O avanço da sustentabilidade também é impulsionado por mecanismos de certificação e financiamento, como a Lei nº 13.576/2017 (RenovaBio) e a Lei nº 14.993/2024 (Combustível do Futuro), bem como a certificação de energia renovável e a adoção dos padrões da *International Finance Corporation* (IFC) e os Princípios do Equador. Paralelamente, empresas do setor energético vêm incorporando práticas de ESG e alinhando suas estratégias aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), à Agenda 2030 e ao Acordo de Paris. Somam-se a isso a ampliação da divulgação de informações financeiras relacionadas à sustentabilidade, reforçando a importância de identificar e ampliar mecanismos que conciliem desenvolvimento energético, competitividade econômica e geração de valor socioambiental.

Capítulo 4.

Questões para o Futuro do Setor Energético Brasileiro

O planejamento energético não se encerra na projeção de uma trajetória de expansão. Em um setor sujeito a transformações tecnológicas, econômicas, geopolíticas e climáticas, os próprios resultados do planejamento podem revelar tensões, riscos e dilemas que, embora já se configurem como desafios no presente, tendem a ganhar ainda mais relevância ou adquirir novas dimensões ao longo do horizonte decenal. Antecipar essas questões é parte importante do planejamento, pois permite ampliar o horizonte de reflexão e preparar o setor para decisões que se tornarão cada vez mais relevantes no futuro.

É nesse sentido que o PDE 2036 incorpora, pela primeira vez, um capítulo dedicado a questões estratégicas para o futuro do setor energético brasileiro. Seu propósito é complementar a análise dos resultados e da trajetória apresentada ao longo do Relatório Síntese, trazendo para discussão temas que demandam atenção prospectiva e que podem influenciar as decisões de planejamento nos próximos anos. Mais do que antecipar respostas, o capítulo busca ampliar o espaço de reflexão sobre questões relevantes para o futuro e contribuir para qualificar o debate sobre os caminhos possíveis para o setor energético nacional.

Nesta versão do Relatório Síntese, disponibilizada para Consulta Pública, o Capítulo 4 apresenta apenas a abordagem e o propósito dessa iniciativa, sem antecipar as questões estratégicas que serão objeto de análise. A Consulta Pública oferecerá, assim, espaço para que instituições, agentes do setor e sociedade apresentem questões que considerem relevantes para o futuro do setor energético brasileiro, contribuindo para ampliar e qualificar a agenda de reflexão do PDE.

Após a Consulta Pública, a EPE e o MME avaliarão as contribuições recebidas e, com base em critérios técnicos, selecionarão as questões que serão objeto de aprofundamento. As questões selecionadas serão então analisadas pelas equipes técnicas e seus resultados serão incorporados à versão final do Relatório Síntese do PDE 2036. A seleção considerará, entre outros aspectos, a relevância dos temas para o horizonte decenal, sua conexão com os resultados apresentados no Plano e seu potencial de contribuir para a reflexão estratégica e para decisões futuras. Buscar-se-á, ainda, assegurar diversidade temática e complementaridade em relação às demais análises do Relatório Síntese, privilegiando questões que possam adquirir importância crescente à medida que o sistema energético se transforma.

Este capítulo não constituirá, portanto, um levantamento exaustivo dos desafios futuros do setor energético brasileiro, tampouco apresentará recomendações definitivas de política pública. As análises a serem desenvolvidas para as questões selecionadas terão caráter prospectivo e buscarão explorar suas diferentes dimensões, incluindo alternativas, condicionantes, riscos e oportunidades. A abordagem deverá reconhecer que algumas dessas questões não possuem respostas únicas ou definitivas, deslocando o olhar do que o sistema energético poderá ser em 2036 para aquilo que as transformações em curso podem significar para as decisões de hoje e para o planejamento dos próximos ciclos.

Ao reunir e aprofundar as questões identificadas ao longo desse processo, o capítulo busca conferir ao PDE um caráter mais prospectivo e provocativo, ampliando seu papel como instrumento de planejamento e como indutor qualificado do debate sobre o futuro do setor energético brasileiro. A intenção é contribuir para que questões já presentes no setor, bem como aquelas que possam emergir ou ganhar relevância ao longo do tempo, sejam analisadas à luz de seus possíveis desdobramentos, ampliando a capacidade de identificar riscos, avaliar alternativas e orientar decisões à medida que novas condições se apresentem.

Lista de Figuras

Figura 1-1 – Evolução de indicadores econômicos e energéticos, 2016-2036	16
Figura 1-2 – Oferta Interna de Energia <i>per capita</i> e comparação internacional	16
Figura 1-3 – Evolução da oferta interna de energia por fonte, 2016-2036 (% total)	17
Figura 1-4 – Evolução da oferta interna de energia por fonte, 2016-2036 (milhões de tep)	18
Figura 1-5 – Evolução da geração elétrica total por fonte, 2016-2036 (TWh)	19
Figura 1-6 – Evolução da matriz elétrica, 2016-2036 (% total)	19
Figura 1-7 – Evolução da capacidade instalada total de geração elétrica por fonte, 2016-2036 (GW)	20
Figura 1-8 – Expansão da produção nacional de petróleo e gás natural e da capacidade instalada de refino de petróleo	23
Figura 1-9 – Dependência externa do Brasil aos principais derivados de petróleo e ao gás natural (%)	23
Figura 1-10 – Expansão da produção nacional de biocombustíveis	25
Figura 1-11 – Expansão da infraestrutura de geração e transmissão de energia elétrica	26
Figura 1-12 – Linha do tempo de principais iniciativas, programas e políticas públicas relacionadas à transição energética brasileira nos últimos dez anos	28
Figura 1-13 – Evolução das emissões de GEE do setor de energia (MtCO ₂ e)	35
Figura 1-14 – Composição mineral associada à capacidade instalada de geração elétrica e à infraestrutura de transmissão de energia (mil toneladas)	37
Figura 1-15 – Composição mineral associada às baterias dos veículos eletrificados na frota circulante nacional (mil toneladas)	38
Figura 2-1 – Evolução da participação das fontes no consumo final de energia, 2026 e 2036	44
Figura 2-2 – Consolidação do consumo final de energia por setor em 2036	45
Figura 2-3 – Participação dos modos na atividade e consumo energético do transporte de cargas, 2026 e 2036	46
Figura 2-4 – Participação dos modos na atividade e consumo energético do transporte de passageiros, 2026 e 2036	46
Figura 2-5 – Consumo de energia do setor de transportes por fonte (milhões de tep)	49
Figura 2-6 – Decomposição da variação do consumo final de energia do setor de transportes entre 2026 e 2036 (milhões de tep)	50
Figura 2-7 – Decomposição da variação do consumo final de energia do setor industrial entre 2026 e 2036 (milhões de tep)	52
Figura 2-8 – Variação da demanda energética por segmento industrial	52
Figura 2-9 – Consumo específico da indústria (tep/1.000 t)	53
Figura 2-10 – Participação das fontes no consumo final de energia dos setores residencial e serviços, 2026 e 2036	54
Figura 2-11 – Evolução do consumo de energia do setor residencial por fonte, 2026 e 2036 (milhões de tep)	57
Figura 2-12 – Evolução do consumo de eletricidade associado a grandes cargas (TWh)	60
Figura 2-13 – Participação das classes no consumo de eletricidade	62
Figura 2-14 – Carga global mensal no SIN (GWmédio)	63
Figura 2-15 – Carga global horária nos dias de máxima demanda para os meses de janeiro e de julho de 2036 (GWh/h)	64
Figura 2-16 – Resultados do indicador ODEX, 2026-2036	66
Figura 2-17 – Estimativa de eficiência elétrica por setor em 2036 (TWh)	66
Figura 2-18 – Evolução das emissões de GEE do Uso de Energia (MtCO ₂ e)	69

Figura 2-19 – Emissões de GEE do setor de transportes por modos e tipos de veículos (MtCO ₂ e)	70
Figura 3-1 – Contribuição dos RED na demanda de eletricidade (TWh)	74
Figura 3-2 – Capacidade instalada de MMGD no cenário de referência (GW)	75
Figura 3-3 – Custo nivelado de energia (LCOE) para MMGD no Brasil (R\$/kWh)	76
Figura 3-4 – Potencial de investimentos em baterias atrás do medidor no Brasil em aplicações junto a MMGD fotovoltaica local	77
Figura 3-5 – Distribuição, entre distribuidoras, do <i>payback</i> do sistema fotovoltaico com e sem bateria para diversas distribuidoras, por classe de consumo e custo do armazenamento	78
Figura 3-6 – Diferencial tarifário entre ponta e fora ponta (P-FP) na modalidade A4 Verde, por distribuidora e ambiente de contratação (R\$/kWh)	78
Figura 3-7 – Distribuição, entre distribuidoras, do VPL das baterias para arbitragem tarifária no A4 Verde, segundo ambiente de contratação e custo do armazenamento	79
Figura 3-8 – Distribuição, entre distribuidoras, do VPL do investimento em baterias para arbitragem tarifária na Tarifa Branca, por classe de consumo e custo do armazenamento	79
Figura 3-9 – Avaliação do atendimento ao critério de energia do Caso Base	84
Figura 3-10 – Requisito de energia considerando o limite do critério	84
Figura 3-11 – Avaliação do atendimento ao critério de potência do Caso Base	85
Figura 3-12 – Requisitos de potência para os critérios de capacidade	85
Figura 3-13 – Evolução da capacidade instalada de geração de energia no SIN	89
Figura 3-14 – Contribuição das tecnologias para potência e energia em 2036	89
Figura 3-15 – Expansão indicativa acumulada (MW)	90
Figura 3-16 – Expansão contratada e indicativa de fontes controláveis (MW)	92
Figura 3-17 – Avaliação do atendimento ao critério de energia do Cenário de Referência	93
Figura 3-18 – Curvas de permanência de geração térmica e hidrelétrica	94
Figura 3-19 – Avaliação do atendimento ao critério de potência do Cenário de Referência	94
Figura 3-20 – Participação das fontes na operação diária	95
Figura 3-21 – Métricas de avaliação dos níveis de flexibilidade do sistema	96
Figura 3-22 – Balanço entre oferta e carga para um dia típico de novembro de 2027	98
Figura 3-23 – Prospecção de cortes de geração para o Cenário de Referência (MWmédio)	99
Figura 3-24 – Investimentos totais nos cenários de expansão do sistema de transmissão, 2027-2036 (R\$ bilhões)	111
Figura 3-25 – Investimentos previstos no Cenário de Referência: LTs e SEs com outorga e sem outorga, 2027-2036 (R\$ bilhões)	111
Figura 3-26 – Previsão da produção nacional de petróleo (milhões b/d)	113
Figura 3-27 – Previsão da produção bruta de gás natural nacional (milhões m ³ /d)	114
Figura 3-28 – Previsão da produção líquida de gás natural nacional (milhões m ³ /d)	115
Figura 3-29 – Oferta potencial de gás natural – malha integrada (milhões m ³ /d)	118
Figura 3-30 – Demanda total de gás natural na malha integrada (milhões m ³ /d)	120
Figura 3-31 – Balanço de gás natural na malha integrada (milhões m ³ /d)	121
Figura 3-32 – Infraestruturas existentes e previstas de gás natural no Brasil	122
Figura 3-33 – Principais projetos de refino anunciados	125
Figura 3-34 – Balanço nacional de derivados de petróleo (mil m ³ /d)	126
Figura 3-35 – Balanço nacional de óleo diesel A (mil m ³ /d)	127
Figura 3-36 – Produção nacional de óleo diesel A rodoviário por tipo (%)	127
Figura 3-37 – Balanço nacional de QAV (mil m ³ /d)	128
Figura 3-38 – Balanço nacional de gasolina A (mil m ³ /d)	128
Figura 3-39 – Balanço nacional de nafta (mil m ³ /d)	128
Figura 3-40 – Balanço nacional de GLP (mil m ³ /d)	128
Figura 3-41 – Balanço nacional de óleo combustível (mil m ³ /d)	129
Figura 3-42 – Balanço nacional de lubrificantes (mil m ³ /d)	129

Figura 3-43 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de óleo diesel A no Brasil em 2036 (mil m ³ /d)	130
Figura 3-44 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de gasolina A no Brasil em 2036 (mil m ³ /d)	130
Figura 3-45 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de QAV no Brasil em 2036 (mil m ³ /d)	130
Figura 3-46 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de GLP no Brasil em 2036 (mil m ³ /d)	130
Figura 3-47 – Evolução da capacidade de produção de etanol (bilhões de litros)	133
Figura 3-48 – Oferta total de etanol (bilhões de litros)	133
Figura 3-49 – Demanda total de etanol (bilhões de litros)	134
Figura 3-50 – Potencial de exportação de bioeletricidade (GWméd)	134
Figura 3-51 – Potencial de produção de biometano a partir de biomassas residuais em 2036 (bilhões Nm ³)	135
Figura 3-52 – Demanda de biometano em atendimento às metas de redução de emissões do mercado de gás natural	136
Figura 3-53 – Capacidade instalada e consumo de biodiesel (bilhões de litros)	137
Figura 3-54 – Faixa de demanda de SAF e atendimento às metas de redução de GEE	138
Figura 3-55 – Projeção da demanda de combustíveis sustentáveis para uso aquaviário (bilhões de litros)	139
Figura 3-56 – Investimentos no setor de biocombustíveis entre 2027 e 2036 (R\$ bilhões)	141
Figura 3-57 – Evolução das emissões de GEE da Produção de Energia (MtCO ₂ e)	142
Figura 3-58 – Emissões de GEE na geração de eletricidade em 2026 e 2036 (MtCO ₂ e)	143
Figura 3-59 – Localização dos projetos previstos no PDE 2036	148
Figura 3-60 – Mapa síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2036	150

Lista de Tabelas

Tabela 1-1 – Indicadores selecionados de economia e energia, 2016-2036	16
Tabela 1-2 – Síntese da expansão prevista no PDE 2036	21
Tabela 1-3 – Projeção da evolução da posse de equipamentos, 2025-2036	33
Tabela 1-4 – Estimativa de investimentos no setor de energia no período entre 2027 e 2036	39
Tabela 2-1 – Indicadores de consumo final de energia	43
Tabela 2-2 – Evolução do licenciamento e da frota circulante de veículos leves eletrificados....	48
Tabela 2-3 – Consumo de energia das edificações e serviços públicos, 2026 e 2036	55
Tabela 2-4 – Principais indicadores associados ao consumo de eletricidade	59
Tabela 2-5 – Crescimento da carga global de energia elétrica, SIN e subsistemas	63
Tabela 3-1 – Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN no cenário de referência – linhas de transmissão (km).....	112
Tabela 3-2 – Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN no cenário de referência – transformação (MVA)	112
Tabela 3-3 – Investimentos previstos em infraestruturas de gás natural	124
Tabela 3-4 – Produção nacional de derivados de petróleo (mil m ³ /d)	126
Tabela 3-5 – Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2036	149

Referências Bibliográficas

1.1 Evolução da Oferta e Demanda de Energia

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (AIE). *Energy Statistics Data Browser*. Paris: AIE, 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2036: Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas*. Rio de Janeiro: EPE, 2026a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2036>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Balanco Energético Nacional 2026: ano base 2025*. Rio de Janeiro: EPE, 2026b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2026>.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Projeções da população : notas metodológicas 01/2024 : Brasil e unidades da federação : estimativas e projeções : revisão 2024*. Rio de Janeiro: IBGE, 2024. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao/9109-projecao-da-populacao>.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Sistema de Contas Nacionais Trimestrais: [resultados do 3º trimestre de 2025]*. Rio de Janeiro: IBGE, 2025. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/contas-nacionais/9300-contas-nacionais-trimestrais.html>.

1.2 Segurança e Resiliência do Sistema Energético

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *ANP adota medidas para intensificar o acompanhamento do mercado de combustíveis*. 19 mar. 2026. Rio de Janeiro: ANP, 2026a. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-adota-medidas-para-intensificar-o-acompanhamento-do-mercado-de-combustiveis.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Atualização: Extensão do prazo de flexibilização excepcional de estoques estabelecidos pela Resolução ANP nº 949/2023*. 6 mai. 2026. Rio de Janeiro: ANP, 2026b. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/atualizacao-extensao-do-prazo-de-flexibilizacao-excepcional-de-estoques-estabelecidos-pela-resolucao-anp-no-949-2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *ANP inicia nova etapa no combate à abusividade de preços de combustíveis*. 12 jun. 2026. Rio de Janeiro: ANP, 2026c. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-inicia-nova-etapa-no-combate-a-abusividade-de-precos-de-combustiveis.

BRASIL. Decreto nº 12.875, de 12 de março de 2026. Altera o Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004, para reduzir as alíquotas da Contribuição para o Programa de Integração Social e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins incidentes sobre a importação e a comercialização de óleo diesel. Brasília, 2026a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2026/decreto/d12875.htm.

BRASIL. Decreto nº 12.878, de 13 de março de 2026. Regulamenta o disposto na Medida Provisória nº 1.340, de 12 de março de 2026, que dispõe sobre a concessão de subvenção econômica à comercialização de óleo diesel de uso rodoviário no território nacional por produtores e importadores de óleo diesel e altera a Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999. Brasília, 2026b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2026/decreto/d12878.htm.

BRASIL. Decreto nº 12.984, de 25 de maio de 2026. Regulamenta o disposto no Capítulo I da Medida Provisória nº 1.358, de 13 de maio de 2026, que autoriza a concessão de subvenção econômica aos produtores e importadores de combustíveis derivados de petróleo, com o objetivo de mitigar os impactos econômicos causados pelo choque no mercado internacional de energia decorrente do conflito no Oriente Médio. Brasília, 2026c. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2026/decreto/d12984.htm.

BRASIL. Decreto nº 12.991, de 29 de maio de 2026. Altera o Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004, e o Decreto nº 10.527, de 22 de outubro de 2020, para prorrogar a redução das alíquotas da Contribuição para o Programa de Integração Social e para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins incidentes sobre a importação e a comercialização de querosene de aviação e de biodiesel. Brasília, 2026d. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2026/decreto/d12991.htm.

BRASIL. Decreto nº 13.116, de 9 de setembro de 2026. Reduz as alíquotas da Contribuição para o Programa de Integração Social e para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins incidentes sobre a importação e a comercialização no mercado interno de gasolina e suas correntes, exceto gasolina de aviação, e de etanol hidratado combustível. Brasília, 2026e. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2026/decreto/d13116.htm.

BRASIL. Decreto nº 12.876, de 12 de março de 2026. Regulamenta a Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para estabelecer medidas de proteção ao consumidor no mercado de combustíveis líquidos e de gás liquefeito de petróleo, especialmente quanto à transparência na divulgação de preços e às condições de oferta desses produtos, com vistas a prevenir e coibir práticas abusivas na sua comercialização. Brasília, 2026f. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2026/decreto/d12876.htm.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). Resolução CNPE nº 7, de 6 de abril de 2026. Dispõe sobre a determinação à Empresa de Pesquisa Energética - EPE para atuação na identificação e desenvolvimento de projetos hidrelétricos com capacidade de armazenamento, no âmbito do planejamento energético nacional. Brasília: CNPE, 2026a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2026/Resolucao72026publicada.pdf>. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2026/Resolucao72026publicada.pdf>

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). Resolução CNPE nº 8, de 6 de abril de 2026. Estabelece diretrizes para estudo e contratação, por meio de leilões e de outros mecanismos competitivos, dos serviços providos por Sistemas de Armazenamento Hidráulico - SAH no âmbito do Sistema Interligado Nacional - SIN, e dá outras providências. Brasília: CNPE, 2026b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2026/Resolucao82026publicada.pdf>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Roadmap Tecnológico de Recursos Energéticos Distribuídos: Perspectivas regulatórias para a geração e armazenamento distribuídos. Nota Técnica EPE/DEA/SEE/013/2024. Rio de Janeiro: EPE, 2024a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/roadmap-tecnologico-de-recursos-energeticos-distribuidos>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudo de Reforços para Resiliência no Sistema de Transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas. Rio de Janeiro: EPE, 2024b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-de-impactos-das-mudancas-climaticas-no-planejamento-da-geracao-de-energia-eletrica>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Balanco Energético Nacional 2026: ano base 2025*. Rio de Janeiro: EPE, 2026a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2026>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2036: Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas*. Rio de Janeiro: EPE, 2026b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2036>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2026*. Rio de Janeiro: EPE, 2026c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Roadmap para o Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas*. Rio de Janeiro: EPE, 2026d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/roadmap-para-o-fortalecimento-da-resiliencia-do-setor-eletrico-em-resposta-as-mudancas-climaticas>.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico*. Brasília: MME, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>.

1.3 Transição Energética

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (AIE). *Greenhouse Gas Emissions from Energy Data Explorer*. Paris: AIE, 2026a. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/greenhouse-gas-emissions-from-energy-data-explorer>.

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (AIE). *Global Critical Minerals Outlook 2026*. Paris: AIE, 2026b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2026>.

BRASIL. Decreto nº 12.964, de 8 de maio de 2026. Altera o Decreto nº 11.628, de 4 de agosto de 2023, que dispõe sobre o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz para Todos. Brasília, 2026. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2026/decreto/d12964.htm.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). Resolução nº 5, de 26 de agosto de 2024. Institui a Política Nacional de Transição Energética - PNTE, o Plano Nacional de Transição Energética - Plante, o Fórum Nacional de Transição Energética - Fonte, e dá outras providências. Brasília: CNPE, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2024>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Apresentação da metodologia e dos fatores de emissão utilizados para as estimativas de emissão de GEE nos planos de energia, no BEN e demais produtos da EPE*. Informativo Técnico EPE/DEA/SMA n. 011/2022. Rio de Janeiro: EPE, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/meio-ambiente/emissoes-de-gases-de-efeito-estufa>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2034*. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Transição Energética no Brasil – 10 Anos do Acordo de Paris*. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/transicao-energetica-no-brasil-10-anos-do-acordo-de-paris>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Nacional de Energia 2055. Rumo a 2055: Perspectivas para o Sistema Energético Nacional do Futuro*. Rio de Janeiro: EPE, 2026a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-nacional-de-energia-2055>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Balanco Energético Nacional 2026: ano base 2025*. Rio de Janeiro: EPE, 2026b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2026>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Experiências Internacionais de Transição Energética Justa no Setor do Carvão Mineral*. Nota Técnica EPE-DEA-SEE-SMA-024/2025-R1. Rio de Janeiro: EPE, 2026c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Experiencias-Internacionais-de-Transicao-Energetica-Justa-no-Setor-do-Carvao-Mineral.aspx>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Emissões de GEE - PDE 2036*. Rio de Janeiro: EPE, 2026d. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/gee-calc-2036/>.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Pesquisa de Orçamentos Familiares 2017-2018: Evolução dos Indicadores não Monetários de Pobreza e Qualidade de Vida no Brasil com Base na Pesquisa de Orçamentos Familiares*. Rio de Janeiro: IBGE, 2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua: Características gerais dos domicílios e dos moradores 2024*. Rio de Janeiro: IBGE, 2025.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2 – Energy*. Hayama: IPCC, 2006. Disponível em: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO (MCTI). *Relatório do Inventário Nacional das Emissões Antrópicas por Fontes e das Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa do Brasil*. Brasília: MCTI, 2024. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/relatorios-bienais-de-transparencia-btrs/Relatorio_delnventario_NacionalNIR_2024_PORT.pdf.

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO (MEC). *Documento nº 5913253/2025/CGCI/DAF/SETEC/SETEC: processo de pactuação de vagas para a oferta de cursos de qualificação profissional no âmbito da Bolsa-Formação – Pronatec EnergIFE*. Brasília: Ministério da Educação, 2025. Disponível em: https://www.gov.br/mec/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/estrutura-organizacional/orgaos-especificos-singulares/secretaria-de-educacao-profissional/arquivos/SEI_5913253_Documento.pdf.

MINISTÉRIO DAS MULHERES. *Programa Asas para o Futuro*. Brasília: Ministério das Mulheres, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/mulheres/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/programa-asas-para-o-futuro>.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Plano Nacional de Transição Energética. Volume I – Relatório Síntese*. Versão Consulta Pública. Brasília: MME, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-nacional-de-transicao-energetica-plante>.

2.1 Evolução do Consumo Final de Energia

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2036: Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas*. Rio de Janeiro: EPE, 2026. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2036>.

2.2 Demanda de Energia por Setor

BRASIL. *Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999, 8.723, de 28 de outubro de 1993, e 13.033, de 24 de setembro de 2014; e revoga dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002*. Brasília, 2024. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/l14993.htm.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Balanco Energético Nacional 2026: ano base 2025*. Rio de Janeiro: EPE, 2026. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2026>.

2.4 Eficiência Energética

CHEN, H.; ZHANG, T.; GAO, Q.; LV, J.; CHEN, H.; HUANG, H. Thermal management enhancement of electronic chips based on novel technologies. *Energy*, v. 316, 134575, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.134575>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Caderno de Ações Norteadoras para o Avanço da Eficiência Energética no Brasil*. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-acoes-norteadoras-para-o-avanco-da-eficiencia-energetica-no-brasil>.

JANNUZZI, Gilberto de Martino; SWISHER, Joel; REDLINGER, Robert. *Planejamento integrado de recursos energéticos: oferta, demanda e suas interfaces*. 2. ed. International Energy Initiative – Brasil, 2018. Disponível em: <https://iei-brasil.org/livro-pir/>.

ODYSSEE-MURE. *Definition of data and energy efficiency indicators in ODYSSEE data base*. Grenoble: ODYSSEE-MURE, 2020. Disponível em: <https://www.odyssee-mure.eu/publications/other/definitions-energy-efficiency-indicators.html>.

NI, W.; HU, X.; DU, H.; KANG, Y.; JU, Y.; WANG, Q. CO₂ emission-mitigation pathways for China's data centers. *Resources, Conservation and Recycling*, v. 202, 107383, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2023.107383>.

ROSENBLUM, P. M.; ALMEIDA, F. R.; FARIA, G. V. F. *Metodologia do indicador ODEX para monitoramento da eficiência energética no Brasil*. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 28., 2025, Recife. 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-458/topico-801/GTE-026.pdf>.

SANTOS, A. F.; GASPAR, P. D.; DE SOUZA, H. J. Evaluation of the Heat and Energy Performance of a Datacenter Using a New Efficiency Index: Energy Usage Effectiveness Design – EUED. *Brazilian Archives of Biology and Technology*, v. 62, e19190021, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/1678-4324-smart-2019190021>.

2.5 Emissões de GEE do Uso de Energia

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Apresentação da metodologia e dos fatores de emissão utilizados para as estimativas de emissão de GEE nos planos de energia, no BEN e demais produtos da EPE*. Informativo Técnico EPE/DEA/SMA n. 011/2022. Rio de Janeiro: EPE, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/meio-ambiente/emissoes-de-gases-de-efeito-estufa>.

3.1 Recursos Energéticos Distribuídos

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Recursos Energéticos Distribuídos: Documento de Apoio ao PNE 2050*. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Base Metodológica*. Nota Técnica EPE-DEA-SEE-009-2025. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-modelo-de-mercado-da-micro-e-minigeracao-distribuida-4md-base-metodologica->.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Resposta da Demanda: Diagnóstico do Potencial e Recomendações para Desenvolvimento do Mercado*. Nota Técnica DEA-DEE/SEE-SGR/001/2026. Rio de Janeiro: EPE, 2026. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-resposta-da-demanda-diagnostico-do-potencial-e-recomendacoes-para-desenvolvimento-do-mercado>.

3.2 Geração Centralizada de Energia Elétrica

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Metodologia de Cenarização da Carga Líquida Horária*. Nota Técnica EPE/DEE/053/2025-R0. Rio de Janeiro: EPE, 2025a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/metodologia-de-cenarizacao-da-carga-liquida-horaria>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados – Ciclo 2025 – Horizonte 2026 a 2030*. EPE/DEE/102/2025-R0. Rio de Janeiro: EPE, 2025b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/epe-apresenta-o-planejamento-2025-para-os-sistemas-isolados>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2036: Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas*. Rio de Janeiro: EPE, 2026a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2036>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *PASI - Portal de Acompanhamento e Informações dos Sistemas Isolados*. Rio de Janeiro: EPE, 2026b. Disponível em: <https://pasi.epe.gov.br/>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Base de Dados Integrada de Geração e Transmissão*. Rio de Janeiro: EPE, 2026c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/estudos-integrados-de-geracao-e-transmissao>.

GABINETE DE SEGURANÇA INSTITUCIONAL (GSI). *CDPNB (Comitê de Desenvolvimento do Programa Nuclear Brasileiro): Grupos de trabalho*. Brasília: GSI, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/gsi/pt-br/colegiados-do-gsi/comite-de-desenvolvimento-do-programa-nuclear-brasileiro/grupos-tecnicos>.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA). *Nuclear Power Reactors in the World, Reference Data Series No. 2*. Viena: IAEA, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.61092/iaea.1g28-w3uk>.

3.3 Transmissão de Energia Elétrica

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudo de Interligação Internacional Brasil-Bolívia – Etapa 1*. Rio de Janeiro: EPE, 2025a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/estudo-da-epe-propoe-conversora-vsc-para-a-interligacao-energetica-brasil-bolivia>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Avaliação Conceitual da Integração Elétrica Brasil-Venezuela após a Interligação de Roraima ao SIN*. Rio de Janeiro: EPE, 2025b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul*. Rio de Janeiro: EPE, 2025c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-inova-ao-publicar-estudo-de-expansao-da-capacidade-das-interligacoes-regionais-recomendando-a-aplicacao-da-tecnologia-hvdc-vsc-de-forma-inedita-no-sin-com-flexibilidade-tecnologica-para-os-leiloes-de-transmissao>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Avaliação dos benefícios sistêmicos da implantação de compensadores síncronos na área Minas Gerais*. Rio de Janeiro: EPE, 2024a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-estudo-com-avaliacao-dos-beneficios-sistemicos-da-implantacao-dos-compensadores-sincronos-na-area-minas-gerais>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Metodologia para diagnóstico e alocação de soluções de compensação reativa dinâmica no SIN*. Rio de Janeiro: EPE, 2025d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-estudo-sobre-metodologia-para-diagnostico-e-alocacao-de-solucoes-de-compensacao-reativa-dinamica-no-sin>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Reforço do Sistema da Região Central da Cidade de São Paulo – Parte 1*. Rio de Janeiro: EPE, 2024b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-estudo-para-reforco-do-sistema-da-regiao-central-da-cidade-de-sao-paulo>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Reforços no Sistema DIT do Estado de São Paulo - Parte 1*. Rio de Janeiro: EPE, 2024c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Reforços no Sistema DIT do Estado de São Paulo - Parte 2*. Rio de Janeiro: EPE, 2025e. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-seis-estudos-de-expansao-da-transmissao-para-diversas-regioes-do-pais>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Reforço do Sistema da Região Central da Cidade de São Paulo – Parte II*. Rio de Janeiro: EPE, 2025f. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudo prospectivo para inserção de cargas eletrointensivas na Região Nordeste*. Rio de Janeiro: EPE, 2026a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-propoe-solucao-de-transmissao-flexivel-e-escalonavel-para-atendimento-a-ate-4gw-de-cargas-eletrointensivas-no-ceara-e-piaui>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudo de Atendimento às Regiões de Itapaci, Firminópolis e Matrinchã*. Rio de Janeiro: EPE, 2024d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-o-estudo-de-atendimento-as-regioes-de-itapaci-firminopolis-e-matrincha>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudo de atendimento às cargas da região central do Mato Grosso – Parte I*. Rio de Janeiro: EPE, 2025g. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-o-estudo-de-atendimento-as-cargas-da-regiao-central-do-mato-grosso-parte-i>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudo de Atendimento à Região Noroeste de Goiás*. Rio de Janeiro: EPE, 2026b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-conclui-estudo-para-expansao-do-atendimento-eletrico-no-noroeste-de-goias>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudo de Atendimento à Região Sudeste do Pará*. Rio de Janeiro: EPE, 2026c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-propoe-solucao-estrutural-de-transmissao-para-atendimento-a-regiao-sudeste-do-para>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Soluções para Aumento da Confiabilidade no Atendimento às Cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul*. Rio de Janeiro: EPE, 2025h. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-recomenda-solucao-inedita-com-baterias-grid-forming-para-aumentar-a-confiabilidade-do-suprimento-no-acre>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação de Sistemas Isolados Propostos pela Amazonas Energia*. Rio de Janeiro: EPE, 2023a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relatorio-para-com-a-avaliacao-dos-beneficios-de-interligacao-de-sistemas-isolados-do-amazonas>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Identificação das Localidades Isoladas do Acre que podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN*. Rio de Janeiro: EPE, 2023b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relatorio-com-identificacao-das-localidades-isoladas-do-acre-que-podem-apresentar-beneficios-economicos-com-a-interligacao-ao-sin>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação Conjunta dos Sistemas Isolados de Nhamundá-AM, Faro-PA e Terra Santa-PA*. Rio de Janeiro: EPE, 2024e. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação dos Sistemas Isolados de Água Branca-PA e Creporizão-PA*. Rio de Janeiro: EPE, 2025i. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relatorio-com-a-avaliacao-dos-beneficios-de-interligacao-dos-sistemas-isolados-de-agua-branca-pa-e-creporizacao-pa>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Metodologia EPE/ONS para avaliação de circuitos simples e circuitos duplos*. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Porto Alegre - Revisão de Projetos de Transmissão após as Enchentes no Rio Grande do Sul*. Rio de Janeiro: EPE, 2025j. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudo de Reforços para Resiliência no Sistema de Transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas*. Rio de Janeiro: EPE, 2024f. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-estudo-de-reforcos-para-resiliencia-no-sistema-de-transmissao-do-acre-e-rondonia>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Atendimento à Região Sul do Rio Grande do Sul*. Rio de Janeiro: EPE, 2026d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1>.

3.4 Produção de Petróleo e Gás Natural

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Painel Dinâmico de Emissões de Gases de Efeito Estufa*. Rio de Janeiro: ANP, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-de-emissoes>.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *World Oil Transit Chokepoints*. Washington DC: EIA, 2026. Disponível em: https://www.eia.gov/international/analysis/special-topics/world_oil_transit_Chokepoints.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Cenários de descarbonização do E&P: nota técnica*. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/cenarios-de-descarbonizacao-do-e-p>.

FARLEY, J. et al. *Geopolitical impacts on energy corridors*. [S. l.]: Global Energy Reports, 2026.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE E MUDANÇA DO CLIMA (MMA). *Plano Clima Mitigação: Plano Setorial de Energia*. Brasília: MMA, 2025.

OIL & GAS DECARBONIZATION CHARTER (OGDC). *Oil & Gas Decarbonization Charter*. [S. l.]: OGDC, 2024. Disponível em: <https://www.ogdc.org/oil-gas-decarbonization-charter/>.

OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE (OGCI). *OGCI's carbon intensity target*. S. l.]: OGCI, 2025. Disponível em: <https://www.ogci.com/carbon-intensity-target/>.

RYSTAD ENERGY. *Energy transition risk for the upstream industry*. Oslo: Rystad Energy, 2026.

S&P GLOBAL. *Goldman sees oil demand rising through 2040 driven by petchem, jet fuel growth*. [S. l.], 14 nov. 2025.

UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT (UNCTAD). *2024 Review of Maritime Transport: Navigating Maritime Chokepoints*. Geneva: UNCTAD, 2024. Disponível em: https://unctad.org/system/files/non-official-document/cimem7-2024-ppt14janhoffmann_en.pdf.

WOOD MACKENZIE. *Oil's resilience in the energy system*. [S. l.], 2025.

3.5 Oferta e Infraestrutura de Gás Natural

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Autorização SIM-ANP nº 245, de 7 de maio de 2025*. Diário Oficial da União, Brasília, 8 mai. 2025. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-245-2025>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2026*. Rio de Janeiro: ANP, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2026>.

AGÊNCIA PETROBRAS. *Petrobras inicia contratação de plataformas do projeto Sergipe Águas Profundas*. Agência Petrobras, 29 nov. 2024. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-inicia-contratacao-de-plataformas-do-projeto-sergipe-aguas-profundas>.

AGÊNCIA PETROBRAS. Petrobras aprova Decisão Final de Investimento para o desenvolvimento do projeto Sergipe Águas Profundas módulo 2. Agência Petrobras, 18 dez. 2025. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-aprova-decis%C3%A3o-final-de-investimento-para-o-desenvolvimento-do-projeto-sergipe-%C3%A1guas-profundas-m%C3%B3dulo-2>.

EIXOS. Interesse no gás da Argentina faz pedidos na ANP dispararem; veja a lista. Eixos, 9 mai. 2025. Disponível em: <https://eixos.com.br/gas-natural/mercado-de-gas/interesse-no-gas-da-argentina-faz-pedidos-na-anp-dispararem-veja-a-lista/>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). EPE conclui primeira avaliação de projeto de infraestrutura no âmbito do novo decreto do Programa Gás para Empregar. EPE, 6 mai. 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-conclui-primeira-avaliacao-de-projeto-de-infraestrutura-no-ambito-do-novo-decreto-do-programa-gas-para-empregar>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte - PIG 2024*. Rio de Janeiro: EPE, 2025b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2024>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Garantia Física de Empreendimentos Termelétricos – Leilão de Capacidade de Reserva de 2026*. Nota Técnica EPE/DEE/SGR/036/2026. Rio de Janeiro: EPE, 2026. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-reserva-de-capacidade-na-forma-de-potencia-2026>.

EQUINOR. Equinor inicia campanha de perfuração do projeto Raia. Equinor, 24 mar. 2026. Disponível em: <https://www.equinor.com.br/noticias/equinor-inicia-campanha-de-perfuracao-do-projeto-raia>.

EQUINOR. Raia: um dos principais projetos de gás natural no Brasil. Equinor, 2026b. Disponível em: <https://www.equinor.com.br/petroleo-e-gas-natural/raia>.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – Setembro 2025*. Brasília: MME, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/dgn/2025>.

MOVIMENTO ECONÔMICO. Terminal de regaseificação (Regás) de Suape entra em operação em 2027. Movimento Econômico, 14 jan. 2026. Disponível em: <https://movimentoeconomico.com.br/geral/infraestrutura/2026/01/14/terminal-de-regaseificacao-regas-de-suape-entra-em-operacao-em-2027>.

NOVA TRANSPORTADORA DO SUDESTE (NTS). *Nota Técnica - Justificativa de Investimento Estação de Compressão Japeri*. NT-4301.90-6200-000-NTS-001. NTS, 2025. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?9LibXMqGnN7gSpLFOOgUQFziRouBJ5VnVL5b7-UrE5TgyXXaDsgzb51xaQV2RtBgc0b95FVFUHOzFLFWZAgVvg6MGs9Ge18HbxSpZzrJArPLd6rmzEu7MDmKVEzbl-jk.

PETROBRAS. *Plano de Negócios 2026-2030*. Rio de Janeiro: Petrobras, 2025. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/estrategia>.

PETRORECONCAVO. PetroReconcavo anuncia investimento de mais de R\$ 340 milhões em construção de nova unidade de processamento de gás natural na Bahia. PetroReconcavo, 4 nov. 2024. Disponível em: <https://www.petroreconcavo.com.br/Show.aspx?IdMateria=6O+WZmn871LWB1YMwfY1UQ==&language=pt>.

PETRORECONCAVO. Apresentação Institucional – Janeiro 2026. PetroReconcavo, 23 jan. 2026. Disponível em: <https://ri.petroreconcavo.com.br/listgroup.aspx?IdCanal=8EY2kJLj38QJrr8CnL00Xw==&linguagem=pt>.

3.6 Refino e Infraestrutura de Abastecimento

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Indicativo de Oleodutos 2025*. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-oleodutos-2025>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Balanço Energético Nacional 2026: ano base 2025*. Rio de Janeiro: EPE, 2026a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2026>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2036: Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas*. Rio de Janeiro: EPE, 2026b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2036>.

3.7 Biocombustíveis e Combustíveis Sintéticos

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL*. Brasília: ANEEL, 2026. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Painel Dinâmico de Produtores de Etanol*. Rio de Janeiro: ANP, 2026a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-e-mapa-dinamicos-de-produtores-de-combustiveis-e-derivados/painel-dinamico-de-produtores-de-etanol>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Resolução ANP nº 995, de 3 de março de 2026*. Rio de Janeiro: ANP, 2026b. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-995-2026>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Resolução ANP nº 996, de 3 de março de 2026*. Rio de Janeiro: ANP, 2026c. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-996-2026>.

AGROLINK. *Brasil inova com usina de etanol de trigo*. 9 ago. 2024. Agrolink, 2024. Disponível em: https://www.agrolink.com.br/noticias/brasil-inova-com-usina-de-etanol-de-trigo_493845.html.

AGROLINK. *Produção de etanol a partir do sorgo avança*. 7 mai. 2025. Agrolink, 2025. Disponível em: https://www.agrolink.com.br/noticias/producao-de-etanol-a-partir-do-sorgo-avanca_501771.html.

BRASIL. *Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências*. Brasília, 2017. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/lei/l13576.htm.

BRASIL. *Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano*. Brasília, 2024. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/l14993.htm.

BRASIL. *Decreto nº 13.094, de 12 de agosto de 2026. Regulamenta o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação, de que trata a Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024*. Brasília, 2026a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2026/decreto/d13094.htm.

BRASIL. *Decreto nº 13.095, de 12 de agosto de 2026. Regulamenta os art. 26 a art. 29 da Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024, quanto às condições para o exercício das atividades de captura, de transporte por meio de dutos e de estocagem geológica de dióxido de carbono*. Brasília, 2026b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2026/decreto/d13095.htm.

BRASIL. *Decreto nº 13.096, de 12 de agosto de 2026. Regulamenta a Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024, que institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono, dispõe sobre a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, institui incentivos para a indústria do hidrogênio de baixa emissão de carbono, e institui o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono – Rehidro, e a Lei nº 14.990, de 27 de setembro de 2024, que institui o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono – PHBC*. Brasília, 2026c. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2026/decreto/d13096.htm.

CHAVES, L. R. *Novas matérias-primas diversificam a produção de etanol no país*. Nov. 2025. São Paulo: Revista Pesquisa Fapesp, 2026. Disponível em: <https://revistapesquisa.fapesp.br/novas-materias-primas-diversificam-a-producao-de-etanol-no-pais/>.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). *Resolução nº 1, de 18 de fevereiro de 2025. Institui Grupo de Trabalho para estudar a diversificação de matérias-primas e a inclusão de agricultores familiares e de pequenos produtores na produção de biocombustíveis*. Brasília: CNPE, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2025>.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). *Resolução nº 9, de 14 de julho de 2026. Dispõe sobre a mistura obrigatória do etanol anidro à gasolina comercializada em todo o território nacional*. Brasília: CNPE, 2026a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2026>.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). *Resolução nº 4, de 1 de abril de 2026. Fixa a meta de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa GEE, a ser cumprida pelos agentes obrigados no mercado de gás natural por meio da participação do biometano no consumo do gás natural*. Brasília: CNPE, 2026b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2026>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Hidrogênio e Biomassa: Oportunidades para produção e uso de hidrogênio em sistemas de bioenergia*. Nota Técnica EPE/DPG/SDB/2025/02. Rio de Janeiro: EPE, 2025a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/hidrogenio-e-biomassa-oportunidades-para-producao-e-uso-de-hidrogenio-em-sistemas-de-bioenergia>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Caderno Carbono Biogênico na Bioenergia*. Rio de Janeiro: EPE, 2025b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-co-biogenico-na-bioenergia>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2036: Caderno de Biocombustíveis e Combustíveis Sintéticos*. Rio de Janeiro: EPE, 2026a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2036>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis 2026 – Ano Base 2025*. Rio de Janeiro: EPE, 2026b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/analise-de-conjuntura-dos-biocombustiveis>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Combustíveis Sustentáveis de Aviação no Brasil e Sinergia com o Diesel Verde*. Rio de Janeiro: EPE, 2026c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/combustiveis-sustentaveis-de-aviacao-no-brasil-e-sinergia-com-o-diesel-verde>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Investimentos e Custos Operacionais e de Manutenção no Setor de Biocombustíveis*. Rio de Janeiro: EPE, 2026d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/investimentos-e-custos-operacionais-e-de-manutencao-no-setor-de-biocombustiveis>.

EUROPEAN COMMISSION (EC). *Emissions-free sailing is full steam ahead for ocean-going shipping*. 6 set. 2022. EC, 2022. Disponível em: <https://projects.research-and-innovation.ec.europa.eu/en/horizon-magazine/emissions-free-sailing-full-steam-ahead-ocean-going-shipping>.

FLOSS, L. G. *Propostas para o Desenvolvimento das Culturas Oleaginosas no Brasil*. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/camaras-setoriais-tematicas/camaras-setoriais-1/oleaginosas-e-biodiesel>.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA E PECUÁRIA (MAPA). *Sustentabilidade/Agroenergia*. Brasília: MAPA, 2026a. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia>.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA E PECUÁRIA (MAPA). *Comunicação Pessoal*. Brasília: MAPA, 2026b.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Consulta Pública nº 199, de 17 de outubro de 2025. Proposta de meta de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) para o ano de 2026, a ser cumprida pelos agentes obrigados no mercado de gás natural, por meio da participação do biometano em seu consumo.* Brasília: MME, 2025. Disponível em: <https://consultas-publicas.mme.gov.br/home>.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Portaria Normativa MME nº 133, de 19 de maio de 2026. Aprova o Plano de Testes de Avaliação da Viabilidade Técnica do uso de óleo diesel com teores de biodiesel superiores a 15% (quinze por cento) e até 25% (vinte e cinco por cento), elaborado no âmbito do Comitê Técnico Permanente do Combustível do Futuro - CTP-CF, em conformidade com a Lei do Combustível do Futuro.* Brasília: MME, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2026/portaria-normativa-mme-n-133-2026.pdf>.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO AGRÁRIO (MDA). *Comunicação Pessoal.* Brasília: MDA, 2026.

ORGANIZAÇÃO DA AVIAÇÃO CIVIL INTERNACIONAL (ICAO). *CORSIA Default Life Cycle Emissions Values for CORSIA Eligible Fuels.* ICAO, 2024. Disponível em: https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/CORSIA_Eligible_Fuels/ICAO%20document%2006%20-%20Default%20Life%20Cycle%20Emissions%20-%20March%202024.pdf.

ORGANIZAÇÃO MARÍTIMA INTERNACIONAL (IMO). *Marine Environment Protection Committee (MEPC 83), 7 to 11 April 2025.* Londres: IMO, 2025. Disponível em: <https://www.imo.org/en/mediacentre/meetingsummaries/pages/mepc-83rd-session.aspx>.

ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO (OCDE); ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS PARA A ALIMENTAÇÃO E A AGRICULTURA (FAO). *OECD-FAO Agricultural Outlook 2025-2034.* Paris e Roma: OCDE/FAO, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1787/601276cd-en>.

TOLMASQUIM, M. T. *Energia Termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear.* Rio de Janeiro: EPE, 2016.

3.8 Emissões de GEE da Produção de Energia

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados – Ciclo 2025 – Horizonte 2026 a 2030.* EPE/DEE/102/2025-R0. Rio de Janeiro: EPE, 2025b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/epe-apresenta-o-planejamento-2025-para-os-sistemas-isolados>.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO (MCTI). *Relatório do Inventário Nacional das Emissões Antrópicas por Fontes e das Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa do Brasil.* Brasília: MCTI, 2024. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/relatorios-bienais-de-transparencia-btrs/Relatorio_delnventario_NacionalNIR_2024_PORT.pdf.

3.9 Análise Socioambiental

BRASIL. *Lei nº 15.190, de 8 de agosto de 2025. Dispõe sobre o licenciamento ambiental; regulamenta o inciso IV do § 1º do art. 225 da Constituição Federal; altera as Leis nºs 9.605, de 12 de fevereiro de 1998 (Lei dos Crimes Ambientais), 9.985, de 18 de julho de 2000, e 6.938, de 31 de agosto de 1981; revoga dispositivos das Leis nºs 7.661, de 16 de maio de 1988, e 11.428, de 22 de dezembro de 2006; e dá outras providências.* Brasília: 2025. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15190.htm. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15190.htm

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). *Resolução CNPE Nº 7, de 6 de abril de 2026. Dispõe sobre a determinação à Empresa de Pesquisa Energética - EPE para atuação na identificação e desenvolvimento de projetos hidrelétricos com capacidade de armazenamento, no âmbito do planejamento energético nacional.* Brasília: CNPE, 2026a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2026/Resolucao72026publicada.pdf>. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2026/Resolucao72026publicada.pdf>

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). *Resolução CNPE nº 8, de 6 de abril de 2026. Estabelece diretrizes para estudo e contratação, por meio de leilões e de outros mecanismos competitivos, dos serviços providos por Sistemas de Armazenamento Hidráulico - SAH no âmbito do Sistema Interligado Nacional - SIN, e dá outras providências*. Brasília: CNPE, 2026b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2026/Resolucao82026publicada.pdf>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudo de Reforços para Resiliência no Sistema de Transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas*. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-de-impactos-das-mudancas-climaticas-no-planejamento-da-geracao-de-energia-eletrica>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2036: Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas*. Rio de Janeiro: EPE, 2026a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2036>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Análise Socioambiental das Fontes Energéticas do PDE 2036*. Rio de Janeiro: EPE, 2026b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2036>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Roadmap para o Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas*. Rio de Janeiro: EPE, 2026c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/roadmap-para-o-fortalecimento-da-resiliencia-do-setor-eletrico-em-resposta-as-mudancas-climaticas>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *BiodivEPE - Biodiversidade no Planejamento de Projetos de Energia*. Rio de Janeiro: EPE, 2026d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/biodivepe-biodiversidade-no-planejamento-de-projetos-de-energia>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas: Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada*. Nota Técnica EPE-DEE-088/2019-r0. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-de-repotenciacao-e-modernizacao-de-usinas-hidreletricas-ganhos-de-eficiencia-energia-e-capacidade-instalada>.

Agradecimentos

A EPE e o MME registram seu agradecimento às pessoas, instituições e agentes econômicos que contribuíram para a elaboração das análises e estudos apresentados neste relatório, bem como àqueles que participaram do processo de Consulta Pública do ciclo anterior, por meio do envio de contribuições:

- **3tentos**
- **ABAL** – Associação Brasileira do Alumínio
- **ABDIB** – Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base
- **Abeam** – Associação Brasileira das Empresas de Apoio Marítimo
- **ABEEólica** – Associação Brasileira de Energia Eólica
- **ABEGÁS** – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
- **ABGD** – Associação Brasileira de Geração Distribuída
- **ABH2** – Associação Brasileira do Hidrogênio
- **ABIAPE** – Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia
- **ABIHV** – Associação Brasileira da Indústria do Hidrogênio Verde
- **ABIMAQ** – Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos
- **ABiogás** – Associação Brasileira do Biogás e do Biometano
- **Abiove** – Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais
- **Abiquim** – Associação Brasileira da Indústria Química
- **ABRACE Energia** – Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
- **ABRACEEL** – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
- **ABRADEE** – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
- **ABRAGE** – Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica
- **ABRAGET** – Associação Brasileira Geradoras Termelétricas
- **ABRAPCH** – Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas
- **ABRATE** – Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica
- **ABREN** – Associação Brasileira de Energia de Resíduos
- **ABSAE** – Associação Brasileira de Soluções de Armazenamento de Energia
- **ABSOLAR** – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
- **ABVE** – Associação Brasileira do Veículo Elétrico
- **Acelen**
- **Acelen Renováveis**
- **AEAMESP** – Associação dos Engenheiros e Arquitetos de Metrô
- **Algás** – Gás de Alagoas
- **Âmbar Energia**
- **ANA** – Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
- **Anac** – Agência Nacional de Aviação Civil
- **Anace Energia** – Associação Nacional dos Consumidores de Energia
- **Aneel** – Agência Nacional de Energia Elétrica
- **Anfavea** – Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
- **ANM** – Agência Nacional de Mineração

- **ANP** – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- **ANTAQ** – Agência Nacional de Transportes Aquaviários
- **ANTP** – Associação Nacional de Transportes Públicos
- **ANTT** – Agência Nacional de Transportes Terrestres
- **Apine** – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
- **Aprobio** – Associação dos Produtores de Biocombustíveis do Brasil
- **ATGás** – Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto
- **Auren Energia**
- **Axia Energia**
- **Bahiagás** – Companhia de Gás da Bahia
- **BI Participações & Investimentos**
- **Bioenergia Brasil**
- **BNDES** – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- **Bracell**
- **Brava Energia**
- **BYD**
- **C-Nível Energias**
- **CATL** – Contemporary Amperex Technology Co.
- **CCEE** – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- **CEB** – Companhia Energética de Brasília
- **CEBGAS** – Companhia Brasileira de Gás
- **Cegás** – Companhia de Gás do Ceará
- **Celesc** – Centrais Elétricas de Santa Catarina
- **Cemig** – Companhia Energética de Minas Gerais
- **Cepel** – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
- **CHESP** – Companhia Hidroelétrica São Patrício
- **CI BioGás** – Centro Internacional de Energias Renováveis - Biogás
- **Cigás** – Companhia de Gás do Amazonas
- **CIGRE-Brasil** – Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
- **Climate Finance Hub Brasil**
- **CNT** – Confederação Nacional do Transporte
- **Cocel** – Companhia Campolarguense de Energia
- **COGEN** – Associação da Indústria de Cogeração de Energia
- **Comgás** – Companhia de Gás de São Paulo
- **Compagas** – Companhia Paranaense de Gás
- **Conab** – Companhia Nacional de Abastecimento
- **COCEN CPFL Paulista** – Conselho de Consumidores da CPFL Paulista
- **COCEN CPFL Piratininga** – Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga
- **CONCCEL** – Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas
- **CONCEN-MS** – Conselho de Consumidores da Área de Concessão da Energia Mato Grosso do Sul
- **CONEDPES** – Conselho de Consumidores da EDP Espírito Santo
- **CONERGE** – Conselho de Consumidores da Enel Distribuição Ceará
- **Copel** – Companhia Paranaense de Energia
- **Coppe/UFRJ** – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia
- **Costa Verde Energia Renovável**
- **CPFL Energia**

- **CS Energias-CE** – Câmara Setorial de Energias do Ceará
- **CTC** – Centro de Tecnologia Canavieira
- **CTG Brasil**
- **DATAGRO**
- **DEMEI** – Departamento Municipal de Energia de Ijuí
- **DME Distribuição** – Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas
- **ECBrasil** – Energias Complementares do Brasil
- **Edge Comercialização**
- **EDP Brasil**
- **Eletrocar** – Centrais Elétricas de Carazinho
- **Eletronuclear**
- **EMAE** – Empresa Metropolitana de Águas e Energia
- **Embrapa** – Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
- **ENBPar** – Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional
- **ENGIE Brasil**
- **Enel Brasil**
- **Energis8 Brasil**
- **Energisa**
- **Eneva**
- **Envision Energy**
- **Equatorial Energia**
- **Equinor Brasil**
- **ES Gás** – Companhia de Gás do Espírito Santo
- **e-STORAGE**
- **FASE** – Fórum das Associações do Setor Elétrico
- **FRRGD** – Frente Roraimense de Geração Distribuída
- **FS** – Fueling Sustainability
- **Gasmar** – Companhia Maranhense de Gás
- **Gasmig** – Companhia de Gás de Minas Gerais
- **GE Vernova**
- **Gesel/UFRJ** – Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ
- **GIZ Brasil** – Agência Alemã de Cooperação Internacional
- **Goiasgás** – Agência Goiana de Gás Canalizado
- **Governo do Estado de Goiás**
- **Grupo Moura**
- **GT Infraestrutura e Justiça Socioambiental**
- **Hithium**
- **Huawei**
- **Ibá** – Indústria Brasileira de Árvores
- **Ibama** – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
- **IBGE** – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
- **IBP** – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
- **IBRAM** – Instituto Brasileiro de Mineração
- **ICCT** – Conselho Internacional de Transporte Limpo
- **IE/UFRJ** – Instituto de Economia da UFRJ
- **IHA** – International Hydropower Association

- **INEE** – Instituto Nacional de Eficiência Energética
- **Infra S.A.**
- **Instituto Aço Brasil**
- **Instituto Internacional Arayara**
- **Intertechne Consultores**
- **Itaú BBA**
- **Light**
- **LNBR** – Laboratório Nacional de Biorrenováveis
- **MAPA** – Ministério da Agricultura e Pecuária
- **MDIC** – Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços
- **Mitsubishi Power**
- **MRE** – Ministério das Relações Exteriores
- **MSGÁS** – Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul
- **MT** – Ministério dos Transportes
- **MTGÁS** – Companhia Mato-grossense de Gás
- **Naturgy Brasil**
- **Necta Gás Natural**
- **Neoenergia**
- **NTS** – Nova Transportadora do Sudeste
- **Ocean Energy Pathway**
- **ONS** – Operador Nacional do Sistema Elétrico
- **Órigo Energia**
- **Pacto Energia**
- **Participantes dos Grupos de Estudos de Transmissão**⁶¹ – GET Norte, GET Nordeste, GET Centro-Oeste, GET Sudeste, GET São Paulo e GET Sul
- **Petrobras** – Petróleo Brasileiro
- **Porto do Açu**
- **PPSA** – Pré-Sal Petróleo
- **Promon Engenharia**
- **Raízen**
- **Rystad Energy**
- **SCGÁS** – Companhia de Gás de Santa Catarina
- **Senge RJ** – Sindicato dos Engenheiros no Estado do Rio de Janeiro
- **Sergas** – Sergipe Gás
- **SGB** – Serviço Geológico do Brasil
- **Shell Brasil**
- **Siemens Energy**
- **Sindienergia-CE** – Sindicato das Indústrias de Energia e de Serviços do Setor Elétrico do Estado do Ceará
- **SNIC** – Sindicato Nacional da Indústria do Cimento
- **Statkraft Brasil**
- **Stellantis**
- **Sulgás** – Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul
- **Sulgipe** – Companhia Sul Sergipana de Eletricidade

⁶¹ Relação de participantes disponível em [EPE \(2026\)](#).

- **Sungrow BR**
- **Syndarma** – Sindicato Nacional das Empresas de Navegação Marítima
- **S&P Global Energy**
- **TAG** – Transportadora Associada de Gás
- **TBG** – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil
- **Tesla**
- **Transpetro** – Petrobras Transporte
- **Ubrabio** – União Brasileira do Biodiesel e Bioquerosene
- **UNICA** – União da Indústria de Cana-de-Açúcar e Bioenergia
- **Unem** – União Nacional do Etanol de Milho
- **USDA** – United States Department of Agriculture
- **Vale**
- **Vibra Energia**
- **VLI Logística**
- **Wärtsilä Brasil**
- **WEG**

Créditos das imagens: imagem da capa gerada por Microsoft Copilot; demais imagens: Antônio Scorza/COP 30, Joédson Alves/Agência Brasil, Tânia Rego/Agência Brasil e Divulgação/Petrobras.

Créditos dos ícones: Flaticon/Magnific, Flaticon/surang, Flaticon/Culmbio e Flaticon/wanicon.

