



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2024



Ministério de
Minas e Energia



Ministério de Minas e Energia – MME

Ministro de Estado

Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário Executivo

Luiz Eduardo Barata

Chefe de Gabinete do Ministro

Willamy Moreira Frota

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Marco Antônio Martins Almeida

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Carlos Nogueira da Costa Júnior



Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Alvaro Henrique Matias Pereira

Ministério de Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios
Bloco U – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF

Tel.: (55 61) 3319 5299
Fax: (55 61) 3319 5067

www.mme.gov.br

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Escritório Central
Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (55 21) 3512 3100
Fax : (55 21) 3512 3198

www.epe.gov.br

Catálogo na Fonte

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

Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2015

2v.: il.

1. Energia_Brasil. 2. Política Energética_Brasil 3. Recursos Energéticos_Brasil

PARTICIPANTES – MME

Coordenação Geral

Altino Ventura Filho

Coordenação Executiva

Moacir Carlos Bertol

João José de Nora Souto

Paulo Cesar Magalhães Domingues

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL

Albert Cordeiro Geber de Melo, Maria Elvira Piñeiro Macieira

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE

Coordenação: Altino Ventura Filho

Equipe técnica: Adão Martins Teixeira Junior, Adriano Jeronimo da Silva, Bruno Xavier de Sousa, Carlos Alexandre Príncipe Pires, Christiany Salgado Faria, Cristiano Augusto Trein, Daniele de Oliveira Bandeira, Giacomo Perrotta, Gilberto Hollauer, Gilberto Kwitko Ribeiro, Gilma dos Passos Rocha, Guilherme Zanetti Rosa, Gustavo Santos Masili, Gustavo Cerqueira Ataíde, João Antônio Moreira Patusco, Jorge Paglioli Jobim, José Luiz Scavassa, Kleverson Manoel Marques Gontijo, Lívia Batista Maciel Braga, Lívio Teixeira de Andrade Filho, Lúcia Maria Praciano Minervino, Luis Fernando Badanhan, Marco Aurélio dos Santos Araújo, Paulo Érico Ramos de Oliveira, Paula Roberta Moraes Baratella, Tarita da Silva Costa, Sérgio Ferreira Cortizo, Thiago Guilherme Ferreira Prado, Ubyrajara Nery Graça Gomes, Valdir Borges Souza Júnior, Vania Maria Ferreira, Vilma Maria de Resende.

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis – SPG

Coordenação: Marco Antônio Martins Almeida

Equipe técnica: Adriano Gomes de Sousa, Aldo Barroso Cores Júnior, Antônio Henrique Godoy Ramos, Breno Peixoto Cortez, Cláudio Akio Ishihara, Clayton de Sousa Pontes, Deivson Matos Timbó, Diogo Santos Baleeiro, Edie Andreeto Júnior, Fernando Massaharu Matsumoto, Jackeline Gonçalves de Oliveira, Jaqueline Meneghel Rodrigues, José Botelho Neto, João Batista Simon Flausino, Juliano Vilela Borges dos Santos, Karla Branquinho dos Santos Gonzaga, Lauro Doniseti Bogniotti, Luciano Costa de Carvalho, Luiz Carlos Lisbôa Theodoro, Marlon Arraes Jardim Leal, Matheus Batista Bodnar, Maurício Ferreira Pinheiro, Paulo Roberto Machado Fernandes Costa, Renato Lima Figueiredo Sampaio, Ricardo Borges Gomide, Ricardo de Gusmão Dornelles, Rodrigo Willians de Carvalho, Symone Christine de Santana Araújo, Umberto Mattei.

Assessoria Especial em Gestão Socioambiental – AESA/SECEX

Coordenação: Maria Ceicilene Aragão Martins

Equipe técnica: André Luiz Barros de Brito, Leonardo Belvino Póvoa, Nilo da Silva Teixeira, Ricardo da Costa Ribeiro, Rita Alves Silva, Thomas Johannes Schrage, Verônica Silva e Souza.

PARTICIPANTES – EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim

Coordenação Executiva

Estudos econômico-energéticos e ambientais: Ricardo Gorini de Oliveira

Estudos de energia elétrica: Amílcar Gonçalves Guerreiro

Estudos de petróleo, gás e biocombustíveis: Gelson Baptista Serva

Consolidação e Sistematização

Emílio Hiroshi Matsumura e Maria Fernanda Bacile Pinheiro

Estudos econômicos e energéticos

Coordenação: Jeferson Borghetti Soares

Equipe técnica: Aline Moreira Gomes (parcial), Alex Yujhi Gomes Yukizaki (parcial), Ana Cristina Braga Maia, Andre Luiz Rodrigues Osorio, Arnaldo dos Santos Junior, Bernardo Vianna Zurlí Machado (parcial), Bianca Nunes de Oliveira, Carla da Costa Lopes Achão, Daniel Kuhner Coelho (parcial), Daniel Vasconcellos de Sousa Stilpen (parcial), Fernanda Marques Pereira Andreza, Flávio Alberto Figueiredo Rosa, Gabriel Fonseca Machado de Azeredo, Gabriel Konzen, Gláucio Vinicius Ramalho Faria, Guilherme Ferreira Maia (parcial), Gustavo Brandão Haydt de Souza, Gustavo Miranda de Magalhães, Gustavo Naciff de Andrade, Isabela de Almeida Oliveira, Ismael Alves Pereira Filho, Jaine Venceslau Isensee, Jairo Viana Feliciano (parcial), João Moreira Schneider de Mello, Lena Santini Souza Menezes, Lidiane de Almeida Modesto, Luciano Basto Oliveira, Luiz Gustavo Silva de Oliveira (parcial), Marcelo Costa Almeida, Marcelo Henrique Cayres Loureiro, Marcia Andreassy, Marcio Jose Casici, Maria Luiza Viana Lisboa, Marilene Dias Gomes, Monique Riscado da Silva (parcial), Natalia Gonçalves de Moraes, Patrícia Messer (parcial), Renata de Azevedo M. da Silva, Rogério Antônio da Silva Matos, Sidney Massami Koto (parcial), Simone Saviolo Rocha, Thiago Toneli Chagas.

Geração de energia elétrica – Estudos de Planejamento

Coordenação: Oduvaldo Barroso da Silva

Equipe técnica: Anderson da Costa Moraes, Angela Livino, Dan Gandelman, Fernanda Fidelis Paschoalino, Fernanda Gabriela B. dos Santos, Gabriel Malta Castro, Glaysson de Mello Muller, Hermes Trigo da Silva, Joana D'Arc de França Cordeiro, Luis Paulo Scolaro Cordeiro, Marília Ribeiro Spera, Patricia Costa Gonzalez de Nunes, Pedro Americo Moretz-Sohn David, Renata Nogueira Francisco de Carvalho, Renato Haddad Simões Machado, Ronaldo Antonio de Souza, Roney Nakano Vitorino, Sabrina Cristina Lobo, Simone Quaresma Brandão, Tereza Cristina Paixão Domingues, Thaís Iguchi, Thiago Correa Cesar, Tiago Cardoso França.

Geração de energia elétrica – Estudos de Engenharia

Coordenação: Paulo Roberto Amaro

Equipe técnica: Thiago Vasconcellos Barral Ferreira e Diego Pinheiro de Almeida.

Estudos de transmissão de energia elétrica

Coordenação: José Marcos Bressane

Equipe técnica: Alexandre de Melo Silva, Aretha de Souza Vidal Campos, Armando Leite Fernandes, Beatriz Nogueira Levy, Bruno Scarpa Alves da Silveira, Carolina Moreira Borges, Daniel José Tavares de Souza, Dourival de Souza Carvalho Junior, Fábio de Almeida Rocha, Gustavo Valeriano Neves Luizon, Igor Chaves, Jean Carlo Morassi, João Henrique Magalhães Almeida, João Mauricio Caruso, Jonas Carvalheira Costa, Leandro Moda, Marcelo Willian Henriques Szrajbman, Marcelo Lourenço Pires, Marcos Vinicius Gonçalves da Silva Farinha, Maria de Fátima de Carvalho Gama, Maxwell Cury Junior, Paulo Fernando de Matos Araújo, Pedro Henrique Mendonça dos Santos, Priscilla de Castro Guarini, Rafael Pentagna Silvestre, Rafael Theodoro Alves e Mello, Rodrigo Rodrigues Cabral, Rodrigo Ribeiro Ferreira, Sérgio Felipe Falcão Lima, Thiago de Faria Rocha Dourado Martins, Tiago Campos Rizzotto, Tiago Veiga Madureira, Vanessa Stephan Lopes, Vinicius Ferreira Martins.

Estudos de petróleo e gás natural

Coordenação: Giovani Vitória Machado

Equipe técnica: Adriana Queiroz Ramos, Aline Maria dos Santos, Ana Claudia Sant'Ana Pinto, Carlos Augusto Góes Pacheco, Carolina Oliveira de Castro, Gabriel de Figueiredo da Costa, Henrique Plaudio Gonçalves Rangel, Jairo Marcondes de Souza, João Felipe Gonçalves de Oliveira, Kátia Souza de Almeida, Lucas Jose Falarz, Luiz Paulo Barbosa da Silva, Marcelo Ferreira Alfradique, Marcos Frederico F. de Souza, Nathalia Oliveira de Castro, Pamela Cardoso Vilela, Pedro Mariano Yunes Garcia, Péricles de Abreu Brumati, Regina Freitas Fernandes, Reneu Rodrigues da Silva, Ricardo Moreira dos Santos, Roberta de Albuquerque Cardoso, Sergio Martins de Souza, Victor Hugo Trocate da Silva.

Estudos de derivados de petróleo e biocombustíveis

Coordenação: Ricardo Nascimento e Silva do Valle

Equipe técnica: André Luiz Ferreira dos Santos, Angela Oliveira da Costa, Antonio Carlos Santos, Bruno Rodamilans Lowe Stukart, Clara Santos Martins Saide, Deise dos Santos Trindade Ribeiro, Euler João Geraldo da Silva, Gabriel da Silva Azevedo Jorge, Henrique dos Prazeres Fonseca, Juliana Rangel do Nascimento, Kriseida C. P. G. Alekseev, Leônidas Bially Olegario dos Santos, Marcelo Castello Branco Cavalcanti, Maria Cecília Pereira de Araújo, Marina Damião Besteti Ribeiro, Marisa Maia de Barros, Patrícia Feitosa Bonfim Stelling, Paula Isabel da Costa Barbosa, Pedro Ninô de Carvalho, Rachel Martins Henriques, Rafael Barros Araujo, Rafael Moro da Mata, Raissa Caputo Domingues da Silva, Vitor Manuel do Espírito Santo Silva.

Estudos socioambientais

Coordenação: Edna Elias Xavier

Equipe técnica: Alfredo Lima Silva, Ana Dantas Mendez de Mattos, André Luiz Alberti, André Viola Barreto, Bernardo Regis Guimarães de Oliveira,, Carlos Frederico Menezes, Carolina Maria H. de G. A. Feijo Braga, Carolina Meirinho, Cristiane Moutinho Coelho, Daniel Dias Loureiro, Guilherme de Paula Salgado, Gustavo Fernando Schmidt, Hermani de Moraes Vieira, José Ricardo de Moraes Lopes, Kátia Gisele Soares Matosinho, Leyla Adriana Ferreira da Silva, Luciana Álvares da Silva, Marcos Ribeiro Conde, Mariana Lucas Barroso, Paula Cunha Coutinho, Robson de Oliveira Matos, Rodrigo Vellardo Guimarães, Valentine Jahnel, Verônica Souza da Mota Gomes.

APRESENTAÇÃO

No setor energético, compete ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE o estabelecimento de políticas e diretrizes, visando ao desenvolvimento nacional sustentado. O Estado Brasileiro exerce, na forma da lei, as funções de planejamento, o qual é determinante para o setor público e indicativo para o setor privado.

Os Planos Decenais elaborados no setor elétrico constituem um dos principais instrumentos de planejamento da expansão eletroenergética do país. A partir de 2007 estes Planos ampliaram a abrangência dos seus estudos, incorporando uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos, além da energia elétrica.

O **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024** apresenta importantes sinalizações para orientar as ações e decisões, voltadas para o equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país e a necessária expansão da oferta, de forma a garantir à sociedade o suprimento energético com adequados custos, em bases técnica e ambientalmente sustentável.

Nesse sentido, vale ressaltar a previsão da continuidade da forte presença das fontes renováveis na matriz energética brasileira, de 45,2% em 2024, indicador superior ao verificado em 2014, de 39,4%. Na matriz de geração de energia elétrica, as renováveis deverão representar perto de 86% em 2024, superando a atual predominância destas fontes. Destaque para a energia eólica, que dos atuais 2% da matriz elétrica deverá passar a 8% em 2024, devido à expansão de 20 GW no período.

O que se projeta ao longo do período é o início de um processo de diversificação da matriz de energia elétrica, que embora ainda predominantemente baseada em energia hidráulica, apresenta um crescimento expressivo de outras fontes renováveis.

Neste PDE 2024 estão previstos investimentos globais da ordem de R\$ 1,4 trilhão, dos quais 26,7% correspondem ao segmento de energia elétrica; 70,6% ao de petróleo e gás natural; e 2,6%, ao de biocombustíveis líquidos. Dentre os principais parâmetros físicos, haverá ampliação entre o verificado em 2014 e 2024: da oferta da capacidade instalada para atendimento à carga de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, de 132,9 GW para 206,4 GW, não incluída a autoprodução; da produção de petróleo, de 2,3 milhões de barris/dia para 5,1 milhões de barris/dia; da produção de gás natural, de 87,4 milhões de m³/dia para 171,7 milhões de m³/dia; e da produção de etanol, de 28,5 milhões de m³ para 43,9 milhões de m³.

Ao apresentar o **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024**, resultado de um processo iterativo de planejamento energético, subsidiado por estudos da Empresa de Pesquisa Energética, o Ministério de Minas e Energia agradece a colaboração recebida por meio da consulta pública, da qual participaram entidades da sociedade civil, órgãos governamentais, empresas e agentes do setor energético.

Brasília, dezembro de 2015.

Eduardo Braga

Ministro de Estado de Minas e Energia

ESTRUTURA DO RELATÓRIO

Os diversos estudos contemplados neste relatório foram agrupados em quatro temas:

- (i) Contextualização e demanda;
- (ii) Oferta de energia elétrica;
- (iii) Oferta de petróleo e seus derivados, gás natural e biocombustíveis; e
- (iv) Aspectos de sustentabilidade.

Ao final, é apresentada uma consolidação dos principais resultados.

A estrutura geral do relatório é a seguinte:

INTRODUÇÃO

CONTEXTUALIZAÇÃO E DEMANDA

Capítulo I – PREMISSAS BÁSICAS

Capítulo II – DEMANDA DE ENERGIA

OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

Capítulo III – GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Capítulo IV – TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

OFERTA DE PETRÓLEO E SEUS DERIVADOS, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Capítulo V – PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Capítulo VI – OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

Capítulo VII – OFERTA DE GÁS NATURAL

Capítulo VIII – OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

ASPECTOS DE SUSTENTABILIDADE

Capítulo IX – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Capítulo X – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	14
I - PREMISSAS BÁSICAS	18
1. Cenário macroeconômico de referência	18
Aspectos gerais	18
Conjuntura econômica	18
Cenário de referência	20
2. Premissas demográficas	23
3. Cenário setorial de referência	25
Conjuntura setorial	25
Premissas setoriais.....	25
Perspectivas.....	26
Grandes consumidores.....	32
Setor residencial	33
Setor de transportes	35
II – DEMANDA DE ENERGIA	38
1. Projeção consolidada do consumo final por fonte	39
2. Energia elétrica	43
2.1 Projeção do consumo.....	43
2.2 Projeção da carga	46
2.3 Carga de energia no SIN: comparação entre PDE 2024 e do PDE 2023	48
3. Gás natural	48
4. Derivados de petróleo	52
4.1 Óleo diesel.....	52
4.2 Gás Liquefeito do Petróleo (GLP).....	54
4.3 Gasolina automotiva.....	55
4.4 Querosene de aviação (QAV)	58
4.5 Óleo combustível e outros secundários de petróleo.....	59
4.6 Não energéticos do petróleo.....	61
4.7 Nafta	63
5. Biocombustíveis	64
5.1 Biocombustíveis líquidos	64
5.2 Biomassa da cana	66
5.3 Biomassa da lenha	67

5.4	Carvão Vegetal.....	68
6.	<i>Carvão mineral e Coque</i>	69
7.	<i>Consumo final por fonte e por setor</i>	70
III – GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA		73
1.	<i>Introdução</i>	73
2.	<i>Sistema existente</i>	75
3.	<i>Metodologia e critérios</i>	76
4.	<i>Diretrizes e premissas</i>	77
5.	<i>Expansão da geração</i>	81
5.1	Resumo da expansão	81
5.2	Expansão hidrelétrica	84
5.3	Expansão termelétrica	88
5.4	Expansão de outras fontes renováveis	90
5.5	Evolução da matriz de geração de energia elétrica	92
6.	<i>Relação entre a capacidade de armazenamento e o mercado</i>	97
7.	<i>Expansão das interligações</i>	102
8.	<i>Custos Marginais de Operação e riscos de déficit</i>	106
9.	<i>Atendimento à demanda máxima</i>	110
10.	<i>Estimativa de investimentos</i>	119
IV – TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA		131
1.	<i>Considerações iniciais</i>	131
2.	<i>Topologia da rede de transmissão</i>	132
2.1	Configuração inicial.....	132
2.2	Expansão do SIN e a integração de usinas de grande porte e de novas renováveis.....	133
2.3	Interligações regionais	139
2.4	Interligações dos sistemas isolados ao SIN	149
2.5	Interligações com países vizinhos.....	152
3.	<i>Sistemas regionais de transmissão</i>	153
3.1	Região Norte	153
3.1.1	Estado do Pará.....	154
3.1.2	Estado do Maranhão	159
3.1.3	Estado do Tocantins.....	162
3.1.4	Estado do Amazonas.....	164
3.1.5	Estado do Amapá.....	165
3.1.6	Estado de Roraima.....	167
3.1.7	Estudos complementares	168
3.2	Região Nordeste	169
3.2.1	Estado do Piauí	169
3.2.2	Estado do Ceará.....	175

3.2.3	Estado do Rio Grande do Norte.....	178
3.2.4	Estado da Paraíba	181
3.2.5	Estado de Pernambuco.....	183
3.2.6	Estado de Alagoas.....	185
3.2.7	Estado do Sergipe	187
3.2.8	Estado da Bahia	188
3.2.9	Estudos complementares	193
3.3	Região Sudeste	194
3.3.1	Estado de São Paulo	195
3.3.2	Estado de Minas Gerais	200
3.3.3	Estado do Espírito Santo.....	205
3.3.4	Estado do Rio de Janeiro	207
3.3.5	Estudos complementares	209
3.4	Região Centro-Oeste e Estados do Acre e Rondônia	209
3.4.1	Estado de Goiás e Distrito Federal.....	210
3.4.2	Estado de Mato Grosso	213
3.4.3	Estados do Acre e Rondônia	215
3.4.4	Estado de Mato Grosso do Sul.....	217
3.4.5	Estudos complementares	219
3.5	Região Sul.....	219
3.5.1	Estado do Rio Grande do Sul	220
3.5.2	Estado de Santa Catarina.....	225
3.5.3	Estado do Paraná.....	228
3.5.4	Estudos complementares	231
4.	<i>Evolução física e investimentos.....</i>	231
5.	<i>Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST</i>	233
V	<i>PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....</i>	239
1.	<i>Introdução</i>	239
2.	<i>Previsões de produção</i>	242
3.	<i>Segmentação geográfica da produção nacional.....</i>	248
4.	<i>Segmentação da Área do Pré-Sal na produção nacional</i>	251
5.	<i>Recursos não convencionais na produção nacional</i>	256
6.	<i>Dispersão das projeções de produção</i>	258
7.	<i>Implicações estratégicas e econômicas</i>	261
7.1	Evolução das reservas provadas e da relação R/P.....	261
7.2	Investimentos em E&P.....	264
7.3	Excedentes esperados de produção	265
7.4	Demandas por FPSOs e conteúdo local na fabricação de equipamentos.....	266
7.5	Projeções de produção conforme rodadas e tipos de contrato de E&P.....	268
VI	<i>OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO</i>	270
1.	<i>Perspectivas de preços de petróleo e derivados.....</i>	270
1.1	Perspectivas de preços internacionais de petróleo	271
1.2	Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo	272

1.3	Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo	274
2.	<i>Expansão do parque nacional de refino</i>	276
2.1	Metodologia e premissas adotadas para o abastecimento	277
2.2	Evolução do parque de refino atual.....	280
2.3	Novas refinarias previstas	281
2.4	Investimentos planejados	282
2.5	Evolução do parque nacional de refino	282
2.6	Resultados – cenário de referência	283
2.6.1	Balanço entre oferta e demanda de derivados e perfil de produção.....	283
2.6.2	Balanço nacional dos principais derivados	285
2.6.3	Balanço nacional de petróleo	292
2.7	Refino – considerações finais	293
3.	<i>Infraestrutura nacional de transporte de petróleos e derivados.....</i>	294
3.1	Introdução	294
3.2	Panorama atual da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados	295
3.2.1	Infraestrutura dutoviária de petróleo e derivados	295
3.2.2	Infraestrutura de terminais e capacidade de armazenamento de petróleo e derivados.....	295
3.2.3	Transporte marítimo de petróleo e derivados	296
3.3	Expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados	296
3.3.1	Investimentos da carteira de projetos do Grupo Petrobras.....	297
3.3.2	Impactos das movimentações previstas sobre a infraestrutura existente.....	298
3.4	Principais movimentações inter-regionais e importações de gasolina A e óleo diesel A..	300
VII – OFERTA DE GÁS NATURAL.....		304
1.	<i>Infraestrutura existente e em construção.....</i>	304
1.1	Região Norte.....	307
1.2	Seção da Malha Integrada na Região Nordeste	308
1.3	Seção da Malha Integrada na Região Sudeste	309
1.4	Seção da Malha Integrada nas Regiões Centro-Oeste-SP-Sul	309
2.	<i>Perspectivas de preços de gás natural.....</i>	311
2.1	Mercado internacional de gás natural liquefeito - GNL.....	311
2.2	Projeção de preços de gás natural.....	312
3.	<i>Perspectiva de oferta potencial de gás natural seco</i>	315
3.1	Oferta nacional	315
3.2	Importação via gasodutos e GNL.....	317
3.3	Previsão de oferta potencial	319
4.	<i>Balanço de oferta e demanda de gás natural.....</i>	321
4.1	Região Norte e Sistemas Isolados.....	322
4.2	Balanço de oferta e demanda da Malha Integrada do Brasil.....	323
5.	<i>Simulação termofluido-hidráulica e infraestrutura de gasodutos.....</i>	326

5.1	Malha Nordeste	327
5.2	Malha Sudeste	329
5.3	Malha Centro-Oeste-SP-Sul (GASBOL)	330
6.	<i>Estimativa de investimentos</i>	332
VIII – OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS		334
1.	Etanol	334
1.1	Projeções da demanda total de etanol	334
1.1.1	Demanda do mercado interno	334
1.1.2	Demanda internacional	334
1.1.3	Total de exportação brasileira de etanol.....	337
1.1.4	Demanda total.....	338
1.2	Projeções da oferta de etanol no Brasil	339
1.2.1	Situação atual	339
1.2.2	Metodologia para projeção da oferta de etanol	339
1.2.3	Premissas para produção de açúcar, rendimento, produtividade e índice de transformação industrial	341
1.2.4	Expansão da capacidade industrial.....	342
1.2.5	Resultados	344
1.2.6	Etanol celulósico.....	347
1.2.7	Investimentos para o aumento da produção de etanol	348
1.3	Logística de transporte do etanol	349
1.3.1	Investimentos dutoviários e hidrovíários	349
1.3.2	Ferrovias	351
1.3.3	Portos	352
1.4	Etanol - considerações finais	353
2.	Biodiesel	354
2.1	O consumo obrigatório de biodiesel	354
2.2	Perspectivas de preços do biodiesel	354
2.3	Os leilões de biodiesel	354
2.4	Oferta de biodiesel	355
2.4.1	Disponibilidade de insumos para a produção de biodiesel	355
2.4.2	Balanco de capacidade instalada e demanda de biodiesel	356
2.4.3	Mercado internacional de biodiesel	358
2.4.4	Incentivos ao uso adicional de biodiesel	358
2.4.5	Infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel	359
2.4.6	Glicerina.....	360
2.4.7	Metanol	361
2.4.8	Biodiesel – considerações finais	361
3.	Biomassa de cana-de-açúcar para oferta de energia elétrica	362
3.1	O setor sucroalcooleiro e os leilões de energia elétrica	363
3.2	Oferta de biomassa de cana-de-açúcar	365
3.3	Estudos prospectivos para estimativa da oferta de energia elétrica proveniente da biomassa de cana-de-açúcar	366
3.4	Biomassa de cana-de-açúcar – considerações finais	368

<i>IX – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</i>	370
1. <i>Conceitos e definições</i>	371
1.1 Eficiência energética	371
1.2 Geração distribuída	372
2. <i>Principais resultados agregados</i>	373
2.1 <i>Ganhos de eficiência energética</i>	373
2.1.1 Setor industrial	375
2.1.2 Setor de transportes.....	376
2.1.3 Setor residencial	377
2.1.4 Setor de serviços.....	379
2.1.5 Setor agropecuário	381
2.2 Geração distribuída	381
2.3 Resultados Consolidados	384
<i>X – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL</i>	385
1. <i>Premissas e critérios</i>	386
1.1 Emissões de GEE	386
1.2 Energia elétrica.....	387
1.3 Petróleo, gás natural e biocombustíveis.....	388
1.4 Análise integrada	388
2. <i>Emissões de gases de efeito estufa (GEE)</i>	388
2.1 Projeção	390
3. <i>Análise socioambiental da oferta de energia elétrica</i>	393
3.1 Geração hidrelétrica	393
3.2 Geração termelétrica	399
3.3 Geração de outras fontes renováveis	402
3.4 Transmissão de energia elétrica	409
4. <i>Análise socioambiental da oferta de petróleo, gás natural e biocombustíveis</i>	413
4.1 Produção de petróleo e gás natural	413
4.2 Oferta de gás natural	417
4.3 Etanol	418
4.4 Biodiesel.....	422
5. <i>Análise socioambiental integrada</i>	426
Análise espacial da expansão	427
Interferências dos projetos e sensibilidades regionais	429
Temas prioritários para a gestão ambiental	433

CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS	435
Economia e Energia	435
Matriz Energética	436
Síntese dos Resultados	439
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	443
LISTA DE TABELAS	456
LISTA DE GRÁFICOS	460
LISTA DE FIGURAS	463
AGRADECIMENTOS	465

INTRODUÇÃO

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2024 incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos no período de 2015 a 2024. Cumpre ressaltar sua importância como instrumento de planejamento para o setor energético nacional, contribuindo para o delineamento das estratégias de desenvolvimento do país a serem traçadas pelo Governo Federal.

A elaboração pela EPE dos estudos associados ao PDE 2024 se desenvolveu contando com as diretrizes e o apoio da equipe da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME e da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis – SPG/MME.

Além disso, a participação de técnicos das empresas do setor elétrico ao longo dos trabalhos, bem como as contribuições de diversos órgãos e entidades recebidas, possibilitou aprimorar a qualidade das análises efetuadas.

Contexto e enfoque dos estudos

A expectativa para os próximos 10 anos é de que os países desenvolvidos passem por um processo de ajuste de suas economias com gradual recuperação da atividade econômica. Por sua vez, os países emergentes ainda continuarão contribuindo fortemente para o crescimento da economia mundial, à despeito do arrefecimento das taxas de expansão das economias chinesa. Com relação à economia brasileira, após um período inicial de ajustes, admite-se como uma das principais hipóteses do cenário o encaminhamento de soluções para os problemas de infraestrutura, com consequente elevação dos investimentos e da produtividade total dos fatores.

No que concerne ao setor elétrico, o presente plano incorpora os resultados dos leilões de energia nova realizados até abril de 2015. A potência total dos projetos que comercializaram energia em 2014 foi de, aproximadamente, 7.600 MW, correspondendo a uma energia de aproximadamente 3.900 MW médios para o Sistema Interligado Nacional - SIN. Estão incluídas nesse total, a geração de origem solar fotovoltaica, com uma potência total de cerca de 900 MW. Foi também dado prosseguimento ao processo das licitações de empreendimentos de transmissão, tendo sido licitado em 2014, em três leilões, um total da ordem de 5.800 km de linhas de transmissão e 14.700 MVA de transformação.

Quanto à expansão da geração no horizonte do PDE 2024, foi mantida a significativa participação das fontes renováveis na matriz elétrica, contribuindo para o desenvolvimento sustentável das fontes de geração, diretriz esta reafirmada pelo preço competitivo destas fontes demonstrado nos últimos leilões de energia.

Para atender de forma adequada ao crescimento da carga de energia, manteve-se a opção por indicar a expansão do parque gerador também com termelétricas entre os anos de 2021 e 2024, totalizando 4.800 MW, além dos quase 5.000 MW comercializados em 2014 e 2015. Destaca-se que a concretização desta expansão termelétrica planejada está atrelada à disponibilidade e competitividade dos projetos, preferencialmente de usinas movidas a gás natural, nos futuros leilões para compra de energia nova. Em caso de inviabilidade, outras fontes constituem alternativas para o atendimento à

demanda, entre elas as usinas térmicas a carvão.

O conceito de sustentabilidade orientou os estudos socioambientais desenvolvidos no PDE 2024 considerando questões associadas à redução dos impactos locais e globais sobre o meio ambiente na expansão da oferta de energia. Foram identificados também os desafios socioambientais para a expansão planejada: populações indígenas, áreas protegidas, biodiversidade aquática e vegetação nativa. Para esses temas prioritários devem ser orientados esforços do setor de modo a contribuir para a minimização de riscos e o aproveitamento de oportunidades da expansão planejada.

Uma matriz energética, conforme apresentada neste PDE, com uma grande participação de fontes renováveis de energia ao final do horizonte, permite que o país atinja as metas de emissão de gases de efeito estufa (GEE) estabelecidas na Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC e nos acordos internacionais sobre clima. O Decreto 7.390/10, que regulamenta a PNMC, estabelece que, no setor de energia, o plano setorial de mitigação e adaptação às mudanças do clima é o próprio Plano Decenal de Energia. Dessa forma, o cenário de expansão do PDE 2024 é compatível com a meta estabelecida no PNMC.

O PDE 2024 se apresenta, portanto, como importante instrumento para a delimitação do cenário de mitigação, uma vez que incorpora medidas que, em conjunto, contribuem para que o país continue se desenvolvendo com baixas emissões de carbono. Dentre as medidas incorporadas a esse Plano podem ser citadas o aumento da eficiência energética e o incremento do parque instalado de fontes renováveis de energia elétrica.

Na área de exploração e produção de petróleo e gás natural, com base nas reservas de 31 de dezembro de 2013 dos campos em produção e em desenvolvimento, nos volumes recuperáveis de descobertas em avaliação e nas estimativas referentes às acumulações por descobrir nos blocos exploratórios contratados até 30 de junho de 2014 e nas áreas da União, elaboraram-se as previsões de produção de petróleo e gás natural. Espera-se que no próximo decênio as reservas provadas e a produção nacional de petróleo e gás natural sejam duplicadas, principalmente com a contribuição dos recursos descobertos na área do pré-sal.

As demandas de derivados de petróleo, confrontadas com as previsões de produção, permitem analisar as condições de atendimento ao mercado, as necessidades de importação e as possibilidades de exportação de petróleo e seus derivados, bem como os investimentos necessários no parque de refino e na infraestrutura logística de petróleo e seus derivados. Dada a grande incerteza com relação aos investimentos planejados para o refino, além do cenário de referência adotado, foram também analisadas outras alternativas quanto à expansão do parque.

Vale ressaltar que, no cenário de referência, o mercado nacional permanece deficitário em relação aos principais derivados (leves e médios), durante todo o horizonte decenal. O óleo diesel, que corresponde ao derivado de maior mercado no Brasil, apresenta também o maior volume de importação ao longo de todo o período considerado. Mesmo considerando-se um incremento na oferta de etanol, o aumento da frota de veículos leves e os investimentos pouco expressivos na expansão de produção de gasolina também conduzem à importação deste derivado em todo o período.

Prevê-se, para o próximo decênio, um papel mais relevante para o Brasil no mercado mundial de petróleo, atuando como exportador líquido deste produto, em função da produção em campos já delimitados e do desenvolvimento da produção das acumulações descobertas na área do Pré-Sal.

Quanto ao gás natural, a trajetória de seu preço interno será definida em função da competitividade com combustíveis substitutos, da necessidade de monetização do gás natural associado, da competição entre os agentes e seu poder de transação nas diferentes etapas de negociação da cadeia de valor, e do balanço de oferta e demanda. Nas projeções de demanda, o cenário adotado assume a paridade de preços entre gás natural e o óleo combustível, ou seja, admite-se uma relação média entre os preços de gás natural (*citygates*) e os de óleo combustível de alto teor de enxofre (*ex refinaria*) igual a 100% no horizonte decenal. Ademais, a maior quantidade de importação de gás natural liquefeito (GNL) nos últimos anos e a entrada de novos terminais de regaseificação podem ampliar o papel do mercado internacional de GNL na dinâmica de formação dos preços de gás natural no País.

Já no que se refere ao balanço de gás natural da malha integrada de gasodutos do Brasil, verifica-se que, para o período decenal em estudo, a curva de oferta é capaz de atender toda a demanda de gás natural projetada, considerando-se a manutenção da importação de gás natural boliviano nos níveis atuais, e de GNL, através dos terminais já existentes (Rio de Janeiro, Ceará e Bahia) e da interconexão à malha integrada do terminal projetado para o porto de Rio Grande/RS. Com relação à demanda, o destaque é a elevação do consumo previsto para as Regiões Sudeste e Sul, devido à ampliação tanto da demanda termelétrica quanto da demanda não termelétrica.

O mercado brasileiro de etanol deverá continuar sua trajetória de expansão nos próximos 10 anos, em função do aumento expressivo da frota de veículos *flex-fuel*. No entanto, o crescimento terá menor intensidade, quando comparado ao Plano anterior, devido, principalmente, à redução da expectativa de investimentos em novas unidades produtoras, o que proporcionará uma menor oferta nacional do produto. No mercado internacional, estima-se um crescimento marginal das exportações brasileiras, impactadas pelos problemas ocorridos na produção doméstica e pela manutenção das tendências protecionistas dos mercados, aliados à adoção de tecnologias mais eficientes e à preocupação com a independência energética, por parte dos principais mercados consumidores. Mesmo assim, o Brasil se manterá como um dos principais *players* no período analisado.

Entre 2015 e 2018, vislumbra-se o início da recuperação da oferta de cana, motivado pela manutenção dos investimentos em renovação dos canaviais e em tratamentos culturais, iniciados em 2013, que prosseguirão no restante do período, embora em menor intensidade. Na área industrial, três fatores deverão proporcionar o crescimento da oferta de etanol: ocupação de capacidade ociosa de moagem das unidades existentes; expansão de capacidade de moagem e implantação de novas unidades produtoras, embora em ritmo inferior ao histórico. Neste contexto, vislumbram-se empreendimentos direcionados a facilitar e reduzir os custos de transporte e armazenagem de etanol.

Considerou-se que o biodiesel será utilizado apenas para atendimento à mistura mandatória, que permanecerá em 7% durante todo o período decenal, apesar de ter sido avaliada a possibilidade de que a demanda ultrapassasse as metas legais estabelecidas. Para atendimento desta demanda, foi analisada a disponibilidade de insumos, assim como a capacidade de processamento e de escoamento da produção. Avaliou-se também a importação de metanol, necessário à produção de biodiesel e o aumento da importância da receita obtida com a comercialização da glicerina, para as usinas de biodiesel.

O estudo sobre a geração de bioeletricidade, a partir da biomassa de cana-de-açúcar, evidencia uma significativa folga para sua ampliação, o que possibilitaria sua consolidação como uma fonte

importante na matriz elétrica nacional. Neste estudo, são apresentadas a avaliação da quantidade de energia já contratada pelo setor elétrico, a análise de seu potencial técnico e a projeção de oferta de bioeletricidade, a partir do comportamento histórico da geração de bioeletricidade.

I - PREMISSAS BÁSICAS

Neste capítulo são apresentadas algumas das premissas básicas adotadas nos estudos do PDE 2024, abrangendo o cenário macroeconômico e setorial, as perspectivas de preços do petróleo e o crescimento demográfico.

As variáveis econômicas, tais como a taxa de crescimento da economia, possuem impactos relevantes sobre a projeção do consumo de energia. A exemplo disto destaca-se o peso que a evolução do setor industrial possui sobre autoprodução de eletricidade¹. A análise do consumo de energia depende também de estudos prospectivos setoriais, sobretudo os referentes aos segmentos energointensivos.

Da mesma forma, os indicadores demográficos possuem impactos relevantes sobre o consumo de energia. Como exemplo, a perspectiva de evolução da relação habitante/domicílio e a evolução do crescimento da população brasileira possibilitam estimar o número total de domicílios, variável fundamental para a projeção do consumo residencial de energia.

1. Cenário macroeconômico de referência

Aspectos gerais

O econômico-energético adotado neste PDE 2024 está inserido dentro da perspectiva de cenário de interesse dos estudos de longo prazo elaborados pela EPE no âmbito do Plano Nacional de Energia.

A partir dessa visão de longo prazo, são determinados recortes temporais de horizontes menores, obtendo-se, dessa forma, trajetórias consistentes ao longo do tempo para as variáveis de interesse.

É importante diferenciar, dentre os elementos que afetam a conjuntura, aqueles que podem influenciar parâmetros relevantes no horizonte decenal, em especial, as taxas de expansão da economia.

No presente estudo trabalha-se com uma taxa média de crescimento mundial de 3,8% ao ano, enquanto o Brasil se expande a uma taxa média de 3,2% ao ano, conforme será analisado nas próximas seções.

Conjuntura econômica

A economia mundial segue em recuperação gradual da crise mundial que se iniciou nos Estados Unidos e gerou impactos negativos em diversos países. Os Estados Unidos vem apresentando queda do desemprego e recuperação no crescimento do PIB. Na União Europeia, a despeito da melhora de

¹ A autoprodução de eletricidade desloca parcela do consumo final de energia e, dessa forma, reduz a demanda de investimento na expansão do parque de geração e da rede de transmissão do setor elétrico.

alguns indicadores econômicos, a taxa de desemprego ainda está elevada e o consumo das famílias, baixo. Além disso, o ritmo de recuperação não tem se dado de forma igualitária entre os países do grupo.

Com relação aos países emergentes, observa-se redução em seu ritmo de crescimento. Muitos destes países estão enfrentando problemas internos para retomar o crescimento econômico dos anos anteriores. China, por exemplo, segue buscando reformular seu modelo de crescimento através de estímulos ao consumo para manter suas elevadas taxas de crescimento econômico. A expectativa é de que o país consiga fazer uma desaceleração suave e ainda apresente altas taxas de crescimento ao longo dos próximos anos, ainda que num ritmo menor ao observado recentemente.

Nesse sentido, a economia brasileira apresenta um quadro conturbado, influenciada tanto pelo cenário internacional como por fatores internos. Dentre os aspectos internos, pode-se destacar o fraco desempenho da indústria, a inflação e a questão fiscal.

Apesar da recente desvalorização cambial, a indústria brasileira vem apresentando fraco desempenho, influenciado pela menor demanda mundial e por problemas de competitividade. Até março de 2015, a produção industrial recuou 5,9% no ano. A indústria automotiva vem sendo um dos setores mais prejudicados, acumulando até março de 2015 uma queda de produção de 16,1% no ano, fato que pode ser explicado pela retração da demanda tanto interna como externa.

Outro assunto que merece destaque é a inflação que atingiu o teto² da meta no índice acumulado em 12 meses em alguns meses de 2015. Vale ressaltar que desde meados de 2013, o Banco Central vem adotando uma política monetária mais restritiva, com elevação da taxa de juros básica da economia - Selic.

Em relação às contas públicas, o governo vem obtendo baixos resultados primários desde 2012. No último ano, o país não alcançou a meta de superávit, apresentando um déficit primário de 0,6% do PIB. Dessa forma, muitos esforços deverão ser feitos para que o país retorne a uma trajetória declinante para a dívida líquida do setor público, afastando, assim, o risco de perda de grau de investimento pelas agências de classificação de risco.

Além das questões citadas anteriormente, o desempenho da economia vem sendo limitado por fatores estruturais, como os gargalos de infraestrutura que limitam a competitividade da indústria e os ganhos de produtividade da economia. Solucionar esses gargalos é de extrema importância para que se possa observar um crescimento mais significativo da economia brasileira.

De modo geral, o desempenho futuro da economia brasileira depende da evolução dessas questões conjunturais e de como os problemas estruturais serão enfrentados e solucionados. A seguir será detalhado o cenário econômico adotado pela EPE para os próximos dez anos.

² O teto da meta de inflação é de 6,5%, já que a meta é de 4,5% com margem de tolerância de dois pontos percentuais para cima e para baixo.

Cenário de referência

O cenário econômico elaborado pela EPE para os próximos dez anos se baseia em um período de crescimento moderado da economia mundial, enquanto o Brasil passa por um período inicial de ajustes que possibilitam um maior ritmo de crescimento nos anos posteriores.

Para a economia mundial, adota-se a premissa de que os países desenvolvidos se recuperarão da crise, não havendo uma ruptura da União Europeia. Além disso, apesar de esperar uma desaceleração suave da China, os países em desenvolvimento, sobretudo os asiáticos, permanecerão contribuindo fortemente para o crescimento do PIB mundial.

Assim, conforme apresentado na Tabela 1, o crescimento da economia mundial será impactado pela recuperação das economias desenvolvidas e pelo menor ritmo de crescimento das economias emergentes.

Em relação à economia brasileira, apesar das taxas mais modestas nos anos iniciais, a perspectiva de maiores volumes de investimentos, bem como de aumento da produtividade da economia, possibilitarão uma trajetória de crescimento mais forte, principalmente no segundo quinquênio. Ao longo do horizonte, o Brasil crescerá a uma taxa média de 3,2% a.a., enquanto o mundo cresce a 3,8% a.a.³

Tabela 1 – Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2004-2008	2009-2013	2015-2019	2020-2024
PIB mundial (% a.a.)	4,9	3,2	3,8	3,8
Comércio mundial (% a.a.)	7,7	2,8	4,8	5,1
PIB nacional (% a.a.)	4,8	2,6	1,8	4,5

Fontes: IBGE e FMI (dados históricos) e EPE (projeções).

É importante destacar que, para elevar a produtividade da economia brasileira, fazendo com que ela contribua mais fortemente para o crescimento econômico, os investimentos em P&D e na formação e capacitação da mão-de-obra precisarão aumentar consideravelmente. No entanto, tais políticas necessitam de um período maior que o horizonte considerado neste estudo para gerar efeitos significativos.

Outro fator essencial para o crescimento econômico nacional é aumentar a poupança de longo prazo. Elevar a poupança interna é algo complexo no médio prazo, entretanto, espera-se que ao longo dos próximos dez anos, haja um aumento da poupança externa.

³ Cabe ressaltar que a recente alteração metodológica das Contas Nacionais do IBGE não foi incorporada nos modelos de projeção utilizados no presente estudo.

Tabela 2 – Principais variáveis exógenas do cenário de referência (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2004-2008	2009-2013	2015-2019	2020-2024
Taxa de Poupança (% PIB) ⁽¹⁾	18,1	16,0	15,8	19,1
PTF (% a.a.) ⁽²⁾	1,4	0,5	0,4	1,4

Notas: (1) As projeções de taxa de poupança nos quinquênios dizem respeito aos seus valores de longo prazo; os valores históricos representam as médias das taxas correntes de poupança e, portanto, são mais afetadas por questões conjunturais.

(2) Para o cálculo da PTF histórica, ver Souza Jr. (2005).

Fontes: IBGE (dados históricos) e EPE (Projeções).

Para sustentar um forte crescimento econômico no longo prazo, é necessário aumentar os investimentos. No curto prazo, entretanto, o baixo nível de confiança dos investidores com relação à situação da economia brasileira limitará a retomada dos investimentos, que só devem ganhar maior fôlego no segundo quinquênio. Os setores de destaque no período serão infraestrutura, visando superar os gargalos e elevar a produtividade da economia brasileira; o setor habitacional, a fim de reduzir seu elevado déficit; e aqueles relacionados à exploração e produção de petróleo, visando suprir as recentes descobertas nas camadas do pré-sal e garantir os impactos positivos que este setor proporciona para os demais setores da economia.

Assim, a expectativa dos investimentos citados anteriormente sustenta a perspectiva das maiores taxas apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Investimento e PIB (taxas médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2004-2008	2009-2013	2015-2019	2020-2024
Investimento total (% PIB) ⁽¹⁾	17,8	18,7	17,2	21,8
Investimento público (% PIB) ^{(1),(2)}	2,5	1,8	2,0	2,4

Notas: (1) Taxas de investimento a preços correntes.

(2) Inclui empresas estatais federais

Fontes: IBGE e Ministério do Planejamento (dados históricos) e EPE (Projeções).

Com relação ao setor público, o ajuste fiscal permitirá um aumento gradual do superávit primário ainda no atual governo – mesmo que esta taxa se reduza no fim do horizonte, mantendo taxas semelhantes nos dois quinquênios - e conduzirá a uma redução da trajetória da dívida líquida no longo prazo.

O compromisso com o ajuste fiscal, aliado à reversão das expectativas inflacionárias, trará a inflação de volta ao centro da meta nos próximos anos e permitirá um ciclo de afrouxamento de política monetária. A consequente redução do pagamento de juros pelo governo, em percentual do PIB, sobretudo no segundo quinquênio, resultará em menores déficits nominais.

Os dados apresentados na Tabela 4 mostram a evolução dos indicadores do setor público no período. No fim do horizonte, a expectativa é de uma dívida líquida do setor público brasileiro abaixo de 35% do PIB.

Tabela 4 – Indicadores econômicos do setor público (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2004-2008	2009-2013	2015-2019	2020-2024
Superávit Primário (% PIB)	3,5	2,4	2,0	2,1
Déficit Nominal (% PIB)	3,0	2,8	2,8	1,0
Dívida Líquida (% PIB)	46,1	37,3	39,3	34,3

Fontes: Banco Central (dados históricos) e EPE (Projeções).

As contas externas nacionais sofreram forte deterioração nos últimos anos. Em grande medida, isso ocorreu devido à retração sentida no comércio internacional em virtude da crise dos países desenvolvidos e da queda de ritmo de crescimento da economia chinesa.

Nos próximos anos, a lenta recuperação dos países desenvolvidos e a menor demanda de *commodities* em virtude do arrefecimento da economia chinesa impactarão o ritmo de crescimento das exportações brasileiras. Como resultado, espera-se que a balança comercial brasileira obtenha no período um crescimento bastante inferior ao observado na década imediatamente anterior, especialmente no primeiro quinquênio. No segundo período, contudo, um cenário internacional mais favorável e a expectativa de aumento das exportações do setor de petróleo são fatores que devem impulsionar uma recuperação dos resultados da balança comercial.

Com relação ao saldo de transações correntes, a expectativa é que se intensifique o déficit, especialmente no primeiro quinquênio, devido ao menor saldo de balança comercial e ao crescente déficit do saldo de balança de serviços e rendas. Não se vislumbra no período, entretanto, uma dificuldade de financiamento desse déficit. Especialmente porque, no período, espera-se entrada crescente de capitais via aumento do investimento externo direto.

Tabela 5 – Indicadores econômicos do setor externo (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2004-2008	2009-2013	2015-2019	2020-2024
Balança Comercial (US\$ bilhões)	38,0	18,9	10,3	16,1
Exportações (US\$ bilhões)	142,3	170,8	238,3	273,4
Importações (US\$ bilhões)	104,3	151,8	228,0	257,3
IED (US\$ bilhões)	26,3	41,3	49,1	65,7
Transações Correntes (% PIB)	0,6	-2,4	-3,5	-2,8

Fontes: Banco Central (dados históricos) e EPE (Projeções).

Outra variável relevante na projeção da demanda e da oferta de energia é o preço do petróleo. A evolução do preço do óleo Brent projetado ao longo do horizonte do PDE 2024 é apresentada na Tabela 6.

No primeiro quinquênio, espera-se menor expansão da oferta combinada ao crescimento suave da demanda, resultando numa retomada moderada dos preços. Pelo lado da oferta, os preços baixos atuais devem reduzir o espaço dos produtores marginais, reequilibrando o mercado em um novo patamar de preço no médio prazo. Ademais, a produção da OPEP deve seguir em expansão, aumentando sua participação no comércio mundial de petróleo e a Arábia Saudita deve continuar sua política de não agir mais como *swing producer*, priorizando a manutenção de sua participação no mercado. Com relação à demanda, o menor crescimento da China e o aumento da preocupação da

opinião pública mundial com as consequências do efeito estufa e com a melhoria da eficiência no uso da energia devem contribuir para reduzir o ritmo da retomada da demanda por petróleo.

No segundo quinquênio, a combinação de vários fatores deverá frear o crescimento dos preços do petróleo. Entre estes fatores, destacam-se a retomada de alguns projetos de E&P, em particular no Iraque, nas areias betuminosas do Canadá, no pré-sal brasileiro e no *tight oil* norte-americano, a manutenção de um crescimento econômico mundial entre 3,5% e 4% a.a. e a maturação de políticas de substituição de derivados e de eficiência energética.

Assim, para o primeiro quinquênio, projeta-se um preço médio de US\$ 77,00 por barril, crescendo para uma média de US\$ 88,00 por barril no segundo (a valores constantes de maio de 2014).

Tabela 6 – Evolução do preço do petróleo tipo *Brent* (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2004-2008	2009-2013	2015-2019	2020-2024
Preço do Petróleo tipo <i>Brent</i> (US\$ maio 2014/barril)	80,03	100,84	77,11	87,75

Fontes: EIA-DOE, BLS (dados históricos) e EPE (Projeções)

2. Premissas demográficas

As mudanças demográficas no Brasil tem se destacado pela rapidez com que elas vêm ocorrendo. A população brasileira vem crescendo a taxas cada vez menores e envelhecendo, tendência que se manterá nos próximos anos. Com isso, espera-se que a contribuição demográfica no PIB diminua já na próxima década.

A população brasileira atualmente cresce a uma taxa próxima a 1,0% a.a. No período entre 2015 e 2024 estima-se que o crescimento seja de 0,7% a.a. Com isso, em 2024, o país passará a ter 218 milhões de habitantes, com um acréscimo, no período, de aproximadamente 13 milhões de pessoas.

Com relação ao perfil regional da população brasileira, pode ser observado pela Tabela 7 que o maior crescimento ocorre nas regiões Norte (1,1%) e Centro-Oeste (1,2%), com variações acima da média nacional (0,7%). Esse crescimento, contudo, não é capaz de induzir a uma mudança significativa na estrutura da população, que continua fortemente concentrada nas regiões Sudeste (41,6%) e Nordeste (27,2%).

Tabela 7 – Projeção da população total residente

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
	mil habitantes					
2015	17.590	56.738	86.051	29.335	15.552	205.266
2020	18.685	58.314	88.854	30.310	16.596	212.759
2024	19.451	59.314	90.688	30.957	17.353	217.762
Variação (% ao ano)						
2015-2019	1,2	0,5	0,6	0,7	1,3	0,7
2020-2024	1,0	0,4	0,5	0,5	1,1	0,6
2015-2024	1,1	0,5	0,6	0,6	1,2	0,7
Estrutura de Participação (%)						
2015	8,6	27,6	41,9	14,3	7,6	100
2020	8,8	27,4	41,8	14,2	7,8	100
2024	8,9	27,2	41,6	14,2	8,0	100

Fonte: Elaboração EPE.

O número de domicílios particulares permanentes vem apresentando trajetória crescente em todas as regiões do país. Para o período que se estende de 2015 a 2024, espera-se uma continuidade desta trajetória. Em 2024, a expectativa é de que existam cerca de 77 milhões de domicílios no país, um aumento de 11 milhões em relação a 2015.

Como resultado deste aumento e de um menor crescimento da população, espera-se que ocorra no período uma redução do número de habitantes por domicílios. Projeta-se que em 2015 essa relação seja de 3,1, reduzindo para 2,8 em 2024.

No que se refere à distribuição regional dos domicílios, observa-se um crescimento forte em todas as regiões, em especial nas regiões Norte e Centro-Oeste que apresentam crescimento acima da média nacional. Com relação à estrutura de participação do número de domicílios no total nacional, verifica-se que eles ainda se mantêm fortemente concentrados nas regiões Sudeste e Nordeste.

Tabela 8 – Projeção do número de domicílios

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
	mil unidades					
2015	4.671	17.082	29.017	10.240	5.190	66.201
2020	5.194	18.541	31.742	11.135	5.865	72.478
2024	5.584	19.649	33.820	11.767	6.372	77.192
Variação (% ao ano)						
2015-2019	2,1	1,7	1,8	1,7	2,5	1,8
2020-2024	1,8	1,5	1,6	1,4	2,1	1,6
2015-2024	2,0	1,6	1,7	1,6	2,3	1,7
Estrutura de Participação (%)						
2015	7,1	25,8	43,8	15,5	7,8	100
2020	7,2	25,6	43,8	15,4	8,1	100
2024	7,2	25,5	43,8	15,2	8,3	100

Fonte: Elaboração EPE

3. Cenário setorial de referência

Conjuntura setorial

O desempenho setorial da economia brasileira ainda reflete os efeitos da crise econômica mundial, que, aliada aos desafios internos provocados pela perda do poder de compra do consumidor e a consequente deterioração das expectativas econômicas, têm pressionado negativamente principalmente a formação bruta de capital fixo. Os outros componentes da demanda, todavia, contribuíram para evitar uma inversão do crescimento econômico em 2014. (IBGE, 2015)

Como reflexo dos cenários econômicos externo e interno mais desfavoráveis, o valor adicionado da produção industrial apresentou queda 1,2% ao longo de 2014. Uma exceção foi a indústria extrativa, que, apesar da queda significativa do preço das commodities, inaugurou importantes projetos de expansão nas áreas de petróleo e mineração. O desempenho industrial negativo decorreu principalmente da retração da indústria de construção civil e dos setores da indústria de transformação ligados à produção automotiva e de máquinas e equipamentos (IBGE, 2015)

Os setores de agropecuária e de serviços evoluíram de forma relativamente estável em 2014. O primeiro apresentou apenas um leve avanço, já que carrega um efeito estatístico de base elevada pelo alto crescimento no ano anterior. O setor de serviços sustentou avanço inferior à média dos últimos anos, já indicando os efeitos da retração das vendas do comércio ao consumidor final. Observa-se que o Brasil passa por um período de ajustes e adaptações necessárias frente ao cenário internacional e aos desafios internos apontados.

As perspectivas setoriais apresentadas no âmbito do Plano Decenal são compatíveis com a superação destes desafios, conforme as premissas adotadas.

Premissas setoriais

O cenário setorial foi elaborado através de uma análise qualitativa focada nos setores de interesse energético, mantendo, com auxílio do modelo de projeção setorial⁴, consistência macroeconômica e intersetorial. O fundamento da análise tem origem no plano de longo prazo do planejamento energético adotado pela EPE, a partir do qual algumas premissas impactam o resultado da projeção setorial para o decênio, tais como: altos investimentos na cadeia industrial de petróleo e no setor de habitação; crescentes investimentos em infra-estrutura, facilitados por PPPs, e a consequente redução de gargalos logísticos; desenvolvimento econômico com ganho de participação dos setores de serviços; mudança no perfil do comércio internacional, com redução de crescimento da China e outros países em desenvolvimento e recuperação das economias desenvolvidas.

Ressalta-se que tais premissas terão impacto mais limitado no primeiro quinquênio tendo em vista a necessidade de ajustes macroeconômicos para a retomada da estabilidade econômica e dos indicadores de confiança de consumo e de investimento.

Contextualizando o cenário setorial, nos últimos dez anos (2004 a 2013) o PIB brasileiro cresceu a uma taxa média de 3,8% a.a. Nesse período, o valor adicionado a preços básicos da agropecuária

⁴ Trabalha-se com o valor adicionado a preços básicos de 2010.

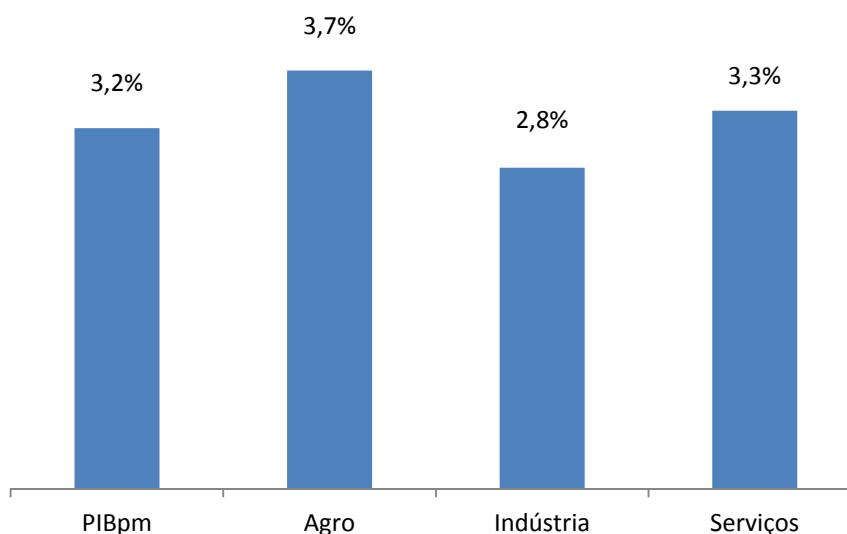
creceu a uma média de 3,1% a.a., a indústria 2,9% a.a. e o setor de serviços 3,8% a.a. Houve uma redução do peso da indústria em relação aos demais setores, sobretudo aos serviços.

Essa evolução também foi observada nas economias mais desenvolvidas, que exibem um perfil setorial com maior participação dos serviços no valor adicionado. Tais economias alcançaram um padrão de desenvolvimento onde a indústria e a agropecuária são competitivas e com padrões tecnológicos próximos à fronteira, além de possuírem um setor de serviços como atividade principal ou de apoio, capaz de absorver e propagar os efeitos do amadurecimento econômico (Chenery, 1982). Deve-se ressaltar que tal transição acontece naturalmente sem grandes inflexões, pois a atividade de serviços desempenha um papel de apoio à indústria e agropecuária estando, por isso, correlacionada a eles.

Perspectivas

O cenário setorial projetado para o horizonte do plano decenal indica uma expansão mais significativa da agropecuária, um crescimento próximo ao PIB dos setores de serviços e, mais abaixo, o industrial, conforme o Gráfico 1.

Gráfico 1 – Projeção do crescimento setorial no PIB



Fonte: EPE

Agropecuária

A agropecuária tem uma lógica global de mercado, onde parte considerável dos seus produtos são *commodities* comercializadas a preços referenciados pelo mercado internacional. O Brasil tem uma grande fatia do comércio mundial de alimentos sendo um dos maiores produtores de soja, milho, café e carne bovina do mundo. O país tem condições bastante favoráveis para atender a demanda por alimentos e a cadeia dos bioenergéticos nos próximos anos. A agropecuária já é bem posicionada no mercado global e pode aumentar sua competitividade com a maturação dos investimentos em infraestrutura que estão sendo considerados. Além disso, o Brasil está em um seleto grupo de países com disponibilidade de terra capaz de viabilizar esse crescimento. Projeta-se no período um

crescimento do setor acima da média do PIB ganhando participação na economia brasileira e no comércio mundial de alimentos.

Serviços

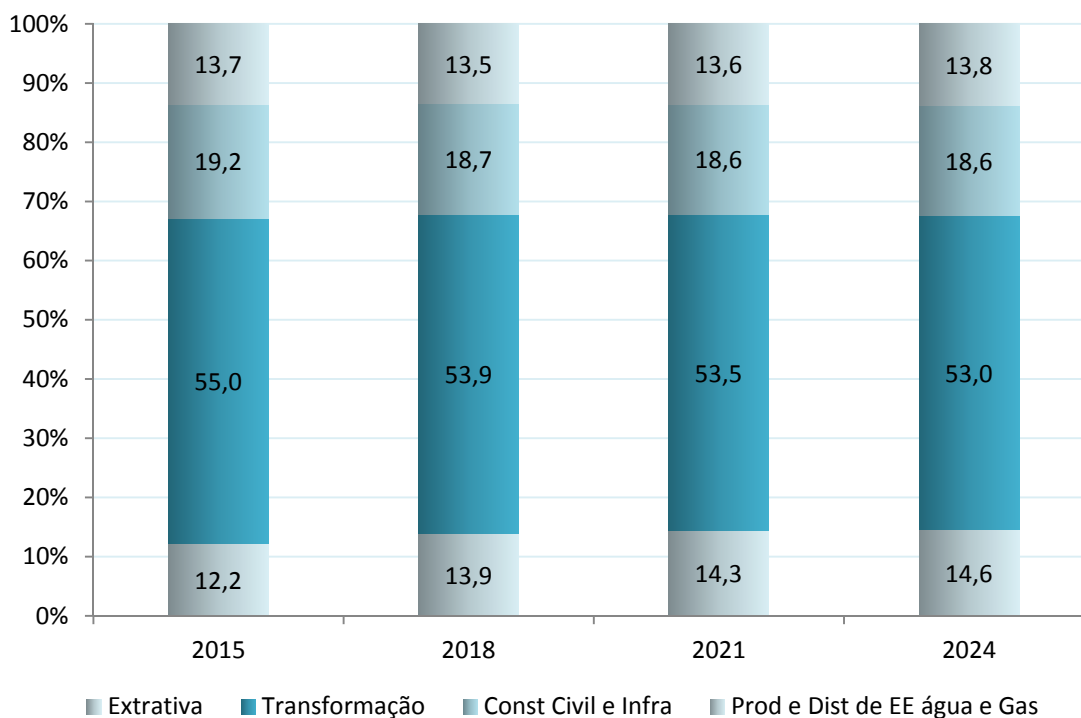
O setor de serviços aproveitou-se da expansão do consumo das famílias brasileiras e liderou o crescimento do valor adicionado nos últimos dez anos. Espera-se que cresça, no horizonte desse plano, a uma taxa média de 3,3% a.a. Isso significa que o aumento da participação no valor adicionado observado na década anterior deve perder força, mas a expectativa continua positiva, pois o setor cresce ligeiramente acima do ritmo da economia, ainda que acompanhe uma trajetória de elevação mais suave da renda e do consumo das famílias.

Indústria

A projeção de crescimento médio do valor adicionado da indústria é de 2,8% nos próximos 10 anos. Esse crescimento ocorrerá abaixo da variação do PIB, em função das premissas econômicas em que se baseia o Plano Decenal. Em linhas gerais, admite-se a solução parcial dos gargalos de infraestrutura no Brasil, fruto do aumento da taxa de investimento em logística, assim como a elevação das inversões no setor de petróleo e na construção civil. O setor externo continuará favorável para o crescimento dos setores exportadores mais competitivos, uma vez que assumirá um perfil de desaceleração suave do crescimento chinês, compensado pela gradual recuperação das economias desenvolvidas. O câmbio, por sua vez, será mais favorável para o produtor nacional do que o observado na história recente.

Dentre os setores que compõem a atividade industrial, a indústria extrativa obterá o maior ganho relativo de participação, com taxa anual de expansão projetada em 5,6%, seguida da indústria de energia elétrica, água e gás, 3,5%, de transformação, 2,3% e de construção civil, 2,0%. A expansão da participação destes setores pode ser vista no Gráfico 2.

Gráfico 2 – Projeção da participação setorial na indústria



Fonte: EPE (projeção).

Indústria extrativa

Composta basicamente pela extração de energéticos fósseis e pela mineração e pelotização de ferro, a indústria extrativa apresenta grande potencial de crescimento em função das boas condições de expansão da oferta, e pela demanda mundial com crescimento estável.

O pré-sal brasileiro possibilitará uma elevada expansão da produção de petróleo e gás com a maturação dos investimentos realizados ou por realizar. A demanda mundial e brasileira por óleo e gás manterá perspectiva de crescimento tanto para consumo energético, como industrial na cadeia petroquímica.

Já a mineração não energética brasileira é altamente competitiva, pela qualidade de suas rochas e pela estrutura logística já existente, o que localiza o custo da extração do minério de ferro na posição inferior das curvas de custo mundial. Tal vantagem de custos permanece mesmo ao se incorporar o frete para o mercado asiático, grande fronteira de expansão da demanda. A suave diminuição do crescimento chinês reduzirá a intensidade do crescimento da demanda global por ferro, também se refletindo no preço do minério, mas esse movimento tende a forçar a saída de minas de custo mais elevado, localizadas majoritariamente na China.

Construção civil e Infraestrutura

A construção civil e infraestrutura compreende a edificação de complexos hoteleiros, *shopping centers*, unidades residenciais, infraestrutura de base, dentre outras. Quanto às perspectivas, pelo lado da demanda, observa-se que ainda existe no Brasil um forte caminho de expansão pela redução do déficit habitacional e de infraestrutura. Além disso, a área locável no interior dos *shopping centers*

no Brasil é bem inferior à dos países desenvolvidos e, também, a disponibilidade de quartos da rede hoteleira brasileira é bastante modesta quando comparada aos mesmos.

As condições para a indústria local atender a essa demanda contida são bastante favoráveis e o setor não sofre concorrência externa o que permite um crescimento mais relacionado ao desempenho econômico interno. O primeiro quinquênio será marcado pela necessidade de ajustes no setor, que apresentará grande recuo em 2015 como reflexo da queda de confiança do consumidor e da redução temporária de investimentos. Já no segundo quinquênio espera-se um crescimento mais forte capaz de solucionar parte das demandas habitacionais e de complexos comerciais reprimidas e de dotar o país de uma infraestrutura mais robusta e competitiva.

Energia elétrica, água e esgoto

Espera-se que a produção e a distribuição de eletricidade, de água e de gás cresçam no ritmo da indústria mantendo participação no valor adicionado industrial. O crescimento desse grupo tende a ser alinhado ao PIB.

O segmento de saneamento básico possui elevado potencial, já que, de acordo com a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios do IBGE de 2011, apenas 54,9% dos domicílios tinha esgotamento sanitário. Assim, para alcançar os padrões dos países desenvolvidos, o volume de investimentos deverá ser crescente. Projeta-se no segmento de produção e distribuição de energia elétrica e gás, portanto, um crescimento próximo do ritmo do PIB.

Indústria de transformação

A indústria de transformação compõe a maior parte do valor adicionado industrial brasileiro, abrangendo diversos setores que beneficiam a matéria-prima e seus produtos intermediários até chegarem ao produto final na forma de bens de consumo ou de capital. Em sua cadeia produtiva existem, mais a montante, setores de baixa tecnologia, cuja competitividade depende principalmente da disponibilidade fértil de recursos primários, e, mais a jusante, setores cujos processos adquirem complexidade, onde os demais fatores de produção, como trabalho, capital e tecnologia, tendem a adquirir mais relevância para a competitividade da indústria.

A transformação, portanto, é especialmente atingida pela presença de gargalos sistêmicos, tanto em termos de infraestrutura e logística, como de qualificação e produtividade da mão de obra. A premissa de que o Estado será capaz de gradualmente solucionar parte desses gargalos nos próximos dez anos reforça a projeção de um maior crescimento no segundo quinquênio puxado pela oferta.

Ademais, muitos de seus produtos são *tradables*⁵, tornando a indústria sensível à competição internacional. O câmbio, dessa forma, também age como fator relevante favorável para o desempenho da produção, pois o cenário do PDE assume um câmbio desvalorizado ao longo do horizonte.

A maioria dos produtos industriais consumidos internamente analisados neste estudo tem consumo per capita abaixo das economias desenvolvidas. Isso indica que existe um espaço considerável de

⁵ *Tradables* são bens tangíveis cujos preços tendem a ser determinados pelo mercado global em função dos diversos movimentos de trocas entre os países.

crescimento do consumo aparente⁶ desses produtos e a questão central será a velocidade com que cada setor acompanhará o aumento esperado da demanda. Ressalva-se que o crescimento da indústria de transformação será especialmente prejudicado no primeiro quinquênio, pois será muito impactada com o ano de 2015.

Dos diversos setores que compõem a indústria da transformação, serão analisadas a seguir, considerando a relevância energética e peso do crescimento projetado, as indústrias de metais não ferrosos, de papel e celulose, de siderurgia, de minerais não metálicos e da química.

A indústria de não ferrosos diz respeito à produção de metais que não tem o ferro na sua composição ou que tem o ferro apenas em pequena quantidade. Compõe-se principalmente da produção de alumínio, alumina, cobre e zinco. Esses metais são utilizados principalmente na construção civil, em embalagens, transportes e eletricidade. Projeta-se que a demanda por produtos do setor continuará forte, pois o consumo per capita desses metais no Brasil é baixo quando comparado aos padrões dos países desenvolvidos e as perspectivas são positivas para os principais demandantes. Pelo lado da oferta, a infraestrutura logística e o fácil acesso à matéria prima dão boas condições de competitividade ao setor, mas essas vantagens vêm sendo reduzidas pelo peso da energia elétrica na planilha de custos, sobretudo no setor de alumínio primário⁷.

Por outro lado, os potenciais substitutos de não ferrosos devem aliviar a pressão de demanda sobre esses metais e isso deve acontecer com mais intensidade no alumínio primário que tem uso mais disseminado e, dessa forma, a tendência é que a aplicação se dê em áreas mais nobres com menos possibilidades de substituição. Espera-se, com isso, uma expansão limitada da oferta de alumínio no Brasil.

O setor de papel e celulose é um dos mais promissores da indústria de transformação no Brasil, que possui vantagem natural para a plantação de árvores de fibra curta, como o eucalipto. O ramo de celulose, especialmente, opera com baixo custo, em plantas de grande escala, e é muito competitivo internacionalmente, com grande potencial para exportar. A produção de papel a partir da celulose é mais voltada para o mercado interno, possuindo muito espaço para expansão, dado o baixo consumo per capita atual.

A indústria siderúrgica nacional é relativamente competitiva na porta da fábrica, pois está dotada de boa integração logística, se beneficia da exploração de grandes quantidades de ferro de boa qualidade no Brasil, além de contar com mão de obra mais barata que competidores internacionais. A estrutura tributária e a logística de distribuição da produção para o mercado interno, no entanto, submetem a produção nacional a pressão competitiva de importados.

A maior parte da produção nacional ocorre em plantas integradas, e os grupos empresariais tendem à verticalização, incorporando, em alguns casos, etapas desde a extração de minério de ferro até a venda do bem final. Existe amplo espaço para a ampliação da produção, dada a elevada capacidade ociosa do parque siderúrgico atual. Entretanto, isso dependerá em parte da capacidade do setor continuar elevando sua eficiência, dado que o elevado nível de ociosidade também é um fenômeno global, sobretudo na China, responsável por quase a metade do aço produzido no mundo.

⁶ Consumo aparente é igual à produção doméstica somada às importações e deduzidas pelas exportações. É o que se consome efetivamente no país.

⁷ Assim como no resto do mundo, a energia representa boa parte dos custos de produção desses metais no Brasil.

O aço está na base da produção industrial, alimentando, sobretudo, importantes setores de bens de consumo, como a indústria automotiva e de eletrodomésticos, além de ser essencial para o investimento como na construção civil e na fabricação de máquinas e equipamentos. Como se espera uma elevação da taxa de investimento e desempenho positivo do consumo das famílias, projeta-se um crescimento da produção de aços e derivados superior ao da indústria de transformação, com parte escoada para exportação, dada a maior cotação histórica do câmbio.

Na esteira das inversões em infraestrutura e logística, o setor de minerais não metálicos, composto principalmente por cimento, vidro e cerâmica, terá desempenho em linha com o da construção civil. Destaca-se que estes produtos não enfrentam forte concorrência do mercado internacional pela dificuldade do transporte deles em longas distâncias e períodos, facilitando o suprimento da demanda pela oferta interna.

A indústria química acumula diversos ramos industriais, incluindo, neste estudo, refino de petróleo, petroquímica, álcool, soda-cloro, fertilizantes e outros químicos. Ela possui um papel relevante na produção industrial e está muito correlacionada ao seu desempenho e ao desempenho do consumo interno. A produção de álcool continuará sendo beneficiada pela demanda de combustíveis e a consolidação da frota de veículos flex, admitindo-se a manutenção de competitividade relativa da indústria alcooleira frente à gasolina. A produção de soda-cloro sofrerá com a baixa competitividade da produção de PVC no Brasil. Já o setor de fertilizantes ampliará fortemente a produção de nitrogenados diante do crescimento do setor agropecuário. Os demais produtos químicos terão desempenho atrelado ao PIB e ao consumo interno.

Tabela 9 – Taxas médias de crescimento do VA da indústria

Setor	Histórico		Projeção	
	2003-2008	2009-2013	2015-2019	2020-2024
Indústria (% a.a.)	3,8	1,5	1,2	4,4
Extrativa (% a.a.)	5,0	2,0	6,2	5,0
Transformação (% a.a.)	3,5	0,3	0,5	4,2
Const Civil e Infra (% a.a.)	3,8	3,5	-0,4	4,4
Prod e Dist de EE água e Gas (% a.a.)	4,8	3,8	2,0	4,9

Fontes: IBGE (dados históricos) e EPE (Projeções).

Grandes consumidores

Na Tabela 10, mostra-se o cenário de produção física dos grandes consumidores industriais de energia. Os cenários setoriais da indústria levaram em consideração os seguintes elementos:

- para os setores cuja produção pode ser vista como homogênea⁸, foram consideradas as perspectivas de expansão da capacidade instalada de produção de cada setor, compatíveis com os investimentos setoriais previstos, com a dinâmica dos mercados interno e externo dos respectivos produtos e com o comportamento da demanda interna em face do cenário macroeconômico adotado como referência;
- para os setores cujos produtos são mais heterogêneos⁹, considerou-se a evolução do valor adicionado setorial atrelada ao cenário macroeconômico de referência, conforme a desagregação setorial apresentada no Balanço Energético Nacional (EPE, 2014).

Para as indústrias eletrointensivas, em especial, foram realizadas avaliações específicas¹⁰. Esse conjunto de indústrias (alumínio – inclusive alumina e bauxita –, siderurgia – aço bruto –, ferroligas, pelotização, cobre, celulose e papel, soda-cloro, petroquímica e cimento) responde por cerca de 40% do consumo industrial de eletricidade.

Tabela 10 – Grandes consumidores industriais: produção física

Segmento	2014	2018	2024	2014-2024 (% ano)
	mil t			
Alumínio	962	797	1.417	3,95
Alumina	10.429	11.778	14.612	3,43
Bauxita	35.895	44.204	51.519	3,68
Siderurgia (aço bruto)	33.912	39.058	49.578	3,87
Pelotização	72.560	93.120	107.520	4,01
Ferroligas	959	967	1.288	3,00
Cobre	421	419	540	2,52
Soda-cloro (soda)	1.391	1.505	1.884	3,08
Petroquímica (eteno)	2.964	3.096	3.582	1,91
Celulose	16.461	26.832	33.720	7,43
Pasta Mecânica	516	516	516	0,00
Papel	10.395	11.564	15.626	4,16
Cimento	69.517	67.579	87.073	2,28

Fonte: Elaboração EPE.

O setor de papel e celulose continua apresentando vantagens comparativas importantes.

Expansão semelhante não é mais observada no setor siderúrgico, conforme era mapeado até o último ciclo de planejamento, resultado de expectativas mais pessimistas, reflexo da recente crise econômica internacional. O mesmo pode ser dito da indústria de alumínio primário, cuja produção gera o maior consumo específico de energia elétrica, por tonelada produzida. De fato, os agentes setoriais têm

⁸ São exemplos neste caso: alumínio, alumina, cobre, siderurgia, ferroligas, cimento e papel e celulose.

⁹ São exemplos neste caso: química, alimentos e bebidas, têxtil, cerâmica, outras indústrias, não ferrosos (exclusive alumínio, alumina e cobre) e outros da metalurgia.

¹⁰ Essas avaliações englobaram tanto as perspectivas de expansão da capacidade instalada de produção desses setores quanto a projeção da produção física a eles associada e a evolução dos respectivos consumos específicos de eletricidade.

reiterado a perda de competitividade da indústria de alumínio primário no país, sobretudo por conta de condições mais atrativas de aquisição de energia elétrica oferecidas por outros países. Nesse horizonte, o Brasil deverá se consolidar como um importante exportador de alumina, insumo intermediário para a obtenção do alumínio primário. A projeção da produção de cimento está em linha com a evolução da indústria de construção civil já comentada neste capítulo.

Grande parte dos produtos básicos industriais e de seus produtos derivados tem ainda um consumo per capita baixo no Brasil, comparativamente aos padrões das economias desenvolvidas, apresentando, desse ponto de vista, um mercado interno com grande potencial de crescimento, dadas as premissas macroeconômicas adotadas, o que reforça a expectativa de elevação do consumo per capita desses produtos no horizonte do estudo.

A expansão esperada da produção de insumos básicos se traduzirá em aumentos moderados no consumo total de energia tanto pela representatividade dessas indústrias quanto pelo consumo específico elevado característico desses setores. Esse aumento do consumo de energia deverá ser amenizado pelo potencial de eficiência energética a ser cada vez mais explorado devido, inclusive, aos imperativos ambientais que se colocam. Como resultado, espera-se uma queda da elasticidade-PIB da demanda de energia.

Setor residencial

No setor residencial brasileiro, destacam-se os consumos de eletricidade, do gás liquefeito de petróleo (GLP) e da lenha, sendo os dois últimos destinados principalmente aos serviços de cocção de alimentos e aquecimento de água para banho.

A evolução do consumo residencial de energia resulta, basicamente, da combinação dos seguintes efeitos: o crescimento do número de domicílios, a evolução da posse e do uso dos equipamentos eletrodomésticos, a potência de consumo de cada equipamento e a evolução dos índices de eficiência energética dos mesmos. Com relação ao número de domicílios atendidos pelo serviço de energia elétrica, o cenário adotado admite sucesso pleno do Programa Luz para Todos ao longo do horizonte de análise. Nessas condições, o número de domicílios particulares permanentes com energia elétrica passará de 65 milhões em 2014 para cerca de 77 milhões de unidades em 2024.

Com relação à posse de eletrodomésticos¹¹, apresentada na Tabela 11, considerou-se que o aumento do estoque desses equipamentos nas residências se dá em função do incremento no número de novas ligações à rede e do aumento da renda das famílias e, de sua melhor distribuição.

¹¹ Para efeito destes cálculos, foram considerados os seguintes equipamentos: televisores, refrigeradores, lâmpadas, congeladores, condicionadores de ar e chuveiros elétricos, que respondem, hoje, por mais de 80% do consumo de uma residência (Procel, 2007)

Tabela 11 – Posse média de equipamentos

Equipamento	2014	2019	2024
	(unidades/100 domicílios)		
Ar condicionado	41	59	76
Refrigerador	104	103	103
Congelador	18	17	15
Chuveiro elétrico ⁽¹⁾	66	62	58
Máquina de lavar roupas	69	76	79
Televisão	171	192	198
Lâmpadas ⁽²⁾	8,21	8,55	8,82

Notas: (1) Corresponde ao número de domicílios que utilizam exclusivamente o chuveiro elétrico.
(2) Número médio de lâmpadas por domicílio.

Fonte: Elaboração EPE.

A projeção do estoque foi realizada considerando um cenário de evolução das vendas e o sucateamento dos equipamentos, admitindo-se, como premissa geral, que, ao final de sua vida útil, haveria substituição por novos equipamentos com a mesma função, porém mais eficientes. Desta forma, o estoque se expande e se torna cada vez mais eficiente, de acordo com a Tabela 12. O aumento do consumo médio do estoque de chuveiros elétricos e TV's, nesse caso, significa aquisição e uso de equipamentos mais potentes pelas famílias, em resposta ao aumento de renda.

Tabela 12 – Consumo médio do estoque de equipamentos

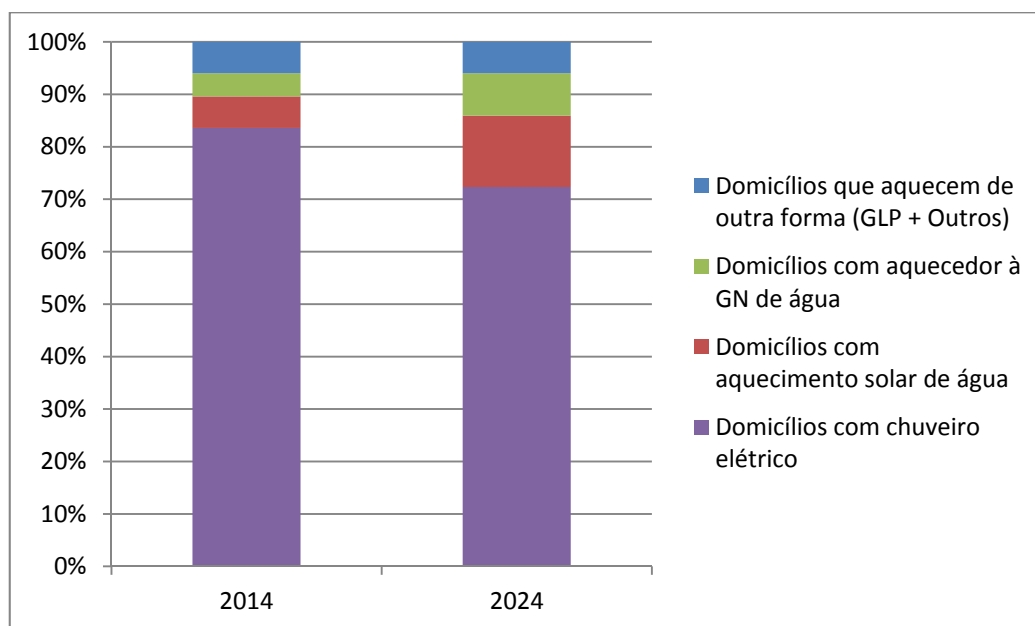
Equipamento	2014	2024	Var. média 2014-2024 (% ano)
	(kWh/ano)		
Ar condicionado	653	622	-0,5
Refrigerador	337	314	-0,7
Congelador	513	467	-0,9
Lâmpadas	35	15	-5,7
Chuveiro elétrico	493	516	0,5
Máquina de lavar roupas	66	62	-0,6
Televisão	176	169	-0,4

Fonte: Elaboração EPE.

Quanto à utilização de outros energéticos nos domicílios, especialmente para usos térmicos, admitiu-se que a lenha e o carvão vegetal serão parcialmente substituídos pelo GLP devido ao crescimento da renda e sua melhor distribuição.

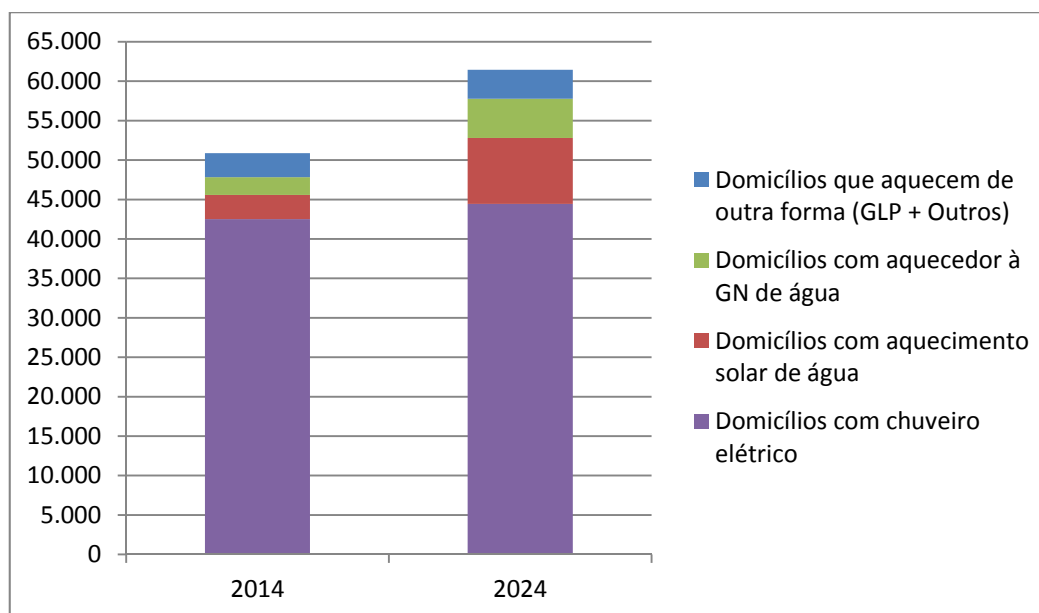
Como premissa, o gás natural desloca parcela do mercado de GLP na medida em que haja expansão da malha de distribuição de gás natural. Pelo mesmo motivo, haverá uma perda da participação de chuveiros elétricos para aquecimento de água, já que parte deste mercado passará a ser atendida por aquecedores a gás natural. Conforme mostrado no Gráfico 3, este movimento de perda de participação da eletricidade para outras fontes, no caso do aquecimento de água, também ocorrerá pela maior penetração da energia solar para este fim. No entanto, em valores absolutos, todas as fontes crescerão, como mostra o Gráfico 4.

Gráfico 3 - Participação das fontes no aquecimento de água para banho nos domicílios



Nota: Os domicílios considerados como base para cálculo são os domicílios particulares permanentes que possuem energia elétrica.
 Fonte: Elaboração EPE.

Gráfico 4 - Domicílios com água quente para banho



Nota: Os domicílios considerados como base para cálculo são os domicílios particulares permanentes que possuem energia elétrica.
 Fonte: Elaboração EPE.

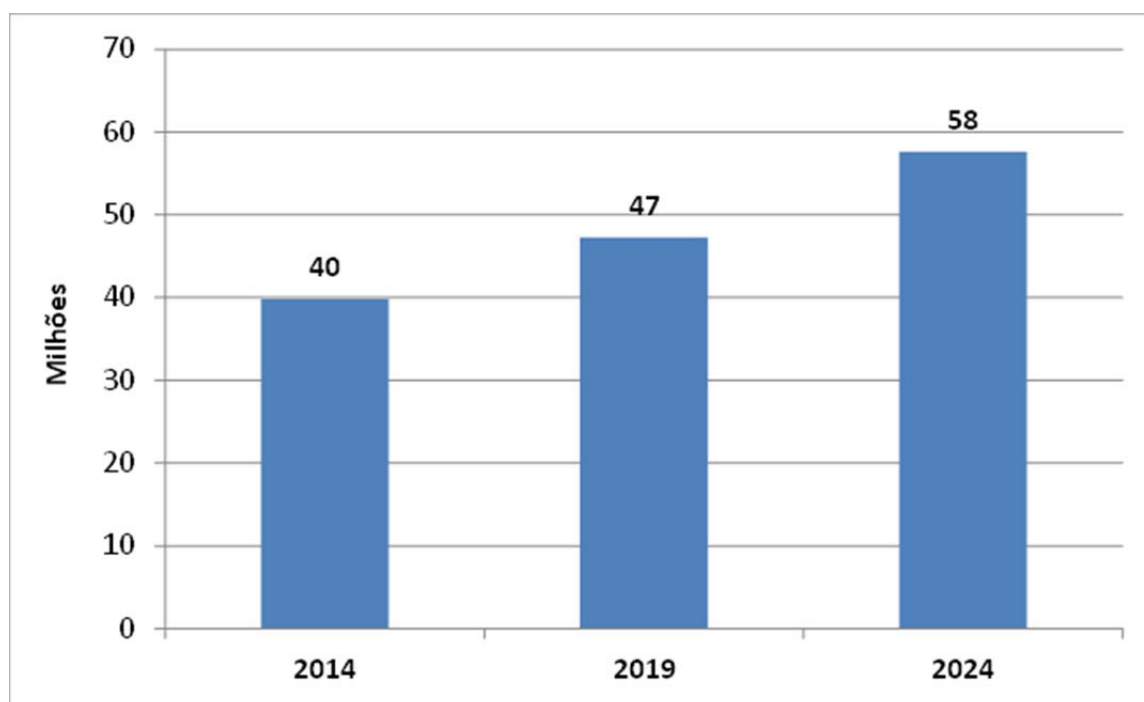
Setor de transportes

O setor de transportes é composto pelos modais rodoviário, aeroviário, aquaviário e ferroviário. O segmento rodoviário, que inclui veículos leves, ônibus e caminhões, é preponderante tanto em consumo de energia (cerca de 92%), quanto em atividade, representando cerca de 58% de ton-km do modal de cargas e 92% de pass-km no modal de passageiros.

No horizonte decenal, a atividade do segmento rodoviário terá seu crescimento fortemente influenciado pelo fraco desempenho da indústria automobilística em 2014 e 2015. Nestes anos, os licenciamentos tanto de veículos leves, como de veículos pesados são afetados negativamente por uma combinação de fatores, tais como: o baixo crescimento econômico, aumento da inflação, aumento de juros, restrições ao crédito a financiamento de veículos e recomposição do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI).

Apesar da conjuntura pouco favorável nos primeiros anos de projeção, ressalta-se que o Brasil é um importante *player* da indústria automobilística global, posicionando-se como o 5º maior mercado em licenciamento de autoveículos, atrás apenas de China, EUA, Japão e Alemanha (OICA, 2014), o que tem contribuído para o crescimento expressivo de investimentos estrangeiros no setor e aumento da sua capacidade instalada. Neste contexto, o crescimento mais vigoroso da economia a partir de 2017, aliado à maturação de novos investimentos das montadoras, em parte decorrentes das exigências do programa INOVAR AUTO¹², e a expansão da infraestrutura logística, impulsionarão os licenciamentos de autoveículos ao longo do período decenal resultando na frota observada no Gráfico 5.

Gráfico 5 – Evolução da frota total de autoveículos

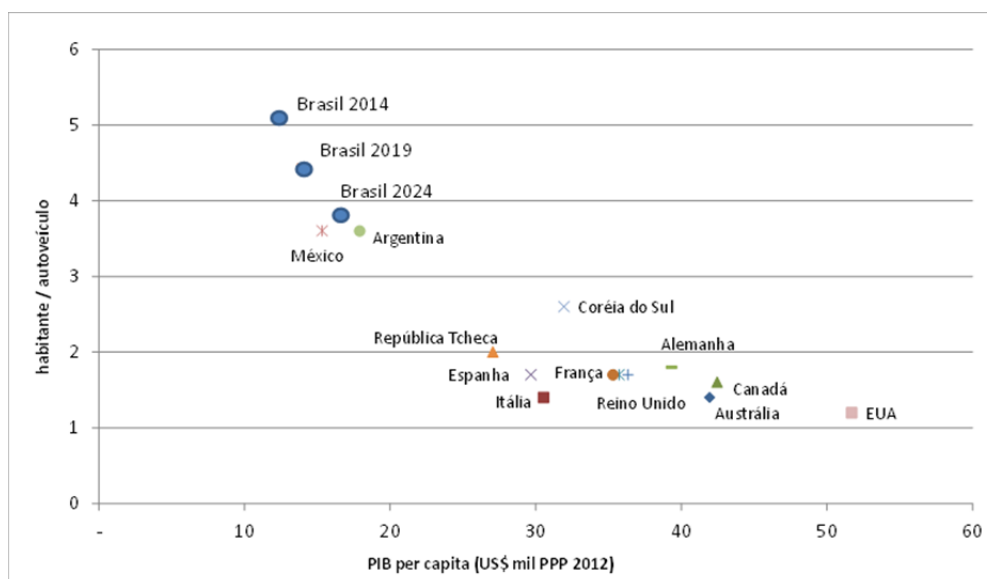


Fonte: Elaboração EPE

A fim de contextualizar tal expansão, é comum utilizar-se como parâmetro de comparação o indicador “habitantes por veículo”, associado a um respectivo patamar de renda per capita. Como mostra o Gráfico 6, a evolução da frota total no Brasil projetada no cenário de referência é compatível com a relação média existente entre patamar de PIB per capita (medida em US\$ PPP de 2012) e o indicador habitantes por autoveículo.

¹² O Programa de Incentivo à Inovação Tecnológica e Adensamento da Cadeia Produtiva de Veículos Automotores (Inovar-Auto) é uma medida adotada pelo Governo Federal com o objetivo de estimular o investimento na indústria automobilística nacional, segundo a Lei nº12.715, de 17 de setembro de 2012.

Gráfico 6 – Comparação da motorização no Brasil e em países selecionados



Fontes: Elaboração EPE

No transporte de passageiros, a participação da atividade (passageiro-km) do transporte individual (automóveis e comerciais leves) permanece preponderante, apesar de ligeiro declínio ao longo do período de projeção resultante do aumento da participação de outros modais, principalmente o aeroviário. Este último conta com o estímulo de aumentos da renda per capita e de investimentos em melhorias aeroportuárias.

O crescimento da atividade do transporte coletivo resulta na manutenção da sua participação no total da atividade do transporte de passageiros ao longo do período de estudo, destacando-se a tendência de se priorizar a circulação de ônibus nas vias urbanas, principalmente através da implantação de sistemas de BRT (*Bus Rapid Transit*), o que implica em ganhos de qualidade e eficiência energética relacionados a estas configurações.

A distribuição da atividade (toneladas-km) no transporte de cargas também continua concentrada no modal rodoviário até 2024. No entanto, este modal perde participação para os modais ferroviário e aquaviário. O crescimento expressivo do modal aquaviário é motivado pela logística associada às atividades de exploração e produção, sobretudo em áreas do pré-sal. Já o crescimento do modal ferroviário é impulsionado pelos projetos previstos no PAC e no PIL, possibilitando que a malha cresça dos atuais cerca de 28 mil quilômetros para aproximadamente 43 mil quilômetros em 2024.

II – DEMANDA DE ENERGIA

Neste capítulo, é apresentada a síntese do procedimento metodológico utilizado na projeção da demanda de energia, bem como os resultados obtidos para o consumo final energético, consolidados por tipo de fonte e por setor de consumo.

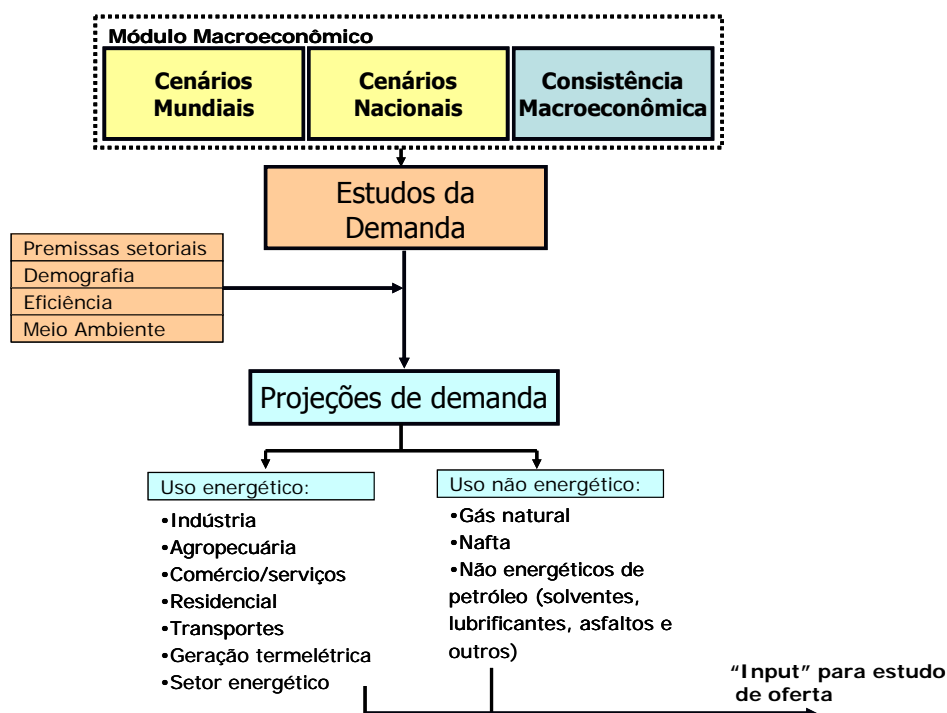
Relativamente ao PDE anterior, foram revisadas algumas premissas, destacando-se uma diferença significativa no cenário de expansão dos segmentos industriais eletro-intensivos, nomeadamente no caso das indústrias de celulose, petroquímica e alumínio primário. Há ainda premissas específicas, referentes à eficiência energética. Adicionalmente, a projeção atual para o consumo de eletricidade na rede considera a interligação de Macapá a partir de maio de 2015 e de Boavista a partir de junho de 2017, enquanto o PDE 2023 considerava a interligação de Macapá a partir de julho de 2014 e a interligação do sistema Boavista a partir de abril de 2016.

O processo de previsão da demanda de energia compreendeu as seguintes etapas:

- (a) Diagnóstico do ano base das projeções, tendo como referência os dados de oferta e demanda de energia do Balanço Energético Nacional 2015 – ano base 2014 (EPE, 2015) e de suas relações com o contexto macroeconômico;
- (b) Avaliação do impacto do cenário macroeconômico sobre o nível de atividade dos setores agropecuário, industrial e de serviços, assim como sobre o perfil de consumo das famílias;
- (c) Avaliação do impacto das premissas setoriais sobre o consumo industrial de energia, com a participação das entidades de classe no apoio à formulação dos cenários setoriais;
- (d) Elaboração da projeção da demanda de energia setorial por tipo de fonte;
- (e) Análise de consistência e consolidação da demanda de energia, e
- (f) Elaboração da projeção da matriz energética brasileira, relacionando os principais setores de consumo com as demandas de cada uma das fontes energéticas.

A Figura 1 exibe o esquema que representa a relação entre as etapas do processo de projeção da demanda de energia.

Figura 1 – Representação esquemática da projeção da demanda de energia do PDE 2024



A metodologia utilizada permite obter a demanda setorial de energia por fonte energética, em âmbito nacional. Energéticos como a eletricidade, o gás natural e alguns derivados de petróleo, como o óleo combustível e o óleo diesel, requerem nível mais detalhado quanto à localização das respectivas demandas, por conta de implicações na logística associada de suprimento. Nesses casos, procede-se à regionalização das projeções, de modo a subsidiar tais análises específicas.

1. Projeção consolidada do consumo final por fonte

A projeção consolidada do consumo final energético para o horizonte de 2024 é apresentada na Tabela 13. Considerando o cenário econômico adotado como referência, essa projeção resulta em uma elasticidade-renda do consumo de energia de 0,90 (média para o horizonte decenal), que segue trajetória descendente. Já a intensidade energética, mantém-se em torno de 0,063 tep/10³ R\$ [2010] entre 2015 e 2019, e cai para 0,060 tep/10³ R\$ [2010] no final do horizonte em estudo.

Tabela 13 – Economia e consumo final de energia

Discriminação	2015	2019	2024	2014-2019	2019-2024	2014-2024
				Variação (% a.a.)		
PIB (R\$ bilhões de 2010)	3.959	4.378	5.465	1,8	4,5	3,2
População Residente (10 ³ habitantes)	205.266	211.368	217.762	0,8	0,6	0,7
PIB per capita (R\$ [2010]/hab/ano)	19.288	20.712	25.098	1,0	3,9	2,5
Consumo de Eletricidade (TWh)	525,3	616,5	790,9	3,2	5,1	4,2
Consumo Final Energético (10 ³ tep)	249.724	280.505	330.158	2,3	3,3	2,8
Consumo Final Energético ⁽¹⁾ per capita (tep/hab/ano)	1,22	1,33	1,52	1,6	2,7	2,1
Consumo Final de Energia (10 ³ tep)	266.315	300.477	353.498	2,5	3,3	2,9
Consumo Final de Energia ⁽¹⁾ per capita (tep/hab/ano)	1,30	1,42	1,62	1,7	2,7	2,2
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$ [2010])	0,063	0,064	0,060	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade ⁽²⁾	-	-	-	1,81	1,13	1,32
Elasticidade-renda do consumo de energia ⁽²⁾	-	-	-	1,31	0,73	0,90

Notas: (1) Para que o primeiro ano dos períodos indicados seja representado, as variações médias anuais foram calculadas com base no ano imediatamente anterior.

(2) Valor de elasticidade-renda refere-se à sua média no período indicado.

Fonte: EPE

O valor da elasticidade-renda do consumo final energético obtido para o período 2019-2024 foi de 0,73, inferior ao valor do primeiro quinquênio (1,31), refletindo a premissa de eficiência energética crescente e o adiamento de diversos projetos de grandes consumidores de energia para além do horizonte decenal. Comportamento semelhante ocorre quando analisada a elasticidade-renda do consumo de eletricidade, que passa de 1,81 para 1,13, quando calculada para os mesmos períodos. No horizonte decenal, a elasticidade do consumo de eletricidade é próxima de 1,3, sendo a elasticidade do consumo de energia inferior a 1.

Alguns aspectos relativos ao cenário adotado neste PDE merecem ser ressaltados, devido aos altos impactos consequentes no consumo de energia do país:

- Na cadeia de alumínio prevê-se apenas retomada do nível de utilização da capacidade instalada ao longo do horizonte, não se prevendo entrada de novas unidades. No caso da alumina, ainda há expansões inferiores às previstas no PDE anterior. Assim, nesta cadeia, fontes de energia como o óleo combustível e o gás natural ganham participação em relação à eletricidade¹³. Por outro lado, considerando a premissa de que não há entrada de novas plantas, e portanto, não há ganhos de eficiência adicionais ao longo do período decenal neste setor, há um acréscimo no consumo de eletricidade em comparação ao PDE 2023.

¹³ Em termos gerais, a eletricidade representa 18% do consumo total de energia na produção de alumina e mais de 95% no caso da produção de alumínio primário.

- No caso da indústria de soda-cloro, acredita-se que haverá pequenas expansões da capacidade instalada a partir de 2017, o que, no final do período, contribuiu para uma expansão do consumo de eletricidade da ordem de 140 MW médios¹⁴.
- O consumo do setor energético (plataformas de petróleo e demais centros de transformação, por exemplo, destilarias de álcool e refinarias) deve crescer no horizonte decenal (4% a.a.), mesmo considerando a saída das refinarias Premium I e II antes consideradas no PDE 2023.
- Quanto ao consumo de gás natural, a expectativa é de redução de aproximadamente 17 milhões de m³ por dia no ano de 2023 em relação ao PDE anterior devido principalmente à menor penetração na indústria e pela mudança de cronograma da entrada de algumas UNFs, bem como postergação de outras dessas unidades para fora do horizonte decenal.

Na Tabela 14, com relação aos derivados de petróleo, continua se observando queda expressiva de participação no consumo final energético nacional, de 43,1%, em 2015, para 40,7%, em 2024. Entre as razões para isso, destacam-se, a penetração do etanol em detrimento da gasolina, o aumento do teor de biodiesel na mistura com o diesel e a substituição de óleo combustível na indústria por gás natural. O GLP diminui a sua importância neste período, por conta da penetração do gás natural no setor residencial, passando de 3,2% para 2,8% na participação do consumo final energético. E o óleo diesel (mineral) perde um pouco de participação no decênio em estudo, partindo de 18,4% em 2015 e chegando em torno de 17,8% em 2024.

Já a eletricidade mantém a tendência prevista no PDE 2023: aumento de importância na matriz energética brasileira, sendo o setor comercial o principal responsável por isto. Desta forma, a participação deste energético na matriz sobe de 17,0% para 19,2% entre 2015 e 2024. Em relação ao gás natural, espera-se que haja manutenção de sua importância no consumo final¹⁵ de energia no País ao longo do horizonte decenal, em torno de 7,5%.

¹⁴ Segundo a ABICLOR/ABIQUIM, não há informações sobre intenções de investimentos no setor (exceto pelo acréscimo de capacidade previsto com a unidade da Pan-americana, atual Katrium/RJ, para 75 mil kta), entretanto, foram consideradas expansões mínimas de capacidade instalada de soda-cloro no país por conta da dificuldade existente na importação de cloro.

¹⁵ Inclui uso como matéria-prima para a produção de fertilizantes. Não inclui uso para geração termelétrica.

Tabela 14 – Consumo final de energia e participação por fonte

Discriminação	2015		2019		2024		2014-2019	2019-2024	2014-2024
	mil tep	Participação relativa (%)	mil tep	Participação relativa (%)	mil tep	Participação relativa (%)	Variação (% a.a.)		
Gás natural	19.799	7,4	21.293	7,1	26.587	7,5	3,8	3,3	3,5
Carvão mineral e coque	13.050	4,9	15.294	5,1	17.330	4,9	2,6	2,5	2,5
Lenha	15.019	5,6	15.651	5,2	16.809	4,8	-1,3	1,4	0,1
Carvão vegetal	4.146	1,6	4.403	1,5	5.506	1,6	2,1	4,6	3,3
Bagaço de cana	29.191	11,0	34.727	11,6	37.786	10,7	4,0	1,7	2,8
Eletricidade	45.173	17,0	53.015	17,6	68.014	19,2	3,0	5,1	4,1
Etanol	15.303	5,7	18.526	6,2	21.795	6,2	6,4	3,3	4,8
Biodiesel	3.372	1,3	3.696	1,2	4.302	1,2	11,0	3,1	7,0
Outros	6.498	2,4	9.140	3,0	11.410	3,2	5,9	4,5	5,2
Derivados de petróleo	114.765	43,1	124.731	41,5	143.959	40,7	1,5	2,9	2,2
Óleo diesel	48.881	18,4	53.904	17,9	63.090	17,8	2,5	3,2	2,8
Óleo combustível	3.627	1,4	4.054	1,3	4.628	1,3	-0,2	2,7	1,3
Gasolina	24.794	9,3	24.811	8,3	27.705	7,8	-0,7	2,2	0,7
GLP	8.554	3,2	9.130	3,0	9.972	2,8	1,8	1,8	1,8
Querosene	3.661	1,4	4.079	1,4	5.164	1,5	2,2	4,8	3,5
Outros derivados de petróleo	25.249	9,5	28.753	9,6	33.401	9,4	1,7	3,0	2,4
Consumo final de energia	266.315	100,0	300.477	100,0	353.498	100,0	2,6	3,2	2,9

Fonte: EPE

2. Energia elétrica

A projeção do consumo de energia elétrica foi realizada de forma desagregada por subsistema elétrico e por classe de consumo¹⁶, a partir de parâmetros e indicadores típicos do mercado de eletricidade e considerando as premissas demográficas, macroeconômicas, setoriais, de autoprodução¹⁷ e de eficiência energética.¹⁸ A metodologia utilizada, tanto nas projeções do consumo quanto nas da carga de eletricidade¹⁹, está descrita em maior detalhe em nota técnica específica²⁰ (EPE, 2014). As premissas econômicas e demográficas adotadas no PDE 2024 e a correspondente projeção do consumo total de energia elétrica resultaram em crescimento continuado do consumo per capita de eletricidade, que registra expansão em torno de 3,5% no período decenal, concomitantemente a certa estabilidade da intensidade elétrica da economia.

2.1 Projeção do consumo

A Tabela 15 mostra a projeção do consumo total de eletricidade (incluindo autoprodução) e os valores médios quinquenais da elasticidade-renda resultante, assim como os valores pontuais da intensidade do consumo de energia elétrica em relação ao PIB.

Ao contrário do PDE anterior, a elasticidade-renda média do consumo de eletricidade, no período decenal, é superior à unidade (1,32). Já a intensidade elétrica da economia mantém uma trajetória crescente ao longo do período em estudo.

Importante frisar ainda que considera-se nas projeções de consumo e de carga de energia as interligações de Macapá a partir de Maio/2015 e de Boavista a partir de Junho/2017 ao subsistema Norte.

¹⁶ Residencial, comercial, industrial e outras classes (que englobam, Poder público, iluminação pública, rural e consumo próprio).

¹⁷ O termo autoprodução se refere à geração de energia elétrica de um consumidor com instalações próprias de geração localizadas junto à unidade de consumo, ou seja, para o auto suprimento de eletricidade, não utilizando, portanto, a rede elétrica de distribuição ou transmissão.

¹⁸ A contribuição da eficiência energética na redução da demanda de eletricidade é estimada levando em consideração dados do Balanço de Energia Útil (BEU) do MME, assim como os estudos específicos realizados pelo PROCEL e pela CNI (CNI, 2010), entre outros.

¹⁹ Carga de energia é a solicitação total ao sistema gerador. Isto é, além do consumo final, que corresponde à maior parcela da carga, são consideradas também as perdas no sistema elétrico. Como o consumo final é estimado com base no faturamento das concessionárias, as perdas ditas comerciais (energia consumida e não faturada) são incorporadas às perdas totais do sistema. De uma forma simplificada, pode-se dizer que as perdas são a diferença entre a carga e o consumo final de energia.

²⁰ Nota Técnica EPE: "Projeções da Demanda de Energia Elétrica – 10 anos (2015-2024)". Disponível em: http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Estudos_27.aspx.

Tabela 15 – Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica

Ano	Consumo ⁽¹⁾ (TWh)	PIB (R\$ bilhões de 2010)	Intensidade (kWh/R\$[2010])
2015	524,6	3.959	0,132
2019	613,4	4.378	0,140
2024	790,4	5.465	0,145
Período	Variação (% a.a.)	Variação (% a.a.)	Elasticidade
2014-2019	3,1	1,8	1,76
2019-2024	5,2	4,5	1,15
2014-2024	4,2	3,2	1,32

Nota: (1) Inclusive autoprodução.

A Tabela 16 apresenta a projeção do consumo nacional de energia elétrica na rede (isto é, exclusive autoprodução) desagregada por classe de consumo. Entre 2014 e 2024, a taxa média de crescimento do consumo na rede é de 3,9% ao ano, atingindo 692 TWh, sendo a classe comercial a que apresenta maior expansão, seguida pela classe residencial. A indústria reduz a sua participação no consumo de energia na rede, apresentando taxa de crescimento inferior à média.

Tabela 16 – Consumo de eletricidade na rede por classe

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
	GWh				
2015	135.346	170.173	92.275	73.125	470.918
2019	156.267	187.571	109.183	84.372	537.393
2024	197.193	239.587	147.806	107.551	692.137
Período	Variação (% a.a.)				
2014-2019	3,4	1,0	4,0	2,8	2,6
2019-2024	4,8	5,0	6,2	5,0	5,2
2014-2024	4,1	3,0	5,1	3,9	3,9

Fonte: EPE

A análise da projeção do consumo por subsistema elétrico (Tabela 17) revela maior crescimento no subsistema Norte, atribuído ao efeito conjugado da instalação de grandes cargas industriais na região e às interligações de Macapá e de Boavista a este subsistema²¹.

²¹ Retirando-se o efeito da interligação, a taxa média de crescimento do consumo no subsistema Norte no período decenal seria de 5,4% ao ano.

Tabela 17 – Consumo de eletricidade na rede por subsistema

Ano	Subsistema				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
GWh							
2015	34.177	72.617	276.678	85.070	468.542	2.377	470.918
2019	41.625	84.839	312.820	95.992	535.276	2.117	537.393
2024	58.598	110.954	399.410	119.706	688.668	3.468	692.137
Período	Variação (% a.a.)						
2014-2019	4,3	3,4	2,3	2,5	2,7	-10,9	2,6
2019-2024	7,1	5,5	5,0	4,5	5,2	10,4	5,2
2014-2024	5,7	4,4	3,6	3,5	3,9	-0,8	3,9

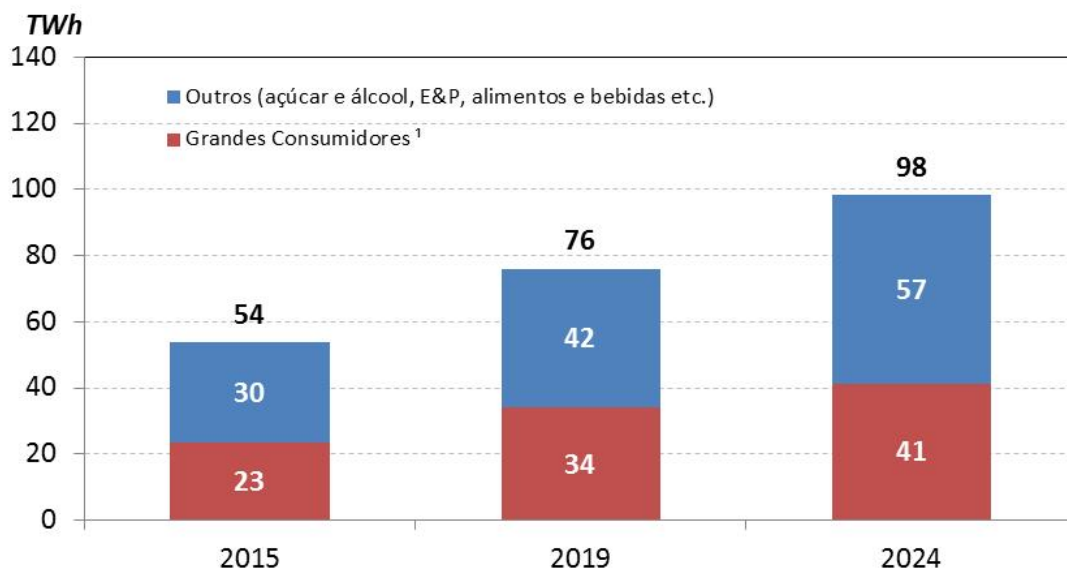
Nota: Considera as interligações de Macapá a partir de maio de 2015 e de Boavista a partir de junho de 2017 ao subsistema Norte.
 Fonte: EPE

Importa destacar aqui a relevância, para a projeção do consumo de energia elétrica na rede, das premissas de autoprodução, uma vez que se trata de parcela do consumo total de eletricidade que não demandará investimento para a expansão do parque de geração e de transmissão do sistema elétrico brasileiro. A projeção da autoprodução parte de informações existentes sobre novos empreendimentos previstos no horizonte decenal e também de premissas gerais sobre as potencialidades de sua expansão, em especial a cogeração.

Nesse processo, as perspectivas de expansão da capacidade instalada dos segmentos industriais são basicamente em celulose e siderurgia. Por exemplo, no caso da indústria de celulose, a expansão de capacidade deverá ser integralmente atendida por cogeração. No setor siderúrgico, levou-se em consideração a expansão da capacidade instalada por tipo de rota tecnológica, cada uma possuindo características específicas de consumo de eletricidade e de potencial de cogeração. O potencial de cogeração de cada rota tecnológica teve como base os índices específicos de cogeração observados no atual parque siderúrgico brasileiro.

A projeção da autoprodução de energia elétrica, para o horizonte de dez anos, mostra uma expansão de 6,2% ao ano, atingindo 98 TWh em 2024 (Gráfico 7). Apesar de mais branda que no PDE anterior, tal projeção ainda se mantém mais vigorosa que a expansão do consumo de eletricidade na rede.

Gráfico 7 – Autoprodução de energia elétrica



Nota: (1) Autoprodução concentrada nos segmentos de siderurgia, petroquímica e papel e celulose.
 Fonte: EPE

2.2 Projeção da carga

A carga de energia do SIN representa o requisito total de geração de eletricidade para o atendimento do mercado (consumo + perdas totais). Como tal, é um importante indicador tanto para o dimensionamento do parque nacional de geração e do sistema de transmissão associado, quanto para a operação otimizada do sistema elétrico interligado.

A projeção das perdas, para o período em estudo, baseou-se nos valores históricos e na hipótese de que os programas de combate às perdas comerciais das concessionárias de distribuição contribuirão para a redução gradual dessas perdas ao longo do horizonte. No curto prazo, o alto nível de perdas dos sistemas isolados poderá causar aumento transitório do índice do subsistema interligado Norte, ao qual o sistema Macapá e o sistema Boavista se interligam em maio de 2015 e junho de 2017, respectivamente. A Tabela 18 apresenta a evolução do índice de perdas considerado em cada subsistema. Há uma redução do nível de perdas do SIN, passando de 18,0% em 2015 para 16,9% em 2024.

Tabela 18 – SIN e subsistemas: índice de perdas

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	Perdas (%)				
2015	26,7	18,0	18,1	13,6	18,0
2019	24,0	17,2	17,5	13,6	17,3
2024	22,7	16,6	17,1	13,2	16,9

Nota: Considera as interligações de Macapá a partir de maio de 2015 e de Boavista a partir de junho de 2017 ao subsistema Norte.
 Fonte: EPE

Nessas condições, a projeção da carga de energia do SIN é a apresentada na Tabela 19. A carga de energia cresce à taxa média de 3,8% ao ano, passando de 65.236 MW médios em 2015, para 94.548 MW médios em 2024.

Tabela 19 – SIN e subsistemas: carga de energia

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
MW médio					
2015	5.323	10.109	38.564	11.240	65.236
2019	6.253	11.693	43.261	12.681	73.888
2024	8.655	15.182	54.970	15.741	94.548
Período	Variação (% a.a.)				
2014-2019	3,8	3,2	2,2	2,5	2,6
2019-2024	6,7	5,4	4,9	4,4	5,1
2014-2024	5,3	4,3	3,6	3,5	3,8

Nota: Considera as interligações de Macapá a partir de maio de 2015 e de Boavista a partir de junho de 2017 ao subsistema Norte.
Fonte: EPE

A projeção da carga de demanda²², desagregada por subsistema, foi feita a partir da projeção da carga de energia e dos fatores de carga²³, chegando-se, por composição, à carga do SIN. Como as demandas máximas dos subsistemas não são simultâneas, a demanda máxima resultante da agregação dos subsistemas em um único sistema é geralmente inferior à soma das demandas máximas individuais. Para obter a demanda agregada dos sistemas interligados, utilizaram-se fatores de diversidade, que incorporam o efeito da não simultaneidade da ponta (demanda máxima) dos diferentes subsistemas. As projeções da carga de demanda obtidas dessa forma são apresentadas na Tabela 20.

Tabela 20 – SIN e subsistemas: carga de demanda instantânea

Ano	Subsistema				Sistema		SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	N/NE	S/SE/CO	
MW							
2015	6.222	12.913	52.585	17.415	19.091	69.452	87.225
2019	7.492	14.993	58.396	19.508	22.421	76.734	98.362
2024	10.237	19.340	73.758	24.079	29.516	96.419	125.029
Período	Variação (% a.a.)						
2014-2019	3,7	3,9	2,4	1,5	4,1	1,9	2,5
2019-2024	6,4	5,2	4,8	4,3	5,7	4,7	4,9
2014-2024	5,1	4,6	3,6	2,9	4,9	3,3	3,7

Nota: Considera as interligações de Macapá a partir de maio de 2015 e de Boavista a partir de junho de 2017 ao subsistema Norte.
Fonte: EPE

Ressalta-se que o conceito de demanda instantânea utilizado neste estudo é a demanda máxima independente do horário de sua ocorrência. É fato que, nos últimos anos, a demanda máxima em

²² Em linhas gerais, carga de demanda é a solicitação do sistema gerador nos horários de maior consumo. Aqui, o conceito de carga de demanda considerado é o da demanda máxima instantânea coincidente, habitualmente expressa em MW.

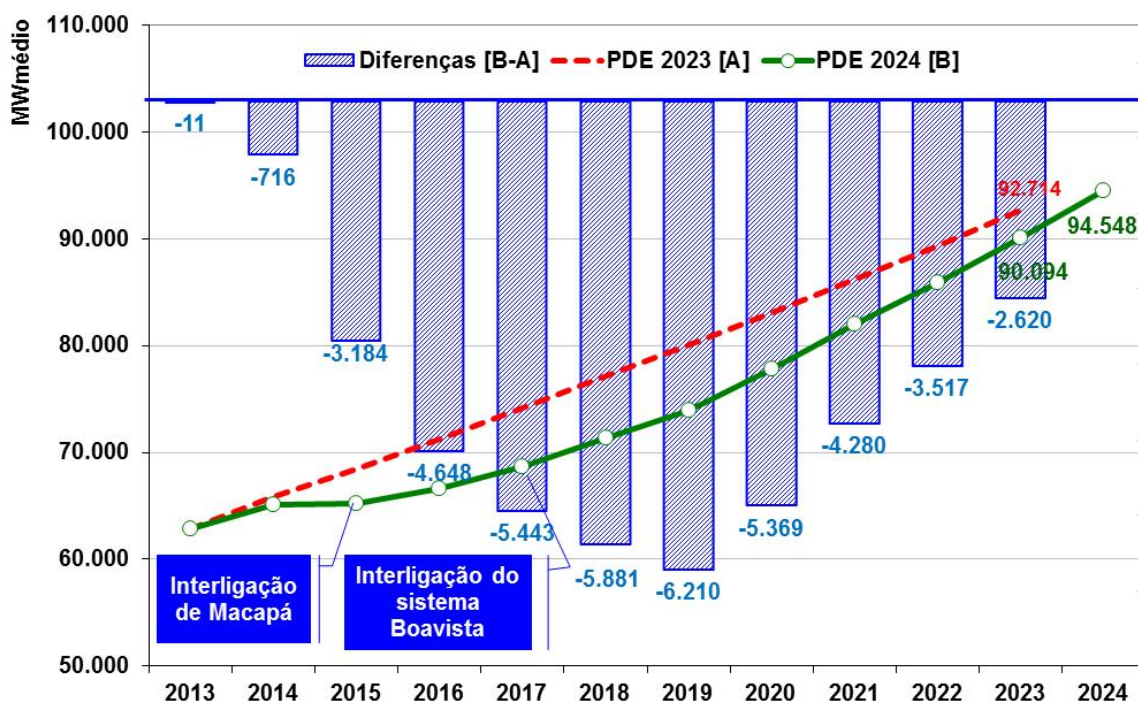
²³ Relação entre a carga média de energia e a carga nos horários de maior consumo.

alguns dos subsistemas, nomeadamente no Sudeste/Centro-Oeste e no Sul, vem ocorrendo fora do “horário de ponta” convencionalmente definido.

2.3 Carga de energia no SIN: comparação entre PDE 2024 e do PDE 2023

A comparação da carga de energia, para o horizonte de 2023, da atual projeção no SIN com aquela do PDE 2023 está ilustrada no Gráfico 8. Assim, a projeção atual situa-se entre 716 MW médios (2014) e 2.620 MW médios (2023) abaixo da previsão do PDE 2023. Ressalta-se que, à semelhança do que já havia ocorrido no PDE 2023 comparativamente ao PDE 2022, o cenário atual de expansão da indústria eletrointensiva, relativamente ao PDE 2023, sofreu nova redução, principalmente no segmento de petroquímica e de alumínio.

Gráfico 8 – Carga de energia no SIN: PDE 2024 x PDE 2023



Nota: A projeção atual considera as interligações de Macapá a partir de maio de 2015 e de Boavista a partir de junho de 2017 ao subsistema Norte. Já o PDE 2023 considerava a interligação de Macapá ao subsistema Norte, a partir de julho de 2014, e a interligação do sistema Boavista, a partir de abril de 2016.

Fonte: EPE

3. Gás natural

A projeção da demanda de gás natural para os próximos dez anos resulta de análise crítica de dados obtidos em pesquisas realizadas pela EPE junto à Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) e aos consumidores industriais de gás natural. Ademais, essa projeção também levou em conta as perspectivas de expansão e a correspondente evolução da malha de gasodutos, bem como as respectivas restrições de transporte do gás natural no horizonte decenal.

A demanda de gás natural no âmbito do PDE é parte dos estudos realizados no âmbito do PEMAT (Plano de Expansão da Malha de Transporte de Gás Natural), que, pelo lado da demanda, se propõem a identificar as regiões com potencial suficiente de demanda de gás natural capaz de justificar o interesse dos agentes econômicos na expansão ou ampliação de gasodutos de transporte.

Entre outros aspectos, os estudos do PEMAT geram o cenário de demanda setorial de gás natural (indústria e seus segmentos, setor comercial/público, residências, transportes e produção de energia) no horizonte decenal, por unidade da federação e desagregada por localidade (município) e por área de concessão. Esse cenário deriva, por sua vez, da análise dos dados coletados dos agentes em um processo que analisa os níveis de competitividade distintos do gás natural, análise de projetos específicos por unidade da federação e de consistência energética no horizonte decenal. O resultado dessa análise é a projeção de mercado potencial existente de gás natural a ser atendido a partir de expansões da malha de transporte de gás natural.

A demanda potencial estimada é utilizada como referência tanto para os estudos do PEMAT quanto do PDE, com a diferença que este último considerará somente o mercado passível de ser atendido pela infra-estrutura disponível no horizonte decenal, incluindo a malha existente, bem como expansões indicadas no PEMAT do ciclo anterior. Em uma situação onde não haja indicação de infraestrutura no montante capaz de atender à demanda potencial identificada de gás natural, a projeção de demanda do PDE será menor do que a do PEMAT, como foi o caso do PDE 2023. Contudo, quando essa expansão de malha for indicada em nível suficiente para atender à demanda potencial identificada de gás natural, a demanda do PDE será igual à apontada no PEMAT.

Adicionalmente, um aspecto fundamental na avaliação da penetração do gás natural na indústria consiste na competição direta deste com o óleo combustível. Assim, para efeito de projeção, são fundamentais as hipóteses sobre a relação de preço entre esses energéticos. O cenário adotado considera iguais condições de competitividade entre o gás natural e o óleo combustível, no curto prazo. Há ainda outros elementos a serem levados em consideração, como, por exemplo, a preferência pelo gás natural em processos industriais que exigem elevado grau de pureza do produto final, que é o caso da fabricação de vidro e de determinados tipos de cerâmica, assim como no segmento de fertilizantes, no qual esta fonte é utilizada tanto com fim energético quanto como matéria-prima.

A Tabela 21 apresenta a projeção de consumo final de gás natural, por região geográfica: estima-se o volume de 77 milhões de m³ por dia, para o Brasil, em 2024.

Tabela 21 – Brasil e Regiões: consumo final de gás natural

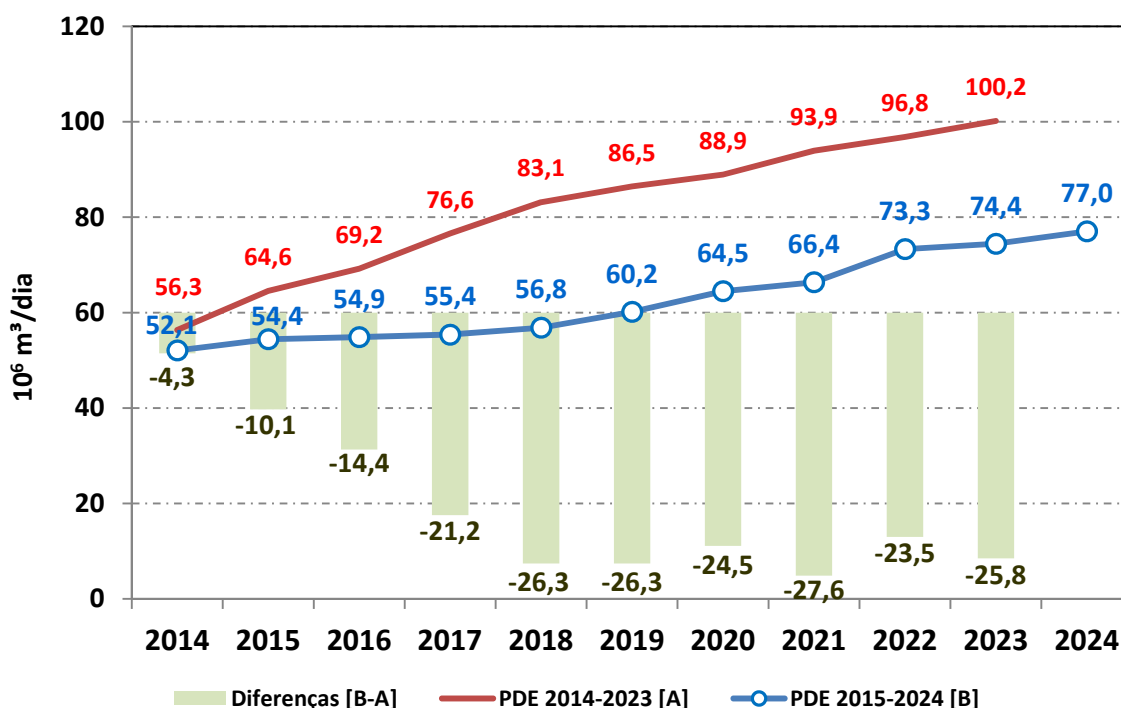
Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
	mil m ³ por dia					
2015	271	11.117	6.363	36.446	231	54.428
2019	386	12.683	6.718	38.562	1.811	60.159
2024	461	13.972	8.459	51.134	3.011	77.037
Período	Variação no período (mil m ³ por dia)					
2014-2024	202	3.369	2.892	15.702	2.796	24.961
Período	Variação (% a.a.)					
2014-2019	8,4	3,6	3,8	1,7	53,1	2,9
2019-2024	3,6	2,0	4,7	5,8	10,7	5,1
2014-2024	6,0	2,8	4,3	3,7	30,2	4,0

Nota: Não inclui consumo em cogeração, termelétrico e em E&P (gás úmido).

Fonte: EPE

O Gráfico 9 mostra a comparação das projeções do consumo final de gás natural em relação ao PDE anterior.

Gráfico 9 – Consumo final de gás natural: PDE 2024 x PDE 2023



Obs.: Não inclui consumo em cogeração, termelétrico e em E&P (gás úmido).

Fonte: EPE

Em termos médios, espera-se que aos 52 milhões de m³ diários de gás natural consumidos em 2014, sejam adicionados cerca de 25 milhões de m³/dia até 2024, dos quais 40% no setor energético e 35% na indústria.

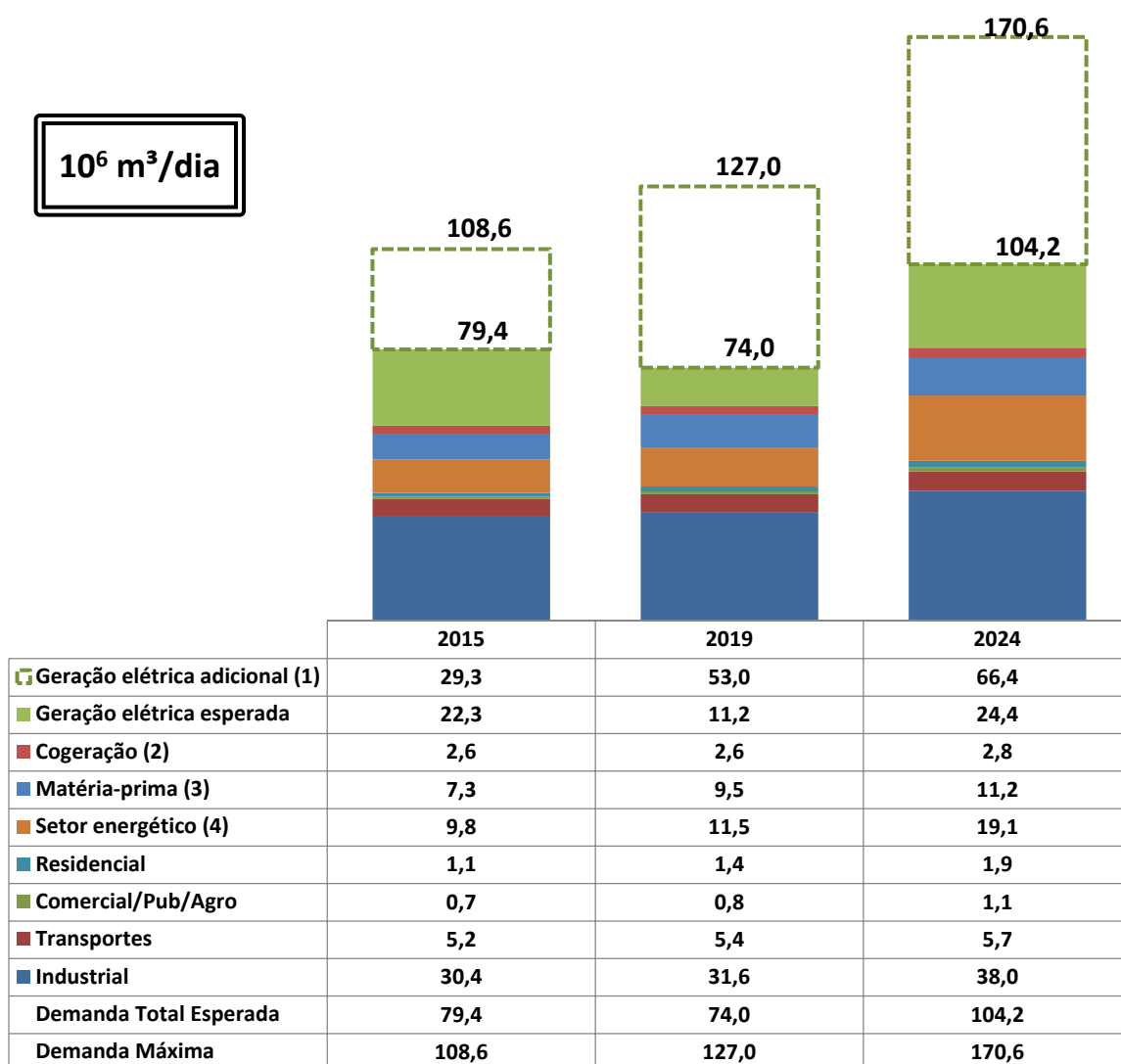
Para computarmos a demanda total de gás natural, adiciona-se o consumo para geração de energia elétrica. Trata-se de uma projeção que pode variar em função do despacho das usinas termelétricas. Contudo, a despeito da margem de incerteza, a indicação desta demanda total reveste-se de grande importância para fins de dimensionamento da infraestrutura de transporte, que deve estar preparada

para atender aos momentos de demanda máxima, a exemplo do que ocorre no caso do setor elétrico. Cabe esclarecer que, a referência utilizada para o cálculo do consumo de gás natural previsto para o decênio, é a geração termelétrica esperada. Não são considerados fatores associados à operação do sistema ou fatores exógenos aos modelos de planejamento.

Considerando o nível máximo de despacho termelétrico - informação relevante para o dimensionamento da infraestrutura, a demanda total de gás natural em 2024 poderia atingir 170,6 milhões de m³/dia (máxima diária). Cabe ressaltar que este total não inclui o consumo proveniente das atividades de E&P.

O Gráfico 10 e a Tabela 22 mostram a projeção da demanda esperada e máxima de gás natural, discriminada por setor consumidor.

Gráfico 10 – Brasil: Consumo total de gás natural



Notas: (1) Corresponde à diferença entre a geração máxima e a esperada.
 (2) Inclui cogeração industrial e comercial. Não inclui geração em E&P.
 (3) Inclui o consumo como insumo em refinarias (produção de hidrogênio) e unidades de fertilizantes.
 (4) Inclui refinarias e compressão em gasodutos. Não inclui consumo em atividades de E&P (gás úmido).

Fonte: EPE

Tabela 22 – Brasil: Consumo total de gás natural por setor

Consumo	2015	2019	2024
	milhões de m ³ /dia		
Geração elétrica esperada	22,3	11,2	24,4
Cogeração ⁽¹⁾	2,6	2,6	2,8
Matéria prima ⁽²⁾	7,3	9,5	11,2
Indústria	0,8	0,8	0,9
FAFEN 's e UFN 's	1,6	2,9	4,4
Refinarias	4,9	5,7	5,9
Setor energético ⁽³⁾	9,8	11,5	19,1
Residencial	1,1	1,4	1,9
Comercial/Público/Agro	0,7	0,8	1,1
Transportes	5,2	5,4	5,7
Industrial ⁽⁴⁾	30,4	31,6	38,0
Indústria em geral	29,2	30,2	36,3
FAFEN 's e UFN 's	1,3	1,4	1,7
Demanda total esperada	79,3	74,0	104,2
Geração elétrica adicional	29,3	53,0	66,4
Demanda máxima	108,6	127,0	170,6

Notas: (1) Cogeração industrial e comercial. Não inclui geração em E&P.

(2) Gás natural utilizado como insumo em refinarias (produção de hidrogênio), unidades de fertilizantes e indústria.

(3) Consumo em refinarias, não incluindo produção de hidrogênio. Não considera consumo em E&P (gás úmido) e gás natural absorvido em UPGN.

(4) Inclui parcela energética de fertilizantes.

Fonte: EPE

4. Derivados de petróleo

4.1 Óleo diesel

A projeção da demanda de óleo diesel para transporte deriva do uso de veículos rodoviários pesados (ônibus e caminhões), de veículos comerciais leves, e dos modais aquaviário (embarcações nacionais) e ferroviário. A parcela referente à demanda de diesel por embarcações estrangeiras, alocada como exportação no BEN, será considerada apenas no Capítulo VI.

Para o modal rodoviário, que concentra a maior demanda de diesel do transporte, foram estabelecidas metodologias específicas por tipo de veículo (abordagem metodológica do tipo *bottom-up*). Em linhas gerais, são projetadas variáveis-chave como frota, consumo específico (l/km), quilometragem média anual e fator de ocupação. No caso da projeção de frota, foram elaboradas curvas de sucateamento para ônibus e caminhões, bem como para os veículos comerciais leves. Além de taxas diferenciadas, os sucateamentos tiveram como premissa básica uma vida útil de 30 anos para os veículos pesados e 40 anos para os leves. As projeções de vendas de veículos leves e pesados foram estabelecidas em

consonância com as expectativas para o transporte rodoviário de passageiros e carga²⁴, consideradas as avaliações históricas de taxa de crescimento e elasticidade-renda das vendas, e a perspectiva de crescimento da atividade modal rodoviária dentro da matriz nacional. A partir de 2014, considerou-se incremento de 1,0% ao ano nos rendimentos médios dos veículos novos, percentual compatível com levantamentos realizados na literatura.

A demanda de diesel dos modais ferroviário e aquaviário foi estabelecida a partir das projeções de atividade e de intensidade energética, sendo esta última a relação da energia demandada sobre a atividade. Considera-se, como premissa, que o transporte ferroviário e aquaviário de passageiros terão redução da intensidade energética equivalente a 0,5% ao ano²⁵. A atividade (passageiro-quilômetro e tonelada-quilômetro) do modal aquaviário é estabelecida por correlação com a taxa de crescimento prevista no PIB (abordagem metodológica do tipo *top-down*). Desta forma, a atividade de cabotagem e navegação interior deverá se expandir em 3,2% ao ano de 2014 a 2024. As atividades de carga e de passageiros multiplicadas pelas respectivas intensidades energéticas fornecem o diesel demandado pelo modal aquaviário, seja como diesel marítimo ou como componente do *bunker*, em mistura com óleo combustível.

Para o modal ferroviário²⁶, que atualmente possui uma malha de cerca de 28 mil quilômetros, estão considerados todos os projetos previstos no PAC e no PIL, possibilitando que a malha ferroviária atinja 42,8 mil quilômetros de extensão até 2024. Apesar do atraso de algumas obras, alguns dos principais trechos ferroviários para escoamento da produção do centro-oeste estão com perspectiva de conclusão nos próximos anos. O trecho entre Açailândia e Anápolis está concluído (Ferrovia Norte-Sul – Trecho Sul I)²⁷, facilitando o escoamento da produção do Mato Grosso para o Norte, e a interligação com os portos do sudeste está 74% realizada (Ferrovia Norte-Sul – Trecho Sul II). Além da ferrovia norte-sul, colaboram significativamente para o aumento do transporte ferroviário a duplicação da estrada de ferro Carajás.

Os investimentos propostos para esse modal também preveem que as novas ferrovias tenham uma produtividade maior, com instalação de vias de bitola larga, alta capacidade de transporte e traçado geométrico otimizado, que permitirão reduzir as passagens de nível críticas e aumentar a velocidade operacional. Dessa forma, a atividade ferroviária de carga, mensurada em tonelada-quilômetro²⁸, crescerá a uma taxa média anual de 7,9% a.a. entre 2014 e 2024.

O significativo crescimento do modal ferroviário eclipsa o crescimento do uso do modal hidroviário, diminuindo tanto sua participação como a do modal rodoviário no transporte de cargas brasileiro. Esta transferência de modal resulta numa redução proporcional do consumo de diesel, uma vez que o modal rodoviário demanda mais energia por atividade que os outros modais. Os ganhos de eficiência intermodal (efeito estrutura), assim como o aumento da eficiência do modal (efeito intensidade), são captados pela modelagem desenvolvida pela EPE para o setor transporte.

²⁴ Cabe destacar, conforme definido em Acordo Judicial e na Resolução nº 403/2008, considerou-se que, a partir de 2013, os novos veículos pesados com ciclo diesel terão que ser equipados com motores adequados para o uso de diesel com teor de enxofre de 10 ppm.

²⁵ Por falta de informações adicionais a respeito da intensidade energética para os modais ferroviário e aquaviário de passageiros, foram adotadas taxas similares às utilizadas em outros modais.

²⁶ Considera-se que o transporte ferroviário de cargas continuará utilizando exclusivamente óleo diesel. A projeção do consumo de eletricidade do modal ferroviário continuará apenas no segmento de passageiros. Para maiores detalhes consultar a Nota Técnica "Consolidação de Bases de Dados do Setor Transporte: 1970-2010" (EPE, 2012).

²⁷ 11º Balanço dos 4 anos do PAC 2 (2011-2014) publicado em outubro de 2014.

²⁸ Tonelada-quilômetro é uma unidade que representa o trabalho relativo ao deslocamento de uma tonelada à distância de um quilômetro.

O percentual em volume de biodiesel no óleo diesel²⁹, alterado em junho de 2014 para 6% e para 7% em novembro de 2014, permanece neste nível até 2024.

Com base nas premissas adotadas, a demanda de óleo diesel atinge quase 72 bilhões de litros, em 2024. A projeção da demanda final regionalizada de óleo diesel é a que se apresenta na Tabela 23.

Tabela 23 – Brasil e Regiões: Demanda de óleo diesel

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
	milhões de litros					
2015	5.970	8.636	10.467	23.724	7.388	56.185
2019	6.791	10.141	11.827	24.149	8.493	61.401
2024	7.997	11.546	13.366	28.852	9.804	71.566
Período	Variação no período (milhões de litros)					
2014-2024	691	3.034	2.971	4.485	2.587	13.768
Período	Variação (% a.a.)					
2014-2019	-1,5	3,4	2,5	0,9	3,2	1,6
2019-2024	3,5	3,0	2,7	2,7	3,2	2,9
2014-2024	0,9	3,2	2,6	1,8	3,2	2,2

Nota: Não inclui biodiesel, *bunker* de exportação autoprodução de energia elétrica e consumo do setor energético; inclui o consumo referente à geração termelétrica esperada.

Fonte: EPE

4.2 Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)

A projeção da demanda de GLP foi realizada utilizando-se um modelo do tipo técnico-paramétrico, que possibilita a análise da expansão deste combustível em cada região do País nos diferentes setores de consumo, a saber, residencial, industrial, agropecuário, comercial e público.

No Brasil, o setor residencial é o principal consumidor final (uso energético) de GLP: 78% do consumo, em 2014. O consumo residencial de GLP é influenciado pelos seguintes fatores: evolução do número de domicílios totais, proporção de domicílios com uso preponderante de lenha e carvão vegetal, número de domicílios com uso de GLP concomitantemente com o uso de lenha ou carvão vegetal, número de domicílios com consumo de gás natural e consumo específico de GLP por domicílio (uso exclusivo e não exclusivo). No horizonte decenal, o consumo específico médio de GLP reduz-se em relação ao valor verificado em 2012, atingindo uma média nacional de 0,166 m³/domicílio/ano em 2024.

No caso da indústria, a projeção da demanda por GLP foi feita considerando-se a evolução do nível de atividade, a participação do GLP no suprimento e distribuição regional do consumo. Devido a substituição pelo gás natural, observa-se redução da participação do GLP na matriz energética dos demais setores.

Na Tabela 24 é apresentada a projeção de demanda final de GLP por região para o período decenal, quando se espera que este indicador salte de cerca de 14 milhões de m³ em 2014, para perto de 17 milhões de m³ em 2024.

²⁹ Excluída a demanda de diesel do modal aquaviário, que não tem obrigatoriedade de uso do biodiesel.

Tabela 24 – Brasil e Regiões: Demanda de GLP

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2015	842	3.020	2.329	6.812	1.111	14.114
2019	921	3.231	2.499	7.292	1.210	15.152
2024	1.024	3.490	2.710	8.002	1.348	16.573
Período	Variação no período (mil m ³)					
2014-2024	196	516	402	1.240	275	2.630
Período	Variação (% a.a.)					
2014-2019	2,2	1,7	1,6	1,5	2,4	1,7
2019-2024	2,1	1,6	1,6	1,9	2,2	1,8
2014-2024	2,1	1,6	1,6	1,7	2,3	1,7

Nota: Inclui o setor energético.
Fonte: EPE

4.3 Gasolina automotiva

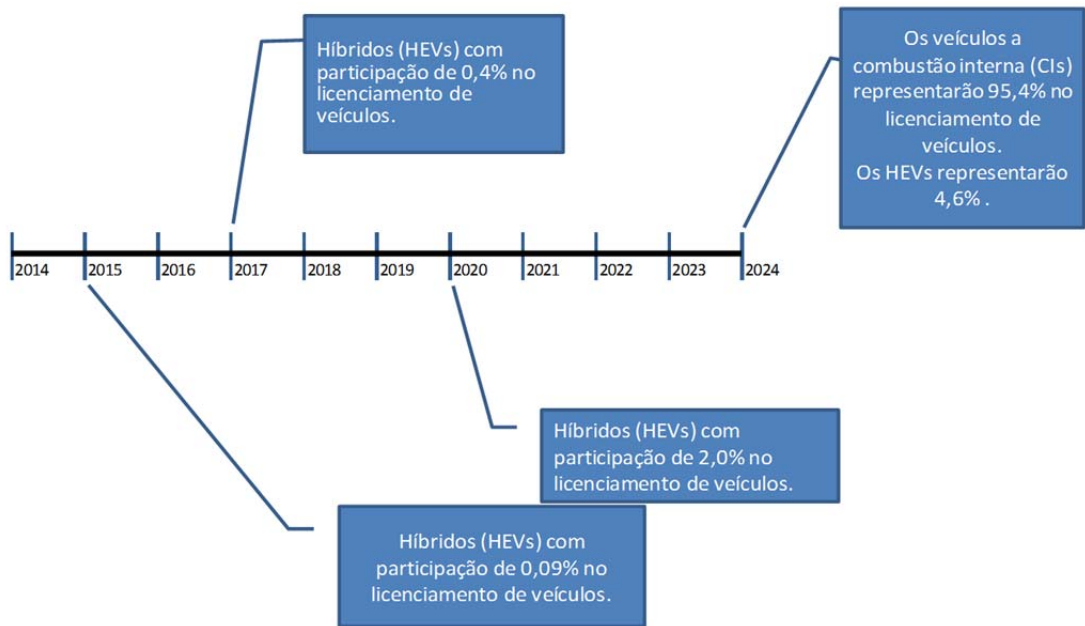
Através de um modelo contábil desenvolvido pela EPE, foi obtida a projeção de demanda de gasolina e etanol automotivos para o PDE 2015-2024. Para isso, além do cenário econômico, foram considerados diversos aspectos, dentre eles, os relacionados ao licenciamento de veículos leves, à oferta interna de etanol, ao preço doméstico da gasolina e à preferência do consumidor entre gasolina e etanol, no abastecimento de veículos *flex fuel*.

Em 2014, o volume de veículos leves licenciados no país alcançou 3,3 milhões de unidades. O licenciamento de veículos leves no país é coerente com o cenário socioeconômico adotado no estudo, de crescimento econômico, com aumento da renda da população, redução contínua da taxa de desemprego e manutenção da oferta de crédito. Desta forma, estima-se que, em 2024, o licenciamento atinja o valor de 4,7 milhões de veículos leves, representando um crescimento da ordem de 3,4% a.a. entre 2014 e 2024.

Adota-se, como premissa, até o final do período, um perfil de vendas de automóveis majoritariamente à combustão interna e *flex fuel*. Considerando a permanência de dificuldades de viabilidade técnico-econômica e a escassez de incentivos governamentais, admite-se que os veículos híbridos (não *plug in*) continuarão aumentando sua participação de forma progressiva no mercado brasileiro, porém lenta, até atingir 4,6% dos licenciamentos em 2024, conforme a Figura 2. Até 2017, ano do fim do Programa Inovar-Auto³⁰, considerou-se que os híbridos serão veículos importados a gasolina. A partir de 2018, eles passariam a ser produzidos pelas montadoras nacionais, com tecnologia *flex fuel*.

³⁰ O INOVAR-AUTO Programa de Incentivo à Inovação Tecnológica e Adensamento da Cadeia Produtiva de Veículos Automotores tem como objetivo apoiar o desenvolvimento tecnológico, a inovação, a segurança, a proteção ao meio ambiente, a eficiência energética e a qualidade dos veículos e das autopeças, nos termos do Decreto nº 7.819, de 3 de outubro de 2012.

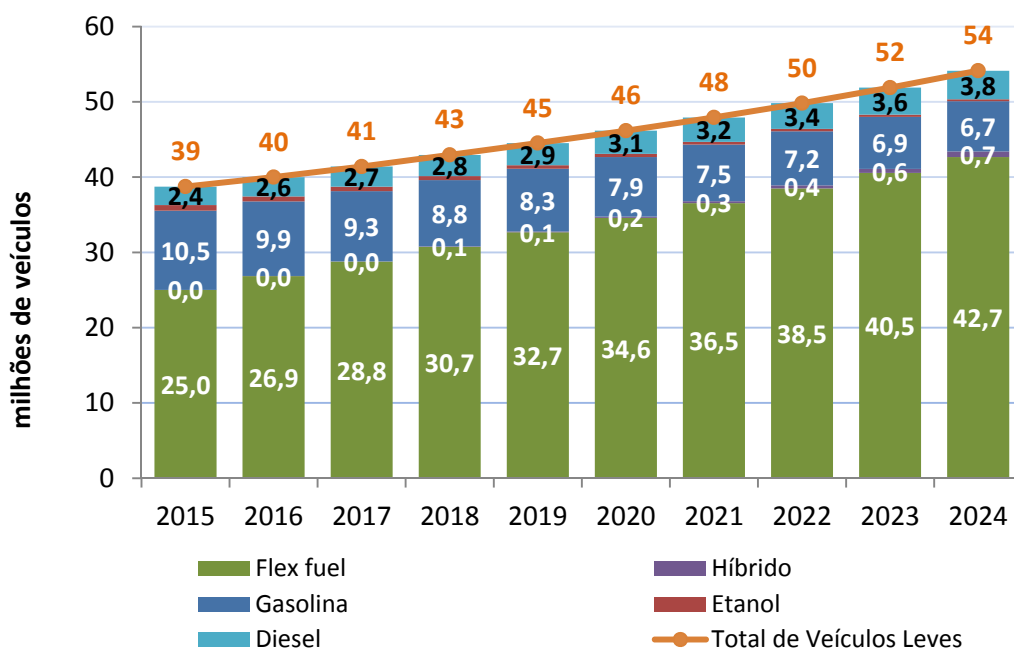
Figura 2 – Mapa de penetração de novas tecnologias



Fonte: EPE

Essa trajetória de licenciamento resulta em um incremento da frota nacional circulante, que cresce numa taxa média anual de 3,8%, e deverá atingir, em 2024, a marca de 54 milhões de unidades, entre automóveis e comerciais leves. Os veículos *flex fuel* a combustão interna representarão, neste mesmo ano, 79% desta frota, correspondendo a um total de 42,7 milhões de unidades, conforme o Gráfico 11.

Gráfico 11 – Perfil da frota de veículos leves por combustível



Fonte: EPE

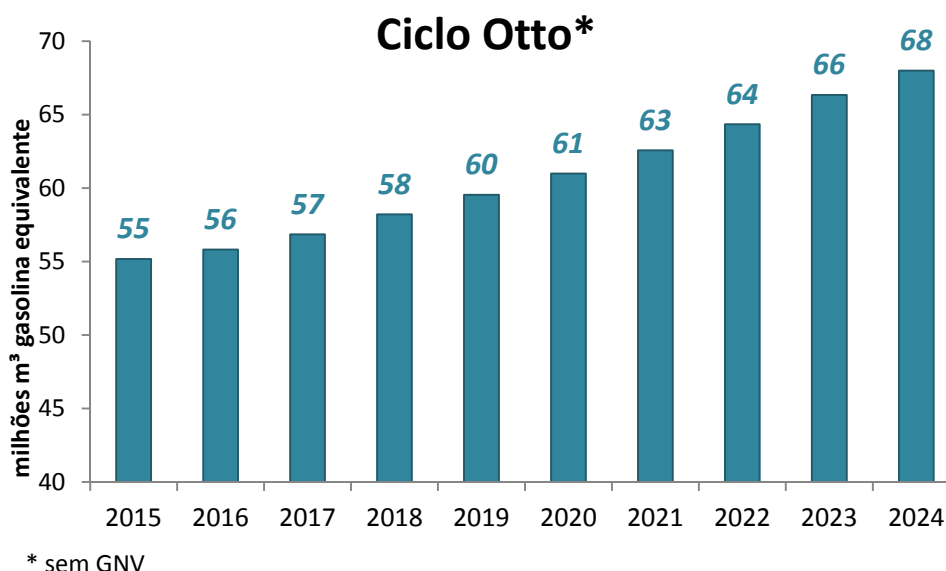
Com as premissas básicas adotadas, a frota nacional de veículos leves, somada à de ônibus e caminhões, deverá corresponder, em 2024, a uma taxa de motorização de 3,4 habitantes por veículo, sendo que, atualmente, ela é de 5.

Além das premissas relacionadas ao perfil da frota, foram considerados outros aspectos, tais como:

- Evolução da eficiência veicular: admitiu-se um ganho de 1,0% a.a. na eficiência média dos veículos novos que entram em circulação no país, impulsionado pelo INOVAR-AUTO, que estimula a introdução no mercado nacional de tecnologias já disponíveis internacionalmente, tais como o *start stop*, o uso de materiais mais leves e melhorias no sistema de propulsão;
- Escolha entre etanol hidratado e gasolina: a variável preferência do consumidor *flex fuel* é função da evolução do preço relativo entre estes combustíveis que, por sua vez, é resultante da comparação entre a projeção da demanda total de combustíveis para a frota nacional de Ciclo Otto (medida em volume de gasolina-equivalente) e a projeção da oferta interna de etanol carburante;
- Assumiu-se que o teor de anidro obrigatório adicionado à gasolina A, que foi elevado de 25% para 27% em março de 2015³¹, será mantido neste valor no restante do período decenal.

Além disso, em função de levantamento de dados mais recentes de consumo específico, procedeu-se a uma recalibração de alguns dos parâmetros do modelo. Assim, para o período de 2014 a 2024, estima-se um crescimento de 2,3% ao ano da demanda global de combustíveis para a frota total de veículos leves do Ciclo Otto³², expressa em milhões m³ de gasolina equivalente, conforme mostrada no Gráfico 12.

Gráfico 12 – Demanda total de energia para veículos leves do Ciclo Otto



Fonte: EPE

³¹ Através da Portaria MAPA nº 75, de 5 de março de 2015, fixou-se, a partir da zero hora do dia 16 de março de 2015, o percentual obrigatório de adição de etanol anidro combustível à gasolina em 27% na Gasolina Comum e 25% na Gasolina Premium.

³² Excluídos os veículos a GNV e a Diesel.

A partir da projeção da oferta interna total de etanol carburante, conforme apresentada no Capítulo de Oferta de Etanol, estimou-se a parcela da demanda de veículos *flex fuel* que será atendida por etanol hidratado e aquela que será atendida por gasolina C (gasolina A + etanol anidro).

A demanda de gasolina A, no período avaliado, destina-se tanto ao atendimento à frota dedicada a gasolina, quanto à parcela da frota *flex fuel* que consome este combustível. Em 2014, esta demanda foi de 33 milhões de m³. Estima-se que, em 2024, o volume deste combustível atinja 37 milhões de m³.

Tabela 25 – Demanda de gasolina “A”

Ano	milhões de litros
2015	32.125
2019	32.140
2024	36.772
Período	Variação (% a.a.)
2014-2019	-0,7
2019-2024	2,7
2014-2024	1,0

Fonte: EPE

A Tabela 26 apresenta os volumes a serem demandados de gasolina C, com a adição obrigatória de etanol anidro, por região. Dessa forma, projeta-se um aumento de 1,3% a.a. da demanda nacional de gasolina C, passando de 44 bilhões de litros em 2014 para 50 bilhões de litros no final do período.

Tabela 26 – Brasil e regiões: Demanda de gasolina “C”

Ano	Centro-Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul	Brasil
	milhões de litros					
2015	4.176	8.995	2.975	18.684	8.927	43.757
2019	4.125	9.986	3.284	17.417	9.215	44.027
2024	4.705	12.207	4.043	19.080	10.338	50.373
Período	Variação (% a.a.)					
2014-2019	-0,3	3,0	2,5	-2,4	0,4	-0,2
2019-2024	2,7	4,1	4,2	1,8	2,3	2,7
2014-2024	1,2	3,5	3,4	-0,3	1,4	1,3

Fonte: EPE

Para o atendimento total da demanda crescente de combustíveis pela frota circulante de veículos do ciclo Otto, considera-se também um crescimento da demanda de etanol hidratado, a taxas bem mais elevadas (6,1% a.a.), como será mostrado adiante.

4.4 Querosene de aviação (QAV)

A demanda total de QAV é estimada com base no cálculo da demanda total potencial de QAV, descontados os potenciais ganhos de eficiência no transporte aeroviário. A projeção da demanda total potencial de QAV no Brasil (inclui o *bunker* aeronáutico; que corresponde ao QAV fornecido no País a

aeronaves estrangeiras) é elaborada a partir de uma correlação com o PIB brasileiro, considerando também fatores exógenos, em períodos determinados, não captados pelo modelo base.

Além disso, para fins de compatibilização com o conceito empregado no BEN e na matriz energética nacional, será referida nesta seção apenas a demanda das aeronaves nacionais. A demanda das aeronaves estrangeiras, contabilizada no BEN e na matriz como exportação, será tratada no Capítulo VI.

É importante destacar que o potencial de ganhos em eficiência energética em aeronaves por inovações em tecnologia de turbinas, aperfeiçoamentos aerodinâmicos e reduções de peso é estimado entre 1,0 a 2,2% ao ano na literatura especializada. Como os voos regionais aumentam no Brasil, optou-se por uma abordagem conservadora no ganho de eficiência das aeronaves, pois voos regionais são mais curtos e realizados com aeronaves menores (ou com menor fator de ocupação), o que piora a eficiência energética. Além disso, no curto/médio prazo, problemas de gerenciamento do espaço aéreo e dos aeroportos também reduzem o ganho de eficiência energética na aviação (aguardar para pousar e decolar gasta QAV, mas não gera o serviço energético principal, o deslocamento).

Nessas condições, projetou-se o consumo de QAV apresentado na Tabela 27, que passa de 4,4 bilhões de litros em 2015 para 6,3 bilhões de litros em 2024.

Tabela 27 – Brasil e regiões: Demanda de QAV

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
	milhões de litros					
2015	377	1.067	479	1.939	578	4.441
2019	406	1.245	568	2.086	644	4.949
2024	501	1.630	752	2.570	815	6.269
Período	Variação no período (milhões de litros)					
2014-2024	116	561	274	588	230	1.769
Período	Variação (% a.a.)					
2014-2019	1,1	3,1	3,5	1,0	1,9	1,9
2019-2024	4,3	5,5	5,8	4,3	4,8	4,8
2014-2024	2,7	4,3	4,6	2,6	3,4	3,4

Nota: Não inclui "bunker" aeronáutico.
Fonte: EPE

4.5 Óleo combustível e outros secundários de petróleo

De acordo com o BEN (EPE, 2015), os setores mais significativos no consumo final energético de óleo combustível são o industrial (63%), o de transportes (28%) e o energético (8%). Outros setores (agropecuário, comercial e público) respondem por parcela bastante reduzida deste consumo (1%, em conjunto). Já o consumo de outras secundárias de petróleo reúne a demanda energética por coque de petróleo, gás de refinaria e outros energéticos de petróleo, que ocorre somente nos setores industrial e energético.

Os resultados das projeções de demanda apoiaram-se nas séries históricas e nas tendências relacionadas ao perfil de utilização destes insumos por atividade industrial. Além disso, levaram-se em conta também as expectativas de mercado para substituição de fontes. Em grande parte dos setores,

considerou-se a competitividade direta entre o óleo combustível e o gás natural que, em alguns casos, deslocará, também, outros combustíveis utilizados para geração de calor.

A demanda de óleo combustível para transporte deriva, sobretudo, da demanda de *bunker* para grandes embarcações no transporte de carga. A metodologia proposta engloba apenas a parcela referente à demanda de óleo combustível por embarcações nacionais³³. Dessa forma, a demanda de óleo combustível segue a metodologia do transporte aquaviário, que, conforme apresentado na seção 4.1 deste capítulo, teve as projeções de atividade correlacionadas com o PIB. A partir da atividade projetada, da intensidade energética do ano base e do ganho de eficiência estimado, chega-se à demanda de óleo combustível do setor transporte.

Nessas condições, a projeção da demanda de óleo combustível e de “outros secundários de petróleo” é apresentada de forma consolidada na Tabela 28.

Tabela 28 – Demanda de óleo combustível e de outros secundários de petróleo

Ano	Óleo Combustível	Outros Secundários			Total	
		Subtotal	Coque	Gás de Refinaria		Outros
mil tep						
2015	4.214	13.142	5.309	5.136	2.697	17.356
2019	4.310	14.142	5.616	5.614	2.912	18.452
2024	4.881	16.167	6.921	6.030	3.216	21.048
Período	Variação no período (mil tep)					
2014-2024	-2.859	3.390	881	1.220	1.288	531
Período	Variação (% a.a.)					
2014-2019	-11,0	2,1	-1,4	3,1	8,6	-2,1
2019-2024	2,5	2,7	4,3	1,4	2,0	2,7
2014-2024	-4,5	2,4	1,4	2,3	5,3	0,3

Nota: Inclui demanda do setor energético, *bunker* hidroviário nacional, demanda para geração termelétrica esperada e consumo não energético. Não inclui *bunker* de exportação.

Fonte: EPE

Na regionalização do consumo nacional de óleo combustível, foram levados em conta os segmentos de demanda cujos dados primários do consumo oferecem a oportunidade de formular índices de regionalização, as expectativas de mercado industrial do gás natural por unidade da federação, a partir da articulação com as distribuidoras estaduais, e os cenários de repartição regional na demanda industrial agregada de óleo combustível e gás natural. A Tabela 29 consolida a projeção de demanda final de óleo combustível por região, que evolui de 4,1 milhões de m³ para 5,1 milhões de m³ entre 2015 e 2024 no país.

³³ A demanda de óleo combustível por embarcações estrangeiras, alocada em exportação no BEN, será considerada apenas no Capítulo VI.

Tabela 29 – Brasil e regiões: Demanda de óleo combustível

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
	mil m ³					
2015	1.042	949	298	1.388	393	4.069
2019	1.106	1.183	563	1.244	405	4.500
2024	1.385	1.448	417	1.459	376	5.085
Período	Variação no período (mil m ³)					
2014-2024	360	498	-9	36	1	886
Período	Variação (% a.a.)					
2014-2019	1,5	4,5	5,7	-2,7	1,6	1,4
2019-2024	4,6	4,1	-5,8	3,2	-1,5	2,5
2014-2024	3,1	4,3	-0,2	0,2	0,0	1,9

Nota: Não inclui *bunker* de exportação e demanda para geração termelétrica esperada. Inclui *bunker* hidroviário nacional, demanda para autoprodução e para geração elétrica nos sistemas isolados.

Fonte: EPE

A regionalização da demanda de “outros secundários de petróleo” foi feita separadamente para o coque de petróleo, o gás de refinaria e outros derivados energéticos (gás residual). No caso do coque, foram consideradas as expectativas de mercado apuradas pela EPE. Nos demais casos, considerou-se a localização das unidades industriais produtoras (por exemplo, centrais petroquímicas), visto que o consumo dessas fontes ocorre na própria unidade ou em indústrias situadas nas proximidades. A Tabela 30 resume os resultados obtidos. A demanda nacional de outros derivados de petróleo aumenta de 12,6 milhões de tep, em 2015, para 15,7 milhões de tep, em 2024.

Tabela 30 – Brasil e regiões: Demanda de “outros secundários de petróleo”

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
	mil tep					
2015	55	3.250	2.433	6.908	0	12.645
2019	80	4.657	2.317	6.590	0	13.644
2024	87	5.209	2.497	7.902	0	15.695
Período	Variação no período (mil tep)					
2014-2024	33	2.242	243	702	0	3.220
Período	Variação (% a.a.)					
2014-2019	8,3	9,4	0,6	-1,8	-	1,8
2019-2024	1,6	2,3	1,5	3,7	-	2,8
2014-2024	4,9	5,8	1,0	0,9	-	2,3

Nota.: Inclui demanda do setor energético e para geração termelétrica.

Fonte: EPE

4.6 Não energéticos do petróleo

Os produtos não energéticos do petróleo são utilizados para fins não energéticos e compreendem asfaltos, lubrificantes, solventes e outros produtos, como graxas, parafinas etc.

No caso particular do asfalto, a projeção da demanda levou em consideração as obras rodoviárias previstas nos programas de construção e de conservação de pavimentação das vias nas esferas federal, estadual e municipal. Os resultados previstos sinalizam a necessidade de expansão da produção de asfalto no país no horizonte decenal, pois sem a entrada de projetos adicionais, há necessidade de importações³⁴ ao final do período.

Devido ao crescimento da indústria de construção civil e ao desenvolvimento de infraestrutura no país especialmente relacionadas aos eventos esportivos de grande porte a serem realizados no curto prazo, há destaque no crescimento dos segmentos de lubrificantes e de asfaltos principalmente relacionados, respectivamente, à indústria automotiva, aos equipamentos industriais e a pavimentação. A projeção, em particular, para os solventes e os outros produtos não energéticos, foi feita levando em conta o histórico da participação dos mesmos no total do grupamento, bem como a influência do crescimento dos setores industriais associados a estes produtos.

No período de 2015-2024, foi projetado um crescimento na demanda total dos derivados não energéticos de petróleo a uma taxa média anual de 3,7%, conforme se pode observar na Tabela 31. O consumo nacional de não energéticos de petróleo atinge cerca de 12 milhões de tep em 2024.

Tabela 31 – Demanda de produtos não energéticos de petróleo

Ano	Lubrificantes	Asfaltos	Solventes	Outros	Total
	mil tep				
2015	1.072	2.794	441	3.676	7.984
2019	1.225	3.402	437	3.905	8.969
2024	1.616	4.397	471	5.109	11.592
Período	Variação no período (mil tep)				
2014-2024	534	1.327	10	1.627	3.498
Período	Variação (% a.a.)				
2014-2019	2,5	2,1	-1,0	2,3	2,1
2019-2024	5,7	5,3	1,5	5,5	5,3
2014-2024	4,1	3,7	0,2	3,9	3,7

Nota: Não inclui o consumo de etano nos outros produtos não energéticos de petróleo.
Fonte: EPE

O consumo nacional de não energéticos de petróleo atinge cerca de 12 milhões de tep em 2024. Essa projeção foi regionalizada (Tabela 32) com base nas vendas deste tipo de produtos pelas distribuidoras, tendo sido analisadas as séries históricas de dados da ANP.

³⁴ Em não havendo projetos adicionais de produção, há que se desenvolver inclusive a infraestrutura logística para importação do asfalto no país.

Tabela 32 – Brasil e regiões: Demanda total de produtos não energéticos de petróleo

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
	mil tep					
2015	552	1.183	1.384	3.800	1.066	7.984
2019	667	1.387	1.490	4.162	1.262	8.969
2024	918	1.854	1.840	5.248	1.732	11.592
Período	Variação no período (mil tep)					
2014-2024	354	591	355	1.181	604	3.084
Período	Variação (% a.a.)					
2014-2019	3,4	1,9	0,1	0,5	2,3	1,1
2019-2024	6,6	6,0	4,3	4,7	6,5	5,3
2014-2024	5,0	3,9	2,2	2,6	4,4	3,1

Nota: Não inclui o consumo de etano nos outros produtos não energéticos de petróleo.
 Fonte: EPE

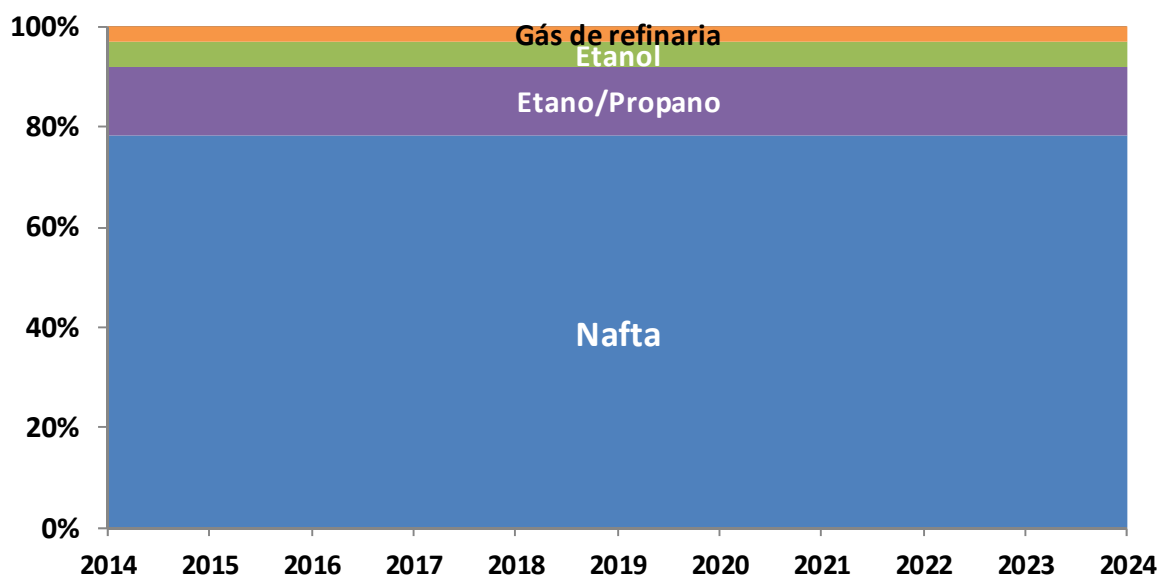
4.7 Nafta

A nafta petroquímica mantém-se, ao longo do horizonte decenal, como a matéria-prima de maior relevância nos processos de obtenção dos petroquímicos básicos (eteno, propeno, butadieno, BTX e demais produtos), insumos para a produção de resinas termoplásticas. A produção nacional se concentra principalmente nos polos petroquímicos localizados em São Paulo, Bahia e Rio Grande do Sul (unidades industriais da Braskem), além da produção de insumos básicos em determinadas refinarias da Petrobras. No PDE 2024, projeta-se uma demanda crescente de nafta petroquímica, em relação a 2014, alcançando 8.425 mil toneladas em 2024. Isto se deve à retomada do nível de utilização ao longo do período, além da revisão da base com atualização dos dados do BEN (EPE, 2015). Destaca-se a ausência de ampliações nas unidades existentes ou novas unidades baseadas em nafta no horizonte decenal.

A projeção da demanda por nafta considera a implantação de projetos petroquímicos, usualmente baseado em derivados do petróleo e a partir de fontes alternativas (gás natural, gases de refinarias, etanol e etc.). A indefinição de preços desta matéria prima no Brasil tem dificultado o planejamento de novas expansões. A etapa petroquímica do COMPERJ, por exemplo, projeto petroquímico da Petrobras a ser implantado em Itaboraí (RJ), teria como base o gás natural. Entretanto, considerando um estudo de viabilidade efetuado pela própria Braskem, este projeto se comparado a uma possível duplicação da unidade gás-química já existente (Riopol em Duque de Caxias/RJ), daria um menor retorno econômico³⁵. Assim, tal expansão, ainda encontra-se em avaliação por questões de disponibilidade e de preço do gás e não está contemplada no horizonte decenal. No período de 2015-2024, não há expansões confirmadas com base nafta nem outras matérias primas. A participação dos diversos insumos petroquímicos na produção de eteno é retratada no Gráfico 13 abaixo.

³⁵ Segundo informações obtidas do sítio da Braskem em fev/2105. Disponível em: www.braskem.com.

Gráfico 13 – Evolução da participação das matérias-primas para a produção de eteno



Fonte: EPE

5. Biocombustíveis

5.1 Biocombustíveis líquidos

Este item trata dos biocombustíveis líquidos destinados ao abastecimento de veículos automotores do Ciclo Otto: o etanol carburante – hidratado e anidro.

A projeção da demanda de etanol carburante foi elaborada em conjunto com a da gasolina A, por meio do modelo de demanda de combustíveis para veículos leves desenvolvido pela EPE, conforme já exposto. Como no caso da gasolina, o comportamento da demanda de etanol hidratado é determinado a partir das projeções de oferta interna de etanol carburante e da comparação entre estes volumes e as projeções da demanda total de combustíveis para a frota nacional de Ciclo Otto (medida em volume de gasolina-equivalente), o que determina a preferência de abastecimento dos usuários de veículo flex fuel e, conseqüentemente, a parcela da demanda de energia dos veículos de Ciclo Otto a ser atendida por este tipo de etanol.

A Tabela 33 apresenta as projeções regionalizadas do etanol hidratado.

Tabela 33 – Brasil e regiões: Demanda energética de etanol hidratado

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
	milhões de litros					
2015	217	1.040	1.851	10.977	2.220	16.305
2019	315	1.476	2.203	14.979	3.182	22.155
2024	430	1.955	2.564	17.994	3.970	26.914
Período	Variação no período (milhões de litros)					
2014-2024	275	1.134	997	8.361	2.174	12.941
Período	Variação (% a.a.)					
2014-2019	15,2	12,4	7,1	9,2	12,1	9,7
2019-2024	6,4	5,8	3,1	3,7	4,5	4,0
2014-2024	10,7	9,1	5,0	6,4	8,3	6,8

Fonte: EPE

Em 2014, a demanda nacional de etanol hidratado alcançou 14 bilhões de litros. Para o período de 2014 a 2024, estima-se um crescimento de 6,8% ao ano desta demanda, sendo que seu volume em 2024 deverá atingir 27 bilhões de litros.

A projeção da demanda de etanol anidro é calculada a partir da demanda de gasolina C e do teor de anidro pré-estabelecido. A Tabela 34 apresenta as projeções regionalizadas do etanol anidro.

Tabela 34 – Brasil e regiões: Demanda energética de etanol anidro

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
	milhões de litros					
2015	791	2.391	2.373	4.967	1.110	11.632
2019	887	2.696	2.488	4.703	1.114	11.887
2024	1.065	3.216	2.723	5.026	1.239	13.270
Período	Variação no período (milhões de litros)					
2014-2024	345	1.073	486	152	198	2.254
Período	Variação (% a.a.)					
2014-2019	4,3	4,7	2,1	-0,7	1,4	1,5
2019-2024	3,7	3,6	1,8	1,3	2,2	2,2
2014-2024	4,0	4,1	2,0	0,3	1,8	1,9

Fonte: EPE

Em 2014, o consumo brasileiro de etanol anidro foi de 11 bilhões de litros, considerando-se o teor obrigatório de 25% adicionado à gasolina A. Ressalta-se que, para o ano de 2015, foi considerado um percentual em valores entre 25% e 27% e, para o restante do período decenal, assumiu-se que o teor de anidro na Gasolina C será mantido em 27%. Projeta-se, para o período de 2014 a 2024, uma taxa média de crescimento de 1,9% ao ano. Deste modo, em 2024, a demanda de etanol anidro atingirá o valor de 13 bilhões de litros.

Para o biodiesel, considerou-se que o teor obrigatório de B100 no diesel mineral, atualmente de 7% em volume, permanece neste nível até 2024. Espera-se que, ao longo do decênio, a alta produção e os ganhos de produtividade agrícola e industrial no complexo soja (a principal matéria-prima) tenham influência direta sobre os preços desse óleo e, conseqüentemente, no valor pago pelo biodiesel.

Contudo, considera-se que isto não será suficiente para que os preços ao consumidor do biodiesel passem a ser inferiores ao diesel fóssil. Estima-se, assim, que os preços dos insumos graxos sigam trajetória aproximadamente paralela ao do óleo diesel, com algumas oscilações para baixo.

Nestas condições, a projeção da demanda de biodiesel corresponde basicamente à adição obrigatória no diesel mineral, conduzindo aos números apresentados na Tabela 35. Espera-se que a demanda obrigatória nacional de biodiesel aumente de cerca de 4,4 bilhões de litros para 5,6 bilhões de litros, entre 2015 e 2024.

Tabela 35 – Brasil e regiões: Demanda obrigatória de biodiesel

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
	milhões de litros					
2015	473	670	812	1.829	576	4.359
2019	541	794	926	1.879	669	4.809
2024	642	906	1.049	2.252	774	5.623
Período	Variação no período (milhões de litros)					
2014-2024	252	397	432	795	337	2.212
Período	Variação (% a.a.)					
2014-2019	6,7	9,3	8,4	5,2	8,9	7,1
2019-2024	3,5	2,7	2,5	3,7	3,0	3,2
2014-2024	5,1	5,9	5,4	4,5	5,9	5,1

Nota: Não inclui "bunker" estrangeiro e marítimo.
Fonte: EPE

Considerando-se o crescimento da área plantada e da produção de soja atual, a alternativa de autoprodução no setor agropecuário poderá se concretizar, criando um nicho de demanda para o biodiesel. Além disso, poderá haver setores interessados em diminuir as emissões de GEE e que verão no uso de biocombustíveis a alternativa mais viável. Instituições públicas e privadas que têm como estratégia o uso de biodiesel em frotas de transporte urbano e empresas. Este consumo acima do teor obrigatório, entretanto, não foi considerado nas projeções deste estudo.

5.2 Biomassa da cana

No Brasil, a biomassa da cana-de-açúcar é consumida principalmente na produção de açúcar e de etanol. De acordo com dados do Balanço Energético Nacional, em 2014, aproximadamente 56% das 134 milhões de toneladas de bagaço consumido para fins energéticos foram destinados à produção de açúcar. Por sua vez, a produção de etanol absorveu 44% desse montante (EPE, 2015). A tendência é manter esta destinação maior para a produção de açúcar, porém declinante ao longo do horizonte do PDE 2024.

A Tabela 36 resume as projeções da demanda de bagaço de cana, que cresce 3,1% anuais e atinge cerca de 177 milhões de toneladas em 2024.

Tabela 36 – Demanda de bagaço de cana-de-açúcar

Ano	Setor industrial ⁽¹⁾	Setor energético ⁽²⁾	Total
	mil toneladas		
2015	75.526	61.522	137.048
2019	89.191	73.847	163.038
2024	95.226	82.171	177.397
Período	Variação no período (mil t)		
2014-2024	20.527	26.558	47.086
Período	Variação (% a.a.)		
2014-2019	3,6	5,8	4,6
2019-2024	1,3	2,2	1,7
2014-2024	2,5	4,0	3,1

Notas: (1) O principal consumo no setor industrial ocorre na produção de açúcar.

(2) No setor energético, o consumo do bagaço destina-se à produção de etanol.

Fonte: EPE

5.3 Biomassa da lenha

A lenha que, na década de 70, chegou a representar 46% do consumo final de energia do país, responde atualmente por cerca de 6,3% desse consumo (EPE, 2015). Os setores que mais utilizam esse insumo energético são o industrial (principal consumidor), seguido do residencial e do agropecuário. Entre as residências, a lenha responde por aproximadamente 25% do consumo de energia final (EPE, 2015) e seu uso tem se reduzido devido, principalmente, à entrada do GLP e do gás natural que, por suas características (poder calorífico, embalagem e infraestrutura de distribuição), apresentam grande vantagem em relação aos combustíveis líquidos e sólidos. É necessário destacar que alguns domicílios usuários de lenha, possuem também fogão à GLP, e que aqueles que possuem fogão somente à lenha tendem a migrar para o consumo de lenha combinado com GLP, aumentando a participação destes domicílios de uso não exclusivo no total. Nestes casos, o maior ou menor uso de GLP é determinado pelo preço do combustível.

A projeção da demanda de lenha para o setor residencial considera, entre outros, o consumo específico (montante de lenha por domicílio) e o percentual de domicílios com fogão a lenha. O consumo específico está fundamentado nos resultados da pesquisa de campo contratada pela EPE em 2011³⁶, a frequência de uso passou de 293 dias por ano em 2014 para 227 no urbano e atinge 284 dias no rural em 2024. Já o consumo específico para uso exclusivo de lenha, caiu de 10,2³⁷ em 2014 para 9,0 em 2024 no urbano e se manteve constante no segmento rural e o consumo específico para uso de GLP e lenha caiu de 7,8 para 7,4 no rural e de 8,2 para 6,7 no urbano. O percentual de domicílios com uso preponderante de fogão a lenha foi estimado com base na análise dos microdados de 2001 a 2009 da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD). Já os domicílios consumidores de lenha e outros combustíveis foram estimados com base na POF 2008/2009. A Tabela 37 mostra a trajetória decrescente do número de domicílios com uso de lenha no período decenal.

³⁶ Contrato nº CT-EPE-002/2011 conforme especificações do Projeto Básico do Edital do Pregão Eletrônico nº PE.EPE.020/2010.

³⁷ Notar que esse índice refere-se aos domicílios com uso preponderante de lenha, portanto, subconjunto do conjunto de domicílios totais.

Tabela 37 – Brasil e regiões: Número de domicílios que utilizam lenha

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
	mil unidades					
2015	506	2.768	2.257	1.675	393	7.599
2019	509	2.760	2.260	1.669	396	7.594
2024	509	2.736	2.257	1.655	399	7.555
Período	Variação no período (mil unidades)					
2014-2024	-3	-80	-28	-46	3	-154

Fonte: EPE

No setor industrial, analisaram-se as possibilidades de substituição da lenha pelo gás natural, com vantagens evidentes no caso da produção de cerâmica (agregação de valor pela melhoria na qualidade do produto) e, em muitos casos, na indústria de alimentos e bebidas. Por outro lado, há nichos de utilização da lenha que não deverão ser atingidos, como na produção de celulose. Em alguns casos, em detrimento à lenha proveniente de mata nativa, visualiza-se o uso de lenha oriunda de reflorestamento, além de resíduos de produção em indústrias específicas.

A Tabela 38 apresenta a projeção da demanda de lenha desagregada por setor.

Tabela 38 – Brasil e regiões: Demanda de lenha

Ano	Setor residencial	Setor industrial	Outros setores ⁽¹⁾	Total
	mil toneladas			
2015	17.250	22.658	8.540	48.448
2019	15.726	26.596	8.166	50.488
2024	14.090	32.286	7.847	54.223
Período	Variação no período (mil t)			
2014-2024	-3.829	6.786	-844	2.113
Período	Variação (% a.a.)			
2014-2019	-2,6	0,8	-1,2	-0,6
2019-2024	-2,2	4,0	-0,8	1,4
2014-2024	-2,4	2,4	-1,0	0,4

Nota: (1) Setores comercial e agropecuário.
Fonte: EPE

5.4 Carvão Vegetal

Em 2014, o consumo de carvão vegetal representou apenas 1,5% do consumo final de energia do país, sendo 85% utilizados no setor industrial, 12% no residencial e 2% no comercial (EPE, 2015). No setor industrial, as produções de ferro-gusa e aço e de ferro ligas respondem por aproximadamente 95% do consumo total de carvão vegetal, com uso simultâneo como agente redutor e fornecimento de energia (EPE, 2015). No setor residencial, o consumo de carvão vegetal é destinado basicamente ao aquecimento direto, em complemento ao uso da lenha (ambos apresentam rendimentos energéticos muito semelhantes).

A projeção da demanda de carvão vegetal é apresentada na Tabela 39. Até 2019, a demanda nacional de carvão vegetal alcança cerca de 7 milhões de toneladas, com crescimento médio anual de 0,9%, enquanto no segundo quinquênio ocorre um forte crescimento com taxa média anual de 4,6%, atingindo uma demanda total de 8,5 milhões de toneladas.

Tabela 39 – Demanda de carvão vegetal

Ano	Setor industrial	Outros setores	Total
	mil toneladas		
2015	5.662	757	6.419
2019	6.107	709	6.816
2024	7.861	663	8.524
Período	Variação no período (mil t)		
2014-2024	2.109	-108	2.001
Período	Variação (% a.a.)		
2014-2019	1,2	-1,7	0,9
2019-2024	5,2	-1,3	4,6
2014-2024	3,2	-1,5	2,7

Fonte: EPE

6. Carvão mineral e Coque

Do carvão mineral e do coque metalúrgico consumidos no país em 2014, 94% foram demandados pelo setor siderúrgico, sendo o restante destinado a segmentos como ferro ligas, não ferrosos e mineração e pelotização (EPE, 2015).

O atendimento à demanda de carvão metalúrgico, em razão das características do carvão nacional, é realizado quase que integralmente a partir de importações. Em contraposição, a demanda de carvão energético (carvão vapor) tem sido suprida em sua quase totalidade pela produção nacional. A maior parcela do carvão vapor é destinada à geração termelétrica, sendo o restante consumido para geração de calor no setor industrial.

Assim sendo, a projeção da demanda de carvão mineral e coque está associada ao cenário de expansão da siderurgia, assim como dos segmentos de ferro ligas, não ferrosos, mineração e pelotização, enquanto que a projeção de carvão vapor é função da geração termelétrica esperada ao longo do período decenal. Estima-se que o setor siderúrgico mantenha sua posição de responsável pela grande maioria do consumo nacional de carvão mineral e do coque ao longo de todo o horizonte.

Nessas condições, a projeção da demanda final de carvão mineral e coque é a apresentada na Tabela 40. No primeiro quinquênio há um crescimento percentual médio mais brando e o consumo chega 2,1%, chegando a 17 milhões de tep em 2019. O segundo quinquênio, registra o maior crescimento da demanda total de coque e carvão mineral no país, obtendo-se uma taxa média anual de 3,7% em relação a 2019, chegando a aproximadamente 20 milhões de tep em 2024, sob influência da retomada da utilização plena da capacidade instalada da siderurgia nacional.

Se comparado com o consumo final de carvão mineral e coque metalúrgico apontado pelo PDE 2023, há uma significativa redução ao final do horizonte, como consequência da revisão para baixo do cenário de expansão do parque siderúrgico brasileiro.

Tabela 40 – Demanda de carvão mineral e coque

Ano	Carvão Metalúrgico e Coque ¹	Carvão Vapor ²	Total
	mil tep		
2015	7.797	8.121	15.918
2019	9.002	7.998	17.001
2024	10.322	10.021	20.343
Período	Acréscimo no período (mil tep)		
2014-2024	2.551	2.450	5.001
Período	Variação (% a.a.)		
2014-2019	3,0	1,1	2,1
2019-2024	2,8	4,6	3,7
2014-2024	2,9	2,8	2,9

Notas: (1) Consumo final energético (inclui consumo como redutor).
 (2) Inclui consumo para geração termelétrica. Não inclui autoprodução.
 Fonte: EPE

7. Consumo final por fonte e por setor

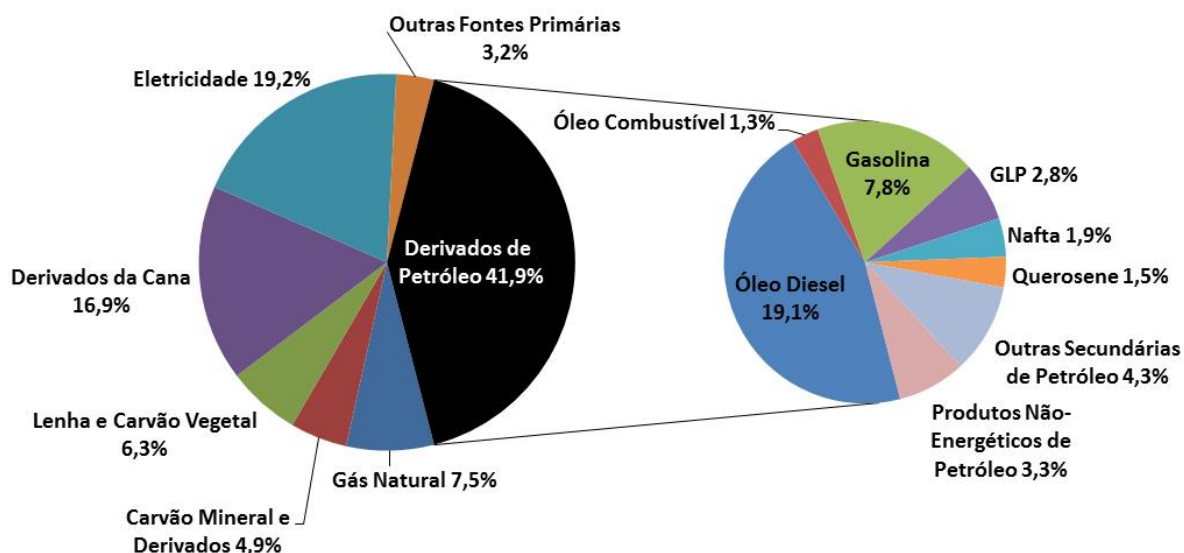
Apresenta-se a seguir a consolidação de resultados referentes ao consumo final de energia, por fonte e por setor, para o ano de 2024, além das respectivas variações médias anuais com relação ao ano de 2014 (Tabela 41). Nesse período, alguns movimentos merecem destaque:

- *Incremento do consumo de gás natural no setor energético*, por conta do consumo nas atividades de E&P (devido à exploração das reservas localizadas no pré-sal brasileiro) e nas refinarias brasileiras;
- *Forte acréscimo do consumo de eletricidade no setor energético*, principalmente pela expansão da autoprodução na produção de etanol e nas atividades de E&P;
- *Grande expansão do consumo não energético de gás natural*, como consequência da ampliação da produção de fertilizantes e geração de hidrogênio em refinarias que demandam este energético como matéria-prima;
- *Perda de importância dos consumos residenciais de lenha e de carvão vegetal*, por conta da trajetória declinante do número de domicílios com uso preponderante de lenha no País;
- *Revisão para baixo da expansão da demanda de etanol no setor de transportes*, em benefício do consumo de gasolina, por conta de um cenário menos favorável do primeiro combustível em veículos leves "flex fuel", quando comparado com o PDE anterior, tanto em termos de preço relativo quanto de disponibilidade;
- *Perda de importância dos derivados de petróleo, destacadamente da gasolina e óleo diesel. Por outro lado, o gás natural e a eletricidade passam a ter maior peso;*
- *Significativo ganho de participação do setor energético, contra leve perda de importância dos setores industrial, residencial e transportes.*

O Gráfico 14 e o

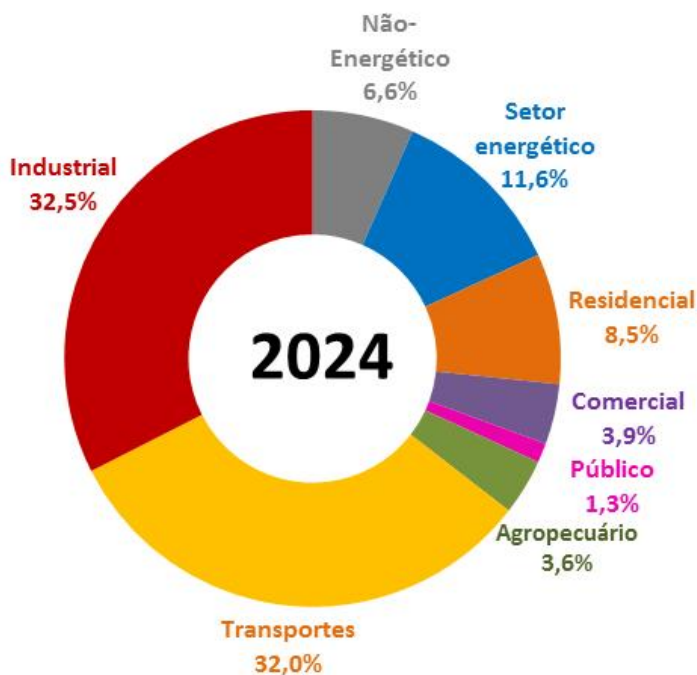
Gráfico 15 mostram as respectivas participações dos setores e das fontes no consumo final de energia em 2024.

Gráfico 14 – Participação das fontes no consumo final de energia em 2024



Nota: * Inclui consumo não energético
 Fonte: EPE

Gráfico 15 – Consumo final de energia por setor em 2024



Fonte: EPE

Tabela 41 – Consumo final de energia por fonte e setor

CONSUMO FINAL POR FONTE

UNIDADE: 10³ tep

IDENTIFICAÇÃO	SETOR ENERGÉTICO		RESIDENCIAL		COMERCIAL		PÚBLICO		AGROPECUÁRIO		TRANSPORTES		INDUSTRIAL		CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO		CONSUMO FINAL	
	2024	Δ% a.a.	2024	Δ% a.a.	2024	Δ% a.a.	2024	Δ% a.a.	2024	Δ% a.a.	2024	Δ% a.a.	2024	Δ% a.a.	2024	Δ% a.a.	2024	Δ% a.a.	2024	Δ% a.a.
TOTAL	40.829	4,0	30.043	1,9	13.896	4,9	4.484	1,2	12.899	1,4	113.168	2,7	114.838	2,8	330.158	2,8	23.340	3,9	353.498	2,9
GÁS NATURAL	7.979	2,4	622	7,2	353	7,0	0	-	0	-	1.834	1,4	12.204	2,3	22.991	2,4	3.596	18,0	26.587	3,5
CARVÃO MINERAL	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	4.913	2,5	4.913	2,5	0	-	4.913	2,5
LENHA	0	-	4.368	-3,3	109	1,1	0	-	2.324	-1,4	0	-	10.009	2,5	16.809	0,1	0	-	16.809	0,1
BAGAÇO DE CANA	17.502	3,5	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	20.283	2,3	37.786	2,8	0	-	37.786	2,8
OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS RENOVÁVEIS	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	11.410	5,2	11.410	5,2	0	-	11.410	5,2
GÁS DE COQUERIA	212	1,3	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	1.601	2,6	1.813	2,4	0	-	1.813	2,4
COQUE DE CARVÃO MINERAL	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	10.322	2,6	10.322	2,6	0	-	10.322	2,6
ELETRICIDADE	6.965	10,0	16.959	4,1	12.711	5,0	4.178	1,3	3.293	3,7	287	5,6	23.622	2,9	68.014	4,1	0	-	68.014	4,1
CARVÃO VEGETAL	0	-	325	-3,8	93	0,2	0	-	10	2,1	0	-	5.078	4,1	5.506	3,3	0	-	5.506	3,3
ÁLCOOL ETÍLICO	0	-	0	-	0	-	0	-	18	5,0	20.812	4,8	0	-	20.830	4,8	965	5,2	21.795	4,8
ALCATRÃO	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	119	2,6	119	2,6	161	2,7	281	2,7
SUBTOTAL DERIVADOS DE PETRÓLEO	8.171	3,5	7.769	1,7	631	3,0	307	1,2	7.254	1,6	90.236	2,3	15.277	1,8	129.644	2,3	18.617	2,5	148.261	2,3
ÓLEO DIESEL	2.752	6,2	0	-	7	0,3	3	-1,9	7.205	1,5	56.138	3,2	1.287	0,6	67.392	3,0	0	-	67.392	3,0
ÓLEO COMBUSTÍVEL	397	2,5	0	-	23	0,5	10	-0,6	35	3,8	1.240	0,9	2.922	1,2	4.628	1,3	0	-	4.628	1,3
GASOLINA	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	27.705	0,7	0	-	27.705	0,7	0	-	27.705	0,7
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	86	32,2	7.769	1,7	600	3,1	293	1,3	14	20,0	0	-	1.209	0,8	9.972	1,8	0	-	9.972	1,8
NAFTA	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	6.546	0,5	6.546	0,5
QUEROSENE	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	5.153	3,5	3	6,7	5.156	3,5	8	3,7	5.164	3,5
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	4.936	2,2	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	9.856	2,3	14.792	2,3	472	4,6	15.263	2,3
PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	11.592	3,7	11.592	3,7

Fonte: EPE

III – GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo são apresentados os estudos para a definição de um cenário para a expansão do parque de geração de energia elétrica e das principais interligações entre os subsistemas no horizonte decenal, de forma a subsidiar o processo licitatório para expansão da oferta de energia elétrica visando garantir o abastecimento adequado do crescimento da demanda de energia elétrica projetado para o sistema interligado do País.

A expansão da geração de energia elétrica para o horizonte decenal deve se dar de forma sustentável, atendendo aos critérios econômico e de segurança de suprimento para o sistema eletroenergético.

Neste capítulo são descritos os critérios metodológicos, bem como as premissas e diretrizes que orientaram as simulações das diversas alternativas de oferta para atender à demanda. Como resultados principais são apresentados o plano indicativo de expansão do parque gerador com a participação das fontes, a expansão das interligações entre os subsistemas, os custos marginais de operação, os riscos de déficit de energia, análise da relação entre a capacidade de armazenamento e o mercado e o atendimento à demanda máxima de potência. Por fim, são apresentados os investimentos esperados correspondentes a este cenário de expansão da oferta de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional – SIN.

1. Introdução

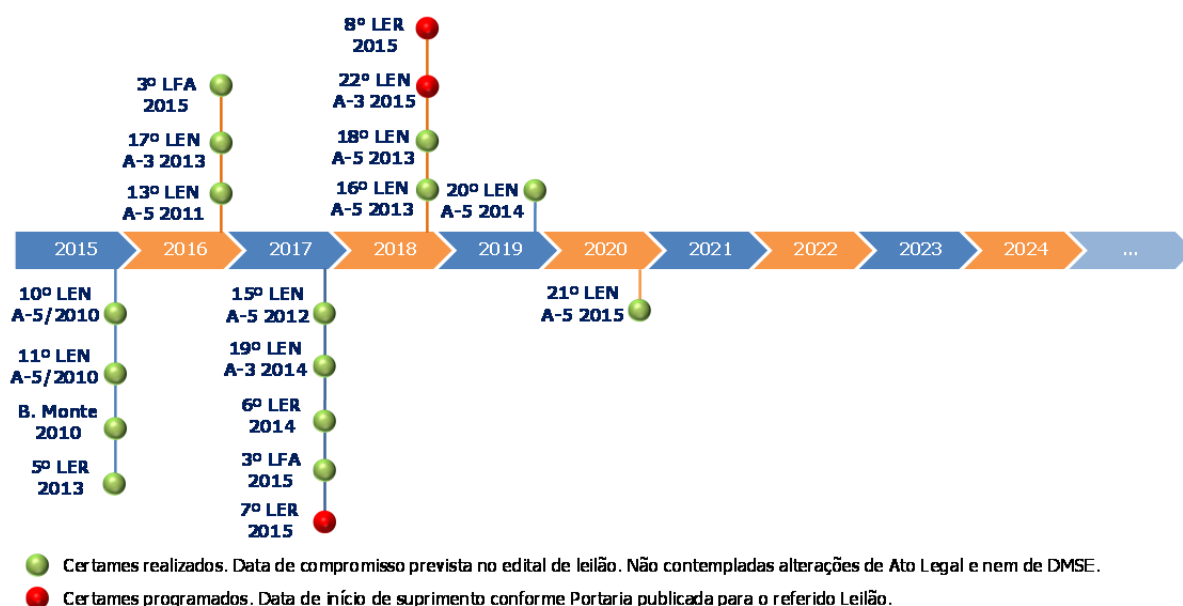
O incremento médio anual da carga de energia elétrica no SIN (já incorporados os ganhos de eficiência energética e desconsiderando-se a parcela da autoprodução) será de, aproximadamente, 2.900 MWmed no período 2015-2024. Desse montante, os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Acre/Rondônia respondem por 71%, ou, aproximadamente, 2.050MWmed ao ano, enquanto os subsistemas Norte, Nordeste e Manaus/Amapá/Boa Vista crescem, em média, 850 MWmed ao ano neste período, representando 29%.

A expansão da geração no horizonte decenal incorpora os resultados dos leilões de compra de energia elétrica promovidos até abril de 2015, resultando em uma configuração de expansão parcialmente definida *a priori*. A data de entrada em operação desses empreendimentos, considerada neste plano, é atualizada de acordo com as reuniões de acompanhamento do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE³⁸. De modo a garantir as condições de atendimento em todo o horizonte decenal, a oferta indicativa leva em consideração os prazos estimados para entrada em operação das usinas contratadas nos leilões futuros, além da necessidade energética, completando assim a configuração de expansão do cenário de referência. A Figura 3 ilustra os leilões que contrataram energia para início de suprimento previsto no horizonte deste Plano Decenal e aqueles já programados, com portaria publicada, que ocorrerão em 2015. Nota-se que, assumindo as datas de compromisso de entrega de

³⁸ Para o PDE 2024 foram utilizadas como referência as datas de tendência para a entrada em operação das usinas já contratadas, estabelecidas na reunião do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE – de abril de 2015, que subsidiou também a elaboração do Programa Mensal da Operação – PMO – de maio de 2015, pelo ONS.

energia previstas nestes leilões, não há oferta contratada para início de suprimento após 2021, fazendo com que nesses anos finais a expansão seja totalmente indicativa.

Figura 3 – Leilões de energia nova – compromisso de entrega de certames já realizados e programados



Fonte: Elaboração EPE

No que se refere à integração energética com outros países latino-americanos, o governo brasileiro, através de suas empresas, vem realizando acordos e participando de estudos em países das Américas Central e do Sul. A integração energética do Brasil com estes países proporcionará diversos benefícios para ambas as partes, como, por exemplo, o aproveitamento da complementaridade dos regimes hidráulicos, o aumento da confiabilidade e da segurança do suprimento, redução da utilização de térmicas e da emissão de CO₂. Apenas 25% da capacidade hidráulica dos países que fazem fronteira com o Brasil foi aproveitada. A associação a esses países se verifica, predominantemente, com fontes renováveis de geração de energia e de baixo custo, como é o caso das hidrelétricas.

No Peru, existem projetos para a construção de seis usinas hidrelétricas que totalizam cerca de 7 GW de capacidade instalada. O aproveitamento de Inambari, de 2,2 GW, é o que está em estágio mais avançado, apesar de não haver novas informações sobre sua construção, em relação ao publicado no PDE anterior. Os estudos de inventário e viabilidade para a construção da usina já estão concluídos, e encontra-se em análise pelos governos dos dois países um tratado de comercialização da energia produzida. A usina de Inambari localiza-se a aproximadamente 260 km da fronteira com o Brasil. Estes estudos, que priorizam o atendimento à demanda local, indicam a possibilidade de exportação de energia excedente para o Brasil com a interligação dos sistemas elétricos no estado de Rondônia.

O Brasil e a Bolívia planejam a construção de uma usina hidrelétrica binacional, a qual se localizará próxima à fronteira, em território boliviano. Caso ocorra a associação entre os dois países, o estudo resultará em um empreendimento localizado à montante das usinas de Jirau e Santo Antônio, possibilitando a regularização dessas usinas e de todo o rio Madeira. Parte da energia gerada será exportada para o Brasil e a usina terá, aproximadamente, 3.000 MW de potência instalada.

Em 2013, a Guiana e o Brasil constituíram uma comissão mista com a intenção de desenvolver estudos que resultem na construção de duas usinas em território guianense, a longo do Rio Mazaruni - Middle Mazaruni (1,5 GW) e Upper Mazaruni (3 GW). Os excedentes da energia produzida pelas hidrelétricas poderão ser importados pelo Brasil, por meio de interligações no estado de Roraima, resultando em maior confiabilidade para o suprimento local.

Está em desenvolvimento pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) um estudo que visa à integração energética entre a Guiana, Guiana Francesa, Suriname e Brasil. O estudo tem o objetivo de mostrar a viabilidade da integração e permitir o aproveitamento do potencial energético inexplorado das Guianas e Suriname, que deve estar em torno de 6 GW. Concluído, o estudo será apresentado aos governos envolvidos.

Entre Brasil e Argentina estuda-se a construção das hidrelétricas Garabi e Panambi, no rio Uruguai, para as quais as informações constantes nesse PDE são as mesmas do ciclo anterior. Estes empreendimentos binacionais poderão ter capacidades instaladas total de 2,2 GW. Os estudos de inventário hidrelétrico da bacia hidrográfica do rio Uruguai já foram concluídos. Os estudos de viabilidade encontram-se em desenvolvimento - incluídos os estudos ambientais. A exploração energética do trecho do rio Uruguai entre Brasil e Argentina está prevista pelo Tratado para Aproveitamentos dos Recursos Hídricos Compartilhados dos Trechos Limítrofes do Rio Uruguai e de seu Afluente, o Rio Pepiri-Guaçu, assinado pelos governos dos dois países em 1980. De acordo com o Tratado, a energia gerada será dividida igualmente entre os dois países.

Todos os projetos acima indicados poderão ser viabilizados por meio de Tratados Internacionais entre o Brasil e os países vizinhos. À medida que os acordos se concretizem, os estudos ambientais e os projetos de engenharia sejam concluídos, as parcelas de energia excedente para exportação para o Brasil poderão passar a ser incorporadas nos estudos de planejamento da expansão da oferta do setor elétrico brasileiro.

2. Sistema existente

De acordo com dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL – BIG – a capacidade instalada total do sistema elétrico brasileiro no final de 2014 era de, aproximadamente, 134 mil MW. Esse total engloba não apenas as unidades geradoras do SIN, mas conta também com aquelas instaladas nos sistemas isolados e a autoprodução clássica³⁹, não contabilizando a parcela de importação da UHE Itaipu.

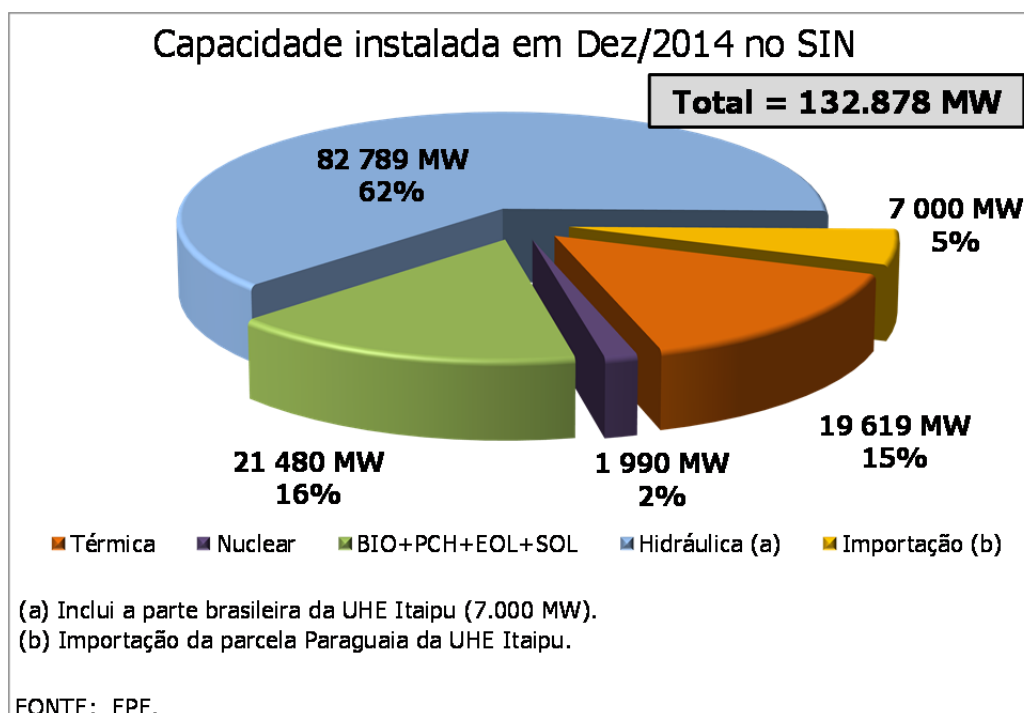
Considerando os dados do PDE 2023, os despachos, resoluções e relatórios de fiscalização da ANEEL e as reuniões de acompanhamento do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE, a capacidade instalada dos empreendimentos de geração do SIN, incluindo a parcela paraguaia de Itaipu e a capacidade instalada nos sistemas isolados⁴⁰ que serão interligados no horizonte deste plano, totalizava cerca de 133 mil MW em dezembro de 2014. A distribuição da capacidade instalada

³⁹ A autoprodução clássica é representada nas simulações energéticas como abatimento da carga de energia. Dessa forma, a autoprodução clássica não é explicitada nos totais de oferta de energia apresentados neste capítulo.

⁴⁰ Foram considerados os montantes em operação em dezembro de 2014 das usinas hidrelétricas Coaracy Nunes, Santo Antônio do Jari e Ferreira Gomes e das termelétricas Santana 1 e Santana 2.

por tipo de fonte do parque gerador existente é apresentada no Gráfico 16, mostrando a grande participação das fontes renováveis, principalmente da fonte hidráulica.

Gráfico 16 – Capacidade instalada por tipo de fonte em dezembro de 2014



3. Metodologia e critérios

O planejamento da expansão da oferta de energia elétrica é realizado com base em normas estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resoluções do Conselho⁴¹ determinam que o custo marginal de operação (CMO) deve ser igual ao custo marginal de expansão (CME) e que o risco máximo de déficit permitido, de qualquer magnitude, em cada ano de planejamento, é de 5% em cada subsistema do SIN, considerando-se todos os cenários hidrológicos simulados⁴².

O valor do CME do PDE 2024 foi de R\$ 139,00/MWh. A metodologia utilizada para o cálculo do CME é apresentada em [25].

A composição da oferta de geração teve como base os empreendimentos de geração com viabilidade técnica, econômica e socioambiental, em diversos estágios de desenvolvimento, porém com reais possibilidades de início de operação no horizonte do estudo. O Capítulo X apresenta a avaliação processual e socioambiental desses empreendimentos.

⁴¹ CNPE nº 1, de 18 de novembro de 2004, e nº 9, de 28 de julho de 2008.

⁴² Cenários hidrológicos são possíveis realizações do processo estocástico de aflúências, ao longo de todo horizonte de planejamento. O conjunto (árvore) de cenários representa todo o universo probabilístico sobre o qual é efetuado o processo de otimização da operação energética. Nesta simulação são considerados 2.000 cenários hidrológicos.

As simulações energéticas necessárias ao ajuste do plano de oferta de energia e ampliações nas interligações foram realizadas utilizando-se o modelo NEWAVE⁴³, em sua versão 19, sem tendência hidrológica e com o mecanismo de aversão ao risco (CVaR), utilizando os parâmetros definidos pela Comissão Permanente de Acompanhamento de Modelos de Planejamento – CPAMP⁴⁴ [26] ($\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$). Dentre os resultados dos 2.000 cenários sintéticos simulados, os custos marginais médios anuais e os riscos de déficit de qualquer magnitude são utilizados para atender aos critérios anteriormente citados.

O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 3.150,00/MWh [28] e a taxa de desconto foi de 8% ao ano, em termos reais⁴⁵.

4. Diretrizes e premissas

Para fazer frente ao seu crescimento, de forma segura, econômica e com respeito à legislação ambiental, o Brasil dispõe de grande potencial energético, com destaque para as fontes renováveis de energia (potencial hidráulico, eólico, de biomassa e solar).

A principal diretriz deste Plano foi a priorização da participação dessas fontes renováveis para atender ao crescimento do consumo de energia elétrica no horizonte decenal, compatibilizando esta participação com o atendimento à carga de forma segura e tendo em vista o compromisso brasileiro de manter seu crescimento econômico apoiado em uma matriz energética limpa.

Premissas gerais para a expansão da geração

As análises referentes ao sistema de geração foram realizadas considerando as projeções de carga de energia para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte e Acre/Rondônia no período 2015-2024. Essas projeções foram representadas em três patamares da curva de carga e já incluem as perdas elétricas na rede transmissora.

A expansão proposta neste Plano trata apenas do SIN e incorpora os sistemas isolados que serão interligados no horizonte deste estudo. A expansão dos sistemas isolados sem previsão de interligação é feita de acordo com as disposições do Decreto Nº 7.246/2010, que determina a realização de licitações para atendimento ao mercado dessas localidades. As informações referentes aos sistemas Amapá e Boa Vista foram consideradas a partir de suas datas de interligação ao SIN, respectivamente em 2015 e 2017. Atualmente, a região de Boa Vista é atendida, em parte, pela importação de energia da Venezuela. Apesar do contrato de suprimento com o país vizinho continuar válido após a interligação ao SIN, conservadoramente, optou-se por não considerar esse intercâmbio internacional nas simulações.

⁴³ Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Neste Plano, os estudos foram elaborados com a versão 19 desse modelo, última versão homologada pela ANEEL à época da elaboração deste capítulo.

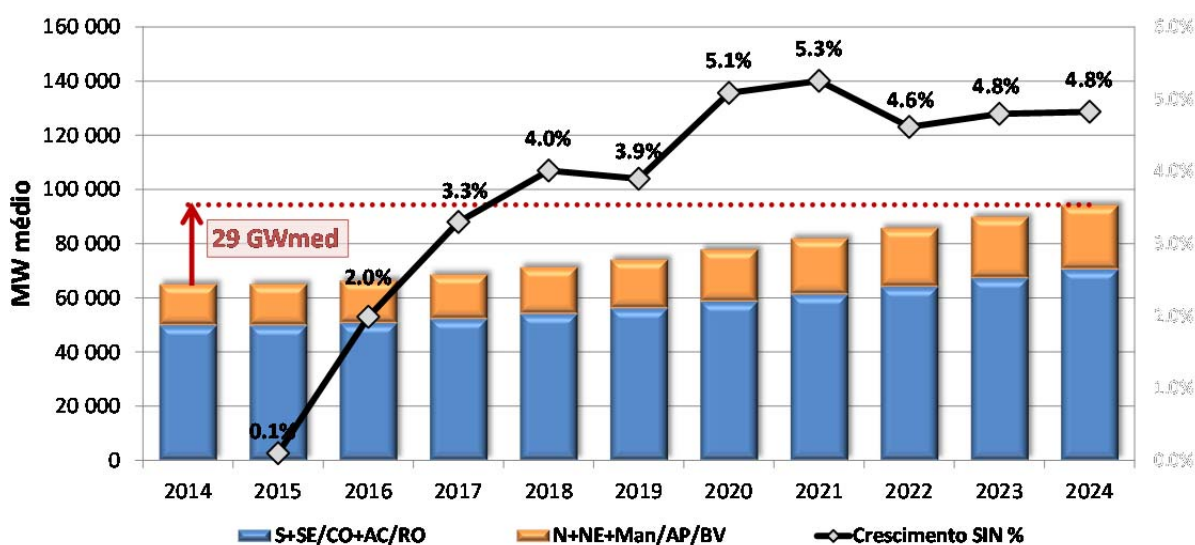
⁴⁴ Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, instituída pelo MME, por meio da Portaria nº 47/2008, visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela EPE, pelo ONS e pela CCEE, em atendimento às determinações firmadas na Resolução CNPE nº 1, de 2007.

⁴⁵ Adotou-se como referência a taxa de 8% ao ano, em termos reais, coerente com o valor considerado para o cálculo do custo médio de geração de longo prazo no PNE 2030.

A projeção dos valores anuais de carga de energia para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Acre/Rondônia, Sul, Nordeste, Norte, Manaus/Amapá e Boa Vista é apresentada no Capítulo II e resumida a seguir.

O crescimento médio anual da carga de energia do SIN, no horizonte decenal, é de aproximadamente 2.900 MWmed, representando uma taxa média de expansão de 3,8% ao ano, que totaliza um crescimento do mercado de cerca de 29 GWmédios. O Gráfico 17 apresenta a evolução anual da carga de energia elétrica do SIN, distinguindo a participação das regiões S+SE/CO+AC/RO e N+NE+Man/AP/BV, e a taxa média de crescimento anual.

Gráfico 17 – Evolução da carga de energia elétrica no SIN



FONTE: EPE.

Em relação à demanda máxima de potência, a distribuição do crescimento entre as regiões é semelhante à da demanda de energia. Como apresentado no Capítulo II, a demanda agregada do SIN não corresponde à soma das demandas de potência dos subsistemas, devido à não simultaneidade das ocorrências. Assim, o sistema de geração deverá se expandir para atender a um crescimento médio anual de cerca de 3.800 MW⁴⁶ no SIN, o que representa um acréscimo médio de aproximadamente 3,7% a.a., totalizando aproximadamente 38.000 MW de expansão ao longo do período decenal.

A hidrelétrica de Itaipu foi considerada integrada ao parque gerador simulado. Assim, para manter a coerência com a premissa adotada, os suprimentos de energia previstos à ANDE⁴⁷ e o consumo interno da usina Itaipu, que são da ordem de 1.300 MWmed em 2015 e crescem a uma taxa média de cerca de 9% a.a., foram acrescentados à carga total usada nas simulações. Observa-se que essa projeção já incorpora uma estimativa de expansão adicional da carga do sistema paraguaio, que deverá ocorrer devido ao reforço do seu sistema de transmissão.

Face à distribuição geográfica dos grandes centros de carga, nas simulações de formação de preço e decisão de despacho, o SIN é hoje dividido em quatro subsistemas elétricos: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Para representação da interligação da Usina Binacional de Itaipu, esta foi

⁴⁶ Projeção de crescimento médio no período 2015-2024.

⁴⁷ *Administración Nacional de Electricidad*, autarquia responsável pela operação e planejamento do sistema elétrico paraguaio.

simulada em um subsistema à parte (subsistema Itaipu). Além disso, nas análises realizadas neste Plano, foram incorporadas mais divisões, conforme descrito abaixo, para melhor representar o SIN no modelo Newave, cuja simulação é realizada a sistemas equivalentes.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste foi dividido em dois: um composto por todas as usinas hidrelétricas que compõem a bacia do Rio Paraná e outro com as demais UHE, conectados entre si sem restrições de intercâmbio. Esta representação melhora a modelagem de acoplamento hidráulico⁴⁸ do subsistema Sudeste/Centro-Oeste com o subsistema Itaipu.

Este Plano considera a interligação do sistema de Manaus e a interligação de Amapá e Boa Vista durante seu horizonte. No âmbito deste estudo, esses sistemas foram considerados como um subsistema adicional, levando em conta suas usinas e mercado, conectado ao subsistema Norte, através do nó de Xingu. Considerando as datas previstas para a entrada em operação das interligações, representou-se a partir de maio de 2015 o sistema do Amapá e a partir de junho de 2017 o sistema de Boa Vista. Após a inauguração dessas interligações, todas as capitais do Brasil farão parte do SIN. Além disso, essas interligações ajudam a viabilizar a construção de hidrelétricas em rios localizados na margem esquerda do rio Amazonas, cujo regime hidrológico é praticamente complementar ao do resto do país.

Adicionalmente, de forma a melhor representar a operação da usina de Belo Monte, com cronograma de motorização total no horizonte coberto por este Plano, este aproveitamento hidrelétrico irá compor um subsistema à parte, com previsão de início da operação em abril de 2016.

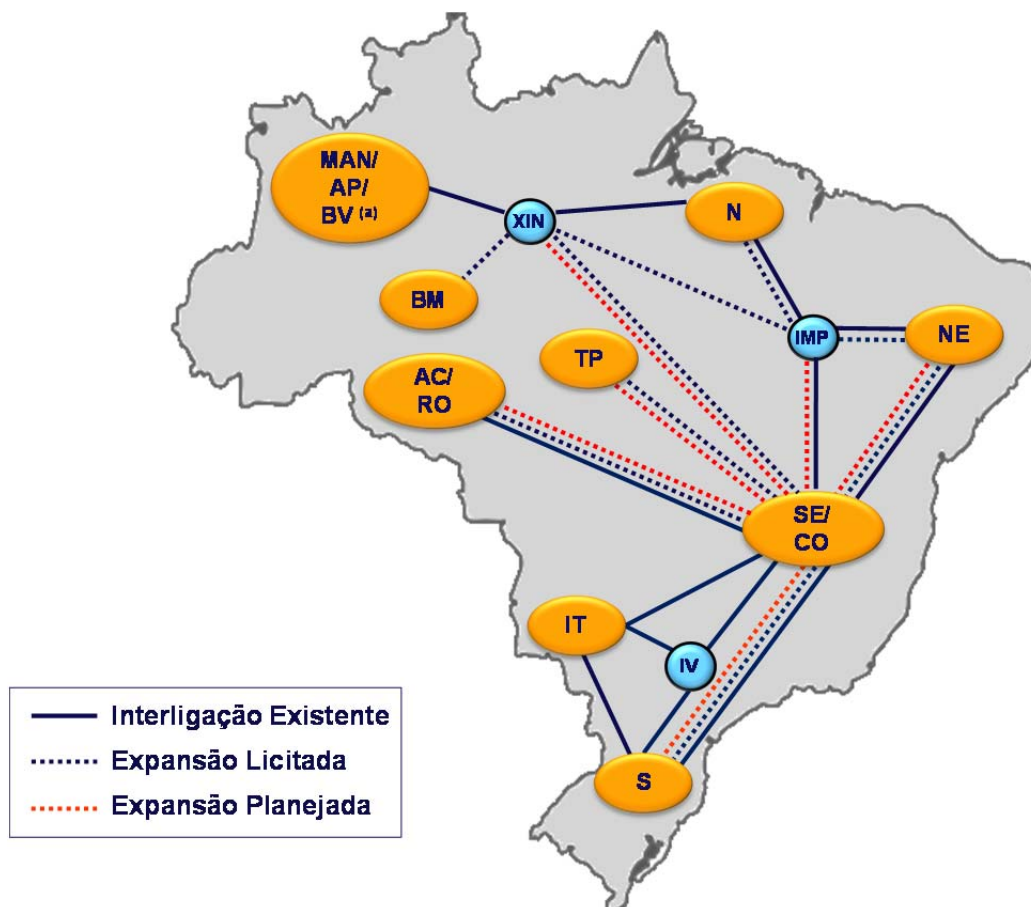
Da mesma forma, as usinas hidrelétricas previstas ou em construção nas bacias dos rios Tapajós, Juruena e Teles Pires, que constam do cronograma deste Plano, foram representadas em um novo subsistema denominado Teles Pires/Tapajós, que tem previsão de conexão ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste a partir de novembro de 2015. Entretanto, o sistema de transmissão para escoar a energia produzida pelas usinas dos rios Tapajós e Juruena, ainda está sendo estudado e, caso seja decidido por outra alternativa de conexão, será considerada nos planos futuros.

A interligação elétrica entre subsistemas de diferentes características sazonais, e com predominância de fonte hídrica, possibilita maior flexibilidade nos intercâmbios de energia, o que permite um melhor aproveitamento das especificidades de cada região, a partir da operação integrada. Esta operação proporciona ganhos sinérgicos e aumenta a confiabilidade de suprimento, além de reduzir o custo total de operação do sistema.

A Figura 4 mostra a representação esquemática considerada para as interligações entre os subsistemas nacionais, detalhando a forma prevista ao final do horizonte do estudo, para fins de simulação energética a subsistemas equivalentes. As interligações e/ou ampliações representadas em traços pontilhados mostram as previsões de incorporação ao SIN durante o horizonte decenal, diferenciando as já licitadas daquelas indicativas. Novas conexões entre regiões podem ser decididas, principalmente, visando a confiabilidade do suprimento. Tão logo estudos sejam concluídos, a representação energética incorporará esses novos troncos de transmissão.

⁴⁸ Conforme recomendado no "Relatório de Validação do Modelo Newave Versão 15.5.4" de agosto de 2010 pela Força Tarefa – Newave, com coordenação do ONS e CCEE e participação dos agentes do setor, da EPE e Cepel.

Figura 4 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas



Nota: (a) Foi licitada a interligação entre Manaus e Boa Vista, que será integrada a região Norte, e está em estudo a expansão do sistema de geração de Roraima através da construção de usinas hidrelétricas nessa região.

Legenda

SE/CO -	Sudeste/Centro-Oeste	IT -	Itaipu
S -	Sul	AC/RO -	Acre/Rondônia
NE -	Nordeste	BM -	Belo Monte
N -	Norte	TP -	Teles Pires/Tapajós
MAN/AP/BV -	Manaus/Amapá/Boa Vista	IMP -	Imperatriz
IV -	Ivaiporã	XIN -	Xingu

Fonte: EPE

A expansão ou antecipação de troncos de transmissão das interligações foi utilizada para permitir trocas de energia entre os subsistemas, de modo que todas as regiões apresentem condições de suprimento que atendam aos critérios estabelecidos pelo CNPE. Os resultados aqui apresentados indicam a necessidade de estudos específicos para viabilizar a expansão nos prazos e montantes demandados pelos estudos energéticos. As perdas de energia nas interligações já estão incorporadas nas previsões de carga de energia elétrica dos subsistemas.

As simulações realizadas tiveram início em maio de 2014⁴⁹, considerando o sistema existente conforme dados do Programa Mensal da Operação – PMO – desse mês. Os níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes, em percentual da capacidade máxima, verificados em 30/04/2014 são: 37,8% para Sudeste/Centro-Oeste, 44,5% para o Sul, 43,2% para o Nordeste e 90,9% para o Norte.

⁴⁹ Final do período úmido para as principais bacias simuladas.

A configuração de referência da geração foi obtida considerando as condições iniciais do SIN, a projeção de mercado, as premissas estabelecidas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE – e pelo Grupo Executivo do PAC, a expansão da geração hidrotérmica e a evolução dos intercâmbios regionais. Os seguintes aspectos foram considerados:

- O crescimento da capacidade instalada foi elaborado respeitando-se os programas de obras decorrentes dos leilões de compra de energia já realizados e as informações do acompanhamento dos cronogramas de obras realizados no âmbito do CMSE e com base nas informações constantes dos relatórios de fiscalização da ANEEL⁵⁰;
- As datas previstas para entrada em operação das hidrelétricas indicativas foram obtidas em consonância com os prazos estimados de todas as etapas de desenvolvimento do projeto e de licenciamento ambiental, até o início de operação da primeira unidade geradora, considerando inclusive os prazos do processo de licitação vigente no Setor Elétrico;
- Para as usinas já contratadas e não despachadas centralizadamente pelo ONS – usinas eólicas, a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e solares, não simuladas individualmente no modelo NEWAVE – foi considerada a expectativa de geração⁵¹;
- A oferta de usinas eólicas, usinas a biomassa com CVU nulo, pequenas centrais hidrelétricas e solares foi planejada de forma a respeitar, além do potencial econômico destas fontes renováveis de geração, sua distribuição geográfica de acordo com os recursos naturais de cada região do país;
- Os limites de intercâmbios entre os subsistemas foram expandidos considerando os seus benefícios (obtidos pela equalização dos custos marginais) comparativamente às alternativas de expansão das fontes energéticas regionais.

Para a obtenção do equilíbrio entre oferta e demanda, respeitando os critérios econômicos e de segurança, foram consideradas informações sobre as próximas licitações de usinas com estudos de inventário aprovados e em estágio de conclusão dos estudos de viabilidade.

5. Expansão da geração

5.1 Resumo da expansão

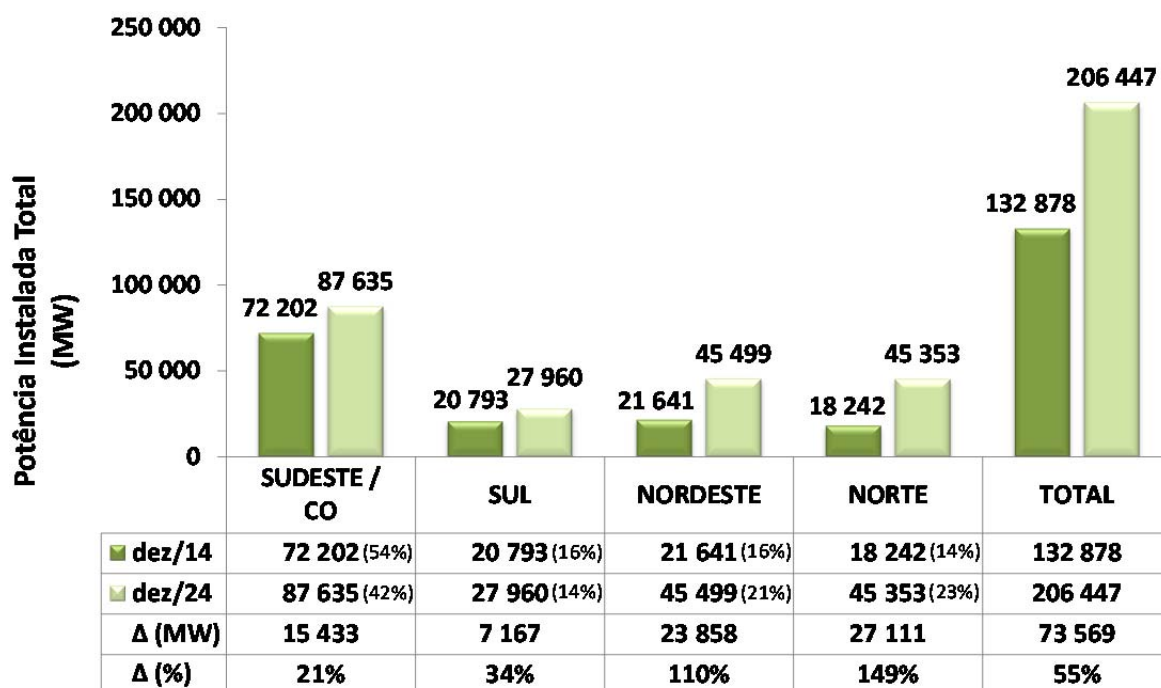
A expansão da capacidade instalada do SIN, desagregada por regiões, é apresentada no Gráfico 18, onde são mostrados os valores referentes ao ano de 2014 e aqueles previstos para o final de 2024, resultantes dos estudos do planejamento decenal. Além dos valores em MW, é também indicada a participação percentual por região.

⁵⁰ Para este plano, foram consideradas as datas de tendência para entrada em operação comercial que subsidiaram a simulação do PMO de maio de 2015.

⁵¹ Para as usinas que entraram em operação comercial até dezembro/2014 foi considerado o critério da Resolução Normativa da ANEEL Nº 440 de 5 de julho de 2011. Para as usinas tipo PCH e PCT que não iniciaram a operação comercial, a expectativa foi baseada na Resolução Normativa da ANEEL Nº 476, de 13 de março de 2012. Já para as usinas eólicas e solares contratadas que não iniciaram a operação comercial, a expectativa de geração foi a garantia física sazonalizada.

Deve-se ressaltar que o parque de geração instalado em 2014 inclui a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial no estado do Amapá e que serão interligados no horizonte deste plano. Para efeito de análise, neste documento, os sistemas Acre/Rondônia (AC+RO), Manaus/Amapá/Boa Vista (MAN+AP+BV), Belo Monte (BM) e Teles Pires/Tapajós (TP) são considerados na região Norte. Além disso, a usina de Itaipu foi contabilizada como recurso da região Sudeste/Centro-Oeste.

Gráfico 18 – Participação regional na capacidade instalada do SIN



Fonte: EPE.

Notas: (a) Considerada a importação de Itaipu proveniente da potência contratada ao Paraguai.
(b) Considera a capacidade já em operação comercial nos sistemas isolados que serão interligados ao SIN no horizonte do estudo

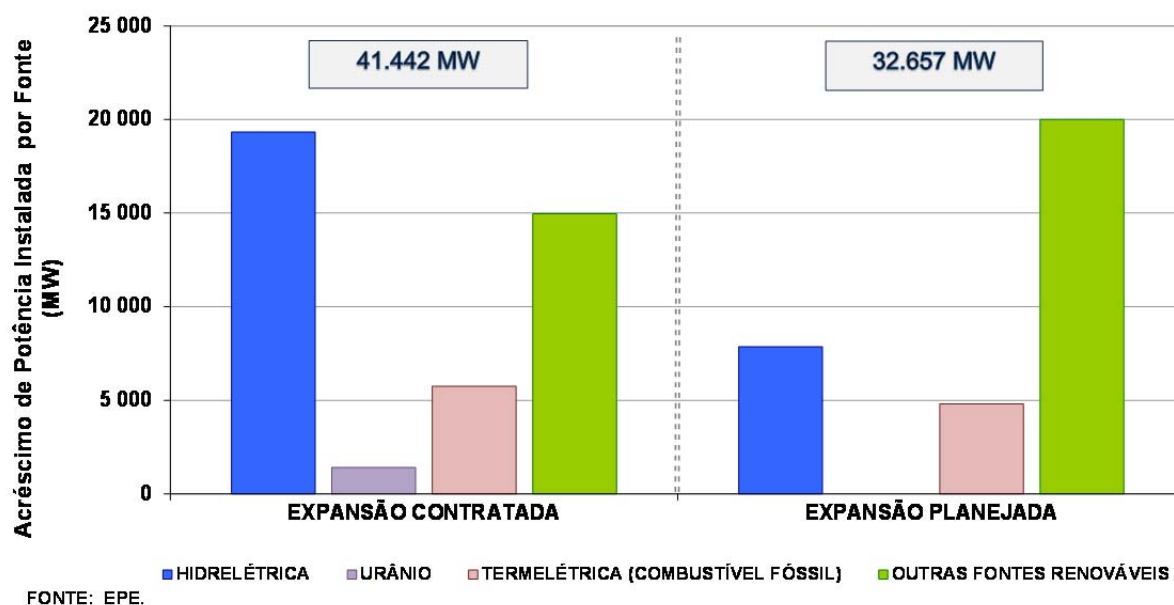
Neste gráfico, destaca-se a elevação da participação da região Norte na expansão de projetos de geração de energia elétrica. A sua contribuição na capacidade instalada do SIN passará de 14%, no início de 2015, para 23%, em 2024, totalizando 27.111 MW de expansão. Em contrapartida, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, estima-se uma redução de 12% de sua participação na oferta total do sistema, mesmo com um aumento na capacidade instalada, em termos absolutos, de 15.433 MW para o horizonte decenal.

A expansão da potência instalada prevista acrescentará 73.569 MW ao SIN⁵², representando um acréscimo de 55% na oferta de eletricidade neste decênio. Uma vez que os empreendimentos de geração precisam ser contratados com prazos compatíveis com os seus períodos de implantação, o Brasil efetua, em conformidade com a Lei nº 10.848 de 2004, os leilões A-3 e A-5 para compra de energia com três e cinco anos de antecedência respectivamente. Este processo faz com que haja um parque de geração já contratado e em implantação de aproximadamente 41.500 MW (que representa 56% da expansão do horizonte decenal). Dessa forma, a oferta a ser viabilizada nos leilões futuros,

⁵² Esse montante se refere a evolução da capacidade instalada no sistema, onde são consideradas as eventuais saídas de unidades geradoras ou substituição de outorga.

com previsão para entrada em operação nesse período, corresponde a aproximadamente 32.700 MW (44% da expansão), conforme apresentado no Gráfico 19, onde usinas termelétricas à biomassa, PCH, eólicas e solares estão agregadas em “outras fontes renováveis”.

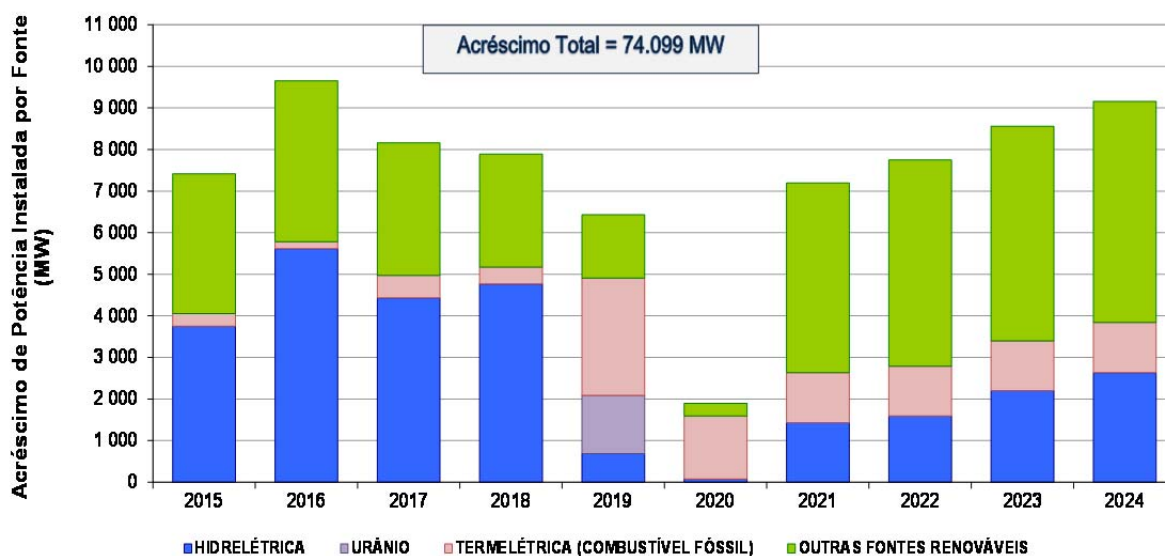
Gráfico 19 – Acréscimo de capacidade instalada contratada e planejada até 2024



Nota: Neste gráfico são apresentados apenas os acréscimos de potência devido à expansão do sistema, não contemplando eventuais saídas de usinas ou redução de potência. Essa informação, entretanto, está considerada nos gráficos e tabelas referentes à evolução de capacidade instalada do SIN.

A projeção de crescimento da carga de energia, utilizada como referência para a elaboração deste Plano Decenal, indica a perspectiva de um crescimento mais acentuado no segundo quinquênio. Para atender a esse mercado dentro dos critérios de segurança e economicidade estabelecidos, o Gráfico 20 apresenta o acréscimo de capacidade instalada por ano e por tipo de fonte.

Gráfico 20 – Acréscimo anual de capacidade instalada por fonte



FONTE: EPE.

Nota: Neste gráfico são apresentados apenas os acréscimos de potência devido à expansão do sistema, não contemplando eventuais saídas de usinas ou redução de potência. Essa informação, entretanto, está considerada nos gráficos e tabelas referentes à evolução de capacidade instalada do SIN.

Nos itens a seguir, são apresentadas as principais características dos empreendimentos considerados, separados por tipo de fonte de geração.

5.2 Expansão hidrelétrica

A expansão hidrelétrica é composta por projetos já contratados e projetos cujos estudos estão em fase de conclusão. A Tabela 42 apresenta a lista de projetos que constam nesse cenário de expansão, para entrada em operação até 2024, onde destacam-se as usinas de Belo Monte e São Luiz do Tapajós, com 11.233 e 8.040 MW de potência total, respectivamente. Esses dois empreendimentos, somados, correspondem a 68% da expansão hidrelétrica.

Tabela 42 – Expansão hidrelétrica entre 2015 e 2024

Entrada em Operação		Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	UF
Ano ^(b)					
2015		UHE Teles Pires	Teles Pires	1.820	PA
		UHE Belo Monte ^(c)	Xingu	11.233	PA
2016		UHE Colider	Teles Pires	300	MT
		UHE Salto Apiacás	Apiacás	45	MT
		UHE São Roque	Canoas	135	SC
		UHE Cachoeira Caldeirão	Araguari	219	AP
2017		UHE Baixo Iguaçu	Iguaçu	350	PR
		UHE São Manoel	Teles Pires	700	PA
2018		UHE Sinop	Teles Pires	400	MT
		UHE Itaocara I	Paraíba do Sul	150	RJ
		UHE São Luiz do Tapajós ^(c)	Tapajós	8.040	PA
2021		UHE Tabajara	Jiparaná	350	RO
		UHE Apertados	Piquiri	139	PR
		UHE Foz Piquiri	Piquiri	93	PR
2022		UHE Telêmaco Borba	Tibagi	118	PR
		UHE Ercilândia	Piquiri	87	PR
		UHE Comissário	Piquiri	140	PR
2023		UHE Paranhos	Chopim	67	PR
		UHE Jatobá	Tapajós	2.338	PA
		UHE Castanheira	Arinos	192	MT
2024		UHE Bem Querer	Branco	708	RR
		UHE Itapiranga	Uruguai	725	SC/RS
	28.349				

Notas: (a) Potência total do empreendimento, em MW. No caso de usinas cuja motorização total não ocorre dentro do ano indicado, esta potência não corresponde à potência incorporada no ano.

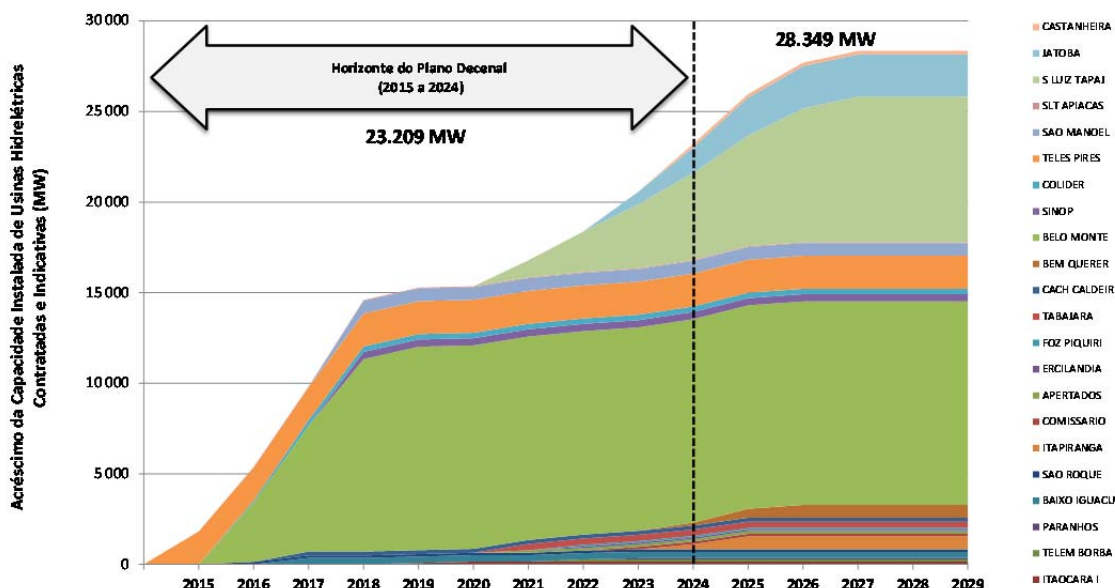
(b) Ano esperado de início da operação do empreendimento segundo acompanhamento do DMSE – reunião de abril de 2015.

(c) Potência do empreendimento é a soma das casas de força principal e complementar.

Fonte: EPE.

Os projetos hidrelétricos que constam neste Plano somam 28.349 MW. No entanto, devido ao longo período de motorização de alguns empreendimentos de grande porte, esta capacidade total deverá estar disponível para atendimento ao SIN apenas no ano de 2027. Como mostra o Gráfico 21, a viabilização desses empreendimentos acrescentará 23.209 MW até dezembro de 2024, cerca de 82% da sua capacidade instalada total.

Gráfico 21 – Evolução da capacidade instalada de hidrelétrica

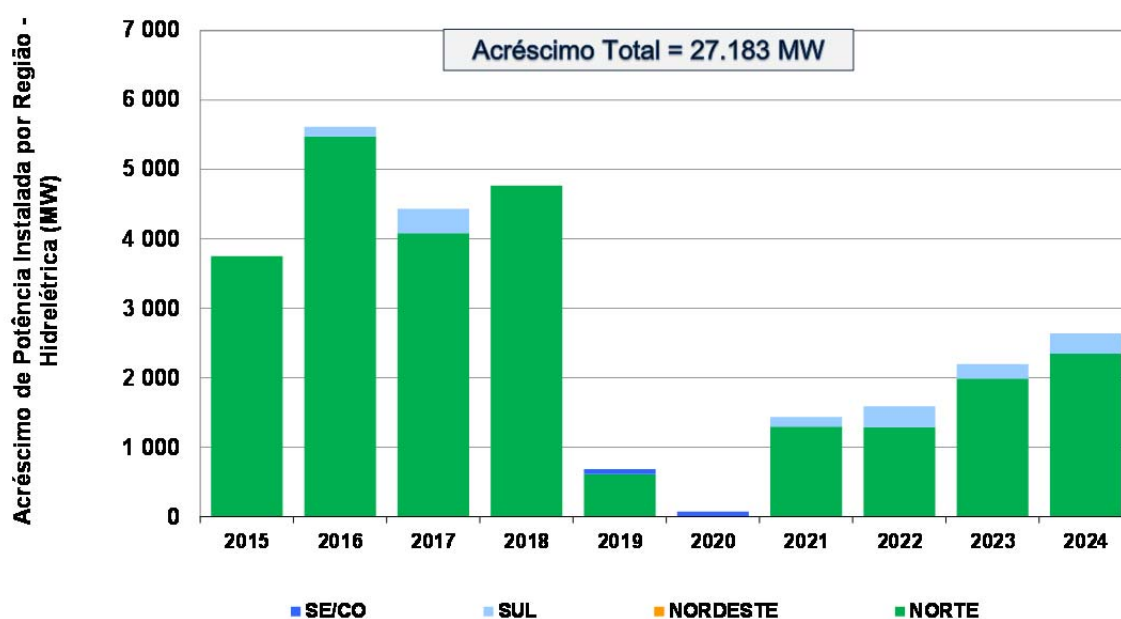


FONTE: EPE.

Os projetos de geração com concessão já outorgada no passado, não foram considerados no horizonte de estudo deste Plano, pois apresentam problemas específicos a serem resolvidos para a sua implantação. Contudo, permanecem sendo fiscalizados pela ANEEL e acompanhados pelo planejamento, podendo compor a configuração dos futuros Planos à medida que suas questões sejam equacionadas.

Segundo o cenário previsto e considerando o acréscimo relativo às usinas que iniciaram motorização antes do horizonte deste PDE, a capacidade de geração hidráulica aumentará de 90 GW para 117 GW, aproximadamente, de 2015 até 2024. Na região Norte ocorrerá a maior expansão hidrelétrica, devido à entrada em operação de grandes empreendimentos. O Gráfico 22 apresenta o acréscimo anual de potência devido à expansão hidrelétrica considerando o cronograma de motorização previsto.

Gráfico 22 – Acréscimo da capacidade instalada hidrelétrica



Por meio da análise dos dados de energias naturais afluentes⁵³ desde 1931 em cada subsistema, pode-se observar a incerteza hidrológica e sua variação entre os períodos úmidos e secos, a complementaridade entre regiões, a necessidade de reforços nas interligações e a possibilidade de ganho energético advindo da regularização das vazões propiciada quando se dispõe de reservatórios de acumulação. Esses reservatórios, além de regularizarem as vazões, trazem outros importantes benefícios como o controle de cheias para proteger as comunidades e os bens a jusante, o aumento da piscicultura, o efetivo controle da qualidade da água dos rios e, um dos mais importantes do ponto de vista energético: o funcionamento como estoque de energia para o SIN, que conta com participação cada vez maior de fontes intermitentes. Um estudo da evolução da capacidade de armazenamento do SIN é apresentado no item 6, onde é analisado o impacto nesta grandeza ao considerarmos o crescimento da demanda por energia elétrica e a expansão do parque gerador.

Devido às dificuldades na obtenção de licenças ambientais, a expansão do sistema conta com apenas três usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação, para as quais, estima-se que os prazos envolvidos no processo licitatório estão aderentes ao horizonte deste plano.

A hidroeletricidade, que já é a maior fonte de geração do SIN, ainda apresenta grande potencial a ser explorado. Especialmente nas bacias da região Norte e Centro-Oeste, os inventários hidrelétricos apontam projetos importantes que poderão ser viabilizados nos próximos anos, a despeito da crescente complexidade socioambiental que, normalmente, impõe estágios de desenvolvimento extensos, além da perda de capacidade de armazenamento.

Além dos empreendimentos indicados nesse PDE, os estudos de viabilidade de UHE aprovados ou com aceite da ANEEL, em maio de 2015, totalizavam aproximadamente 4.200 MW, conforme apresentado na Tabela 43. Destaca-se que a geração hidrelétrica é uma tecnologia consagrada no país e seu preço

⁵³ Vazões afluentes a cada reservatório transformadas em energias afluentes, considerando a produtividade das usinas hidrelétricas do subsistema analisado. Nesta análise, foi considerado o parque instalado no final do horizonte (2024).

médio nos últimos leilões de expansão do sistema tem sido baixo quando comparado com as outras fontes.

Tabela 43 – UHE (≥50 MW) com Estudos de Viabilidade na ANEEL, aprovados ou com aceite

Usina	Rio	UF	Potência (MW)	Desenvolvedor do Projeto	Situação	Ato ANEEL
Água Limpa ⁽¹⁾	Mortes	MT	320,00	PCE/Enercamp/Energética-Tech/Furnas/Alstom/Andrade Gutierrez/Eletronorte	EV em andamento	Disp. 592/09
Barra do Pomba ⁽¹⁾	Paraíba do Sul	RJ	80,00	Empreendimentos Patrimoniais Santa Gisele Ltda.	EV	Disp. 2161/06
Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	63,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV	Disp. 3809/10
Cambuçi ⁽¹⁾	Paraíba do Sul	RJ	50,00	Empreendimentos Patrimoniais Santa Gisele Ltda.	EV	Disp. 2162/06
Castelhano	Parnaíba	PI/MA	64,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV	Disp. 4771/11
Davinópolis	Paranaíba	MG/GO	107,00	CEMIG/Neoenergia	EV em andamento	Disp. 4462/09
Estreito (Parnaíba)	Parnaíba	PI/MA	56,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV	Disp. 3808/10
Foz do Apiacás	Apiacás	MT	275,00	Empresa de Pesquisa Energética – EPE	EV em andamento	Disp. 1242/10
Iraí	Uruguai	SC/RS	330,00	Companhia Energética do Uruguai – CEU	EV em andamento	Disp. 2302/11
Marabá	Tocantins	PA/MA	2.160,00	Eletronorte/Camargo Corrêa	EV em andamento	Disp. 1141/12
Paraná	Paraná	GO/TO	90,00	CELG, Alupar e TPI	EV em andamento	Disp. 30/14
Riacho Seco	São Francisco	BA/PE	276,00	Desenvix/Chesf/CNO/Engevix	EV em andamento	Disp. 2100/08
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	113,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV	Disp. 3344/12
Santa Branca			58,00	Hidrelétrica Santa Branca Ltda	EV em andamento	Disp. 175/15
Uruçui ⁽¹⁾	Parnaíba	PI/MA	134,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV em andamento	Disp. 239/07
Volta Grande Baixa	Chopim	PR	54,70	Foz do Chopim Energética Ltda.	EV em andamento	Disp. 3166/11
Total	15 projetos		4.230,70			

Notas: (1) Usinas com Licença Prévia cancelada ou indeferida.

(2) Para efeitos da simulação eletroenergética, foram consideradas as características técnicas cadastradas para o último Leilão.

(3) EV – EVTE aprovado pela ANEEL; EV em andamento – EVTE com aceite ou em análise pela ANEEL.

Fonte: Despachos ANEEL (30/04/2015).

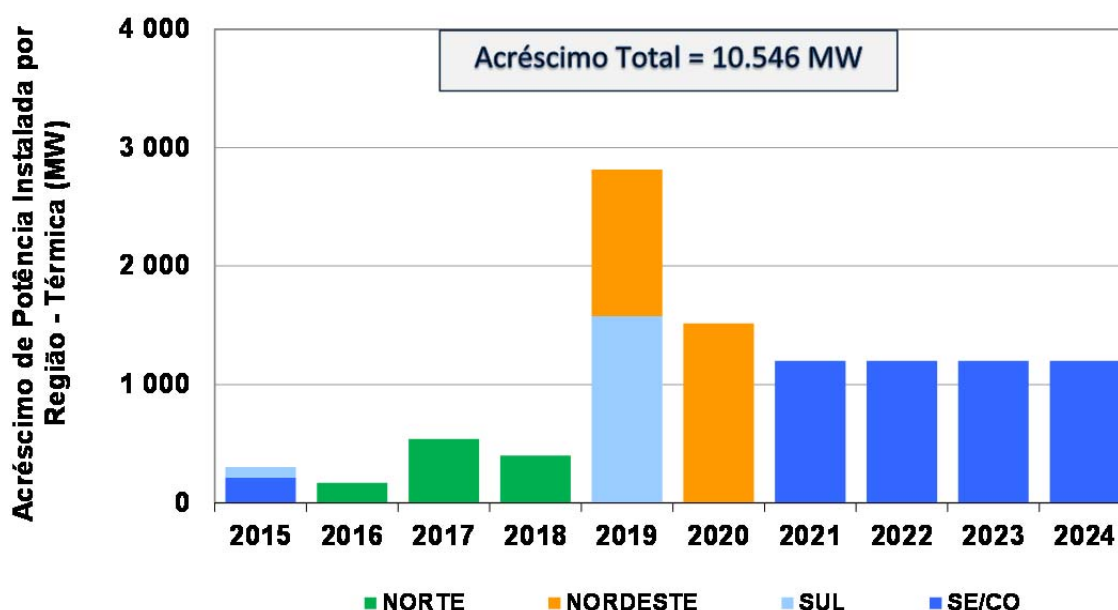
O Anexo I apresenta um diagrama esquemático das bacias hidrográficas que compõem o SIN com a representação de todos os projetos hidrelétricos constantes deste Plano⁵⁴.

5.3 Expansão termelétrica

O Gráfico 23 apresenta o acréscimo anual de potência instalada referente às usinas termelétricas para o horizonte decenal. Este gráfico não incorpora a geração termelétrica nuclear nem a biomassa. Para atender de forma adequada ao crescimento da carga de energia prevista no horizonte deste plano, a expansão do parque gerador termelétrico agregará cerca de 10.500 MW até 2024. Destaca-se que a concretização desta expansão termelétrica está atrelada à disponibilidade de combustível a um preço competitivo para participação dos projetos nos futuros leilões de energia nova. Para efeitos de simulação e apresentação dos resultados deste Plano, foram consideradas usinas a gás natural, com CVU igual ao teto de R\$ 250/MWh. Entretanto, em caso de inviabilidade deste combustível, outras fontes, a exceção de óleo diesel e óleo combustível, constituem alternativas para o atendimento à demanda, entre elas as usinas térmicas a carvão.

⁵⁴ Os diagramas apresentados no Anexo I foram elaborados de forma a representar, esquematicamente, a localização das usinas, apresentando a conectividade hidráulica entre os aproveitamentos.

Gráfico 23 – Acréscimo de capacidade instalada termelétrica



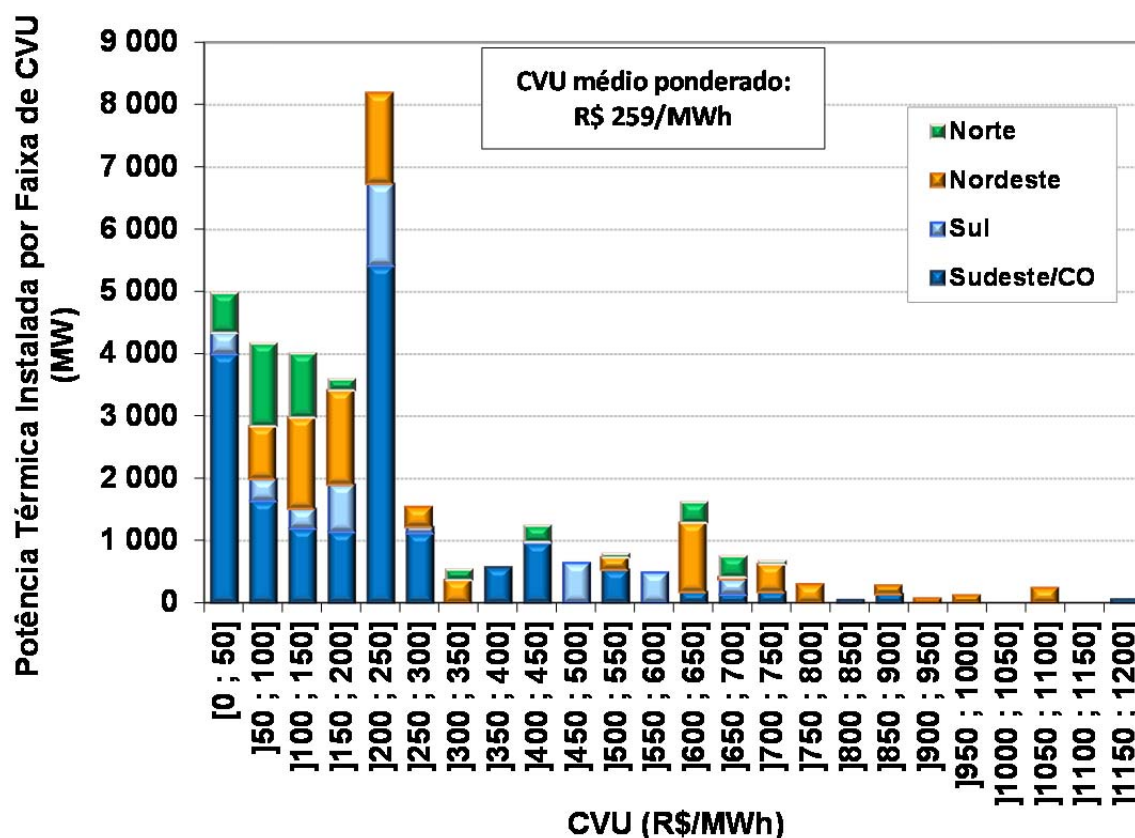
FORNTE: EPE.

No que se refere à geração termonuclear, a expansão no período decenal se dará pela implantação da usina de Angra 3. Esta usina, com capacidade instalada de 1.405 MW, cuja contratação já foi autorizada na modalidade de energia de reserva⁵⁵, tem entrada em operação atualmente prevista para janeiro de 2019, aumentando o parque nuclear existente em aproximadamente 71%, de 1.990 MW para 3.395 MW.

O Gráfico 24 ilustra a distribuição das usinas térmicas instaladas no SIN, em dezembro de 2024. Fazem parte desse gráfico UTE movidas a combustíveis fósseis, biomassa com CVU diferente de zero e nucleares, classificadas por CVU e por subsistema. As usinas nucleares, por possuírem baixos custos variáveis, são responsáveis pela alta capacidade instalada no sistema Sudeste/Centro-Oeste na primeira faixa de CVU (0 a 50 R\$/MWh), e as usinas indicativas, assim como as usinas contratadas nos leilões mais recentes, pela concentração na faixa entre R\$ 200,00/MWh e R\$ 250,00/MWh. O despacho das usinas termelétricas é realizado por ordem de mérito econômico, com base em seus respectivos valores de CVU. Dessa maneira, obtém-se maiores expectativas de geração para aquelas usinas com menores valores de custo variável unitário.

⁵⁵ A Portaria MME nº 980/2010 autorizou a contratação da UNE Angra 3 na modalidade de energia de reserva.

Gráfico 24 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por subsistema



FONTE: EPE.

Nota: Data de referência dos CVU: PMO de maio de 2015 (ONS).

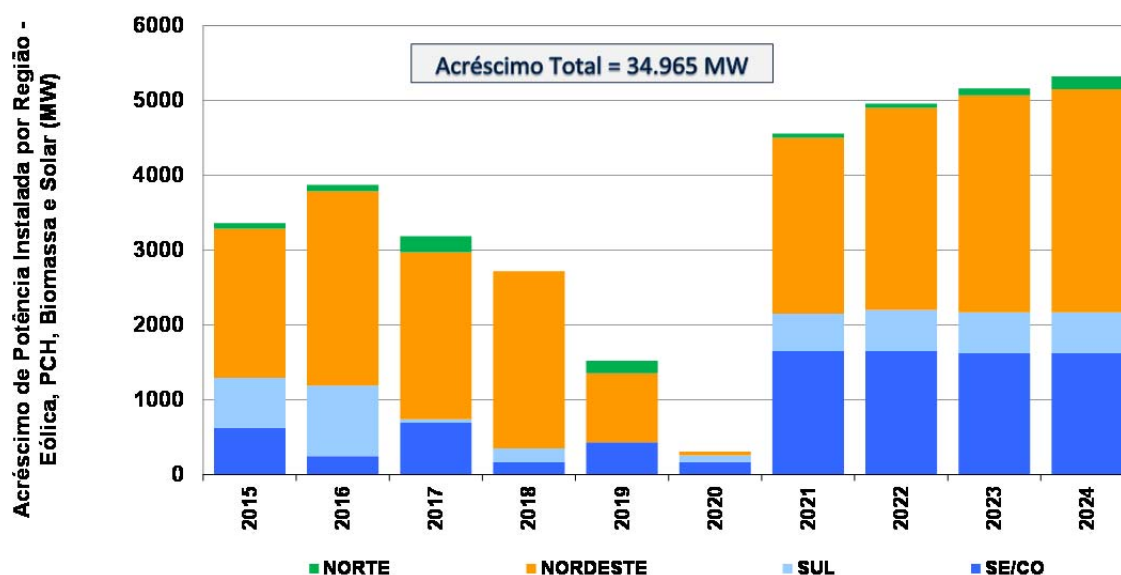
O Anexo II apresenta a relação dos empreendimentos termelétricos, distribuídos por estados e regiões do Brasil, que constam na configuração prevista para o ano de 2024.

5.4 Expansão de outras fontes renováveis

Em relação às outras fontes renováveis de geração (eólicas, PCH, termelétricas a biomassa e solar), nota-se uma expansão média anual de cerca de 10%, em percentual da capacidade instalada total dessas fontes. Os projetos que têm seus estudos e processos de construção e licitatórios acompanhados, fiscalizados e sinalizados como “verde”⁵⁶ pela ANEEL estão representados nesse montante de expansão. A região Nordeste contribui com a maior participação na expansão dessas fontes ao longo do período de estudo, como pode ser visto no Gráfico 25.

⁵⁶ Empreendimentos para os quais não existem impedimentos para entrada em operação (contrato de concessão assinado, licença ambiental de instalação vigente e obras civis iniciadas e não interrompidas).

Gráfico 25 – Acréscimo de capacidade instalada de eólica, PCH, biomassa e solar



FONTE: EPE.

Um significativo potencial de oferta de energia proveniente de fontes renováveis é previsto no horizonte decenal. Neste relatório estes tipos de fontes são apresentados em dois grupos: as usinas hidrelétricas (UHE) e as outras fontes renováveis, que incluem PCH, usinas eólicas, térmicas a biomassa e solar.

A geração eólica tem apresentado participação crescente nos leilões desde 2009. As contratações dos últimos anos demonstraram que estes empreendimentos atingiram preços bastante competitivos e impulsionaram a instalação de uma indústria nacional de equipamentos para o atendimento deste mercado. Dessa forma, esta fonte, ainda com grande potencial a ser explorado, se consolida como um dos principais componentes para a expansão da matriz de energia elétrica do Brasil.

Com relação aos projetos de pequenas centrais hidrelétricas, que possuem uma tecnologia madura e com custos unitários estáveis, sua competitividade tem sido impactada principalmente por questões relacionadas ao processo de licenciamento ambiental, e suas condicionantes, e preços da construção civil. Isso pode ser observado nos leilões realizados durante o ano de 2014, no qual apenas 45 MW de potência instalada foram comercializados. Entende-se, entretanto, que esse recurso deve ser considerado como parte da expansão, posto que medidas vêm sendo tomadas em busca dessa viabilização, já que essa fonte pode colaborar para o atendimento da demanda de energia e de ponta de forma limpa e eficiente. Adicionalmente, em geral, as PCHs estão próximas aos grandes centros de carga, o que também é um benefício para o sistema.

As usinas térmicas a biomassa constituem mais uma fonte renovável disponível para compor a expansão da oferta de geração. Nessa categoria, destacam-se a geração de energia proveniente de usinas termelétricas movidas a resíduo de madeira (cavaco) e os empreendimentos que utilizam resíduos do processamento industrial da cana-de-açúcar, principalmente o bagaço, ambas contempladas na expansão apresentada nesse Plano.

O potencial de geração de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar está localizado principalmente nos estados de SP, GO, MG, MS e PR, próximo dos maiores centros consumidores de energia. Apesar do potencial técnico de produção de energia para o SIN, considerando o aproveitamento ótimo do bagaço de cana, ser da ordem de 7 GW médios, conforme apresentado no Capítulo VIII, cabe ressaltar que os investimentos necessários para o desenvolvimento dessa fonte estão sujeitos à volatilidade do setor sucroalcooleiro, o que pode eventualmente inibir a ampliação da capacidade de geração.

No que se refere as usinas movidas a resíduos de madeira, no leilão A-5 de 2014 foram contratados 328 MW de capacidade instalada, com CVU diferente de zero e despacho centralizado, igualmente distribuída nos estados do Acre e do Mato Grosso do Sul. Cabe ressaltar que esta modalidade de biomassa pode vir a desempenhar um importante papel na matriz de energia elétrica brasileira devido a possibilidade de funcionar como uma hidrelétrica com reservatório de regularização, desde que consiga viabilizar um manejo de áreas plantadas que permita um volume aproximadamente constante de combustível ao longo do tempo.

Quanto à energia solar, atualmente, a capacidade instalada ainda é pouco representativa, incluindo projetos de P&D, usinas instaladas nos estádios da Copa do Mundo 2014 e usinas enquadradas como mini ou microgeração distribuída, conforme resolução Aneel nº 482/2012. No entanto, a expectativa é de crescimento da participação dessa fonte na capacidade instalada do SIN. Nos leilões promovidos ao longo de 2014 foram comercializados 891 MW⁵⁷ de potência instalada fotovoltaica. Deste total, 521 MW estão localizados na região NE e, o restante, na região SE/CO. As centrais geradoras heliotérmicas ainda não estão contempladas no horizonte deste Plano Decenal, porém, deve-se ressaltar as vantagens dessa tecnologia quando associadas a armazenamento térmico de energia. Elas podem servir como complemento às fontes renováveis intermitentes, como eólica e fotovoltaica, além da capacidade de atendimento às demandas máximas requeridas pelo SIN.

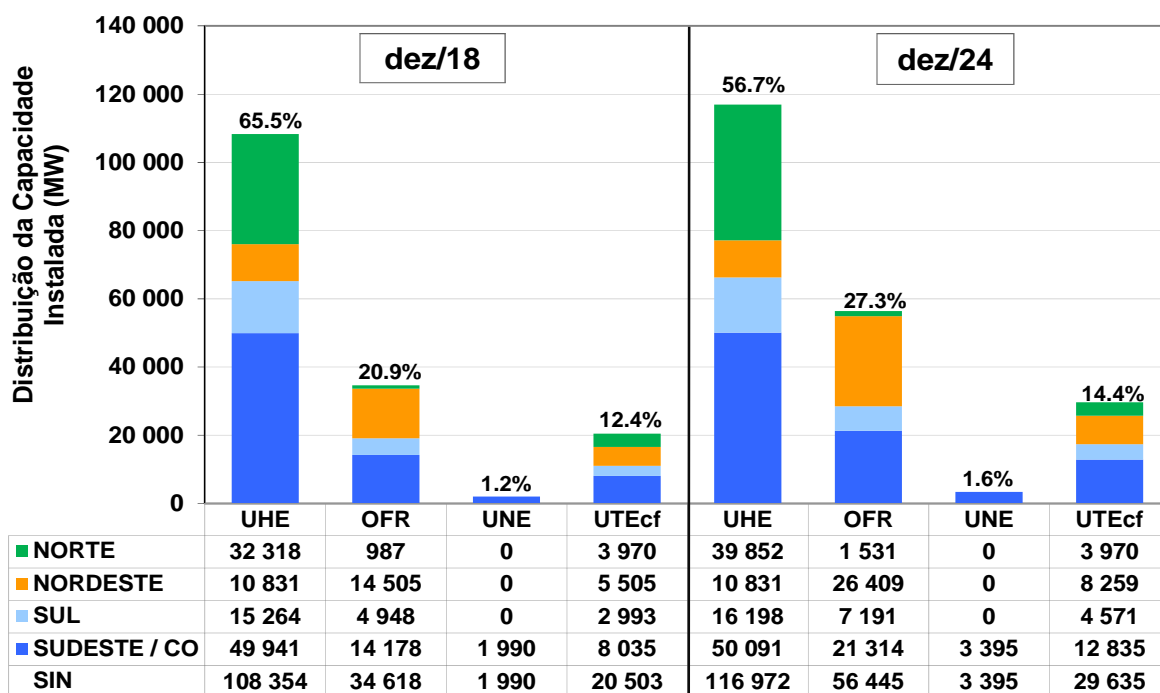
A geração fotovoltaica distribuída é considerada nesse estudo como abatimento de carga e, portanto, não é apresentada nas tabelas e gráficos constantes no presente capítulo. Um detalhamento do potencial deste tipo de fonte de geração de energia no Brasil é apresentado no Capítulo II.

5.5 Evolução da matriz de geração de energia elétrica

O resumo da participação por tipo de fonte de produção de energia e região, para dezembro de 2018 e 2024, é mostrado no Gráfico 26. Observa-se que a expansão de outras fontes renováveis de energia – biomassa, PCH, eólica e solar – faz com que a participação dessas fontes no parque de geração do SIN aumente de 20,9% em 2018, para 27,3% em 2024, distribuídos basicamente entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Sul. As usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis mantêm a sua participação na matriz, oscilando de 12,4% para 14,4% no período estudado. No caso das usinas nucleares, o percentual correspondente a sua contribuição na oferta total de energia do SIN também possui pequena variação, de 1,2% para 1,6%, devido à entrada em operação da usina de Angra 3. A participação de hidrelétricas de grande porte diminuirá 8,8% no período, apesar do incremento da sua capacidade instalada de cerca de 9 GW no horizonte do planejamento.

⁵⁷ Considerando a potência instalada dos inversores. A potência nos painéis fotovoltaicos foi de 1.048 MWp.

Gráfico 26 – Participação das fontes de produção ao final de 2018 e de 2024

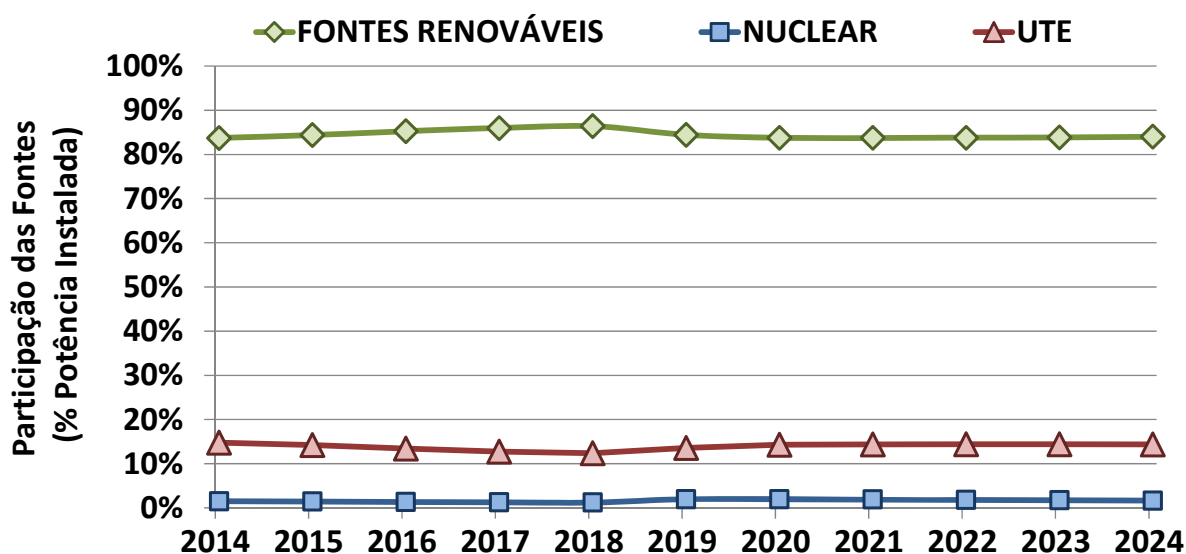


Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf -usinas termelétricas

FONTE: EPE.

Outra análise dos fatores de participação das principais fontes de energia na capacidade instalada do SIN pode ser observada no Gráfico 27, onde se destaca a manutenção do perfil fortemente renovável da matriz elétrica brasileira.

Gráfico 27 – Evolução da participação das fontes na capacidade instalada do SIN em dezembro

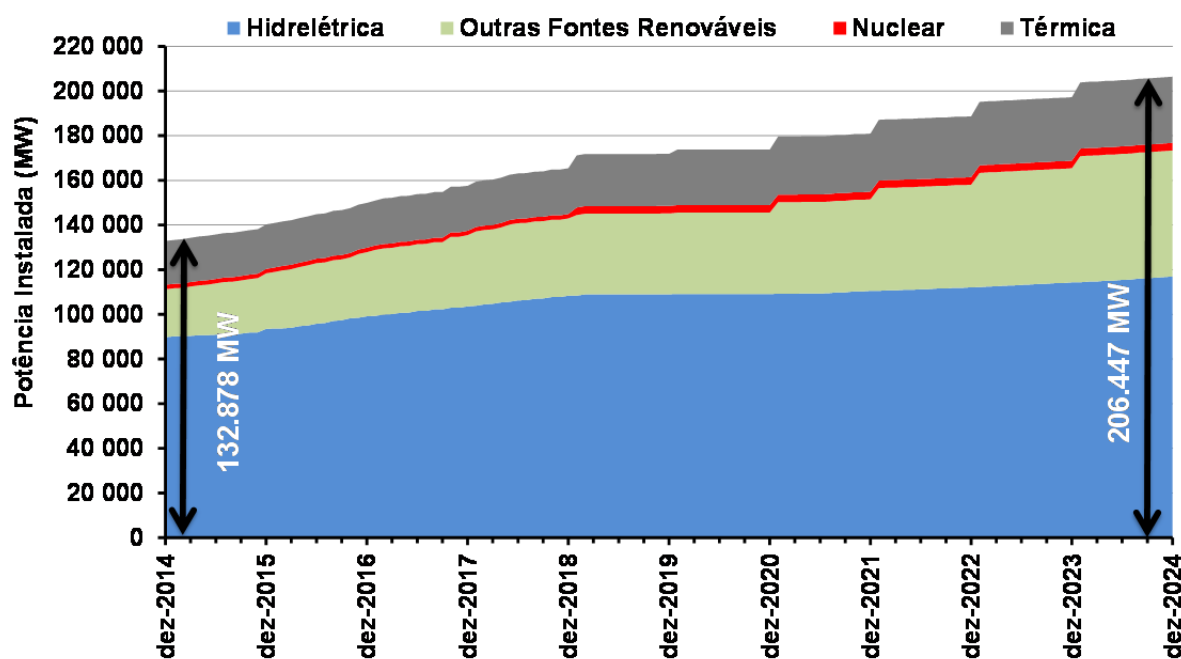


Fonte: EPE.

A evolução da capacidade instalada para diferentes fontes de geração ao longo do período de estudo é apresentada no Gráfico 28 e na Tabela 44. Nota-se que, com a configuração da expansão indicada nesse Plano, o SIN sairá de uma capacidade instalada de, aproximadamente, 133 GW em dezembro

de 2014 e chegará a cerca de 206 GW no final de 2024. O Gráfico 29 ilustra esta evolução, tomando como referência os meses de dezembro de 2014 e 2024. No Gráfico 30 são apresentadas as expansões anuais acumuladas, por tipo de fonte.

Gráfico 28 - Evolução da capacidade instalada do SIN



FORNTE: EPE.

Tabela 44 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração

FONTE	2014 ^(c)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	MW										
RENOVÁVEIS	111.269	118.380	127.866	135.486	142.972	145.177	145.560	151.554	158.102	165.460	173.417
HIDRO ^(a)	82.789	86.540	92.152	96.587	101.354	102.040	102.115	103.549	105.137	107.335	109.972
IMPORTAÇÃO ^(b)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
BIOMASSA + EÓLICA + PCH + SOLAR	21.480	24.840	28.714	31.899	34.618	36.137	36.445	41.005	45.965	51.125	56.445
NÃO RENOVÁVEIS ^(e)	21.609	21.913	22.082	22.092	22.493	26.714	28.230	29.430	30.630	31.830	33.030
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395	3.395	3.395	3.395	3.395	3.395
GÁS NATURAL	11.043	11.317	11.486	12.026	12.427	14.903	16.419	17.619	18.819	20.019	21.219
CARVÃO	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.404	3.404	3.404	3.404	3.404	3.404
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(d)	3.586	3.586	3.586	3.201	3.201	3.201	3.201	3.201	3.201	3.201	3.201
ÓLEO DIESEL	1.239	1.269	1.269	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124
GÁS DE PROCESSO	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
TOTAL	132.878	140.293	149.948	157.578	165.465	171.891	173.790	180.984	188.732	197.290	206.447
Participação Relativa (%)											
RENOVÁVEIS	83,7%	84,4%	85,3%	86,0%	86,4%	84,5%	83,8%	83,7%	83,7%	83,8%	84,0%
HIDRO ^(a)	67,6%	66,7%	66,1%	65,7%	65,5%	63,4%	62,8%	61,0%	59,3%	57,9%	56,7%
OUTRAS	16,2%	17,7%	19,1%	20,2%	20,9%	21,0%	21,0%	22,7%	24,4%	26,0%	27,3%
NÃO RENOVÁVEIS	16,3%	15,6%	14,7%	14,0%	13,6%	15,5%	16,2%	16,3%	16,3%	16,2%	16,0%
URÂNIO	1,5%	1,4%	1,3%	1,3%	1,2%	2,0%	2,0%	1,9%	1,8%	1,7%	1,6%
OUTRAS	14,8%	14,2%	14,7%	14,1%	13,4%	12,5%	12,5%	13,0%	13,4%	13,7%	14,5%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Notas: (a) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.

(b) Estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio.

(c) Não considera a autoprodução, que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.

(d) Valores de capacidade instalada em dezembro de 2014, incluindo as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados, com previsão de interligação dentro do horizonte do estudo.

(e) Contabiliza as usinas que serão descomissionadas ao longo do período devido à interligação de sistemas isolados.

Fonte: EPE.

Gráfico 29 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração

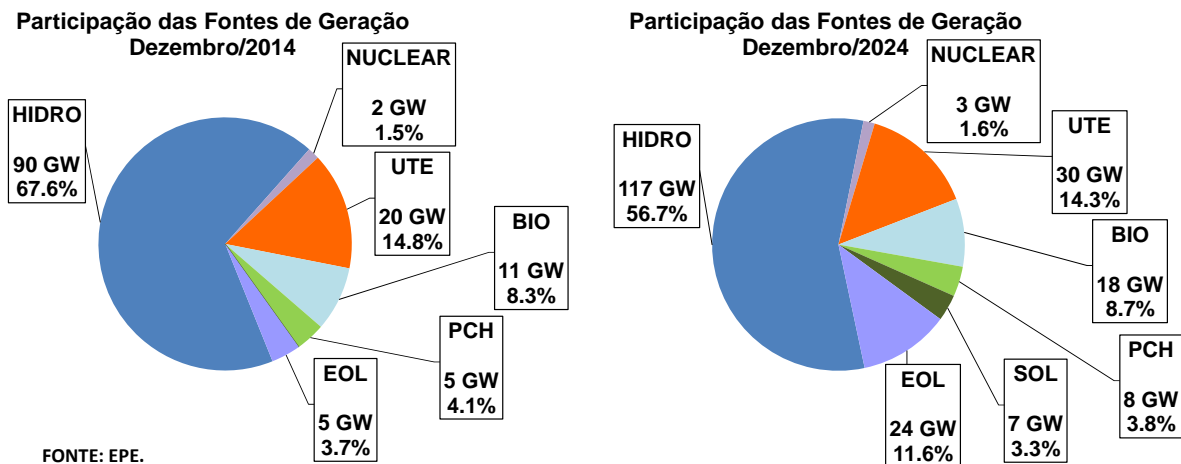
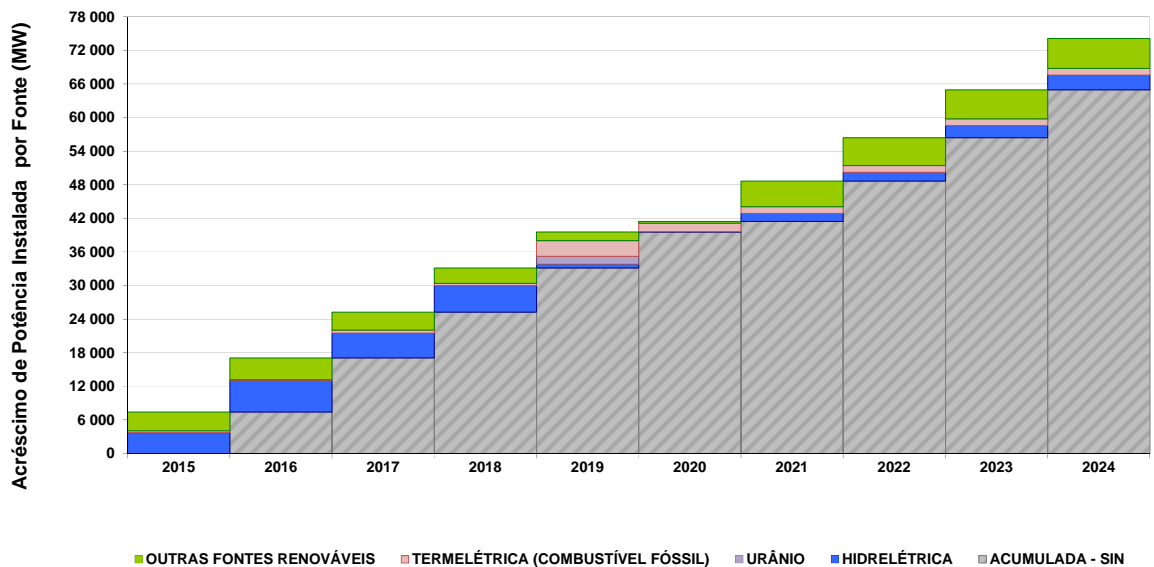


Gráfico 30 – Acréscimo acumulado de capacidade instalada por fonte



A concretização deste plano com essa composição de fontes na expansão planejada, predominantemente renováveis, depende principalmente da obtenção de Licenças Prévia Ambientais, de modo que as usinas indicadas possam participar dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, previstos em lei. A complementação dessa expansão, com termelétricas movidas a gás natural, depende da disponibilidade deste combustível, da viabilidade e da competitividade dos empreendimentos no horizonte decenal. Caso este cenário não se configure, outras fontes, a exceção de óleo diesel e óleo combustível, constituirão alternativas de atendimento à demanda, frente a eventuais atrasos dos projetos indicados, dentre as quais destaca-se o carvão.

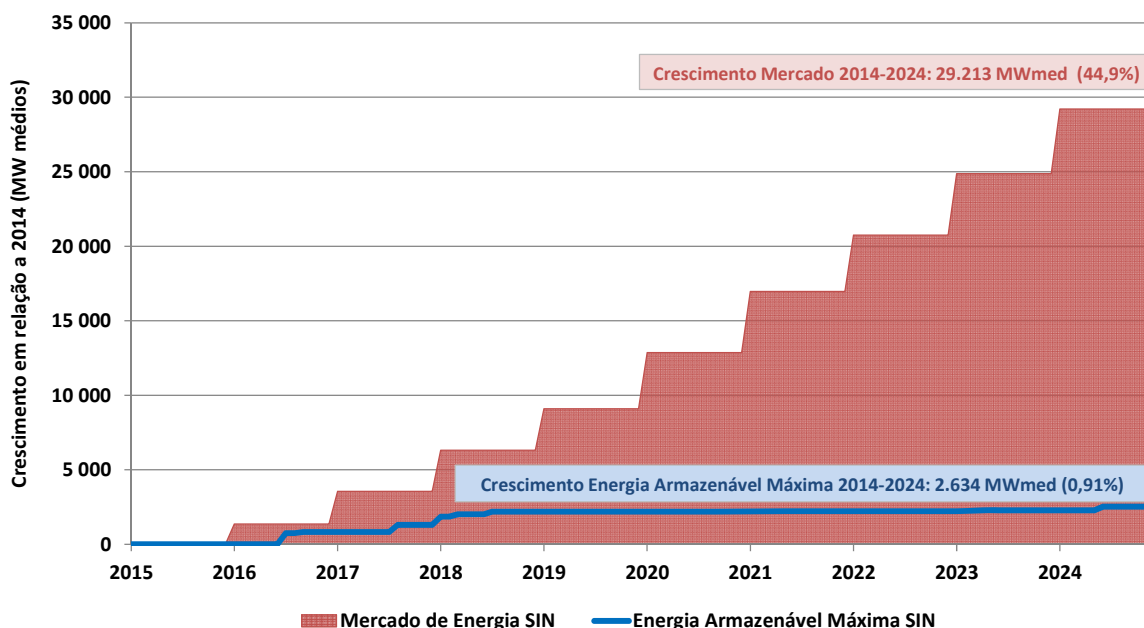
6. Relação entre a capacidade de armazenamento e o mercado

A relação entre a Capacidade de Armazenamento e o Mercado é um parâmetro que auxilia na avaliação da segurança do sistema ao longo do horizonte de planejamento, já que os reservatórios constituem a forma mais adequada de estoque de energia para garantir o fornecimento nas situações mais críticas. Como novas fontes de energia vêm sendo inseridas na matriz energética brasileira, com diferentes perfis e características de geração não controláveis, essa característica dos reservatórios assume importância cada vez maior, exigindo análise cuidadosa da variação do grau de dependência do SIN aos reservatórios e das políticas de operação, para o atendimento ao mercado de energia ao longo dos anos.

Nos cenários em que a afluência às UHE é reduzida, ou a geração de outras fontes não controláveis, como eólicas, PCH, biomassas e solares, ocorre abaixo da expectativa, a geração a partir de fontes controláveis, predominantemente UHE com reservatórios de regularização, é requisitada. Neste momento, deve-se tomar a decisão entre utilizar a energia armazenada nos reservatórios ou as termelétricas, de custo mais elevado. Tal decisão impactará no custo e segurança, tanto imediato quanto futuro, do atendimento à demanda.

Apesar do aumento expressivo na capacidade instalada de usinas hidrelétricas no horizonte do plano, o acréscimo da capacidade de armazenamento é de apenas 2,6 GW médios neste mesmo período, o que corresponde a aproximadamente 1% do total existente em 2015. Destaca-se a importância dos grandes reservatórios instalados na região Sudeste/Centro-Oeste, que representam aproximadamente 70% da energia armazenável do SIN no início de 2015, enquanto as regiões Nordeste, Sul e Norte possuem, respectivamente, 18%, 7% e 5%. Por outro lado, o crescimento do mercado é de aproximadamente 45%, ou seja, bem superior ao crescimento da energia armazenável.

O Gráfico 31 ilustra, um comparativo entre o crescimento da energia armazenável máxima do SIN e o crescimento do mercado de energia. Os maiores incrementos de energia armazenável ocorrem entre 2016 e 2018, devido à entrada em operação das usinas São Roque, Baixo Iguaçu e Sinop. Grande parte das usinas viabilizadas recentemente são enquadradas na categoria "fio d'água", ou seja, com reservatórios capazes de armazenar água por apenas algumas horas ou dias. Neste caso, ressalta-se que Baixo Iguaçu, apesar de operar a fio d'água, contribui para o acréscimo da energia armazenável por agregar produtividade à cascata onde se situa, já que possui reservatórios de regularização à montante. Entretanto, a maioria das usinas viáveis no horizonte decenal está localizada em bacias inexploradas, para as quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização nesse período e, portanto, ainda não contribuirão com o incremento de energia armazenável.

Gráfico 31 – Crescimento do mercado de energia do SIN x energia armazenável máxima

Apesar de ser notório que a variação do mercado é muito maior que a variação da capacidade de armazenamento, o Gráfico 31 não é suficiente para afirmar que a segurança do sistema será decrescente no horizonte decenal. Outras fontes de energia além das fontes controláveis (hidrelétricas com capacidade de estoque e termelétricas flexíveis) contribuem para o atendimento ao mercado e, dentro das características de cada uma, é possível estimar uma contribuição para determinados níveis de confiabilidade, embora seja inegável a necessidade de aumentar a capacidade de armazenamento.

As fontes não controláveis foram divididas em três grupos na consideração da oferta de energia: o primeiro grupo considerando eólica, solar, biomassa e PCH (chamadas de “outras fontes renováveis” – OFR neste PDE); o segundo grupo com a energia incremental às usinas a fio d’água e o terceiro composto pela geração térmica mínima (relacionada à inflexibilidade contratual das usinas), visto que não há decisão sobre seu despacho.

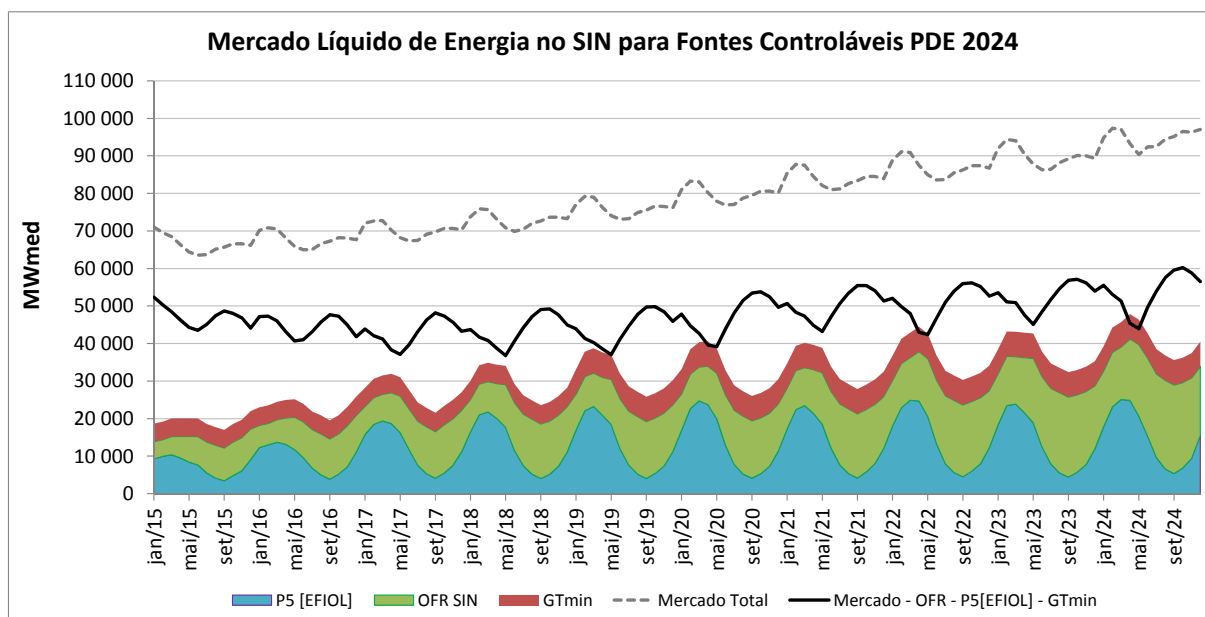
Nos cenários críticos de geração das fontes não controláveis, é necessário dispor de fontes controláveis para garantir o atendimento ao mercado. O Gráfico 32 apresenta o mercado total e as parcelas de cada fonte de geração não controlável. Neste gráfico, define-se o mercado líquido como o mercado remanescente a ser atendido pelas fontes controláveis, ou seja, é o mercado total do SIN abatido das parcelas de geração não controlável. Observa-se que ocorre uma mudança no perfil da curva do mercado total⁵⁸ do SIN (curva cinza tracejada) para o mercado líquido (curva preta). Essa mudança de perfil indica que, embora a maior demanda de energia do SIN ocorra no período úmido, a maior demanda a ser atendida por fontes controláveis ocorre no período seco. Dessa forma, será necessário um maior deplecionamento dos reservatórios nesse período, tradicionalmente marcado por baixa afluência, e/ou maior acionamento de usinas termelétricas. Já nos meses de maior afluência, o

⁵⁸ Mercado do SIN descontando a energia proveniente de usinas submotorizadas, somado aos suprimentos de energia previstos à ANDE e o consumo da usina Itaipu, assim como é feito na simulação energética.

mercado para as fontes controláveis tende a ser reduzido, aumentando assim a possibilidade de maior enchimento dos reservatórios e também de vertimentos.

No Gráfico 32, foi considerado um cenário com baixa afluência incremental às usinas a fio d'água. Ressalta-se, entretanto, que o perfil do mercado líquido e as conclusões são as mesmas para os cenários de alta afluência.

Gráfico 32 – Mercado líquido de energia do SIN para fontes controláveis



Variável	Descrição
OFR SIN	Expectativa de Geração de Outras Fontes Renováveis (geração considerada no PDE 2024).
P5 [EFIOL]	Cenário de afluência baixa: Energia Fio d'água Líquida, onde 5% dos cenários de séries sintéticas são aquém.
GTmin	Total de Geração Térmica Inflexível, conforme configuração do PDE 2024.

Adotando-se cenários de geração termelétrica, obtém-se, para cada um deles, a carga a ser atendida apenas pelos reservatórios, a partir da qual é possível estabelecer a relação estoque *vs.* mercado. Uma tendência decrescente sinaliza que a carga a ser atendida pelos reservatórios crescerá mais que sua capacidade de armazenamento, ou seja, que a energia armazenada poderá ser consumida mais rapidamente. Já uma tendência crescente sinaliza um maior atendimento do mercado por outras fontes e menor dependência da energia armazenada nos reservatórios.

Para a avaliação da capacidade de regularização, foi realizada a análise da razão estoque/mercado, onde o numerador – que representa o estoque, ou seja, a capacidade de armazenamento dos reservatórios – considera a energia armazenável máxima do SIN, e o denominador – que representa o mercado de energia a ser atendido pelos reservatórios – considera o mercado total de energia abatido das parcelas de geração relativas à contribuição das demais fontes de geração. Neste contexto, cabe ressaltar que o Plano de Operação Energética 2014/2018 (PEN 2014) apontou a redução do grau de regularização do SIN levando em consideração a expansão da oferta contratada e a projeção do mercado de energia para os cinco anos do estudo.

O Gráfico 33 apresenta 4 curvas, sendo cada uma com um perfil da relação entre a capacidade de armazenamento e o mercado. A curva preta se diferencia das demais curvas coloridas pelo fato de

apresentar o mercado sem a contribuição da energia incremental das usinas à fio d'água. No entanto, considera o despacho médio das UTE definido pela simulação com o modelo Newave. As três curvas coloridas apresentam diferentes cenários de energia incremental de usinas à fio d'água e, conseqüentemente, de geração térmica, a saber:

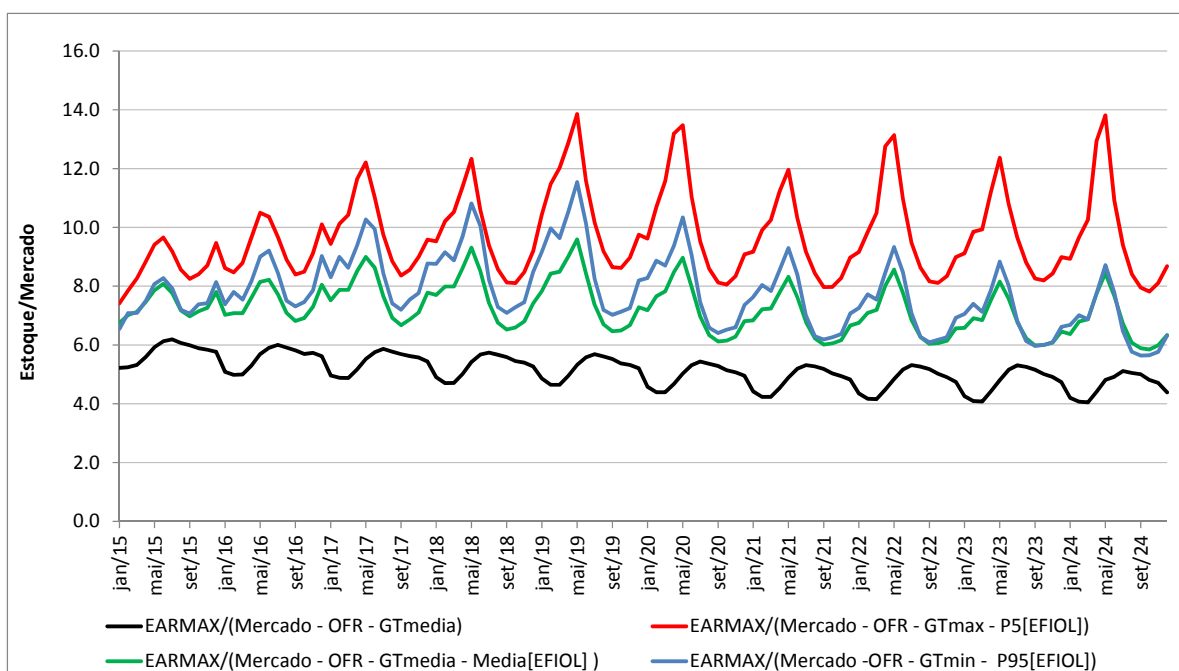
- i. Curva verde - cenário médio de afluência às usinas a fio d'água e geração térmica;
- ii. Curva azul – cenário de afluência alta e de geração térmica mínima;
- iii. Curva vermelha – cenário de afluência baixa e de geração térmica máxima

Ao analisar primeira curva, em preto, percebe-se que os vales (momentos de maior necessidade de uso dos reservatórios) se encontram no período úmido. Isso mostra que as maiores demandas a serem atendidas pelos reservatórios tendem a ocorrer no período de maior afluência, que coincidem com período das maiores cargas totais de energia. Entretanto, ao considerar a energia incremental às usinas a fio d'água, e assumindo premissas de geração termelétrica, o perfil da relação muda ao longo do tempo, como pode ser visto em cada curva colorida. Nota-se, primeiramente, que ocorrem grandes variações ao longo dos meses, do período úmido para o seco, indicando que em alguns momentos poderá ser necessário um uso intenso da energia armazenada, enquanto em outros haverá a maior possibilidade de reenchimento dos reservatórios.

Pela análise do cenário médio, tanto de geração térmica quanto de afluência às usinas a fio d'água , observa-se que a relação estoque/mercado chega ao máximo no período úmido de 2019, com o fim da motorização da UHE Belo Monte. Após este ano, há uma ligeira redução desta capacidade. O mesmo é observado no cenário de afluência alta, para o qual considerou-se geração térmica mínima, sendo que esses dois cenários apresentam praticamente a mesma relação estoque/mercado no início e no final do horizonte decenal.

Pelo cenário de afluência baixa associado à geração térmica de todo o parque instalado no SIN, nota-se que, embora seja caracterizado por um custo de operação extremamente elevado, mesmo em cenários críticos de afluência, é possível obter um acréscimo na relação estoque/mercado ao longo dos anos, com o aumento da contribuição das fontes térmicas convencionais.

Gráfico 33 – Relação entre capacidade de armazenamento e o mercado



Variável	Descrição
OFR SIN	Expectativa de Geração de Outras Fontes Renováveis (geração considerada no PDE 2024).
P5 [EFIOL]	Cenário de afluência baixa: Energia Fio d'água Líquida, onde 5% dos cenários de séries sintéticas são aquém.
P95 [EFIOL]	Cenário de afluência alta: Energia Fio d'água Líquida, onde 95% dos cenários de séries sintéticas são aquém.
GTmedia	Cenário de Geração Térmica Média, conforme resultado da simulação do caso do PDE 2024.
GTmin	Cenário de inflexibilidade durante o ano todo.
GTmax	Cenário de Geração Térmica Máxima durante o ano todo.

Diante do exposto acima, a atual configuração de expansão do sistema hidrelétrico com usinas a fio d'água, devido aos entraves ambientais associados à construção de novos reservatórios de regularização, resulta, além da redução gradativa da relação estoque/mercado, em impactos mais acentuados da sazonalidade ao longo dos meses, ou seja, necessidade de enchimento dos reservatórios no período úmido e rápido esvaziamento no período seco, a cada ciclo hidrológico anual. Neste sentido, torna-se necessário a complementação com outras fontes de energia para atenuar o efeito dos cenários de afluências ruins e garantir o nível de segurança adequado.

Outras fontes renováveis, que possuem perfil de geração superior no período seco, como eólicas e termelétricas à biomassa, contribuem para essa complementação. Além dessas fontes, as usinas termelétricas serão de suma importância para prover a garantia necessária ao atendimento do mercado. A decisão da política operativa, a ser definida à luz de informações mais detalhadas da operação a cada ano, definirá os montantes de deplecionamento aceitáveis dos reservatórios no período seco. Mesmo nas situações hidrológicas mais críticas, a capacidade termelétrica indicada neste PDE é suficiente para não aumentar a dependência dos reservatórios, elevando assim a segurança operativa do SIN.

7. Expansão das interligações

O planejamento da expansão do SIN envolve a identificação e priorização de um conjunto de obras de geração e transmissão de energia elétrica, distribuídos ao longo do tempo, para o atendimento a projeção de carga dentro do horizonte de estudo. As interligações permitem a otimização do uso dos recursos energéticos disponíveis nas regiões do país e também o escoamento da energia gerada distante dos centros de carga.

O modelo Newave, utilizado para as simulações energéticas, representa o SIN agrupando as usinas em subsistemas equivalentes. Nessa representação não há restrição de transferência de energia dentro de um subsistema, sendo as restrições de transmissão representadas somente nas interligações. Atualmente, a representação do SIN neste modelo é feita em dez subsistemas equivalentes, sendo os nove apresentados na Figura 4, mais a bacia do rio Paraná.

As ampliações dos troncos de interligação são indicadas de modo a garantir os requisitos energéticos para atendimento à carga de cada região do SIN dentro do horizonte do planejamento. O Anexo III apresenta as capacidades dos intercâmbios, considerando as expansões já previstas e aquelas indicativas ao longo do período do plano decenal. Além da informação referente ao limite de cada interligação, são representados no modelo Newave os limites por agrupamentos de intercâmbio. Este dado visa representar algumas restrições sistêmicas, que não poderiam ser estabelecidas apenas pelo limite de uma interligação. Por exemplo, uma região poderia receber energia por duas interligações, cada uma com capacidade de 1.000 MW, mas, devido a restrições internas, esse subsistema não consegue absorver mais que 1.500 MW no total. Atualmente, os agrupamentos de intercâmbio são empregados na representação das capacidades das interligações das seguintes regiões:

- Fornecimento e recebimento da região Sudeste/Centro-Oeste via regiões Norte e Nordeste;
- Fornecimento e recebimento da região Nordeste.

Portanto, em complemento aos limites individuais das interligações, são disponibilizados no Anexo IV os valores dos agrupamentos de intercâmbio considerados no horizonte deste plano.

Por conta da relevante expansão da oferta de energia das usinas eólicas localizadas na região Nordeste, além da previsão de entrada em operação das primeiras máquinas da UHE Belo Monte e das máquinas adicionais das usinas do Madeira, está prevista ao longo de 2016, a incorporação ao SIN de expansões para promover o escoamento deste excedente de energia das regiões Norte e Nordeste para a região Sudeste/Centro-Oeste.

Em virtude do panorama hidrológico severo que se tem observado nos últimos anos, a disponibilidade de capacidade de transmissão, particularmente entre as regiões Norte/Nordeste e o Sudeste/Sul, torna-se um elemento fundamental para a adequada gestão dos reservatórios das usinas hidrelétricas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). As eventuais restrições de intercâmbios entre estas regiões aumentam a necessidade de despacho de geração térmica, acarretando aumento do custo marginal de operação e, como consequência, onerando os custos de suprimento de energia elétrica aos consumidores. Logo, o planejamento energético decenal prevê significativa expansão da capacidade das interligações para garantir os requisitos de escoamento energético através das regiões Norte e Nordeste em direção ao Sudeste/Centro-Oeste e Sul do país.

Nesse contexto, em 2018 está previsto a incorporação de um primeiro elo de corrente contínua que, além de auxiliar no escoamento da energia da UHE Belo Monte, permite também que os excedentes de energia da região Nordeste sejam direcionados ao SE/CO, principalmente entre os meses de julho e dezembro, caracterizados pelas maiores expectativas de produção de energia das usinas eólicas da região NE. A entrada em operação do segundo bipolo de corrente contínua interligando o nó de Xingu ao SE/CO, vem sendo indicada para 2019, quando termina a motorização da UHE Belo Monte. A partir de 2021 estão sendo indicadas outras ampliações nessas interligações de modo a atender cenários extremos de disponibilidade energética. Para isso, foram analisadas situações de grandes excedentes de energia nas regiões Norte/Nordeste simultaneamente a reduzida geração das regiões Sudeste/Centro-Oeste/Sul.

As expansões das interligações entre as regiões N/NE e SE/CO previstas também cotemplam a expectativa de início da motorização das usinas hidrelétricas presentes na bacias dos rios Tapajós e Jamanxim.

Adicionalmente, há previsão de ampliação da capacidade dos intercâmbios provenientes da região AC/RO. Destaca-se que, no Leilão de Energia Nova A-5 de 2014, houve usina termelétrica movida a resíduo de madeira vencedora, evidenciando assim o potencial de oferta de energia proveniente desta fonte de geração na região.

Com relação à região Sul ressalta-se o aumento da sua capacidade de recebimento/fornecimento, que comportará cerca de 14 GW em 2024, dentre os projetos já licitados e aqueles indicativos no horizonte deste plano. As indicações de ampliações referentes ao subsistema Sul são necessárias tanto pelo aumento da oferta térmica, verificada no Leilão de Energia Nova (A-5 de 2014), como pela expansão da capacidade de recebimento do Sul via Sudeste, uma vez que uma parcela significativa da energia excedente do N/NE pode ser alocada nesta região.

O resumo das principais ampliações é apresentado na Tabela 45, com base nos valores descritos nos Anexos III e IV.

Os montantes apresentados neste capítulo referem-se à avaliação eletroenergética, com base na qual foram determinados os requisitos de intercâmbios para garantir a adequada transferência de energia entre as regiões do país. Esta análise subsidiará a avaliação das alternativas de expansão da infraestrutura de transmissão para atendimento dos fluxos energéticos verificados, onde serão feitas as estimativas dos investimentos, bem como incorporados os estudos de viabilidade técnico-econômica associados à cada concepção de expansão da rede de transmissão, conforme será descrito no Capítulo IV – Transmissão de Energia Elétrica.

Tabela 45 – Principais expansões das interligações

Ano	Interligação	Montante (MWmed)	Motivação
2015	T.PIRES->SE/CO	2.120	Previsão de entrada em operação da interligação para escoamento das usinas do rio Teles Pires
	AC/RO->SE/CO	150	Reforços para escoamento das usinas do rio Madeira
2016	IMP->SE/CO	1.051	Escoamento do excedente de energia da região Norte/Nordeste para a região Sudeste/Centro-Oeste e escoamento da energia proveniente das primeiras máquinas da UHE Belo Monte (entrada da 1ª máquina em abril de 2016).
	Exp. NE	3.000	
	Imp SE/CO via N/NE	5.350	
	AC/RO->SE/CO	874	Reforços para escoamento das usinas do rio Madeira
2017	Imp. Sul	836	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	AC/RO->SE/CO	682	Reforços no SE para escoar energia do bipolo do Madeira e reforços no sistema AC/RO para escoar máq adicionais de S. Antônio
2018	Imp. SE via N/NE	1.970	1º Bipolo de Corrente Contínua para escoamento da Usina de Belo Monte para SE/CO. Aumento da capacidade de escoamento das regiões N/NE para SE/CO.
	Imp. Sul	957	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	874	
	T.PIRES/TP->SE/CO	1.480	Reforços para escoamento das usinas da bacia do rio Teles Pires.
	AC/RO->SE/CO	129	Reforços para escoar Maq Adicionais S. Antônio
	2019	Imp. Sul	983
Exp. Sul		1.269	
Exp. SE via N/NE		5.720	2º Bipolo de Corrente Contínua para escoamento da Usina de Belo Monte para SE/CO. Aumento da interligação entre as regiões N/NE e SE/CO para otimização energética. Escoamento do excedente de energia da região NE.
Imp. SE via N/NE		7.501	
2020	Imp. Sul	2.000	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	2.000	
	Exp. NE	6.000	Reforços entre as regiões NE e SE para otimização energética
	Imp. NE	5.100	
	Exp. SE via N/NE	3.730	Aumento da interligações entre as regiões N/NE e SE/CO
	Imp. SE via N/NE	6.000	
	AC/RO->SE/CO	700	Aumento da interligação entre as regiões AC/RO->SE/CO
	Exp. SE via N/NE	4.600	Aumento da capacidade dos intercâmbios entre as regiões N/NE e SE/CO, com previsão de entrada no segundo semestre de 2021.
	Imp. SE via N/NE	8.120	
	2022	T.PIRES/TP->SE/CO	2.000
Imp. SE via N/NE		12.631	Ganho no primeiro semestre devido à ampliação prevista para o segundo semestre de 2021.
T.PIRES/TP->SE/CO		2.000	Previsão de entrada em operação das usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós
2023	Imp. Sul	1.700	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	1.700	
2024	T.PIRES/TP->SE/CO	2.000	Previsão de entrada em operação das usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós
	T.PIRES/TP->SE/CO	2.200	Previsão de entrada em operação das usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós

Fonte: EPE.

A partir das capacidades das interligações estimou-se a utilização do sistema de transmissão para atendimento à carga de energia elétrica por meio de curvas de permanência dos fluxos energéticos das principais interligações do SIN. Estas curvas apontam os valores ordenados⁵⁹ dos fluxos mensais simulados para determinado ano do planejamento. A simulação no modelo Newave considera 2.000 cenários de vazões afluentes. Os resultados são disponibilizados no Anexo V, onde são feitas as análises referentes aos anos de 2018 e 2024.

Para o ano de 2018, os fluxos energéticos para o subsistema Sul mostram que, para o patamar de carga pesada, a capacidade máxima de recebimento desta região é utilizada por aproximadamente 15% dos cenários. Para o patamar de carga média, esse percentual equivale a 5% dos cenários. Já para o patamar de carga leve, o limite é atingido em torno de 20% do tempo e, diferentemente dos demais patamares de carga, ocorre no fornecimento de energia por esta região. A mesma análise é feita em relação ao ano de 2024, onde nota-se que, para os três patamares de carga, os fluxos de energia não atingem os limites previstos para esse ano, que incorporam as ampliações indicativas deste PDE.

O fornecimento de energia da região Nordeste utiliza a máxima capacidade do intercâmbio, no patamar de carga leve, em 1% dos cenários simulados para o ano de 2018. Já em 2024, após a incorporação das expansões previstas, os limites dos intercâmbios, nos três patamares de carga, encontram-se dimensionados para o escoamento da energia desta região. Destaca-se pelo fluxo energético simulado para a região Nordeste, no ano de 2024, que este subsistema se caracteriza como fornecedor de energia nos três patamares de carga, sendo esta condição predominante no patamar de carga leve, no qual em cerca de 80% dos cenários simulados, o NE comportou-se como exportador.

Por fim, os fluxos energéticos da região Sudeste/Centro-Oeste são apresentados. Em 2018, é possível verificar que o recebimento do SE/CO via N/NE atinge seu limite nos três patamares de carga, evidenciando uma vez mais a necessidade de ampliação. A utilização do intercâmbio no patamar de carga leve merece destaque pois, durante o período úmido, o recebimento do SE/CO via N/NE atinge o limite em cerca de 50% cenários. Além disso, no período seco, devido a elevada expectativa de geração das usinas eólicas, a capacidade máxima de escoamento do N/NE para o SE/CO é utilizada em 20% dos cenários. Para o ano de 2024 o fluxo energético simulado para o patamar de carga leve, não atinge a capacidade de recebimento/fornecimento de energia prevista. Já para os patamares de carga média e pesada, o recebimento de energia do SE/CO é utilizado em sua capacidade, em um percentual inferior a 1% dos cenários simulados. Cabe ressaltar que, a região SE/CO é predominantemente importadora dos excedentes de energia do N/NE. Assim, no patamar de carga leve, a importação de energia por esta região equivale a 95% e 80% do tempo dos períodos úmido e seco, respectivamente.

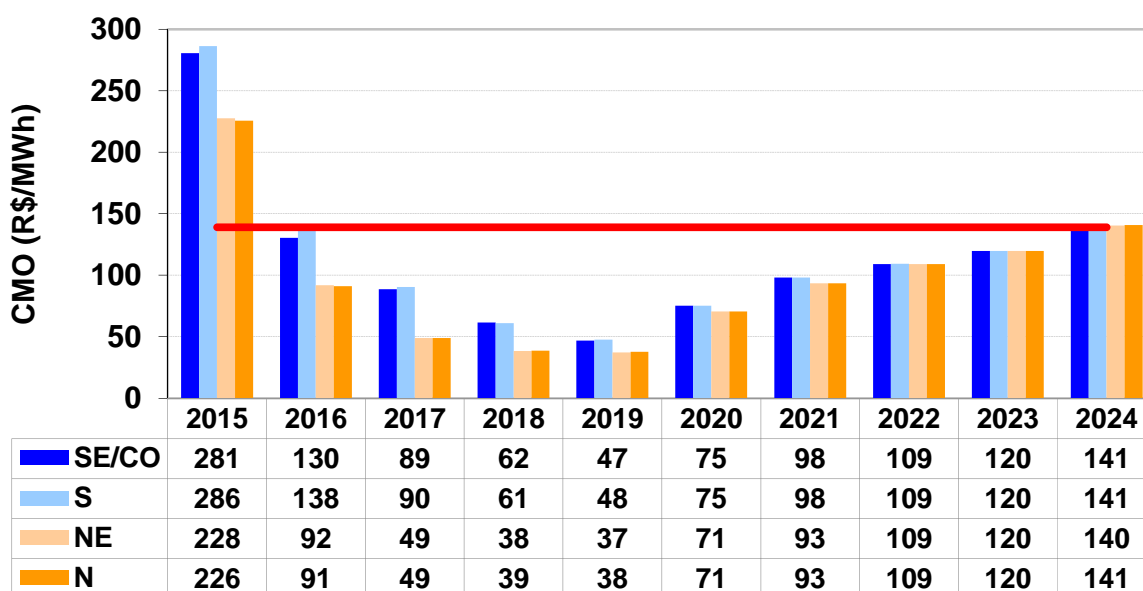
⁵⁹ Amostra total de 24.000 (2.000 x 12) valores.

8. Custos Marginais de Operação e riscos de déficit

Custos marginais de operação

O Gráfico 34 apresenta os custos marginais de operação (CMO) dos quatro grandes centros de carga que compõem os subsistemas SE/CO, S, NE e N, ao longo do período de estudo. Devido aos níveis de armazenamento considerados no início da simulação energética⁶⁰, os CMO médios anuais de 2015 encontram-se acima do valor estabelecido para o CME. Nos demais anos, como pode ser observado, a configuração de expansão contemplada neste PDE atende ao critério econômico. Em função do porte e motorização de algumas usinas planejadas, e do comportamento da projeção de carga de energia, os custos marginais médios anuais oscilam ao longo dos anos, podendo ficar abaixo do valor do CME de referência estabelecido para este ciclo do planejamento decenal (139 R\$/MWh).

Gráfico 34 – Custo marginal de operação por subsistema



FONTE: EPE.

Os valores de CMO para os subsistemas Acre/Rondônia, Manaus/Amapá/Boa Vista, Belo Monte e Teles Pires/Tapajós se assemelham aos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte, em função das características dos referidos subsistemas e das suas fortes interligações aos principais centros de carga. Desse modo, optou-se por não apresentá-los nos gráficos apontados nesta seção.

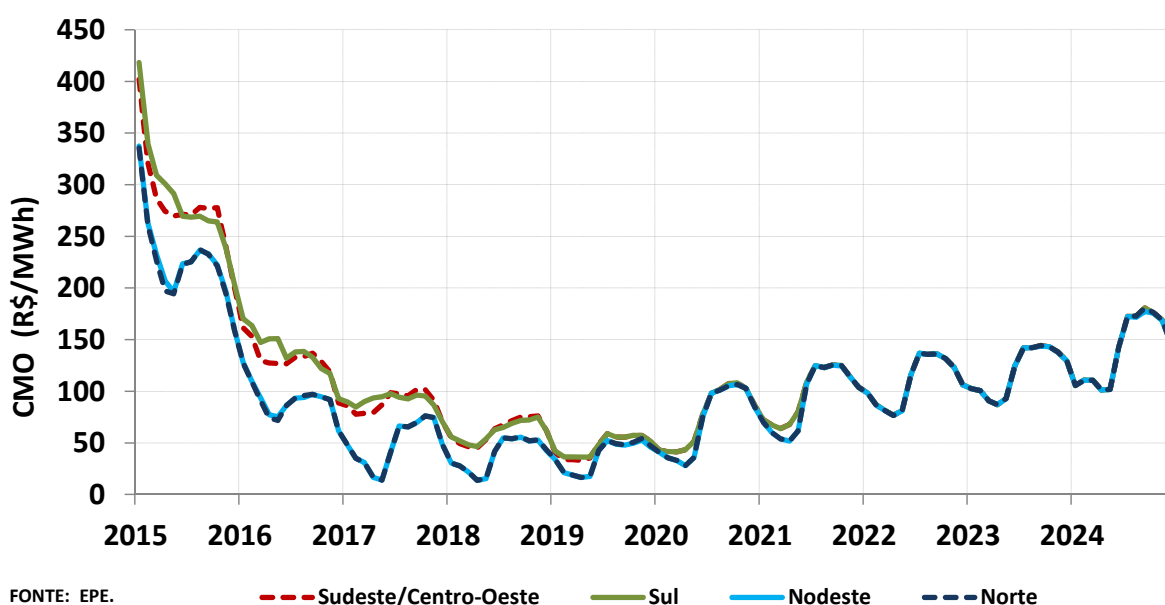
A partir dos resultados apresentados no Gráfico 34, verifica-se que os valores de CMO das regiões SE/CO e Sul são superiores aos das regiões Nordeste e Norte, durante os primeiros anos do horizonte do plano. A diferença de CMO entre essas regiões também pode ser verificada no Gráfico 35, que mostra os valores médios mensais no período estudado. Destaca-se que com a efetivação da

⁶⁰ A simulação energética, realizada com o modelo Newave, teve início em maio de 2014.

interligação que garante o escoamento da energia gerada pela UHE Belo Monte, em 2019, e dos reforços previstos nos anos subsequentes, que ampliam a capacidade dos intercâmbios entre as regiões N/NE e SE/CO, ocorre a equalização dos custos marginais de operação a partir de 2021. Ressalta-se assim a importância da conclusão destas ampliações em datas compatíveis com as indicadas neste plano.

No Gráfico 35, destaca-se também a oscilação existente, ainda que não muito ampla, entre as médias mensais de CMO do SE/CO e S. Nota-se uma sazonalização destes valores, na qual o Sudeste/Centro-Oeste apresenta CMO superior ao Sul durante o período de julho a dezembro e inferior entre janeiro e junho.

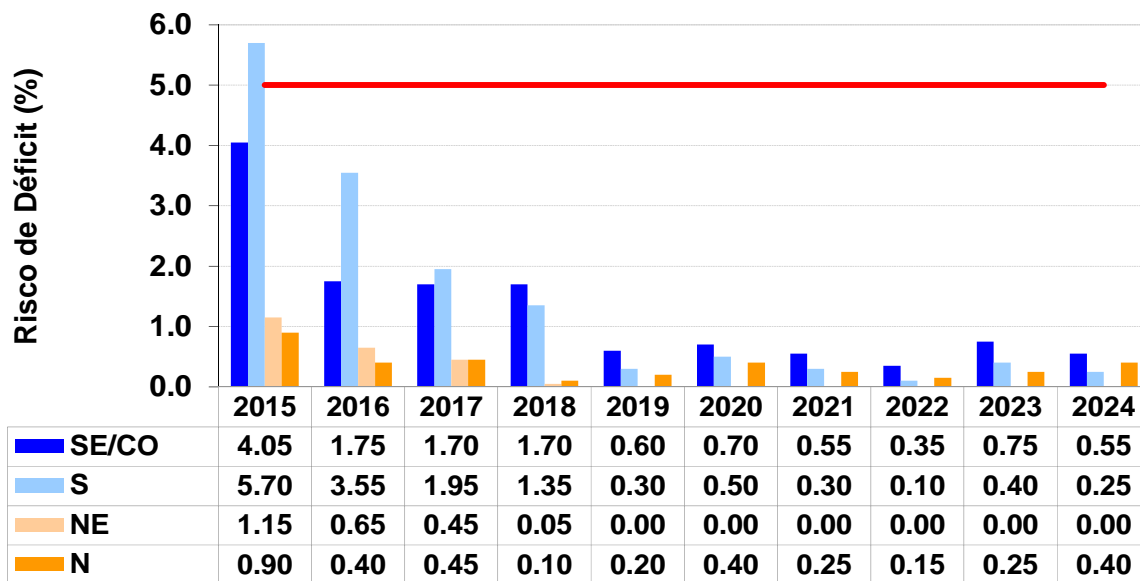
Gráfico 35 – Valores mensais de custo marginal de operação por subsistema



Riscos de déficit

A probabilidade de ocorrência de déficits, associada à expansão da geração, é apresentada no Gráfico 36. Nota-se que o ano de 2015 apresenta risco de déficit mais elevado que os demais, onde a maior probabilidade ocorre nas regiões Sudeste e Sul. No entanto, nos anos seguintes, estes riscos são menores em todos os subsistemas (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) e o critério de segurança no abastecimento é atendido, uma vez que, com a expansão proposta, a probabilidade de déficit é inferior a 5% em todas as regiões.

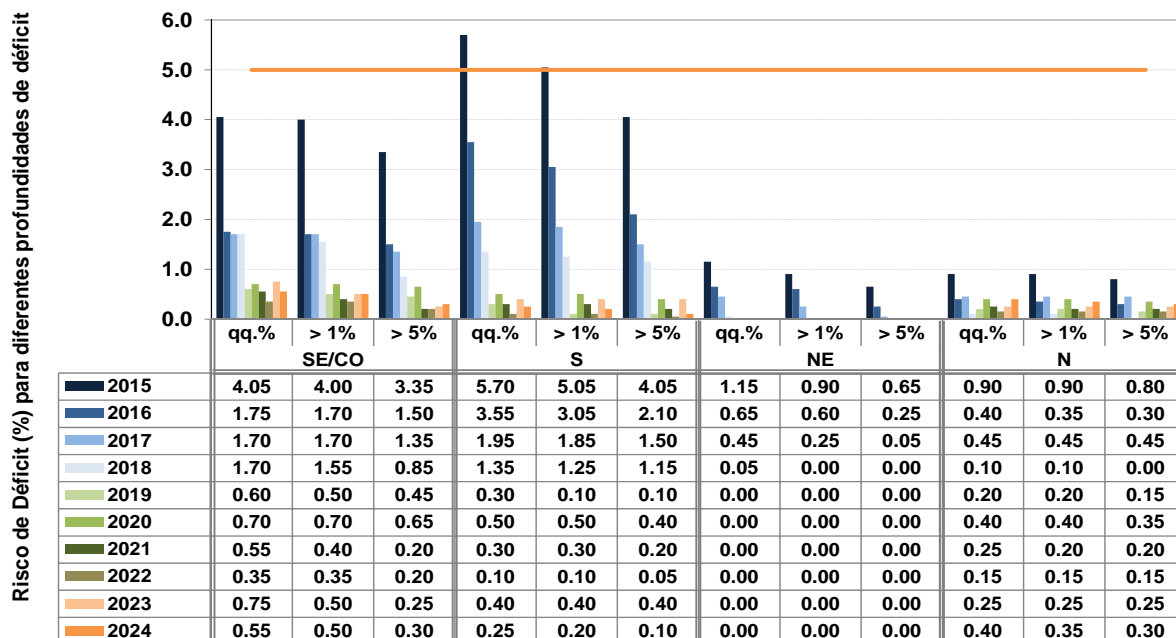
Gráfico 36 – Risco de déficit por subsistema



FONTE: EPE.

As probabilidades de déficits superiores a 1% e 5% do mercado, além do valor de risco para qualquer profundidade de déficit, são apresentadas no Gráfico 37, onde se notam resultados muito próximos entre as três faixas.

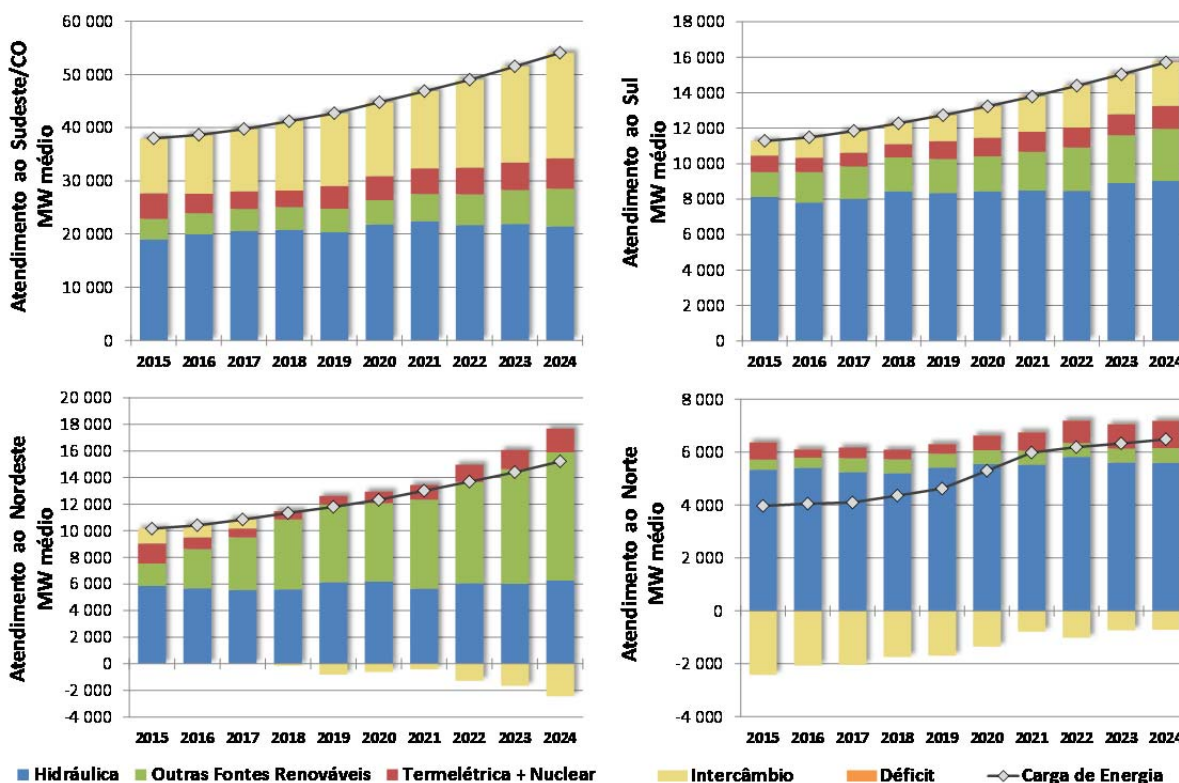
Gráfico 37 – Análise da profundidade do risco de déficit por subsistema



FONTE: EPE.

O balanço dos recursos energéticos para atendimento à carga do SIN nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, bem como as necessidades de importação/exportação destes subsistemas, são ilustrados no Gráfico 38. A alocação destes recursos, impossibilitando o atendimento integral à carga, é representada pelo déficit que, em valores médios anuais, é próximo de 0% em percentual da carga atribuída para cada subsistema. Neste gráfico, os subsistemas Itaipu, Belo Monte, Acre/Rondônia e Teles Pires/Tapajós são considerados nos intercâmbios para o atendimento às quatro regiões apresentadas, por serem predominantemente exportadores de energia.

Gráfico 38 – Geração hidrotérmica por subsistema - média dos 2.000 cenários hidrológicos



FONTE: EPE.

Nota-se que o Sudeste/Centro-Oeste se caracteriza como importador de energia. Para o ano de 2024, é esperada uma importação da ordem de 37% da carga prevista para este subsistema.

Ao contrário das hidrelétricas, a contribuição das outras fontes renováveis – BIO, PCH, EOL e SOL – para atendimento à carga cresce significativamente ao longo do período de estudo, sobretudo nos subsistemas Sul e Nordeste. Neste último, destaca-se a expressiva expansão do parque eólico. Além disso, nesta região, essas fontes, que em 2015 supriam cerca de 17% da carga da região, em 2024, responderão por cerca de 63% da carga.

Os intercâmbios negativos caracterizam exportação de energia para outras regiões. A região Norte, por possuir predominância hidráulica, consegue fornecer energia às outras regiões durante o seu período úmido. Dessa maneira, as regiões com maior capacidade de regularização, como o Sudeste/Centro-Oeste, podem reduzir a geração de energia das usinas com reservatórios para tentar maximizar seus despachos nos períodos nos quais as vazões afluentes são menos favoráveis.

9. Atendimento à demanda máxima

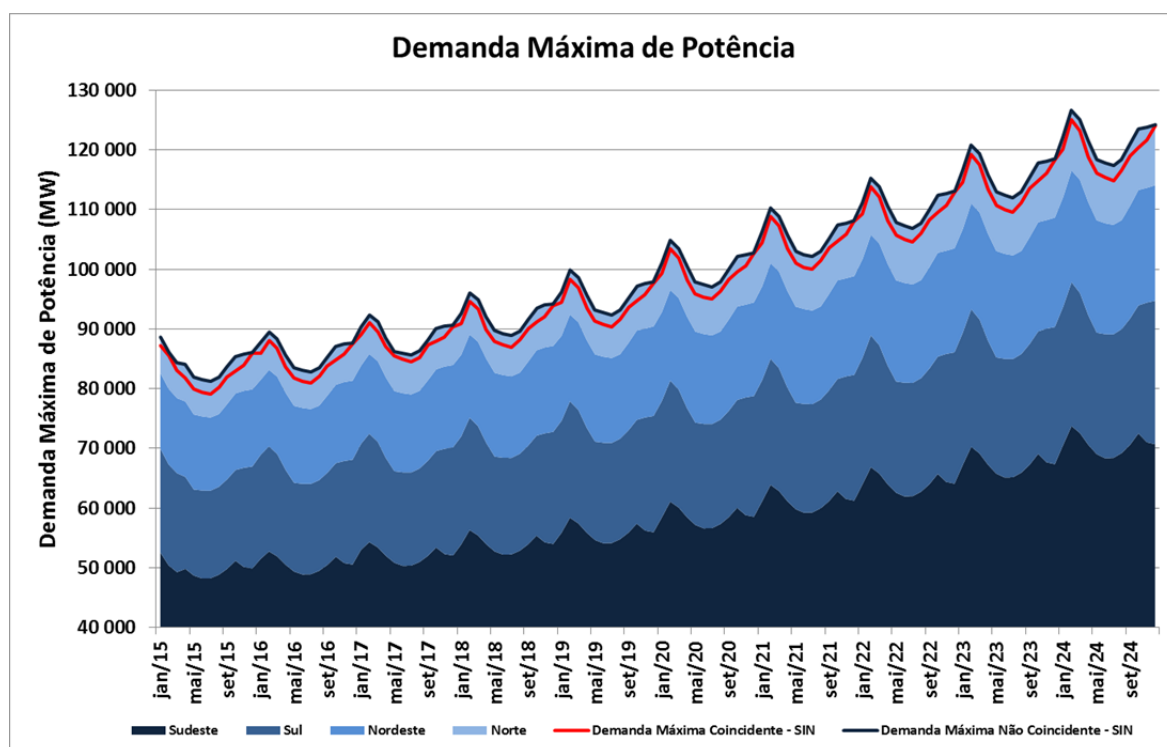
A análise do atendimento à demanda máxima apresentada neste PDE 2024 tem por objetivo obter uma melhor avaliação e maior detalhamento sobre as condições deste atendimento de forma a investigar possíveis medidas que possam ser tomadas para esse fim no contexto da expansão do sistema.

Os critérios e premissas utilizados foram:

- Utilização da demanda máxima instantânea não coincidente entre subsistemas;
- Acréscimo de 5% à demanda para atendimento da reserva operativa;
- Utilização dos limites de intercâmbio entre subsistemas e de agrupamento para fornecimento/recebimento das regiões estabelecidos para o patamar de carga pesada dos estudos energéticos;
- Contabilização do risco mensal de déficit de potência; e
- Simulação com todas as séries históricas de vazões.

O Gráfico 39 apresenta a superposição das demandas máximas de cada região, utilizadas neste PDE, sendo a sua envoltória superior a soma das demandas máximas não coincidentes. O gráfico mostra também os valores de demanda máxima coincidente do SIN, sempre abaixo da envoltória anteriormente citada, em até 3%.

Gráfico 39 – Comparação entre demanda máxima coincidente e não coincidente



O cálculo da disponibilidade máxima de potência é feito de maneira distinta para as usinas hidrelétricas com reservatório de regularização, usinas a fio d'água, outras fontes renováveis e termelétricas, de forma a respeitar as particularidades de cada fonte.

Visando aperfeiçoar o acoplamento entre os resultados da simulação energética e da análise de atendimento à ponta, e assim obter uma melhor representação das outras variáveis que impactam na disponibilidade de potência, no PDE 2024 foi proposto um aperfeiçoamento metodológico no cálculo da disponibilidade hidráulica. Na nova metodologia, além da perda de potência por deplecionamento, variável suficiente para estimar um atendimento instantâneo, já considerada para as UHE com reservatório nos PDE anteriores, utiliza-se também a geração média mensal, as restrições de vazão mínima e o tempo⁶¹ necessário para manter a contribuição hidráulica de potência, requisito definido a partir de análise da curva de carga horária.

A perda por deplecionamento das usinas hidrelétricas com reservatório foi estimada a partir da energia armazenada final de cada mês, resultante da simulação da operação do sistema⁶². Para um determinado volume (em %) do reservatório equivalente em cada subsistema no mês, calcula-se o volume de cada reservatório e seu nível de montante. Com isto, pode-se estimar a queda líquida e, conseqüentemente, as perdas de potência⁶³ destas usinas.

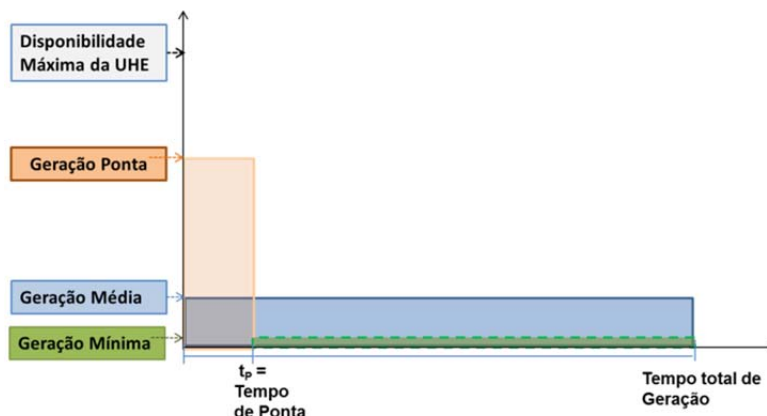
Com a geração média mensal, as restrições de vazão mínima e o tempo estimado para o atendimento à demanda máxima, é realizada a modulação da geração hidráulica mensal de todas as usinas (inclusive as usinas a fio d'água). A Figura 5 demonstra, de forma simplificada, como esse cálculo é realizado, onde a área compreendida pelo retângulo laranja é o valor de contribuição na ponta calculado pela nova metodologia, que procura maximizá-lo, respeitando a disponibilidade máxima pela altura de queda de cada usina, e a geração mínima necessária fora da ponta (área destacada em verde).

⁶¹ As simulações energéticas do Modelo Newave consideram que todos os meses possuem duração de 730,5 horas. Esse valor também foi considerado no presente estudo. Como tempo de ponta foram consideradas 10 horas mensais. Entretanto, tal parâmetro é objeto de estudo específico.

⁶² Esta simulação é executada com o modelo a subsistemas equivalentes – NEWAVE – e séries históricas de vazões afluentes.

⁶³ Este cálculo é feito para cada usina. No caso específico da UHE Tucuruí, como existe variação da altura de acordo com o conjunto turbina-gerador, o cálculo foi feito por conjunto. Além disso, para essa usina considera-se que a segunda casa de força não opera caso a cota operativa seja inferior a 62m, limitando assim sua disponibilidade máxima de potência.

Figura 5 - Metodologia de cálculo da disponibilidade máxima de potência por usina



$$\text{Geração Ponta} = \text{Mínimo} (\text{Área } \blacksquare - \text{Área } \blacksquare) / t_p (\text{Ponta}) ; \text{Disponibilidade Máxima}$$

Esta alteração metodológica no cálculo da disponibilidade hidráulica foi aplicada a todos os subsistemas, exceto nos subsistemas compostos predominantemente por usinas à fio d'água com forte sazonalidade (Acre/Rondônia, Teles Pires/Tapajós e Belo Monte). Nestes, considera-se o valor de geração hidráulica do subsistema no patamar de carga pesada, para cada cenário de energia natural afluyente⁶⁴.

Para as termelétricas, incluindo as centrais nucleares, a potência máxima é a própria potência disponível⁶⁵.

A disponibilidade de potência de PCH e termelétricas a biomassa foi considerada como sendo o valor médio mensal da sua geração. Para as usinas eólicas, foi considerado um valor obtido a partir das análises de dados verificados de medição anemométrica (sistema AMA) no horário em que a demanda máxima tem ocorrido, escolhendo um fator de capacidade equivalente ao percentil de 30% (P70). Conservadoramente, as usinas solares não são consideradas para o atendimento à demanda máxima. Cabe destacar, entretanto, que a contribuição desta fonte no atendimento à ponta é objeto de estudo específico, ora em desenvolvimento.

Embora na configuração deste Plano sejam representados nove subsistemas, a análise foi feita considerando uma agregação, de forma a se reduzir esse número para quatro regiões, tendo por base aqueles subsistemas onde se concentra a maior parte da carga do SIN, quais sejam: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Dessa forma, devido às suas interligações, os subsistemas Itaipu, Acre/Rondônia e Teles Pires/Tapajós foram agregados ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, enquanto que Belo Monte e Manaus/Amapá/Boa Vista foram incorporados ao subsistema Norte.

A análise das condições de atendimento à demanda máxima é realizada por meio da solução de um problema de programação linear onde a função objetivo é a minimização do custo de operação na ponta, considerando a demanda máxima de cada região, as restrições de intercâmbio, a

⁶⁴ Obtido diretamente da simulação com as séries históricas no modelo NEWAVE. Isto incorpora à estimativa de geração destas usinas a sazonalidade de geração em função da forte escassez de recursos hídricos no período seco, o que já é feito na simulação à modelo equivalente.

⁶⁵ É a potência instalada descontada do fator de capacidade máximo e das taxas de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP).

disponibilidade de potência em cada usina, os custo variável unitário (CVU) das usinas termelétricas e o custo do déficit. Esta análise é feita para verificar a capacidade do sistema planejado em atender à demanda máxima, e como esse atendimento é realizado.

Além do problema de otimização formulado acima, a NT EPE-DEE-RE – 037/2012-r0, de abril de 2012, apresenta a metodologia de análise por um balanço de potência. Nessa Nota Técnica, também está detalhada a formulação do problema de otimização utilizado nesta análise. Os resultados relacionados à capacidade de atendimento à carga são os mesmos pelas duas formas. A escolha de utilizar a otimização teve por objetivo uma melhor avaliação da utilização dos fluxos de intercâmbio e do menor custo de atendimento à ponta, além de servir de subsídio para estudos futuros para a indicação de oferta.

Considerando a expansão eletroenergética prevista, os Gráfico 40 a Gráfico 43 apresentam a disponibilidade de potência esperada por fonte (média dos 83 cenários hidrológicos avaliados). Nota-se a grande predominância da geração hidrelétrica neste horizonte, com destaque para a forte sazonalidade das usinas da região Norte. Na região Nordeste, destaca-se a grande participação da termelétrica, e a crescente participação das outras fontes renováveis (principalmente eólica).

Gráfico 40 - Disponibilidade esperada de potência – Sudeste – média dos cenários históricos

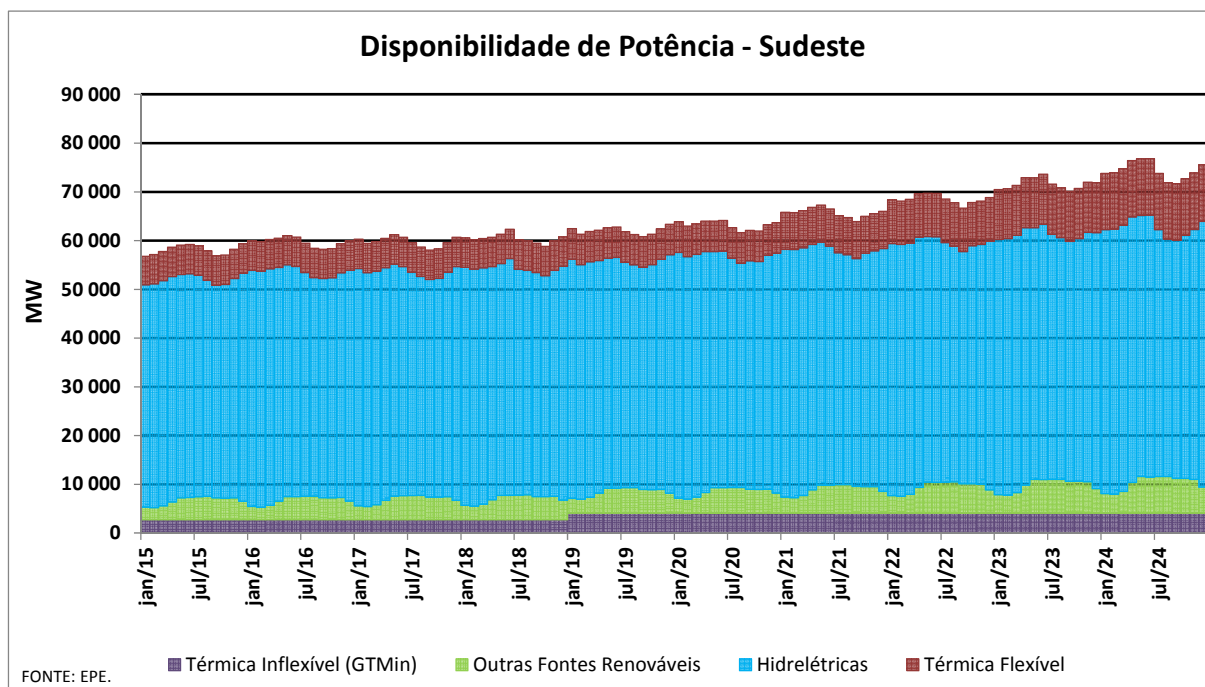


Gráfico 41 – Disponibilidade esperada de potência – Sul – média dos cenários históricos

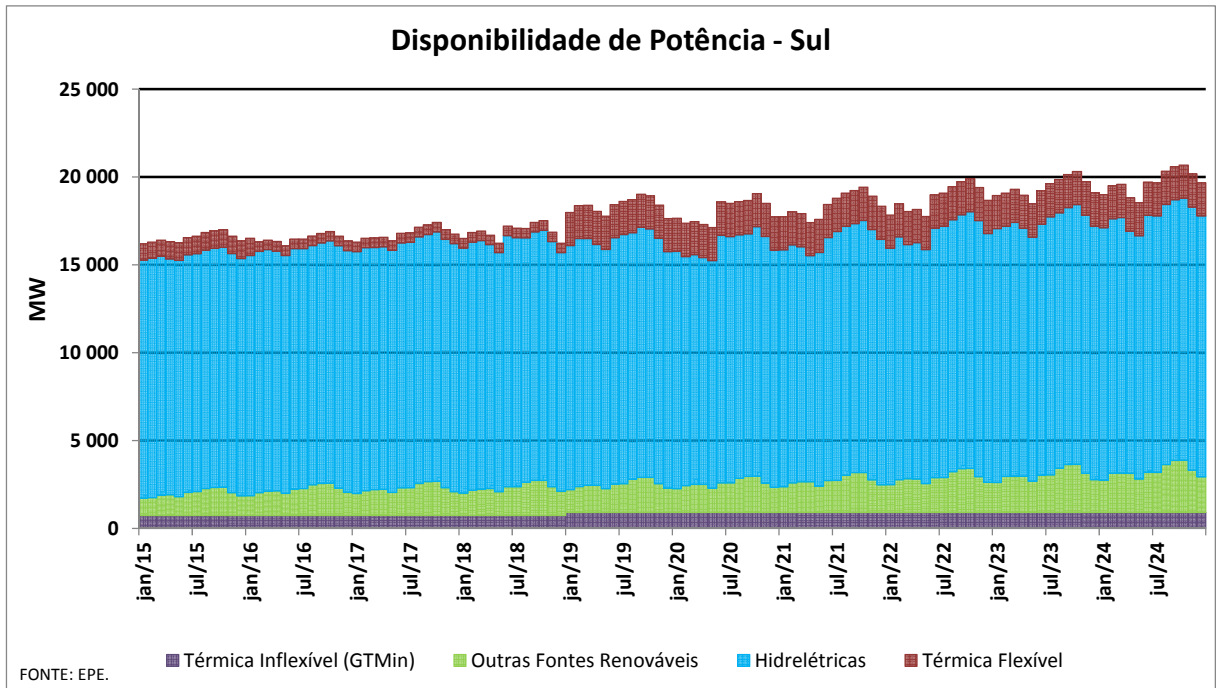


Gráfico 42 – Disponibilidade esperada de potência – Nordeste – média dos cenários históricos

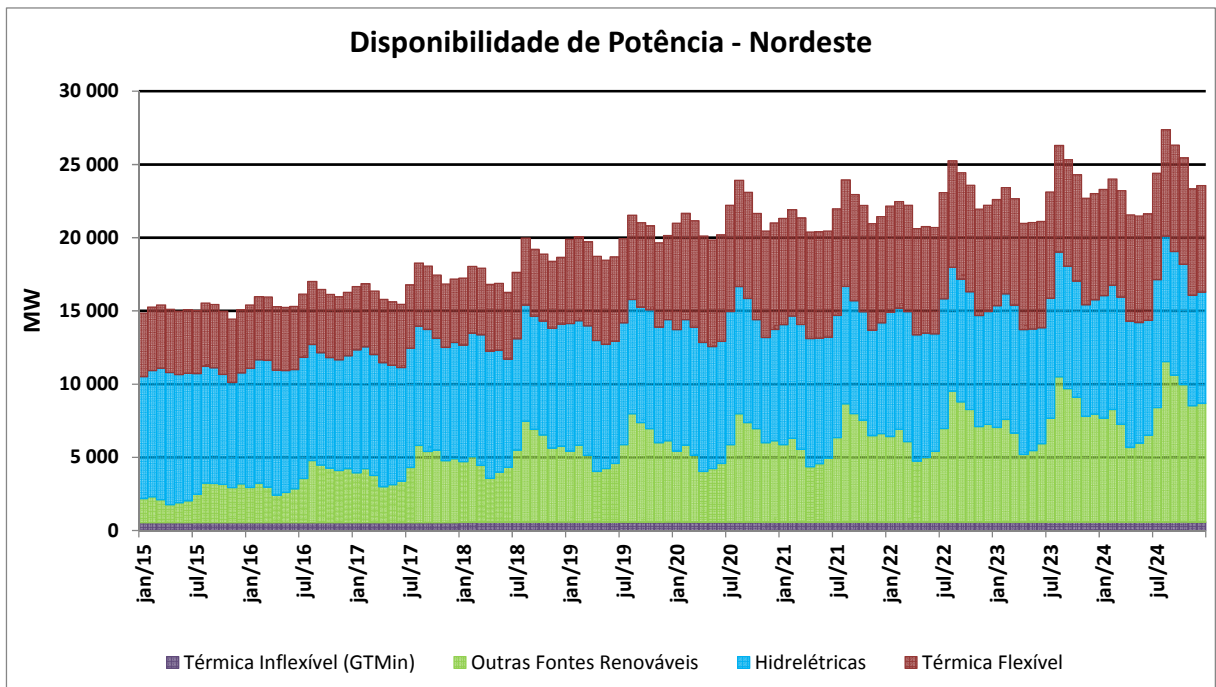
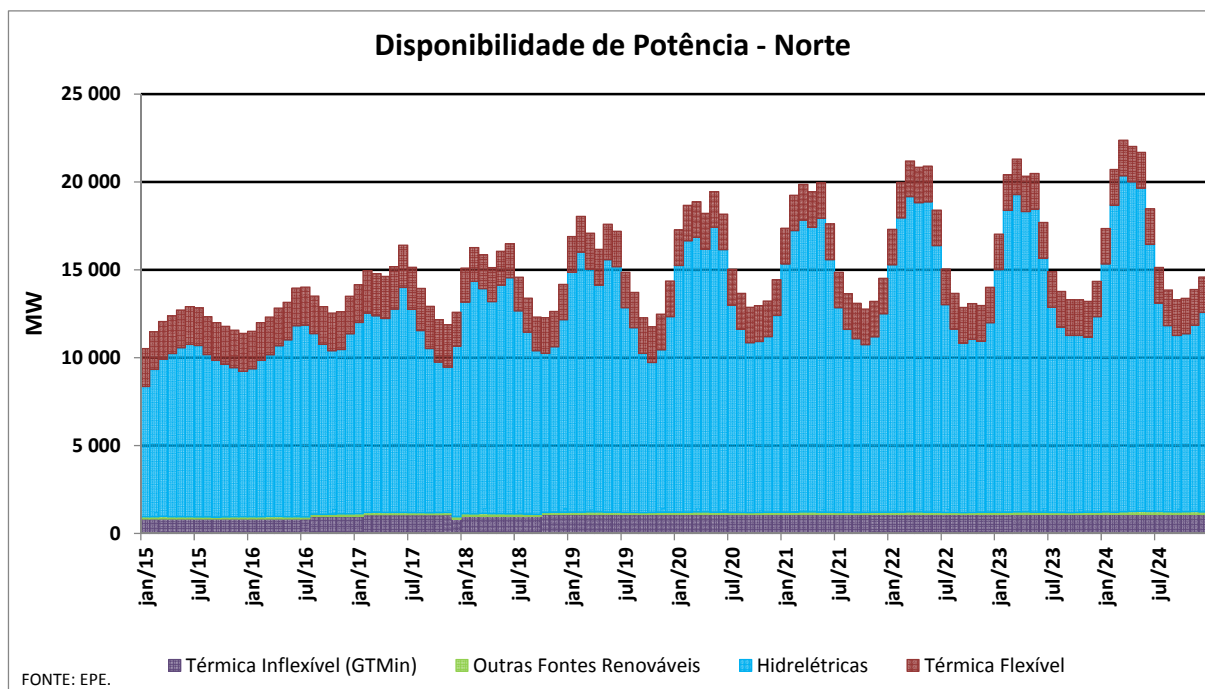


Gráfico 43 – Disponibilidade esperada de potência – Norte – média dos cenários históricos



O Gráfico 44 apresenta o risco de qualquer déficit de potência do sistema e o Gráfico 45, as profundidades de cada um desses déficits. O fundo cinza indica o primeiro semestre, onde a maior parte dos meses corresponde ao período úmido, e o fundo branco o segundo semestre, predominantemente no período seco.

Percebe-se que, para os cenários hidrológicos analisados, o risco de déficit apresenta tendência de aumento após 2021 e se torna maior que 5% após o segundo semestre de 2022. A partir desse ano, até o final do horizonte decenal, os maiores riscos ocorrem predominantemente nos meses de outubro a dezembro, quando os reservatórios tendem a estar mais vazios e a demanda máxima começa a aumentar.

Assim como apresentado anteriormente para a análise energética, também para o atendimento à demanda máxima os maiores riscos de déficit tendem a ocorrer no momento de menor disponibilidade hidráulica, e não nos de maiores demandas. Apesar da análise ser realizada para o SIN, vale destacar que esses déficits se concentram, predominantemente, nas regiões Sudeste e Sul.

Gráfico 44 – Risco de déficit de potência

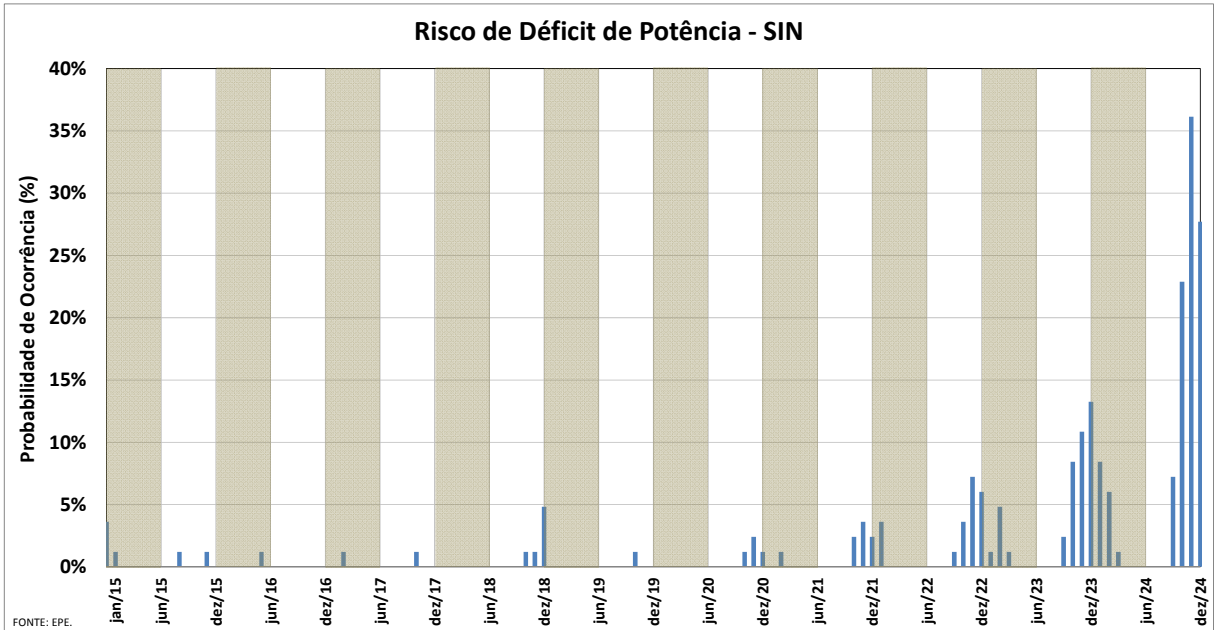
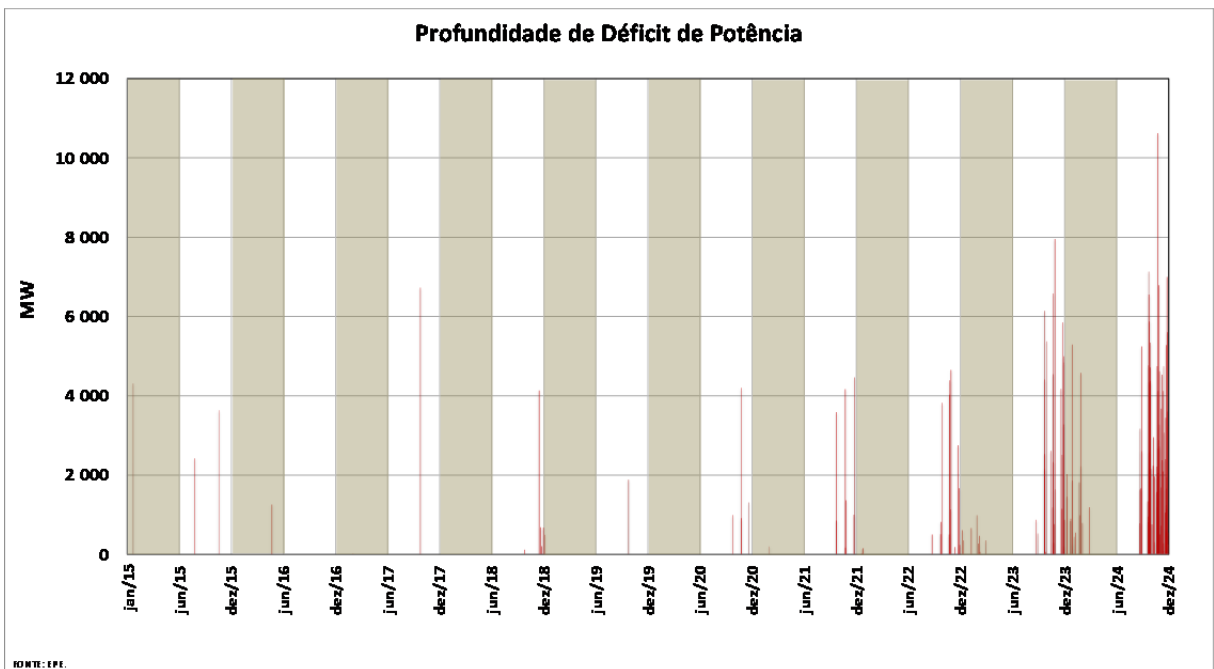


Gráfico 45 – Profundidade dos déficits com relação à demanda



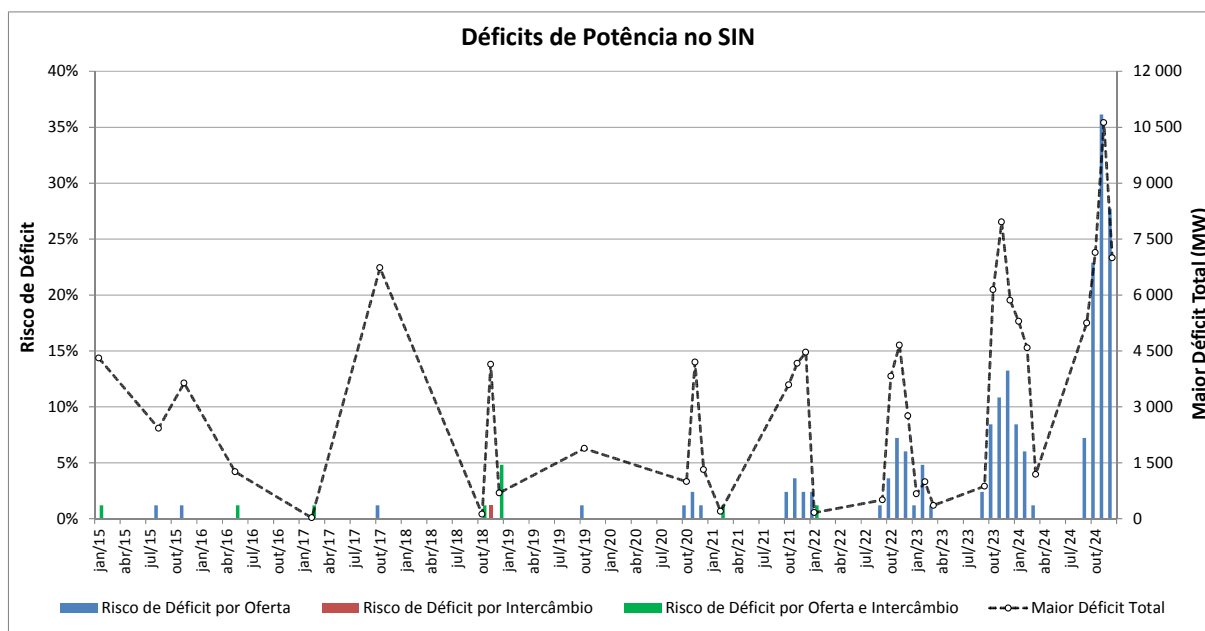
Fonte: EPE

O Gráfico 46 apresenta uma classificação dos déficits de potência e os maiores cortes de carga para cada mês. As ocorrências de déficit foram separadas em três tipos:

- i. por insuficiência de oferta, quando a demanda máxima é maior que a contribuição de potência disponível no SIN;
- ii. por restrição de intercâmbio, quando ocorre déficit em uma região e há sobra de potência disponível maior que esse déficit em outra, porém toda capacidade das interligações já foi utilizada;
- iii. por oferta e intercâmbio, quando a sobra existente em outra região, que não pode ser transmitida, não seria suficiente para resolver todo o corte de carga da região importadora.

Observa-se que os déficits apresentados no início do horizonte são, majoritariamente, por restrição de intercâmbio. No entanto, a partir de 2019, os déficits são ocasionados, principalmente, por disponibilidade de oferta inferior à demanda de ponta. A linha tracejada mostra o valor do maior déficit apresentado em cada mês. Observa-se que os maiores déficits de cada ano ocorrem nos meses de outubro a dezembro, apesar de também ocorrerem profundidades significativas em outros meses.

Gráfico 46 – Motivos de déficit de potência

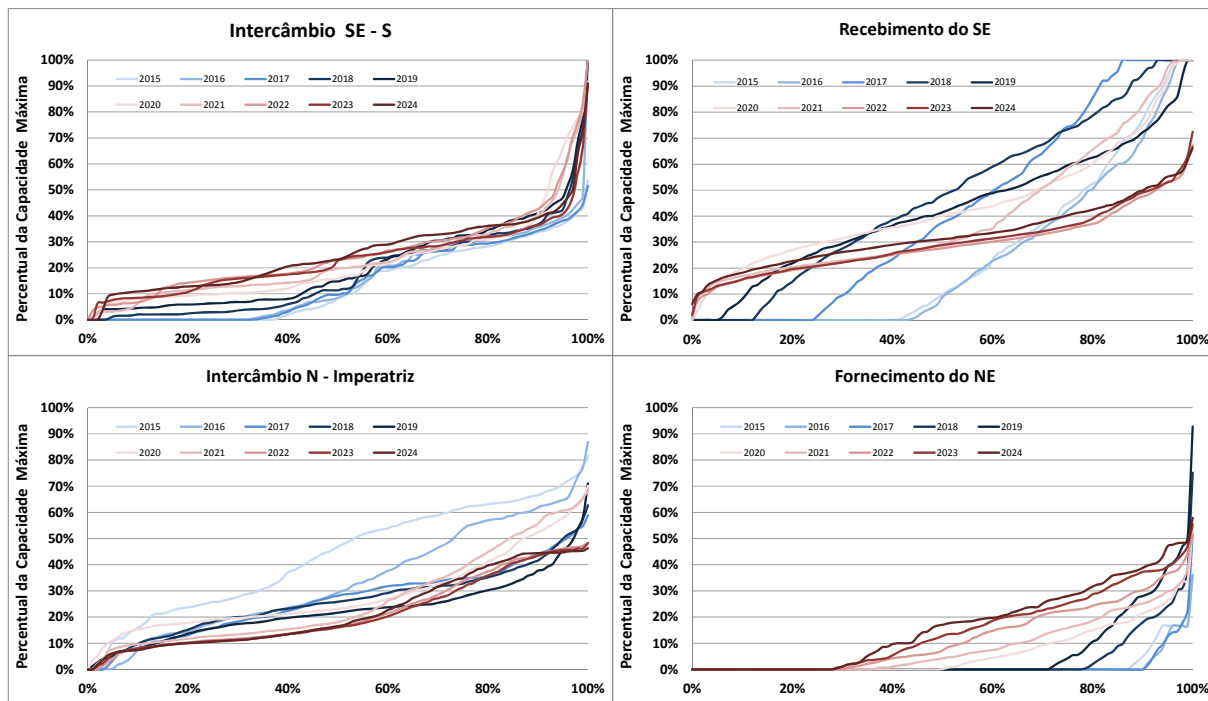


Para cada ano do horizonte de planejamento, as interligações são estudadas através das suas respectivas curvas de permanência, nas quais o fluxo é apresentado como percentual da capacidade máxima do intercâmbio avaliado. O Gráfico 47 mostra que a utilização mais significativa é verificada nas linhas que simulam o recebimento da região Sudeste pelas regiões Norte/Nordeste. Pode-se observar que a capacidade máxima desta interligação é atingida em, aproximadamente, 15% do tempo no ano de 2017.

As restrições no recebimento do Sudeste até o primeiro semestre de 2021 colocam em risco o atendimento ao Sul e Sudeste, sendo esta a principal causa dos déficits nesse período. Com a entrada em operação das ampliações previstas para esta interligação, a partir do segundo semestre de 2021, esta restrição será resolvida. O limite do recebimento da região Sul também é atingido em um único

cenário em 2022, ocasionando um déficit, neste caso, de baixa profundidade. Por se tratar de uma situação de baixo risco e impacto, considera-se que não há necessidade de expansão adicional para esta interligação.

Gráfico 47 – Utilização das interligações



Assim, conclui-se que, para a configuração apresentada no PDE 2024, há a necessidade de indicação de oferta adicional para o atendimento à demanda máxima. Embora a oferta esteja dimensionada para atender à carga de energia dentro dos critérios estabelecidos, os valores mais elevados de CMO de energia no período seco demonstram que a indicação de oferta para o atendimento à ponta também pode contribuir para um melhor atendimento à demanda de energia. A indicação de oferta que reduza a necessidade de deplecionamento dos reservatórios no segundo semestre, além de tornar o sistema menos dependente de períodos úmidos com afluências suficientes para reenchê-los, também pode contribuir para o atendimento à ponta ao evitar perdas por deplecionamento. Estudos que avaliem também as consequências nas operações dos reservatórios, podem trazer benefícios ao sistema ao não elevar os vertimentos no período úmido e reduzir os riscos no período seco.

Dessa forma, analisando-se os montantes de déficits e utilização dos intercâmbios apresentados, como também os prazos de contratação e implantação de novas usinas, propõe-se a indicação de oferta adicional para o atendimento à ponta a partir do ano de 2021. Vale ressaltar que esta indicação deve ser priorizada para as regiões Sudeste e Sul, por se tratarem de regiões importadoras de potência. Como em 2022 também ocorre cenário de utilização de toda capacidade de recebimento da região Sul, recomenda-se que pelo menos uma parcela desta expansão seja nessa região. Os montantes anuais de potência, necessários para que os riscos de déficit sejam inferiores a 5% em todo o horizonte, são apresentados na Tabela 46.

Tabela 46 – Indicação de potência

Indicação Anual (MW)				
2021	2022	2023	2024	Total
500	1.000	2.000	2.500	6.000

Estudos mais aprofundados estão em desenvolvimento para definir a melhor alternativa para a indicação de oferta para o atendimento à demanda máxima. Ressalta-se que essa oferta deve garantir o montante de potência necessário no momento em que o sistema precisará de complementação. Assim, deve ser feita uma avaliação das fontes de energia específicas que podem contribuir, de forma segura, para a ponta considerando seus custos e a probabilidade de despacho em poucas horas do dia. Nesse caso, também devem ser analisados os benefícios relacionados ao incentivo de fontes que, tecnicamente, possam aumentar sua contribuição na ponta e também maiores ganhos de eficiência energética, para a redução dos riscos de déficit, através da menor variação entre as demandas média e máxima.

10. Estimativa de investimentos

Considerando o valor acumulado no período 2015-2024, a expansão da geração requer investimentos totais da ordem de R\$ 268 bilhões. Cabe ressaltar que grande parte destes investimentos refere-se às usinas já autorizadas, entre elas, as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova. O montante a investir em novas usinas, ainda não contratadas ou autorizadas (planejadas) é da ordem de R\$ 165 bilhões, sendo, aproximadamente, 33% em hidrelétricas, 59% no conjunto de outras fontes renováveis (PCH + biomassa + eólica + solar) e 8% em termelétricas. A Tabela 47 apresenta os investimentos previstos anualmente para a expansão da geração, mostrados por tipo de fonte de geração.

Tabela 47 – Estimativa de investimentos em geração de energia

TIPO DE FONTES	Usinas contratadas e autorizadas		Usinas planejadas		TOTAL	
	R\$ bilhões	%	R\$ bilhões	%	R\$ bilhões	%
HIDRO	18,3	17,6	54,8	33,2	73,1	27,2
PCH + BIOMASSA + EÓLICA + SOLAR	59,3	57,3	96,5	58,5	155,8	58,1
TERMELÉTRICA	26,0	25,1	13,6	8,3	39,6	14,7
Nuclear	11,0	10,6	-	-	11,0	4,1
Gás natural	12,7	12,3	13,6	8,3	26,3	9,8
Carvão	2,3	2,2	-	-	2,3	0,8
Óleo combustível/diesel	0,0	0,0	-	-	0,0	0,0
TOTAL	103,6		164,9		268,5	

Notas: Os investimentos abrangem as parcelas de desembolso que ocorrem no período decenal.

Data base: Maio/2015.

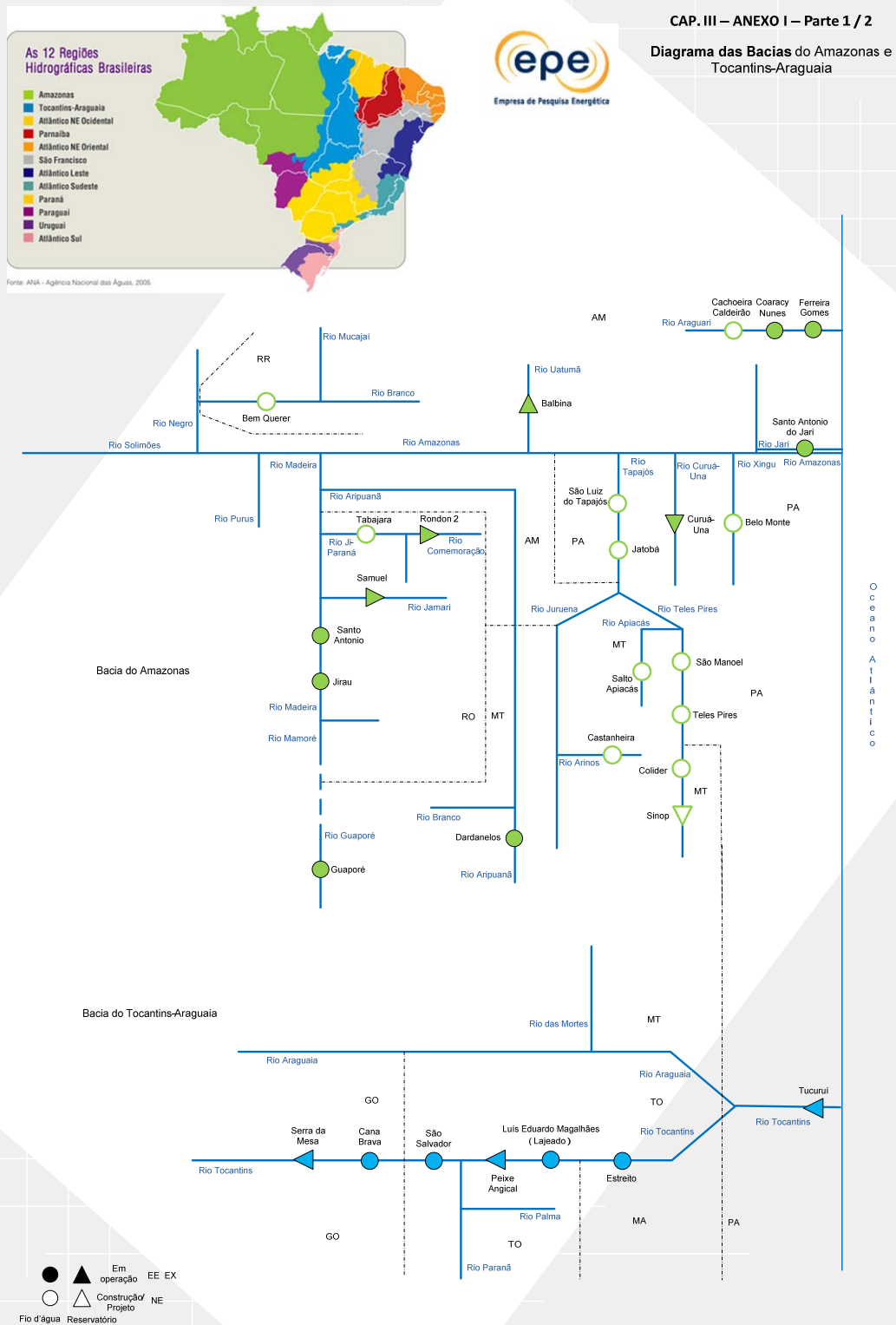
Fonte: EPE.

Para estimar os investimentos da expansão da geração foram considerados os dados de todas as usinas incluídas no PDE que ainda não entraram em operação. Basicamente, estes dados foram

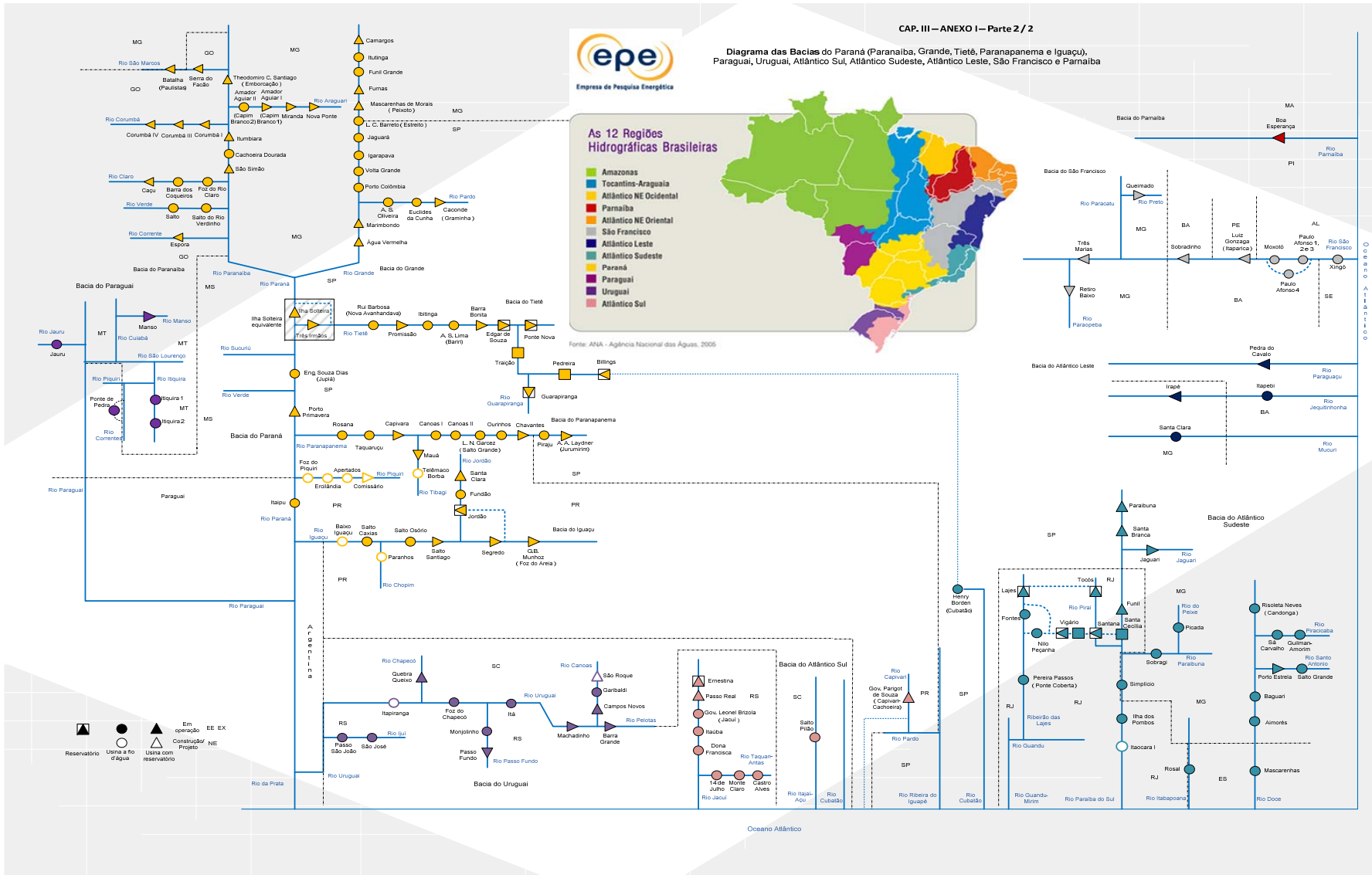
obtidos a partir das seguintes fontes: Base de Dados do AEGE⁶⁶, Projetos Básicos, Estudos de Inventário, Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica, etc. Para os blocos indicativos previstos no PDE em que ainda não há projetos associados, foi considerado um custo médio para cada fonte, baseado nos valores observados nos últimos leilões.

⁶⁶ AEGE: Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia, utilizado pela EPE.

CAP. III - ANEXO I - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE USINAS HIDRELÉTRICAS – CONECTIVIDADE HIDRÁULICA – PARTE 1

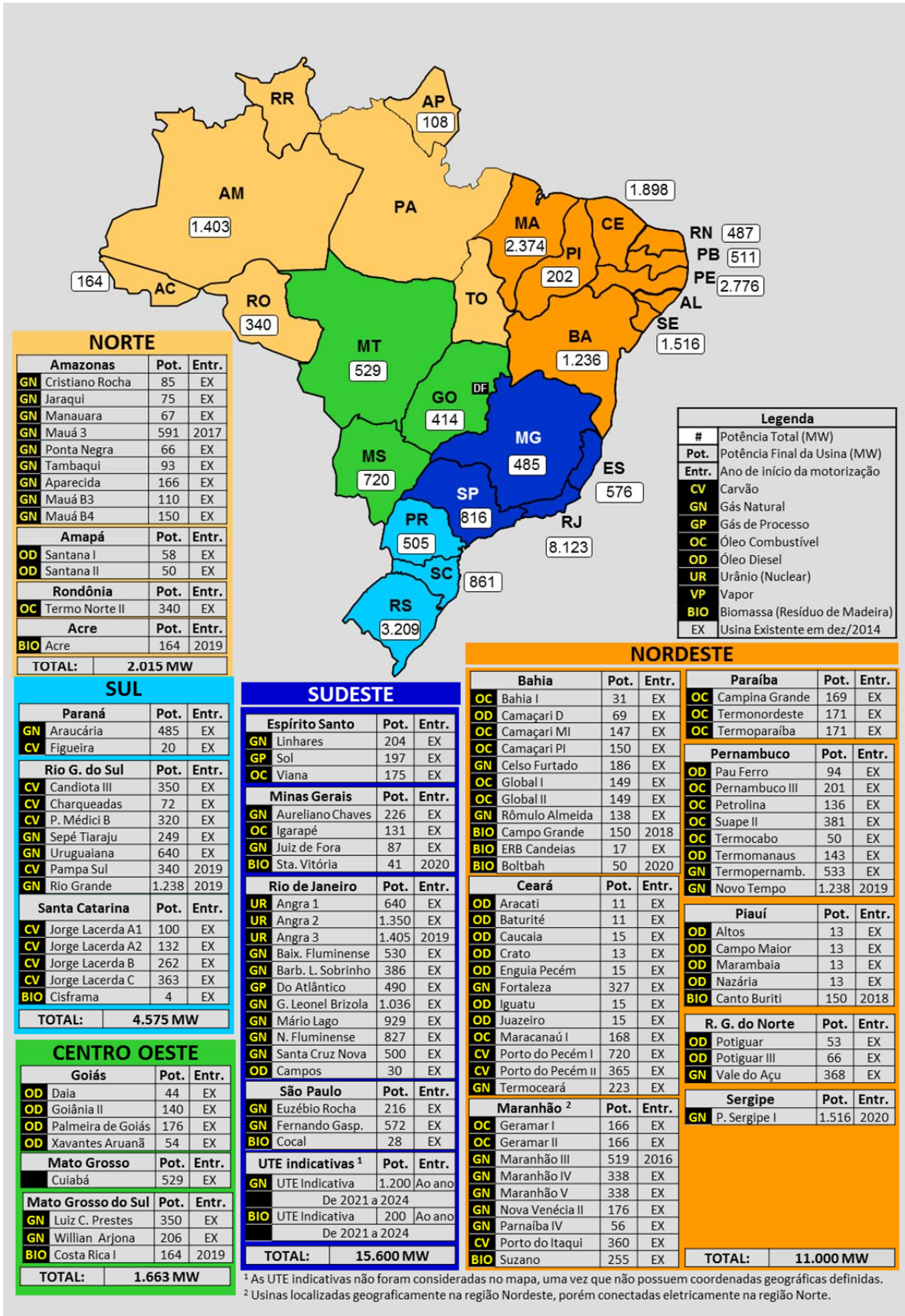


CAP. III - ANEXO I - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE USINAS HIDRELÉTRICAS – CONECTIVIDADE HIDRÁULICA - PARTE 2



CAP. III - ANEXO II

DIAGRAMA DE USINAS TERMELÉTRICAS: CAPACIDADE INSTALADA PREVISTA PARA 2024



¹ As UTE indicativas não foram consideradas no mapa, uma vez que não possuem coordenadas geográficas definidas.
² Usinas localizadas geograficamente na região Nordeste, porém conectadas eletricamente na região Norte.

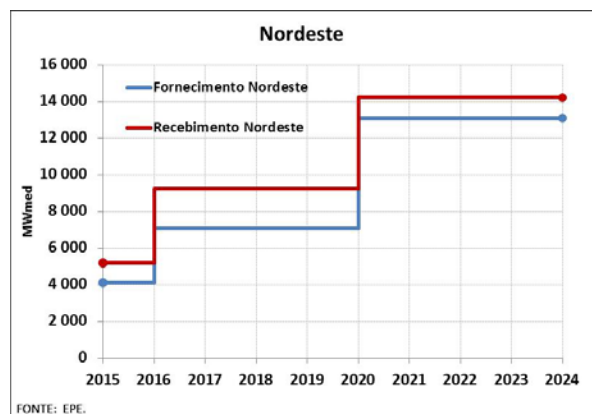
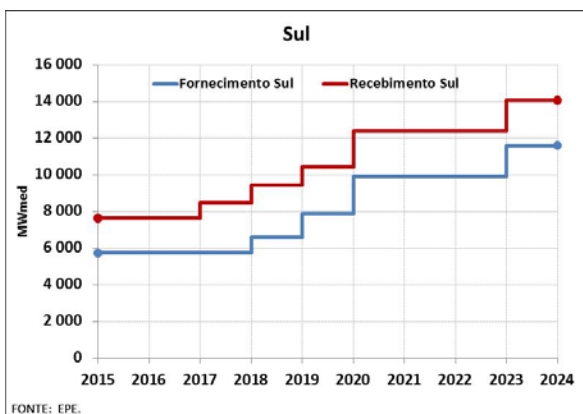
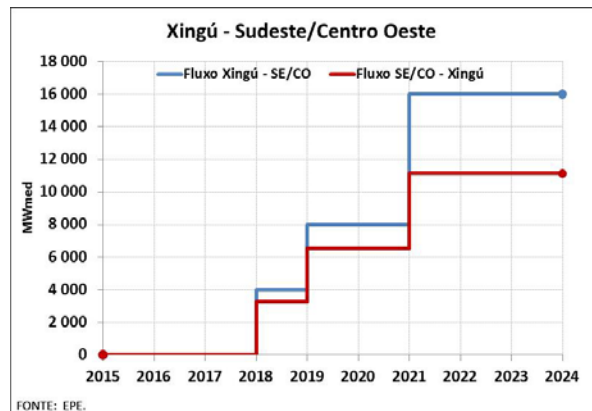
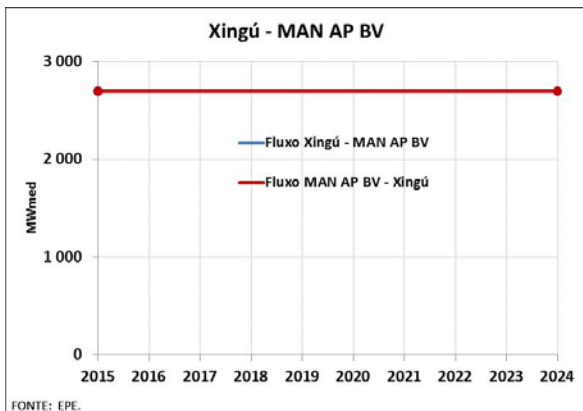
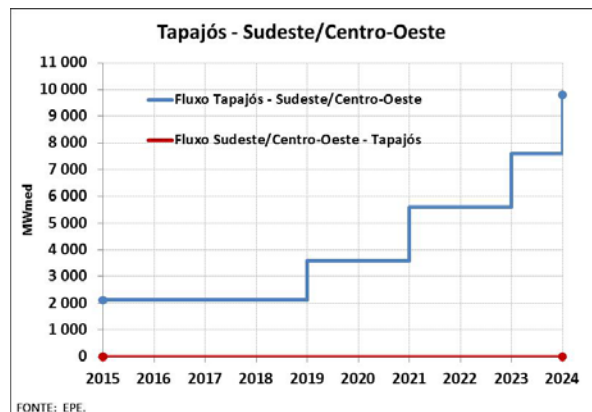
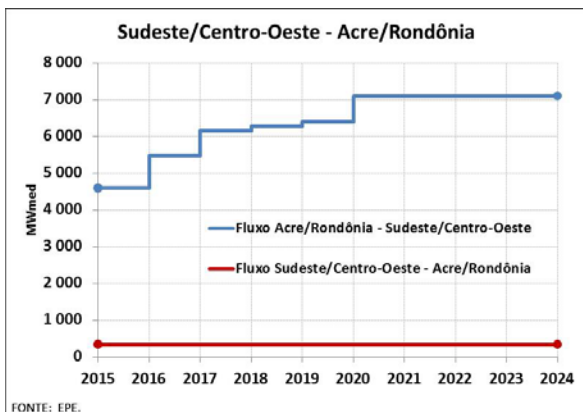
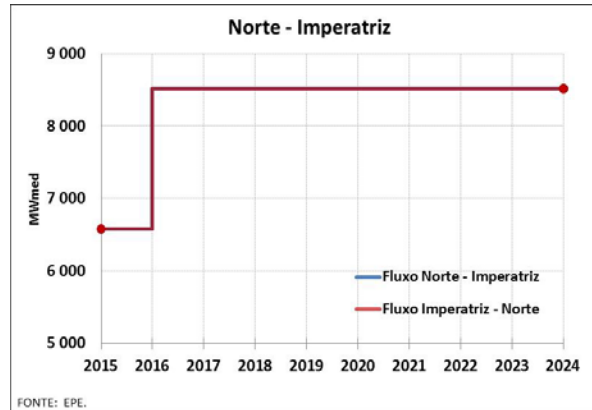
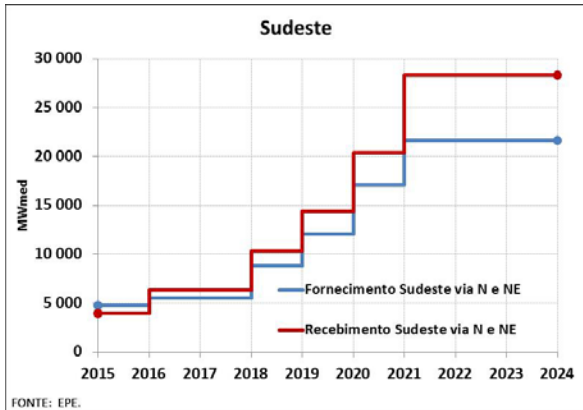
Fonte: Elaboração EPE

CAP. III - ANEXO III
EXPANSÃO DAS CAPACIDADES DAS INTERLIGAÇÕES ENTRE OS SUBSISTEMAS
(MWmed – capacidade final no ano)

	SUDESTE - SUL		SUL - SUDESTE		SUDESTE - NORDESTE		NORDESTE - SUDESTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2015	0	3 665	0	3 919	0	750	0	638
2016	0	3 665	0	3 919	168	918	1 333	1 971
2017	642	4 307	0	3 919	0	918	0	1 971
2018	894	5 201	610	4 529	0	918	0	1 971
2019	851	6 052	848	5 377	4 982	5 900	6 003	7 974
2020	1 966	8 018	2 031	7 408	0	5 900	0	7 974
2021	0	8 018	0	7 408	0	5 900	0	7 974
2022	0	8 018	0	7 408	0	5 900	0	7 974
2023	1 700	9 718	1 700	9 108	0	5 900	0	7 974
2024	0	9 718	0	9 108	0	5 900	0	7 974
	SUL - ITAIPU		ITAIPU - SUL		SUL - IVAIPORÃ		IVAIPORÃ - SUL	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2015	0	81	0	1 905	0	1 726	0	2 110
2016	0	81	0	1 905	0	1 726	0	2 110
2017	0	81	95	2 000	0	1 726	53	2 163
2018	0	81	0	2 000	264	1 990	63	2 226
2019	104	185	0	2 000	317	2 307	132	2 358
2020	0	185	0	2 000	0	2 307	0	2 358
2021	0	185	0	2 000	0	2 307	0	2 358
2022	0	185	0	2 000	0	2 307	0	2 358
2023	0	185	0	2 000	0	2 307	0	2 358
2024	0	185	0	2 000	0	2 307	0	2 358
	SE/CO - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - SE/CO		N - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - N	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2015	0	4 000	0	3 319	0	6 580	0	6 580
2016	598	4 598	1 051	4 370	0	6 580	0	6 580
2017	0	4 598	0	4 370	1 938	8 518	1 938	8 518
2018	0	4 598	0	4 370	0	8 518	0	8 518
2019	0	4 598	0	4 370	0	8 518	0	8 518
2020	1 500	6 098	2 405	6 775	0	8 518	0	8 518
2021	0	6 098	0	6 775	0	8 518	0	8 518
2022	0	6 098	0	6 775	0	8 518	0	8 518
2023	0	6 098	0	6 775	0	8 518	0	8 518
2024	0	6 098	0	6 775	0	8 518	0	8 518
	XINGÚ - IMP/IMP - XINGÚ		TP/TAPAJÓS - SE/CO		NE - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - NE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2015	0	0	0	2 120	0	3 456	0	4 425
2016	4 115	4 115	0	2 120	1 651	5 107	3 885	8 310
2017	0	4 115	0	2 120	0	5 107	0	8 310
2018	0	4 115	1 480	3 600	0	5 107	0	8 310
2019	0	4 115	0	3 600	0	5 107	0	8 310
2020	0	4 115	1 000	4 600	0	5 107	0	8 310
2021	0	4 115	1 900	6 500	0	5 107	0	8 310
2022	0	4 115	2 000	8 500	0	5 107	0	8 310
2023	0	4 115	2 000	10 500	0	5 107	0	8 310
2024	0	4 115	3 300	13 800	0	5 107	0	8 310
	XINGÚ - SUDESTE		SUDESTE - XINGÚ		AC/RO - SE/CO		SE/CO - AC/RO	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2015	0	0	0	0	0	4 597	0	338
2016	0	0	0	0	874	5 471	0	338
2017	0	0	0	0	682	6 153	0	338
2018	4 000	4 000	3 270	3 270	247	6 400	0	338
2019	4 000	8 000	3 270	6 540	0	6 400	0	338
2020	5 000	13 000	4 100	10 640	0	6 400	0	338
2021	0	13 000	0	10 640	0	6 400	0	338
2022	0	13 000	0	10 640	0	6 400	0	338
2023	0	13 000	0	10 640	0	6 400	0	338
2024	0	13 000	0	10 640	0	6 400	0	338
	XIN- MAN / MAN - XIN ¹		XINGÚ - N / N - XINGÚ		BM - XINGÚ / XINGÚ - BM		ITAIPU - SUDESTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2015	0	2 700	0	2 700	0	0	0	5 500
2016	0	2 700	0	2 700	11000	11000	0	5 500
2017	0	2 700	0	2 700	0	11 000	0	5 500
2018	0	2 700	0	2 700	0	11 000	0	5 500
2019	0	2 700	0	2 700	0	11 000	0	5 500
2020	0	2 700	0	2 700	0	11 000	0	5 500
2021	0	2 700	0	2 700	0	11 000	0	5 500
2022	0	2 700	0	2 700	0	11 000	0	5 500
2023	0	2 700	0	2 700	0	11 000	0	5 500
2024	0	2 700	0	2 700	0	11 000	0	5 500

	SUDESTE - ITAIPU		SUDESTE - IVAIPORÃ		IVAIPORÃ - SUDESTE		ITAIPU - IVAIPORÃ	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2015	0	0	0	0	0	6.800	0	6.300
2016	0	0	0	0	0	6.800	0	6.300
2017	0	0	0	0	0	6.800	0	6.300
2018	0	0	0	0	0	6.800	0	6.300
2019	0	0	0	0	0	6.800	0	6.300
2020	0	0	0	0	0	6.800	0	6.300
2021	0	0	0	0	0	6.800	0	6.300
2022	0	0	0	0	0	6.800	0	6.300
2023	0	0	0	0	0	6.800	0	6.300
2024	0	0	0	0	0	6.800	0	6.300
IVAIPORÃ - ITAIPU								
	Expansão	Capacidade						
2015	0	0						
2016	0	0						
2017	0	0						
2018	0	0						
2019	0	0						
2020	0	0						
2021	0	0						
2022	0	0						
2023	0	0						
2024	0	0						

Fonte: Elaboração EPE



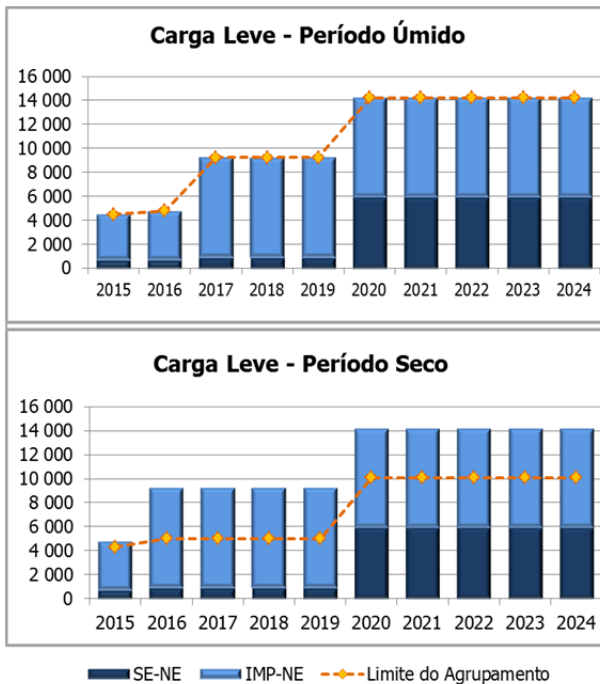
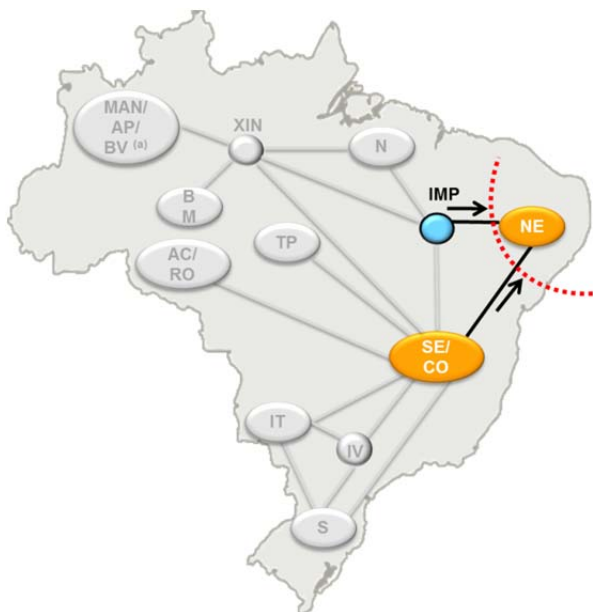
CAP. III - ANEXO IV

AGRUPAMENTO DE INTERCÂMBIOS (MWmed)

	Recebimento NE - Carga Leve				Recebimento NE - Carga Média				Recebimento NE - Carga Pesada			
	Período Úmido		Período Seco		Período Úmido		Período Seco		Período Úmido		Período Seco	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2015	0	4 500	0	4 300	0	4 900	0	4 300	0	5 100	0	4 300
2016	300	4 800	700	5 000	500	5 400	1 600	5 900	300	5 400	1 600	5 900
2017	4 428	9 228	0	5 000	3 828	9 228	0	5 900	3 828	9 228	0	5 900
2018	0	9 228	0	5 000	0	9 228	0	5 900	0	9 228	0	5 900
2019	0	9 228	0	5 000	0	9 228	0	5 900	0	9 228	0	5 900
2020	4 982	14 210	5 100	10 100	4 982	14 210	5 000	10 900	4 982	14 210	5 000	10 900
2021	0	14 210	0	10 100	0	14 210	0	10 900	0	14 210	0	10 900
2022	0	14 210	0	10 100	0	14 210	0	10 900	0	14 210	0	10 900
2023	0	14 210	0	10 100	0	14 210	0	10 900	0	14 210	0	10 900
2024	0	14 210	0	10 100	0	14 210	0	10 900	0	14 210	0	10 900
	Fornecimento NE - Carga Leve				Fornecimento NE - Carga Média				Fornecimento NE - Carga Pesada			
	Período Úmido		Período Seco		Período Úmido		Período Seco		Período Úmido		Período Seco	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2015	0	4 500	0	4 800	0	3 900	0	4 200	0	3 600	0	3 600
2016	0	4 500	2 900	7 700	0	3 900	2 400	6 600	0	3 600	3 000	6 600
2017	2 900	7 400	0	7 700	3 000	6 900	0	6 600	3 300	6 900	0	6 600
2018	0	7 400	0	7 700	0	6 900	0	6 600	0	6 900	0	6 600
2019	0	7 400	0	7 700	0	6 900	0	6 600	0	6 900	0	6 600
2020	6 000	13 400	6 000	13 700	6 000	12 900	6 000	12 600	6 000	12 900	6 000	12 600
2021	0	13 400	0	13 700	0	12 900	0	12 600	0	12 900	0	12 600
2022	0	13 400	0	13 700	0	12 900	0	12 600	0	12 900	0	12 600
2023	0	13 400	0	13 700	0	12 900	0	12 600	0	12 900	0	12 600
2024	0	13 400	0	13 700	0	12 900	0	12 600	0	12 900	0	12 600
	Recebimento SE de N/NE - Carga Leve				Recebimento SE de N/NE - Carga Média				Recebimento SE de N/NE - Carga Pesada			
	Período Úmido		Período Seco		Período Úmido		Período Seco		Período Úmido		Período Seco	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2015	0	3 900	0	4 000	0	3 900	0	3 900	0	3 900	0	3 900
2016	0	3 900	1 350	5 350	100	4 000	1 450	5 350	100	4 000	1 450	5 350
2017	0	3 900	0	5 350	0	4 000	0	5 350	0	4 000	0	5 350
2018	0	3 900	1 970	7 320	0	4 000	1 970	7 320	0	4 000	1 970	7 320
2019	6 969	10 869	880	8 200	7 501	11 501	880	8 200	7 501	11 501	880	8 200
2020	1 000	11 869	6 000	14 200	1 000	12 501	6 000	14 200	1 000	12 501	6 000	14 200
2021	0	11 869	8 120	22 320	0	12 501	8 120	22 320	0	12 501	8 120	22 320
2022	12 631	24 500	0	22 320	12 597	25 098	0	22 320	12 597	25 098	0	22 320
2023	0	24 500	0	22 320	0	25 098	0	22 320	0	25 098	0	22 320
2024	0	24 500	0	22 320	0	25 098	0	22 320	0	25 098	0	22 320
	Fornecimento SE para N/NE - Carga Leve				Fornecimento SE para N/NE - Carga Média				Fornecimento SE para N/NE - Carga Pesada			
	Período Úmido		Período Seco		Período Úmido		Período Seco		Período Úmido		Período Seco	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2015	0	4 800	0	4 800	0	4 800	0	4 800	0	4 800	0	4 800
2016	0	4 800	1 150	5 950	0	4 800	1 150	5 950	0	4 800	1 150	5 950
2017	1 150	5 950	0	5 950	1 150	5 950	0	5 950	1 150	5 950	0	5 950
2018	0	5 950	2 450	8 400	0	5 950	2 450	8 400	0	5 950	2 450	8 400
2019	5 720	11 670	3 270	11 670	5 720	11 670	3 270	11 670	5 720	11 670	3 270	11 670
2020	3 730	15 400	3 730	15 400	3 730	15 400	3 730	15 400	3 730	15 400	3 730	15 400
2021	0	15 400	4 600	20 000	0	15 400	4 600	20 000	0	15 400	4 600	20 000
2022	4 600	20 000	0	20 000	4 600	20 000	0	20 000	4 600	20 000	0	20 000
2023	0	20 000	0	20 000	0	20 000	0	20 000	0	20 000	0	20 000
2024	0	20 000	0	20 000	0	20 000	0	20 000	0	20 000	0	20 000

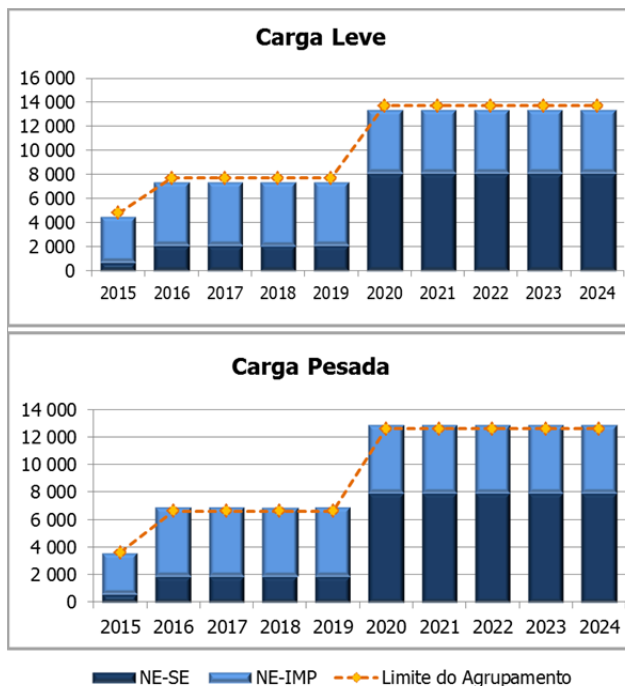
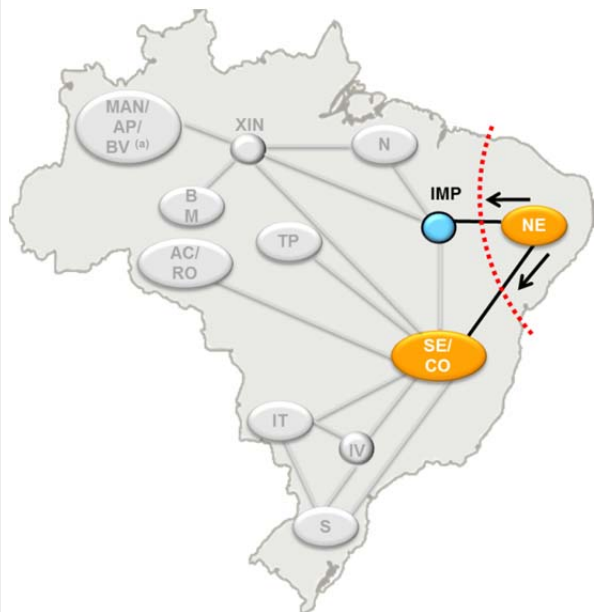
Fonte: Elaboração EPE

Recebimento Nordeste



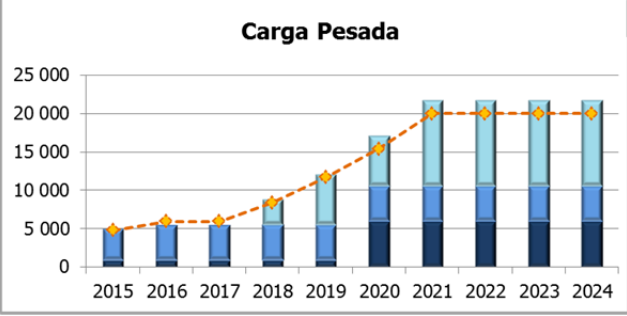
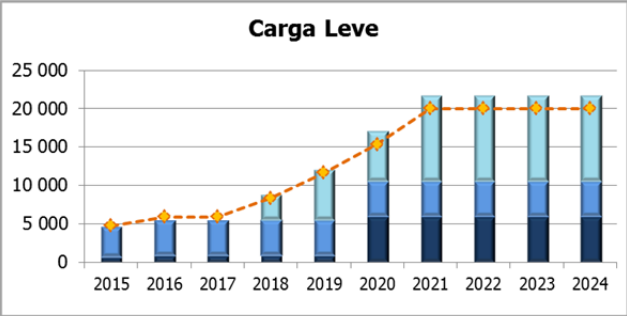
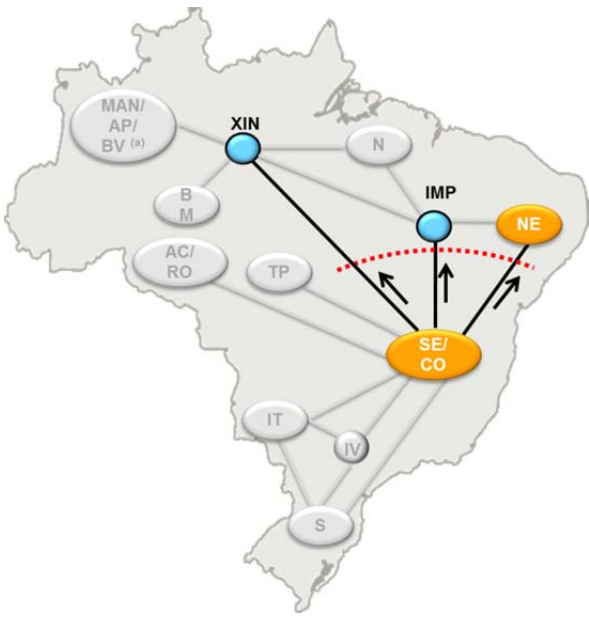
FONTE: EPE.

Fornecimento Nordeste



FONTE: EPE.

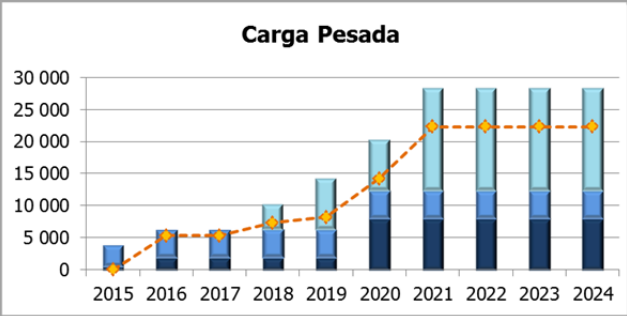
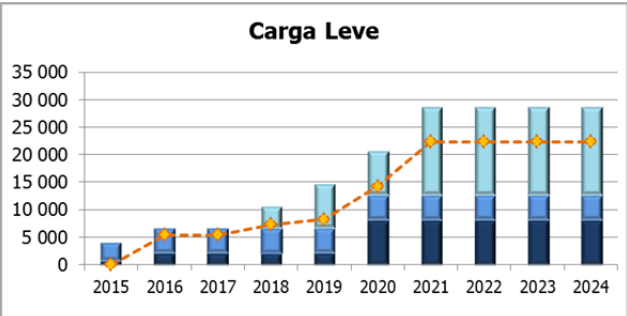
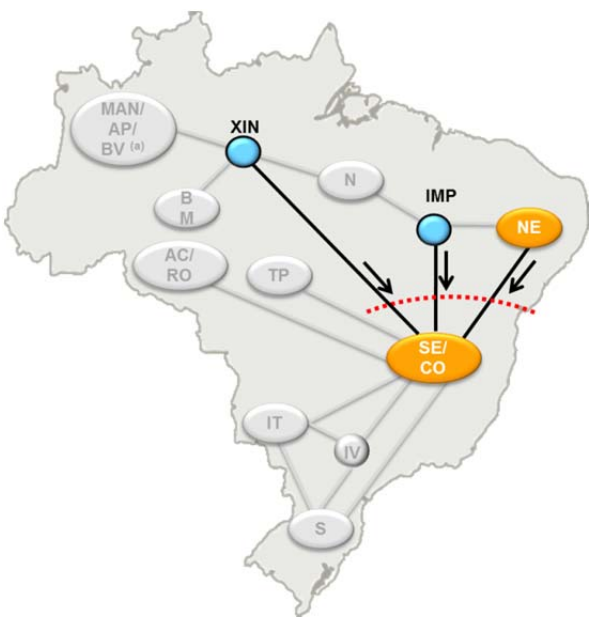
Fornecimento Sudeste/Centro-Oeste para Norte/Nordeste



FONTE: EPE.

SE-NE SE-IMP SE-XIN Limite do Agrupamento

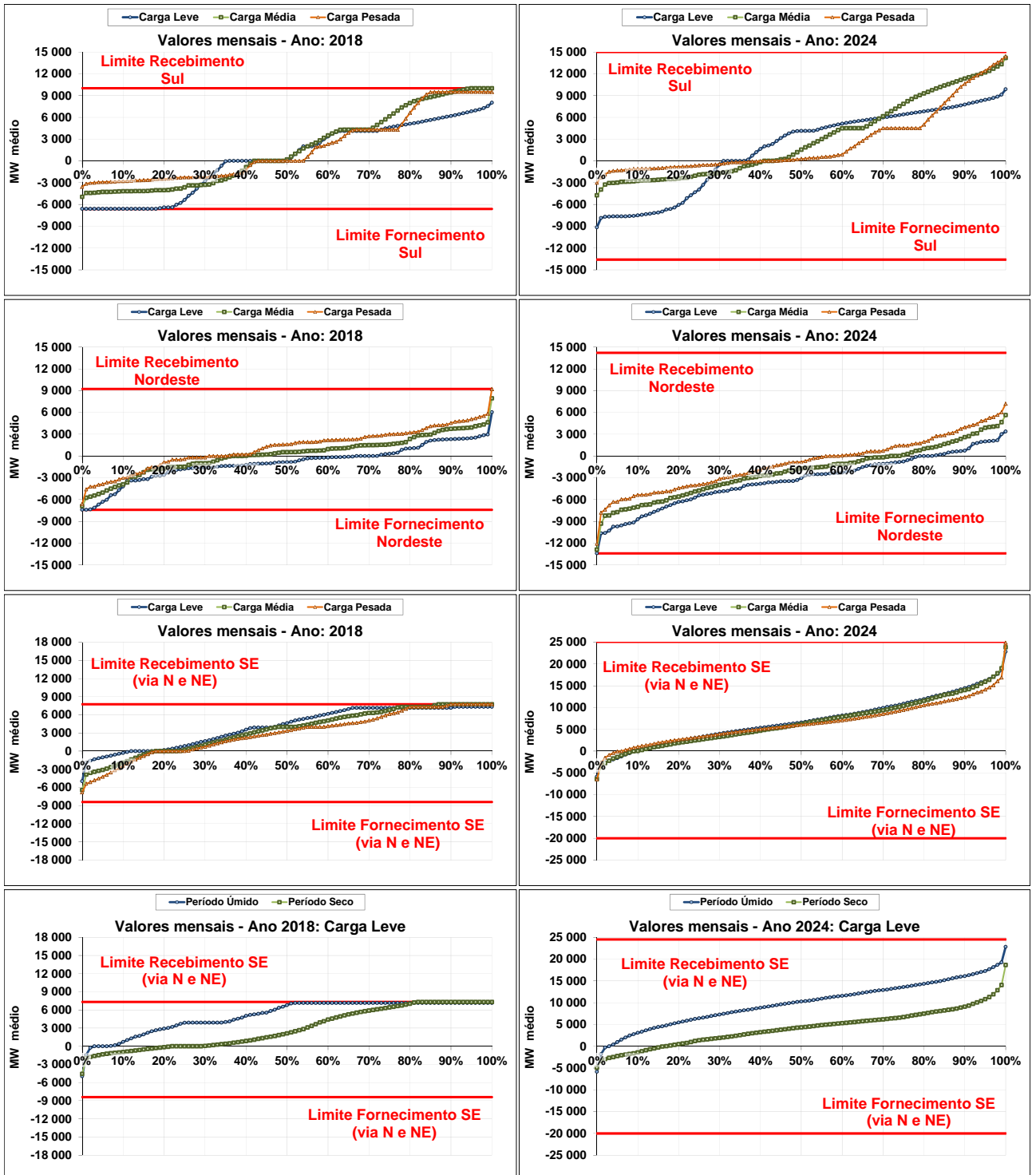
Recebimento Sudeste/Centro-Oeste de Norte/Nordeste



FONTE: EPE.

NE-SE IMP-SE XIN-SE Limite do Agrupamento

CAP. III - ANEXO V DISTRIBUIÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NAS INTERLIGAÇÕES (MWmed) – CURVAS DE PERMANÊNCIA



FONTE: EPE.

IV – TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo são descritos os principais aspectos que nortearam o estabelecimento da configuração de referência do sistema de transmissão e sua evolução ao longo do período decenal. São também ressaltados alguns aspectos específicos dos procedimentos dos estudos.

São apresentados os principais resultados das análises da expansão dos sistemas de transmissão, consolidados por região geoeletrica do Sistema Interligado Nacional - SIN e por cada estado dessas regiões, abrangendo os dados principais do sistema elétrico e da carga de cada região e de cada estado, e o elenco de obras de transmissão previstas em cada estado no período 2015-2024. Uma relação dos principais estudos complementares necessários em cada região é também apresentada.

Em seguida, são apresentadas as estimativas da evolução física do sistema de transmissão em cada região, bem como dos montantes de investimentos associados e a evolução dos valores médios das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) no período decenal.

1. Considerações iniciais

As atividades relativas ao planejamento da transmissão em caráter regional foram conduzidas pelos Grupos de Estudos de Transmissão Regionais (GET) da EPE com a colaboração das concessionárias de transmissão e de distribuição na sua área de atuação.

Objetivo dos Estudos da Expansão da Transmissão

A expansão da Rede Básica de transmissão (instalações com tensão igual ou superior a 230 kV) deve ser estabelecida de forma a permitir que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede, possibilitando um ambiente propício para a competição na geração e na comercialização de energia elétrica no sistema interligado.

Além do atendimento ao mercado, o sistema de transmissão desempenha, ainda, o importante papel de interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a equalização dos preços da energia por meio da minimização dos estrangulamentos entre os submercados, resultando na adoção de um despacho ótimo do parque gerador.

A elaboração dos estudos de expansão da transmissão no horizonte decenal é feita a partir das projeções de carga elétrica e do plano referencial de geração, com a utilização dos critérios de planejamento vigentes.

O estudo inicial da rede elétrica é efetuado pela análise de desempenho em regime permanente nos diversos patamares de carga e cenários de despacho de geração, por meio de simulações de fluxos de potência em condição normal e em contingência não simultânea dos elementos da rede.

O diagnóstico assim elaborado para a rede elétrica leva a um conjunto de estudos complementares de transmissão, que realimentam o processo de planejamento, contemplando, dentre outros:

- Análise do desempenho dinâmico do sistema interligado e determinação dos limites de intercâmbios nas interligações;
- Avaliação dos níveis de curto-circuito nas subestações ao longo do período decenal, de modo a caracterizar a superação dos limites de carregamento dos equipamentos e sua influência na definição da topologia das alternativas de transmissão;
- Evolução das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST); e
- Estudos específicos de integração de empreendimentos de geração mais relevantes ou de suprimento de cargas em pontos específicos do sistema.

Estudos adicionais também se fazem necessários para dimensionar e especificar as obras a serem incluídas pelo MME no programa de licitação da transmissão. Tais estudos focalizam particularmente as obras a serem instaladas nos seis primeiros anos do período decenal.

Crerios e Procedimentos dos Estudos

As análises desenvolvidas no planejamento da expansão do sistema de transmissão seguem os critérios de desempenho apresentado em [29], sendo a seleção de alternativas conduzida sob ótica da equalização do desempenho elétrico e do enfoque do mínimo custo global, ou seja, considerando, além dos custos referentes às perdas elétricas no sistema, os investimentos relativos às obras necessárias na Rede Básica, nas Demais Instalações de Transmissão, na Rede de Distribuição e nas instalações de uso restrito de cada empreendimento.

2. Topologia da rede de transmissão

2.1 Configuração inicial

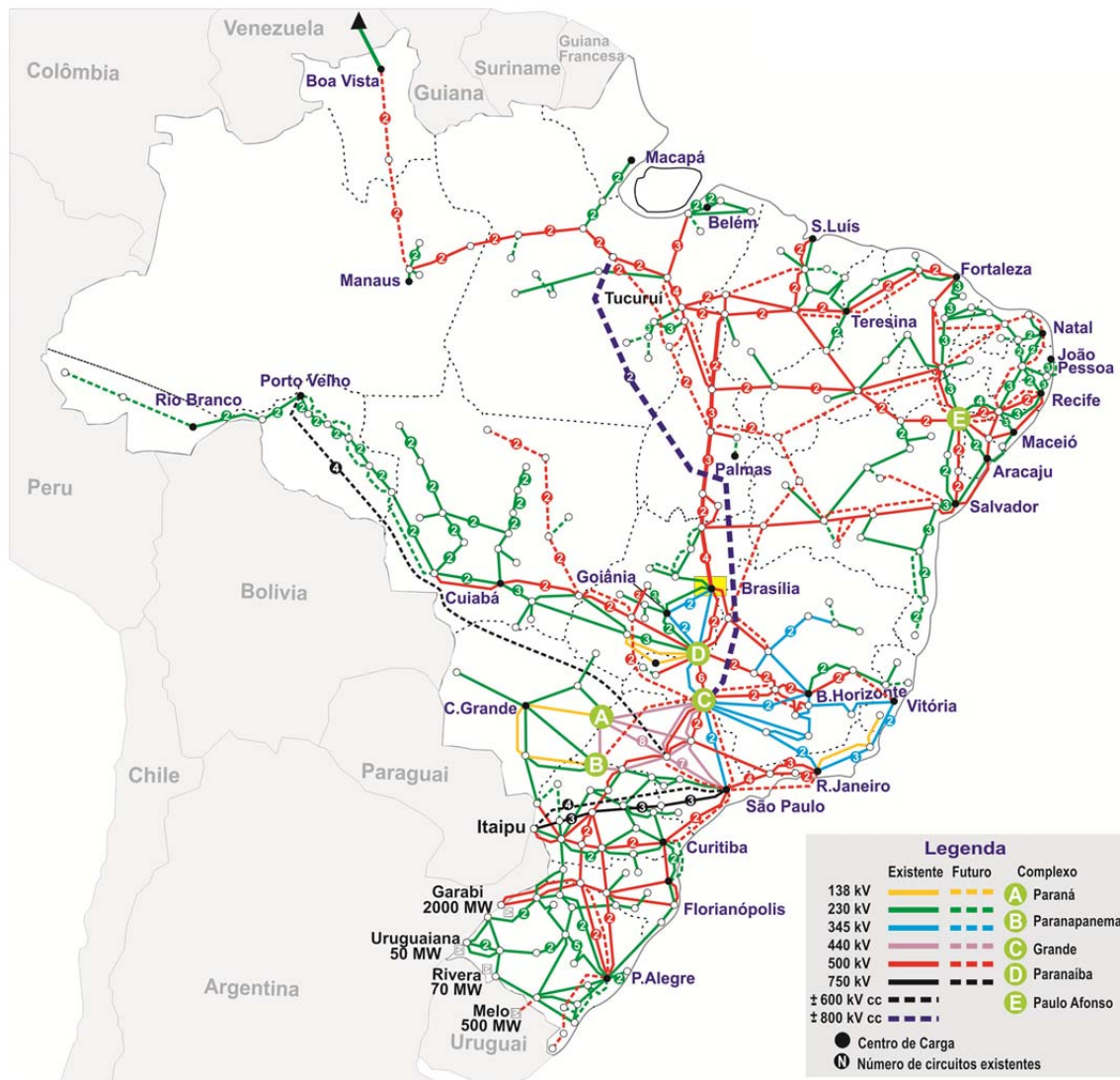
A Rede Básica de transmissão do SIN, devido à sua grande extensão territorial e à presença de um parque gerador predominantemente hidrelétrico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga.

Dessa forma, a Rede Básica de transmissão do SIN, que compreende as tensões de 230 kV a 750 kV, tem como principais funções:

- a transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;
- a integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede;
- a interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica; e
- a integração energética com os países vizinhos.

A Figura 6 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano de 2013 indicando também algumas instalações a serem implantadas até 2015.

Figura 6 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional - SIN



Fonte: ONS

2.2 Expansão do SIN e a integração de usinas de grande porte e de novas fontes renováveis

A expansão do SIN apresentada neste plano decenal contempla: os empreendimentos recomendados nos estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambientais de alternativas (Relatórios R1); os empreendimentos consolidados no Programa de Expansão da Transmissão – PET; e as atualizações das redes de distribuição geradas pelas distribuidoras de energia em suas áreas de atuação.

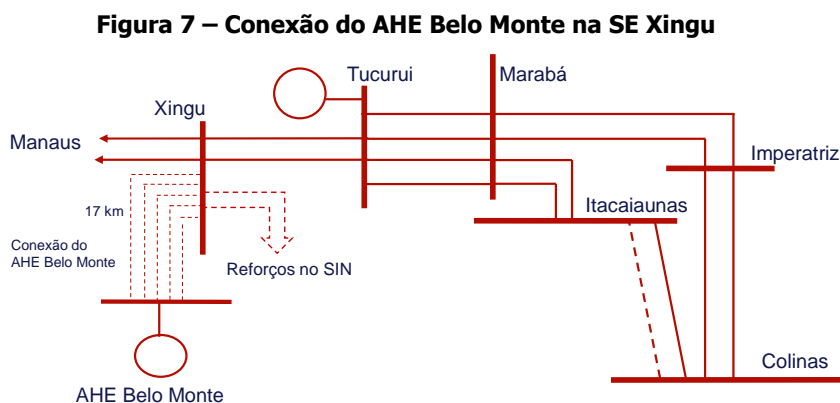
As referências de [30] a [76] indicam o conjunto de estudos realizados pelos GET nos anos de 2014 e 2015, os quais serviram de subsídio para o estabelecimento da configuração de referência do sistema interligado.

Além dessas expansões foram consideradas, principalmente para os anos finais do período decenal, obras referenciais de integração das usinas de grande porte e das conseqüentes ampliações das interligações. Devem ser citadas, em particular, as instalações associadas às usinas do rio Tapajós, que estavam em estudo, quando da elaboração deste capítulo.

Integração do AHE Belo Monte

O complexo hidrelétrico de Belo Monte localiza-se na região de Volta Grande do rio Xingu, próximo às cidades de Altamira e Vitória do Xingu, no estado do Pará. Na sua configuração final, este complexo, cuja concessão foi objeto de licitação em abril/2010, terá capacidade instalada de 11.233 MW sendo 11.000 MW na casa de força principal e 233 MW na casa de força secundária. O início de motorização da usina está previsto para o primeiro semestre de 2016, completando a motorização dentro do horizonte deste plano decenal.

A Figura 7 apresenta a conexão do AHE Belo Monte⁶⁷ considerada para o desenvolvimento dos estudos de expansão da transmissão que determinaram os reforços no sistema Norte decorrentes da sua implantação.



Fonte: EPE

Ressalta-se que foi necessária a ampliação das capacidades das interligações Norte-Sudeste/Centro-Oeste e Norte-Nordeste para assegurar os requisitos de intercâmbio indicados pelas análises e estudos energéticos. Os reforços nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, bem como a ampliação das interligações acima citadas, estão apresentados no item 2.3 a seguir.

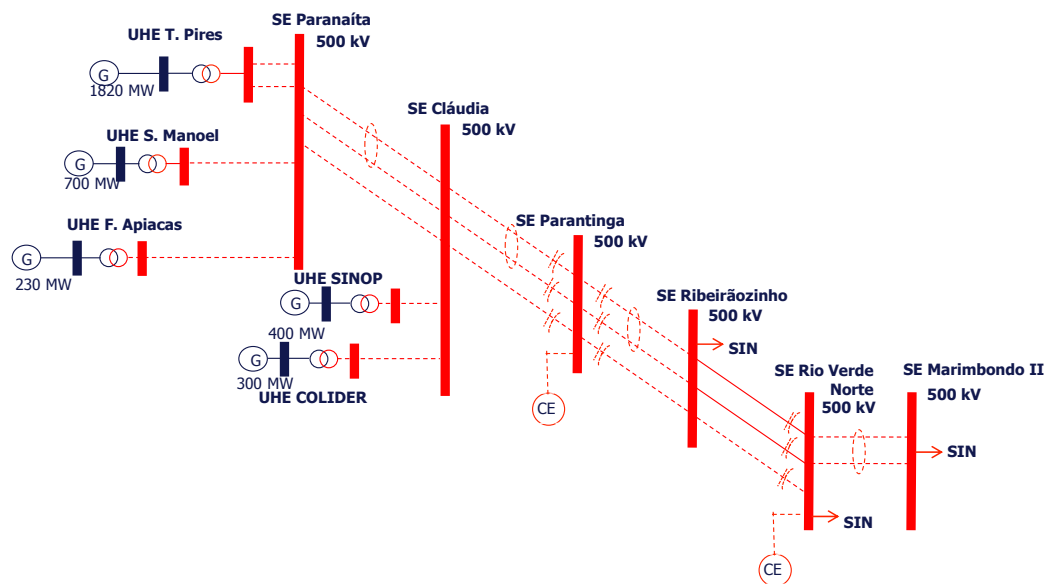
Conexão das usinas da bacia do Teles Pires

A bacia do rio Teles Pires é caracterizada por um potencial hidrelétrico de cerca de 3.500 MW distribuídos em cinco usinas - Sinop, Colider, São Manoel, Foz do Apiacás e Teles Pires, programadas para entrar em operação a partir de 2015. Para efeito dos estudos eletroenergéticos, tais usinas foram consideradas conectadas em um novo subsistema interligado à região Sudeste/Centro-Oeste. Os estudos referentes à definição do sistema de transmissão para o escoamento da potência gerada pelas usinas da bacia do Teles Pires indicaram três linhas de transmissão em 500 kV partindo da SE

⁶⁷ Portaria SPE nº 2, de 12 de fevereiro de 2010 define no seu Art. 3º: Para efeitos de comercialização e autoprodução de energia elétrica, a Casa de Força Principal do AHE Belo Monte integrará o Submercado Norte, assegurada sua conexão à Rede Básica na Subestação Coletora de Xingu, no Estado do Pará.

Paranaíta (MT) até a SE Ribeirãozinho (MT), constituído por um circuito duplo e um circuito simples, com uma extensão de aproximadamente 1.000 km como apresentado no diagrama unifilar da Figura 8.

Figura 8 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Teles Pires



Fonte: EPE

Destaque-se que esse sistema será dotado de compensação série nas LT 500 kV Cláudia – Paranatinga – Ribeirãozinho. Foi recomendado, ainda: a instalação de compensação série nos dois circuitos da LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte; um terceiro circuito em 500 kV entre Ribeirãozinho e Rio Verde Norte; um circuito duplo em 500 kV entre Rio Verde Norte e a nova SE Marimbondo II; e dois compensadores estáticos, um na SE Paranatinga e outro na SE Rio Verde Norte 500 kV. O sistema de transmissão dimensionado para escoar a potência das usinas Colider (300 MW) e Teles Pires (1820 MW), já licitadas, composto pela LT 500 kV Paranaíta – Cláudia – Paranatinga – Ribeirãozinho, circuito duplo, LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3 e LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II circuito duplo fez parte do leilão 002/2012, realizado em 09 de março de 2012. O restante do sistema recomendado, ou seja, a LT 500 kV Paranaíta – Cláudia – Paranatinga – Ribeirãozinho, circuito simples, será licitado em 2015, uma vez que as usinas Sinop e São Manoel foram licitadas nos leilões de energia A-5 de agosto e dezembro de 2013, respectivamente.

Conexão das usinas do Complexo Hidrelétrico do Tapajós

Os estudos para definição do sistema de conexão das usinas do Complexo Hidrelétrico do Tapajós encontram-se em desenvolvimento. O sistema está sendo concebido considerando, a partir de uma subestação coletora localizada no distrito de Miritituba (PA), a SE Miritituba 500 kV, um tronco em corrente alternada 500 kV, com capacidade da ordem de 3.000 MW chegando na SE Parauapebas 500 kV e dois elos em corrente contínua direcionados para as regiões Sudeste/Sul, com potência total e modulação e pontos de chegada ainda não definidas. O sistema completo terá capacidade para escoar não só a potência gerada pela UHE São Luís do Tapajós (8.040 MW), mas também por outras

futuras usinas visualizadas nas vizinhanças, como a UHE Jatobá, com cerca de 2.300 MW, cujo estudo de viabilidade está em fase de finalização.

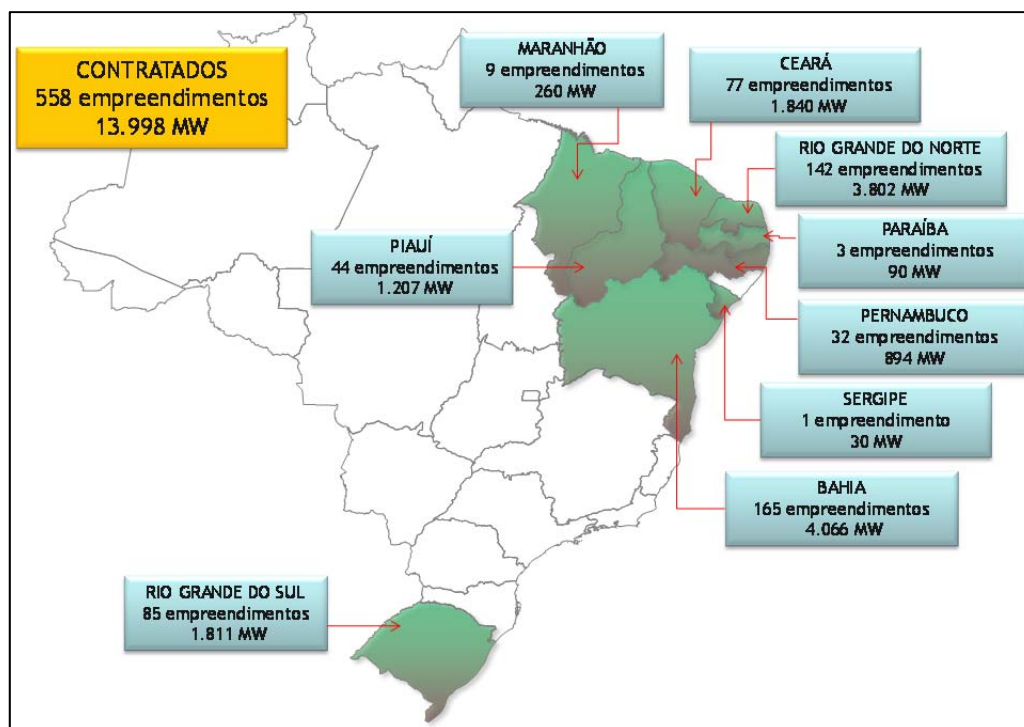
Ressalta-se que a configuração representada neste PDE 2024 é referencial e consta do conjunto de alternativas em análise.

Outras fontes renováveis de energia

Desde o segundo Leilão de Energia de Reserva, foram contratados 558 empreendimentos eólicos totalizando uma capacidade instalada de 13.998 MW.

Destaca-se que estas contratações ocorreram, conforme apresentado na Figura 9, de forma majoritária nas regiões Nordeste e Sul do Brasil que são, notadamente, as regiões com maior potencial desse tipo de fonte.

Figura 9 – Localização dos empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia



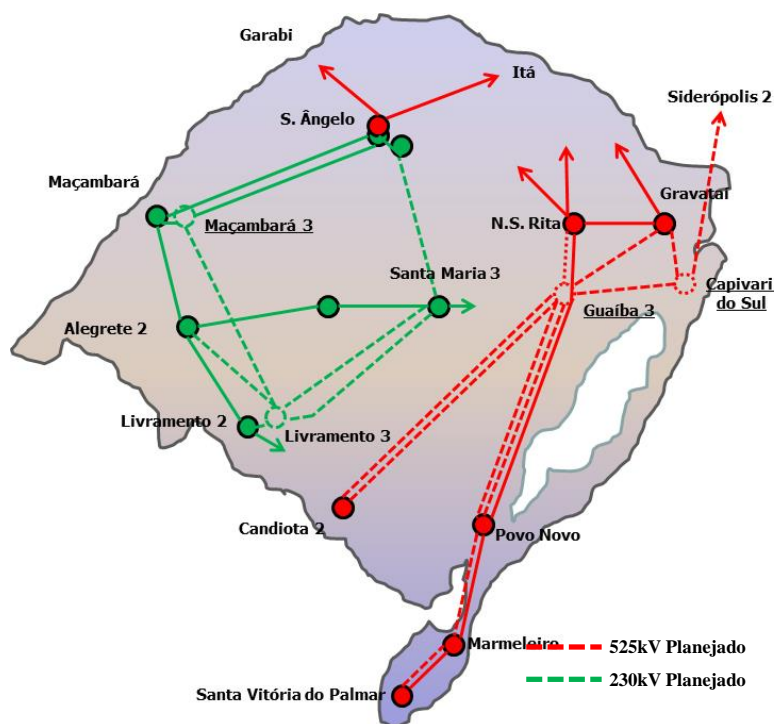
Tendo em vista a tendência crescente de contratação deste e de outros tipos de fontes renováveis de energia, além da necessidade premente de expandir o sistema de transmissão das regiões Sul e Nordeste em prazos cada vez mais curtos, a EPE tem realizado estudos específicos, denominados Estudos Prospectivos, que possuem o intuito de ampliar o sistema de transmissão para permitir a integração do potencial de fontes alternativas renováveis.

Esse potencial prospectivo, estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia, contempla principalmente a integração de empreendimentos eólicos, dados os excelentes resultados obtidos por essa fonte nos últimos certames. Contudo, as expansões propostas nos estudos prospectivos poderão ser aproveitadas para o escoamento da energia proveniente de quaisquer tipos de fontes.

Foram realizados até o momento quatro estudos prospectivos: (i) "Estudo Prospectivo para Avaliação da Integração do Potencial Eólico do Rio Grande do Sul" (EPE-DEE-DEA-RE-006-2013-rev1); (ii) "Estudo para o Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia" (EPE-DEE-DEA-RE-001-2014-rev0); (iii) "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste" (EPE-DEE-DEA-RE-0147-2014-rev2); e (iv) "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico dos Estados do Maranhão, Piauí e Ceará" (EPE-DEE-DEA-RE-021-2015-rev0). Esses estudos recomendaram a implantação de diversos reforços nos níveis de tensão de 230kV, 500kV e 525kV. Os reforços recomendados nos estudos (i) e (ii) foram objeto de licitação dos Leilões 004/2014 e 007/2014 realizados, respectivamente, nos dias 18/11/2014 e 09/01/2015.

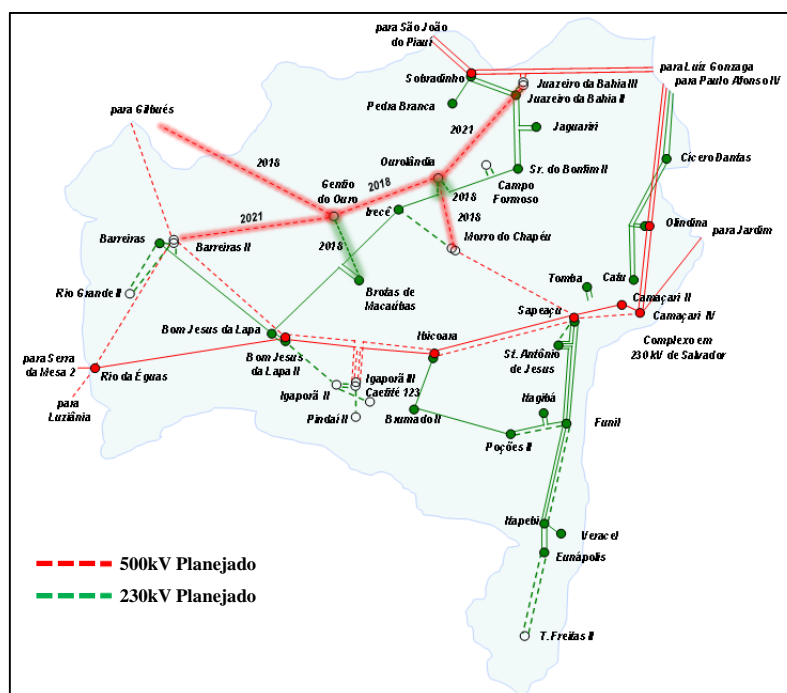
A Figura 10 e a Figura 11 apresentam, respectivamente, diagramas unifilares com a representação simplificada da expansão recomendada para os sistema de transmissão dos estados do Rio Grande do Sul e da Bahia nos estudos (i) e (ii) citados anteriormente. Destaca-se que o conjunto completo das obras recomendados nos quatro estudos no pode ser obtido no item 3 deste capítulo.

Figura 10 – Sistema de transmissão planejado para o estado do Rio Grande do Sul



Fonte: EPE

Figura 11 – Sistema de transmissão planejado para o estado da Bahia



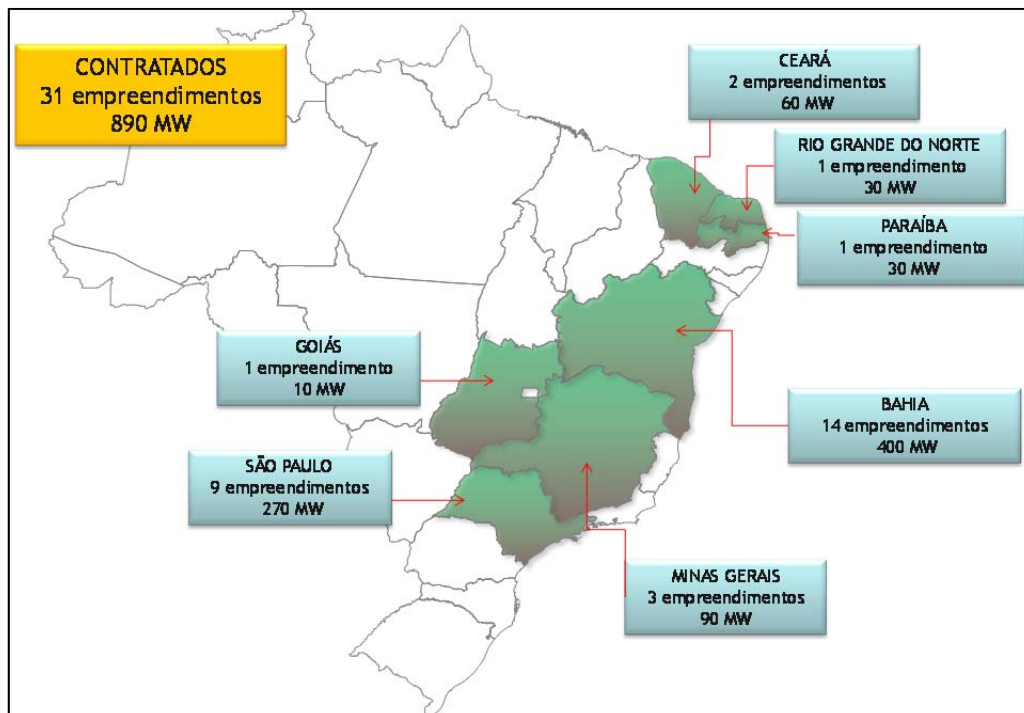
Fonte: EPE

É importante destacar que, especificamente no caso do estado da Bahia, as expansões em 500kV previstas para a região central do estado, notadamente as novas subestações 500/230kV Genio do Ouro e 500/230kV Ouroândia, estão localizadas em pontos onde o potencial de aproveitamento da energia solar tem-se mostrado bastante promissor.

De fato, no Leilão de Energia de Reserva de 2014, o estado da Bahia apresentou o maior número de empreendimentos solares fotovoltaicos cadastrados e contratados: foram cadastrados 161 empreendimentos solares fotovoltaicos, totalizando uma capacidade instalada superior a 4GW, dos quais foram contratados 14 empreendimentos com potência instalada total de 400MW.

A quantidade e a capacidade instalada dos empreendimentos solares fotovoltaicos contratados no Leilão de Energia de Reserva de 2014 são apresentadas na Figura 12. Ressalta-se que estas contratações ocorreram, de forma majoritária nas regiões Nordeste e Sudeste do Brasil que são, notadamente, as regiões com maior potencial desse tipo de fonte.

Figura 12 – Localização dos empreendimentos solares fotovoltaicos contratados no Leilão de Energia de Reserva de 2014



2.3 Interligações regionais

A interligação elétrica entre regiões possibilita a otimização energética das bacias hidrográficas, com o aproveitamento de suas diversidades hidrológicas. O SIN está dividido em quatro subsistemas:

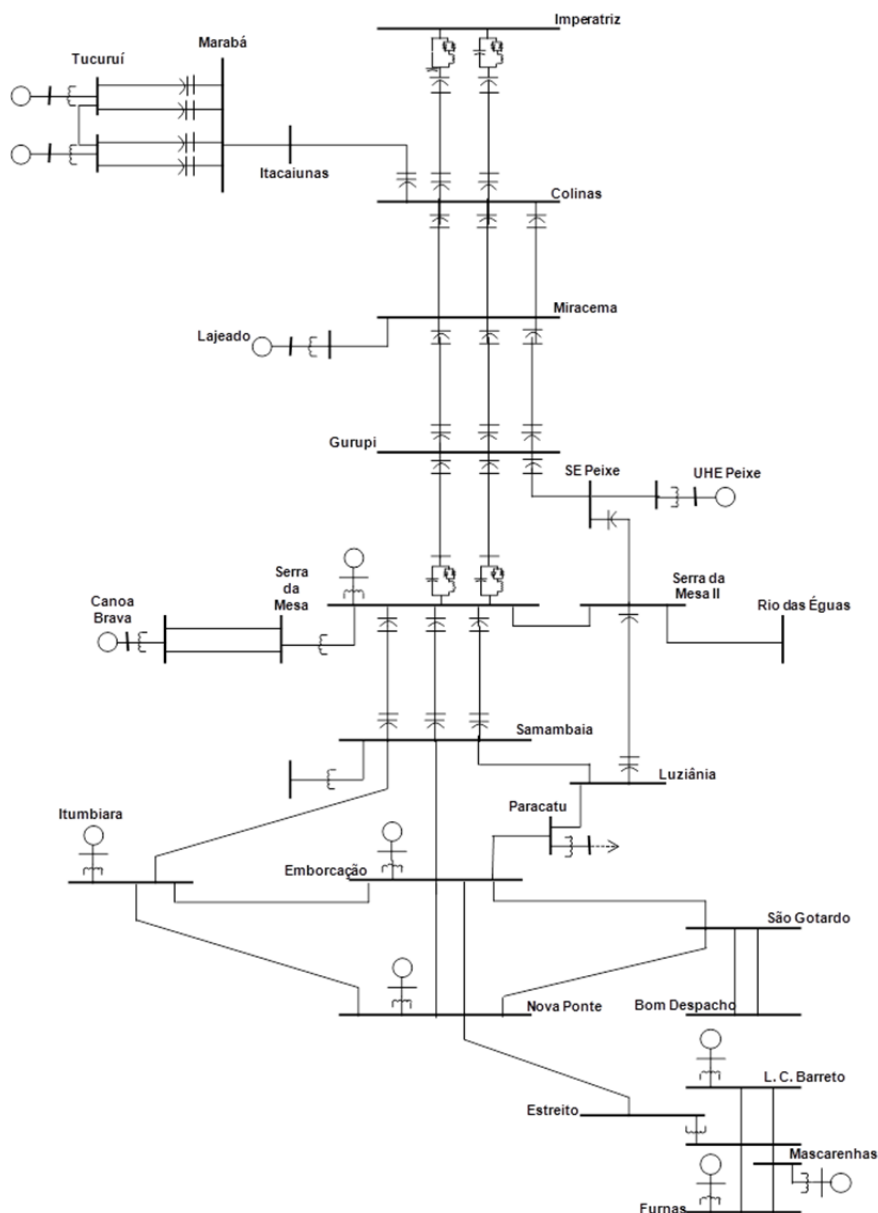
- Sul (S) – Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- Sudeste – Centro-Oeste (SE/CO) – Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Acre e Rondônia;
- Norte (N) – Pará, Tocantins e Maranhão, Amazonas, Amapá e, a partir de 2017, Roraima passará a fazer parte desse subsistema; e
- Nordeste (NE) – Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

Nos itens seguintes serão apresentadas as expansões dessas interligações.

Interligação Norte–Sudeste/Centro-Oeste (Interligação Norte-Sul)

Quando da emissão deste plano, esta interligação era formada por dois circuitos em 500 kV desde a SE Imperatriz até a SE Serra da Mesa e o terceiro circuito composto pela LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas – Miracema – Gurupi – Peixe – Serra da Mesa 2, mostrada na Figura 13.

Figura 13 – Diagrama elétrico da interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste com o terceiro circuito e os reforços na Região Sudeste

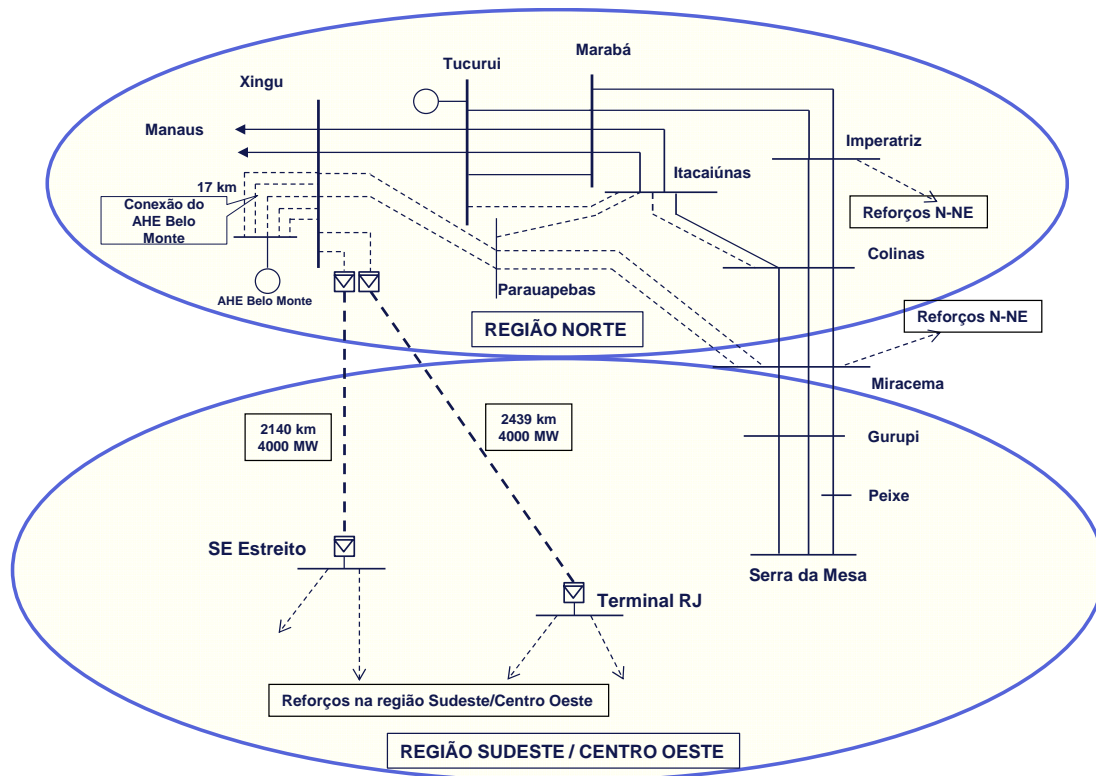


Fonte: EPE

Com a identificação da necessidade de expansão dessa interligação, foi realizado um estudo, que contou com a participação de empresas transmissoras do setor elétrico, sob coordenação da EPE. Nesse estudo foram analisadas alternativas de transmissão buscando acomodar os aumentos de intercâmbio indicados nas análises energéticas, resultando na necessidade de adição de novos troncos de transmissão. Tendo como base a conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu 500 kV, como mostrado anteriormente, os resultados das análises realizadas, considerando inúmeras alternativas de expansão, incluindo alternativas em corrente alternada nas tensões de 765 kV, 1000 kV e meio-onda+, além de alternativas em corrente contínua nas tensões ± 600 kVCC e ± 800 kVCC, levaram à recomendação da expansão dessa interligação por meio de dois bipolos em corrente contínua de

± 800 kV, com capacidade de 4.000 MW cada, sendo o primeiro indicado para 2018 e o segundo para 2019. Os pontos recomendados para essa interligação na região sudeste são a SE Estreito, na fronteira dos estados de Minas Gerais e São Paulo, e o Terminal RJ, no estado do Rio de Janeiro, próximo a Nova Iguaçu. O bipolo entre Xingu e Estreito foi licitado em 07 de fevereiro de 2013, tendo entrada em operação prevista para 2018. Quanto ao bipolo Xingu – Terminal Rio, sua licitação está prevista para julho de 2015. A Figura 14 ilustra as ampliações acima mencionadas entre as regiões Sudeste e Norte.

Figura 14 – Reforços na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: EPE

Adicionalmente aos estudos de expansão que recomendaram os bipolos Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio, foi elaborada a Nota Técnica EPE-DEE-RE-146/2014-rev0, que apresenta uma análise de cenários extremos de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste para a região Sudeste, considerando-se o máximo excedente de oferta de geração das regiões Norte e Nordeste, alocável na região Sudeste.

Dessa análise, concluiu-se que existe, no patamar de carga média, uma restrição de recebimento do Sudeste de cerca de 7.500 MW a partir do mês de fevereiro de 2019, que é caracterizado pelo período úmido das regiões Norte e Nordeste.

Encontra-se em andamento um estudo que recomendará reforços adicionais que permitirão o aumento da capacidade de recebimento do Sudeste e conseqüente eliminação desta restrição de intercâmbio. Referencialmente, os reforços adicionais considerados como promissores são:

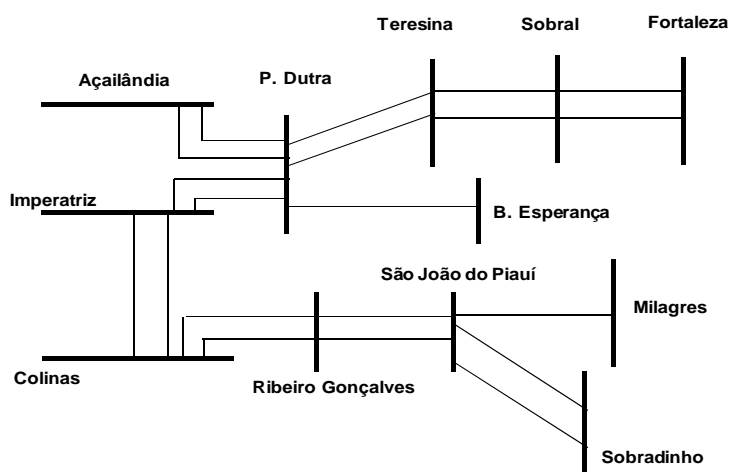
- 1 Bipolo CC com capacidade de 4.000 MW interligando a subestação de 500 kV Parauapebas e a nova SE Assis 2, também em 500 kV; e
- 1 Bipolo CC com capacidade de 4.000 MW interligando as novas subestações de 500 kV Graça Aranha (próxima da SE Presidente Dutra) e Silvânia (próxima da SE Samambaia).

A previsão é que esses estudos estejam concluídos até o final de 2015.

Interligação Norte-Nordeste

A interligação Norte-Nordeste atualmente é constituída pelas linhas de transmissão em 500 kV: Presidente Dutra – Boa Esperança; Presidente Dutra – Teresina C1 e C2; pela LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho; e pela LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Milagres. Esse estágio atual da interligação é mostrado na Figura 15.

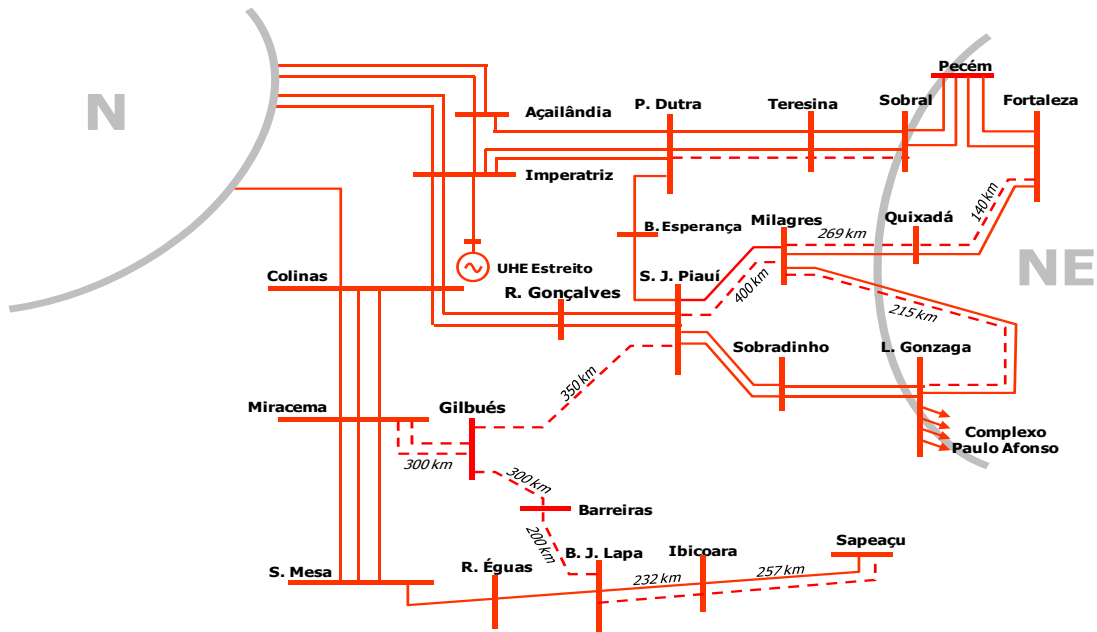
Figura 15 – Diagrama esquemático da interligação Norte – Nordeste – 2015



Fonte: EPE

A definição da expansão dessa interligação, recomendada para 2016, além de permitir a expansão da interligação Norte – Nordeste, também atende parte da necessidade de aumento da capacidade de exportação da região Nordeste para a região Sudeste (conforme tratado no Capítulo III – Geração de Energia Elétrica). Já foi licitada a expansão dos troncos em 500 kV, São João do Piauí – Milagres e Bom Jesus da Lapa – Ibiçara – Sapeçu, e o terceiro circuito P. Dutra – Teresina – Sobral III. Adicionalmente, está em andamento a construção de mais dois elos, em 500 kV, sendo um entre as subestações Miracema e Bom Jesus da Lapa II e o outro entre Miracema e São João do Piauí, com inclusão das subestações intermediárias Gilbués e Barreiras, conforme ilustra a Figura 16.

Figura 16 – Reforços indicados para ampliação da Interligação Norte - Nordeste e reforços na Interligação Nordeste - Sudeste

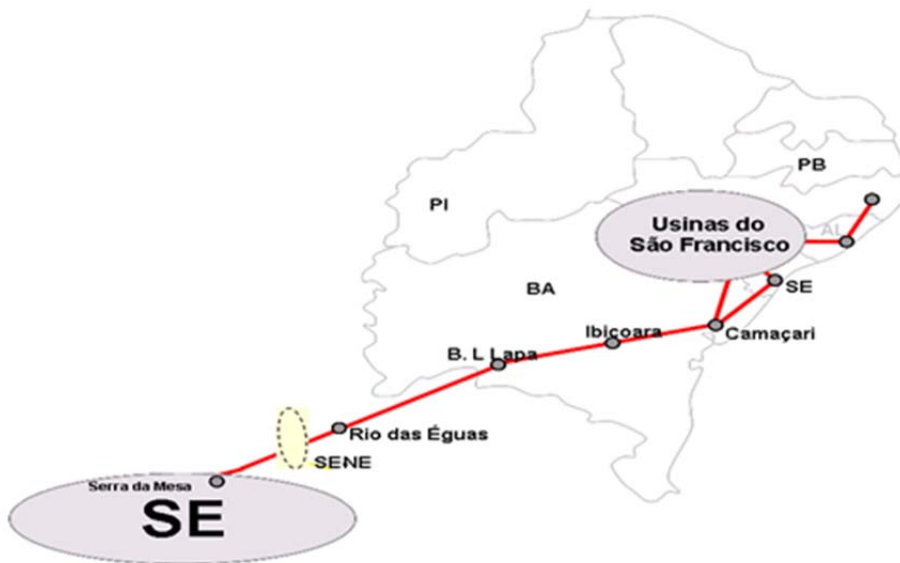


Fonte: EPE

Interligação Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste

A interligação Sudeste/Centro Oeste – Nordeste é constituída pela linha de transmissão em 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu – Camaçari, como mostrada esquematicamente na Figura 17.

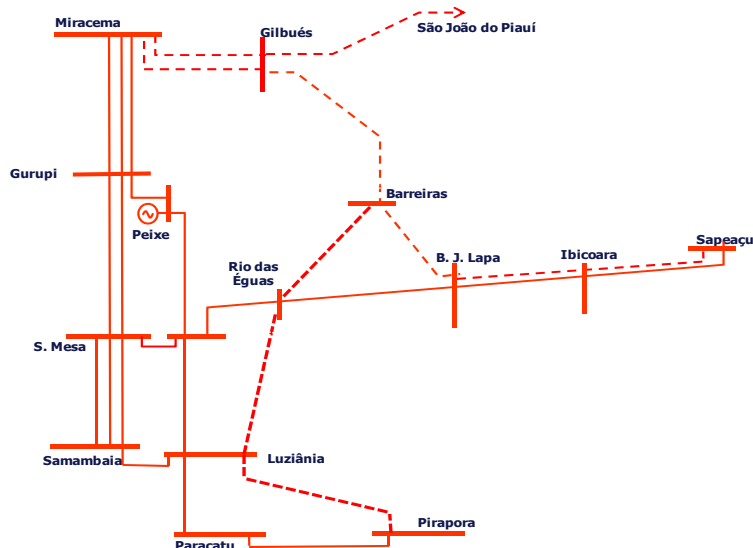
Figura 17 – Diagrama esquemático da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste



Fonte: EPE

A expansão dessa interligação contempla o elo em 500 kV Barreiras – Rio das Éguas – Luziânia – Pirapora, já licitado e com previsão para entrar em operação em 2016, conforme apresentado na Figura 18.

Figura 18 – Diagrama unifilar simplificado da expansão da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste



Fonte: EPE

O crescimento acentuado do potencial de energia eólica no Brasil, com significativa predominância na região Nordeste, tornou necessário o adequado dimensionamento da Rede Básica a fim de escoar a energia das usinas já licitadas, bem como prover de folga o sistema elétrico de transmissão para conexão de novos empreendimentos.

Os Leilões LER 2013, A-5 2013 (a), A-3 2013 e A-5 2013 (b), realizados no 2º semestre de 2013, foram responsáveis pela contratação de 7.145,7 MW de potência instalada, dentre os quais 4.503,3 MW estão localizados na região Nordeste. Esses empreendimentos assinarão contratos de compra e venda de energia, válidos a partir de 1º de setembro de 2015 para os vencedores no leilão LER 2013, 1º de janeiro de 2016 para os vencedores do leilão A-3 2013, 1º de janeiro de 2018, para os vencedores no leilão A-5 2013 (a) e 1º de maio de 2018 para os vencedores do leilão A-5 2013 (b). Por sua vez, o Leilão A-3 2014, realizado no 1º semestre de 2014 e com contratos de compra e venda de energia válidos a partir de 1º de janeiro de 2017, foi responsável pela contratação de 503 MW em potência instalada na região Nordeste. Nos gráficos a seguir são mostrados os montantes, em MW, vencedores em cada leilão, discretizados por UF.

Figura 19 – Montante vencedor no leilão A-5 de 2013 por UF

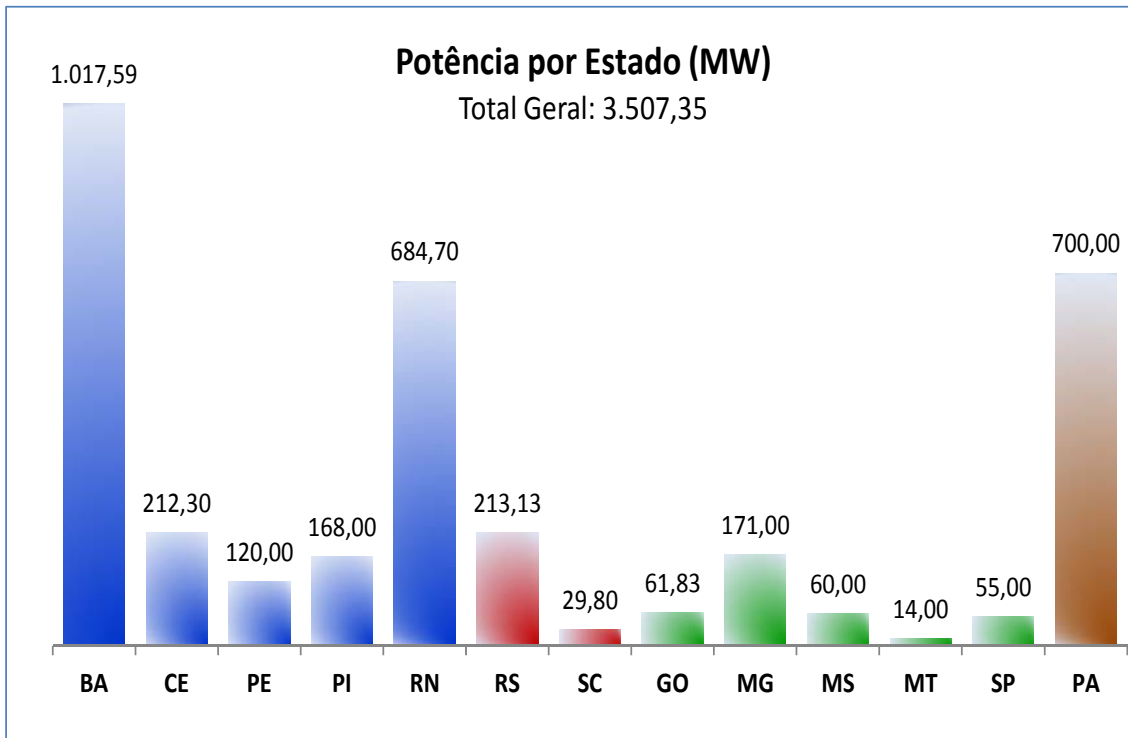


Figura 20 – Montante vencedor no leilão A-3 de 2013 por UF

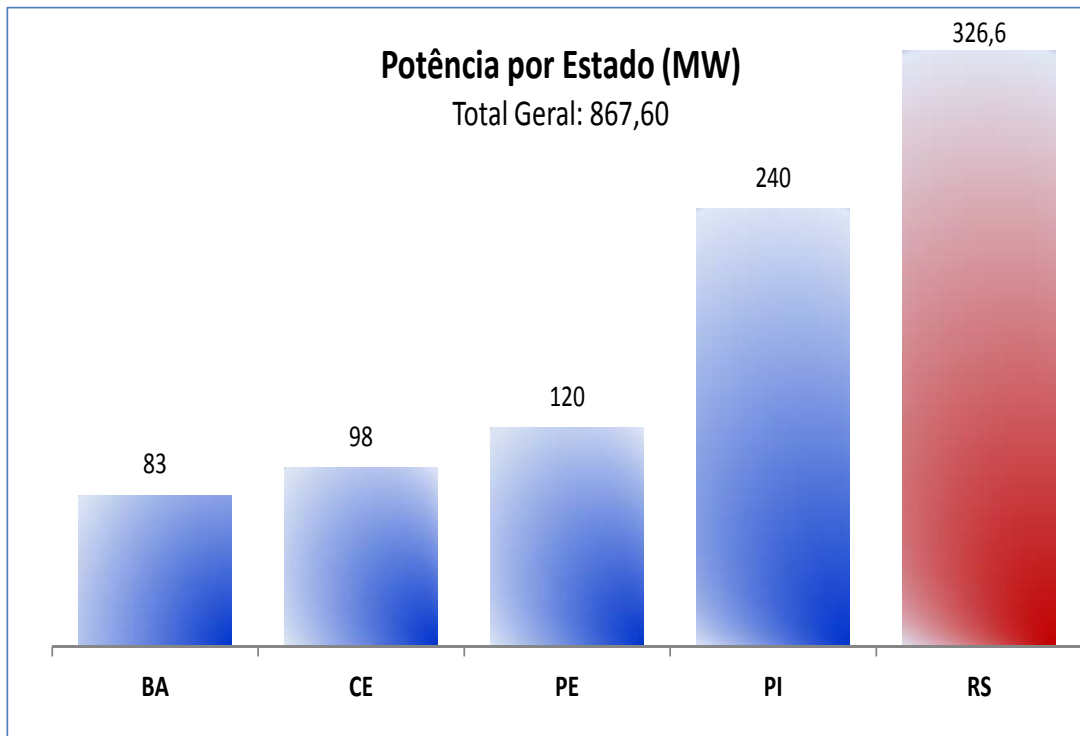


Figura 21 – Montante vencedor no leilão A-5 de 2013 por UF

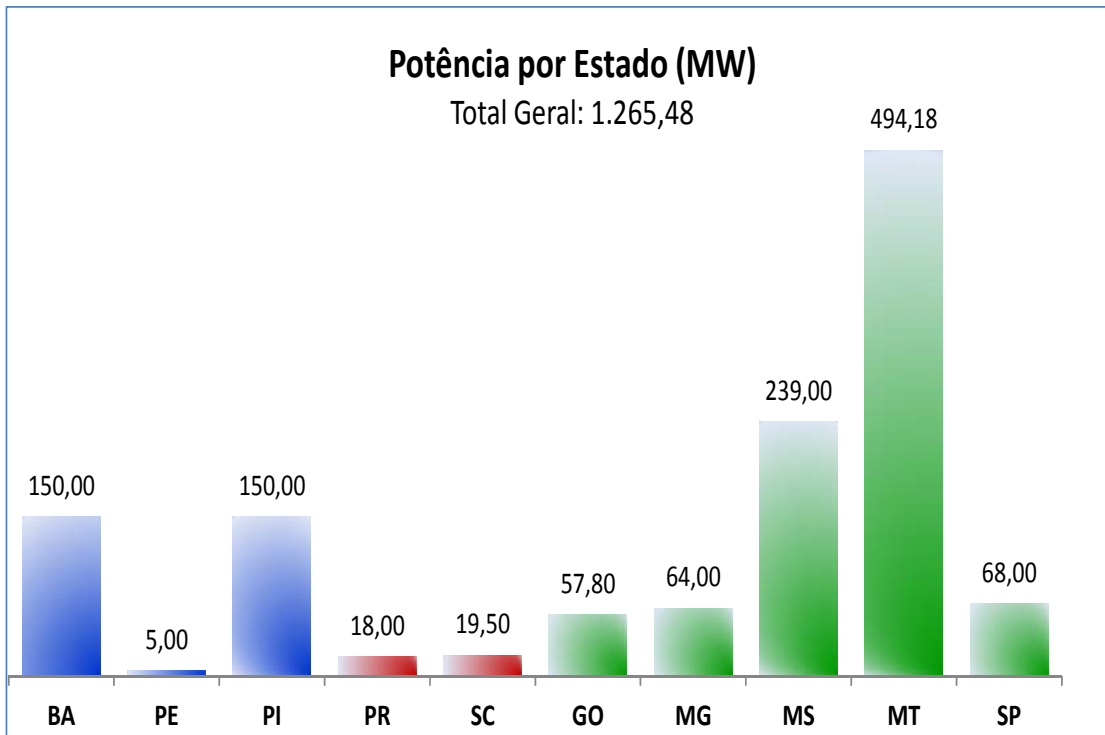


Figura 22 – Montante vencedor no leilão LER de 2013 por UF

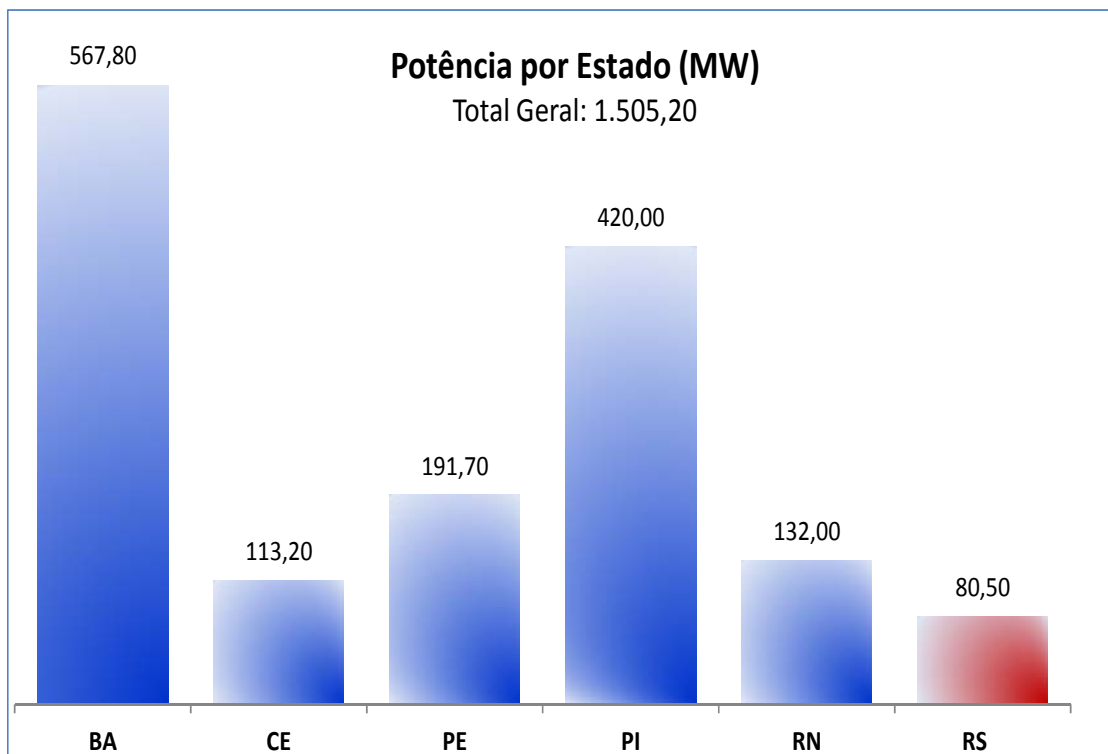
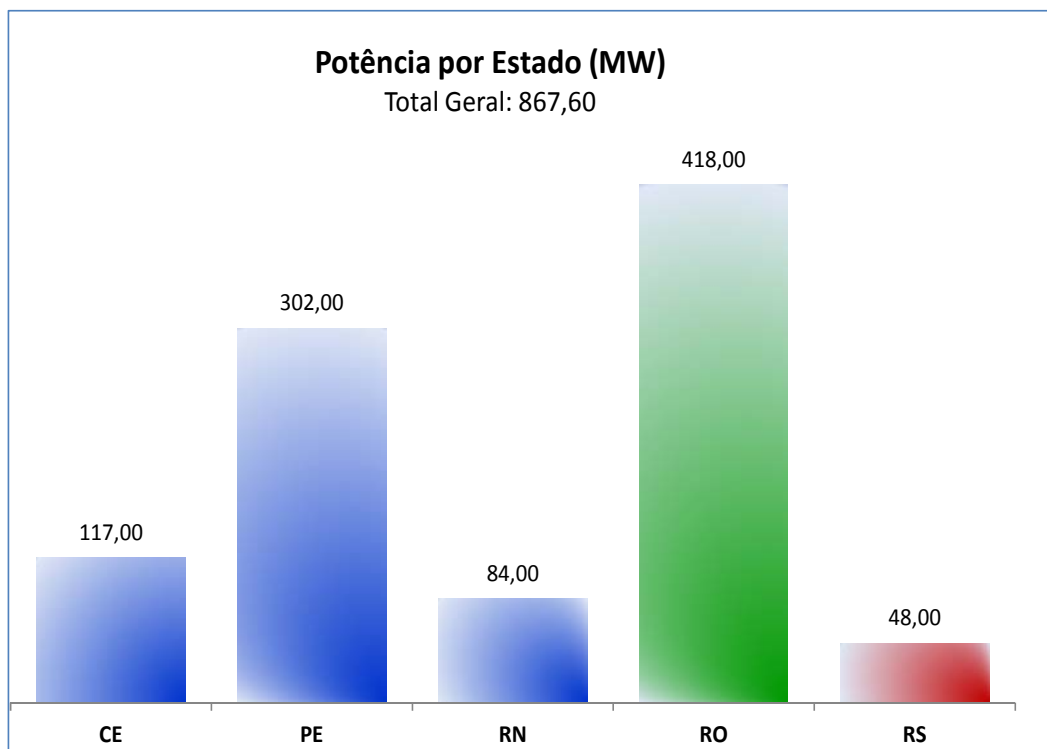


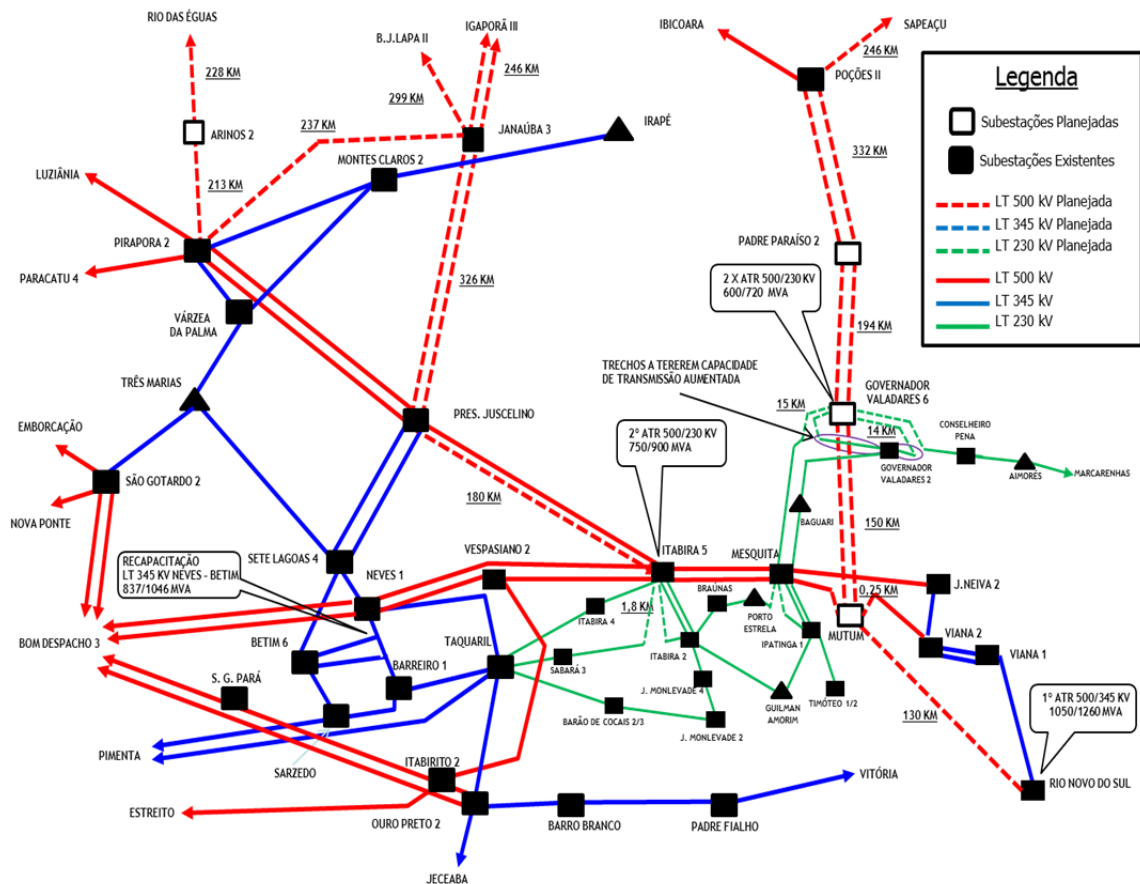
Figura 23 – Montante vencedor no leilão A-3 de 2014 por UF



Assim, o significativo aumento da geração de energia na região Nordeste resultou na necessidade do correto dimensionamento da expansão dos sistemas de interligação regionais, especialmente a interligação Nordeste – Sudeste, de forma que se possa escoar sem restrições elétricas a energia produzida nas novas usinas até os principais centros de carga do SIN, uma vez que haverá um excedente de oferta de energia elétrica na região Nordeste em certos cenários de geração maximizada na região Nordeste.

Dessa forma, as análises realizadas apontaram a necessidade do aumento da exportação de energia elétrica em cerca de 6.000 MW da região Nordeste para a região Sudeste. A Figura 24 a seguir mostra as obras indicadas para atendimento deste objetivo:

Figura 24 – Expansão da Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste

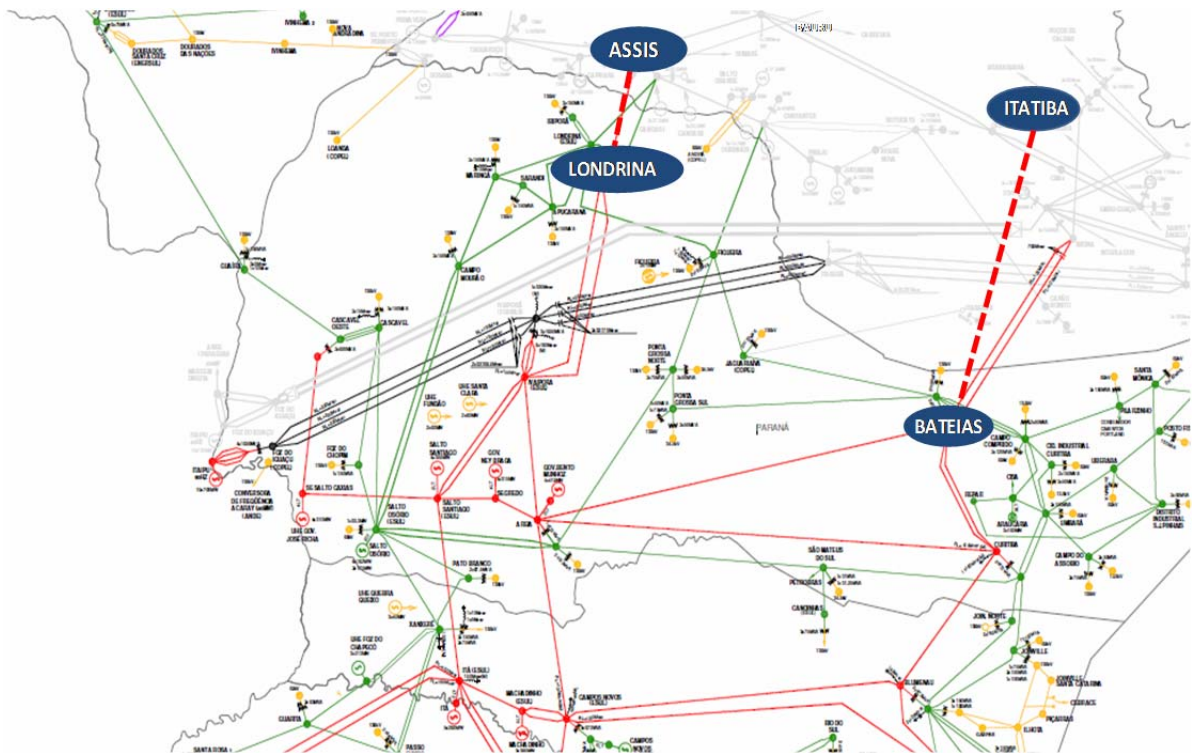


Interligação Sul e Sudeste/Centro-Oeste

A interligação elétrica existente entre as regiões Sul e Sudeste possibilita a otimização energética entre estas regiões aproveitando a diversidade hidrológica existente entre esses dois sistemas. Essa interligação se caracteriza por múltiplos elementos, em diversos níveis de tensão, destacando-se as linhas de transmissão em 500 kV Bateias-Ibiúna (em circuito duplo) e Londrina – Assis, bem como a transformação 765/500 kV na SE Ivaiporã, visto que considera-se a UHE Itaipu eletricamente pertencente ao sistema Sudeste.

O plano de expansão da geração, conforme tratado no Capítulo III, considera várias ampliações da capacidade de intercâmbio entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste no período decenal. A definição da expansão desta interligação foi tratada em estudo específico, sob coordenação da EPE, e a alternativa recomendada contempla duas linhas de transmissão em 500 kV: LT Itatiba – Bateias C1, 390 km, em 2017 e LT Assis – Londrina C2, 120 km, em 2018, perfazendo 510 km de extensão (Figura 25). Este sistema de transmissão permitirá o atendimento às necessidades energéticas entre as regiões previstas para até o ano de 2019. A partir de 2020, os estudos energéticos apontam a necessidade de expansão da interligação entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste da ordem de 2.000 MW, em 2020, e mais 1.700 MW em 2023.

Figura 25 – Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste



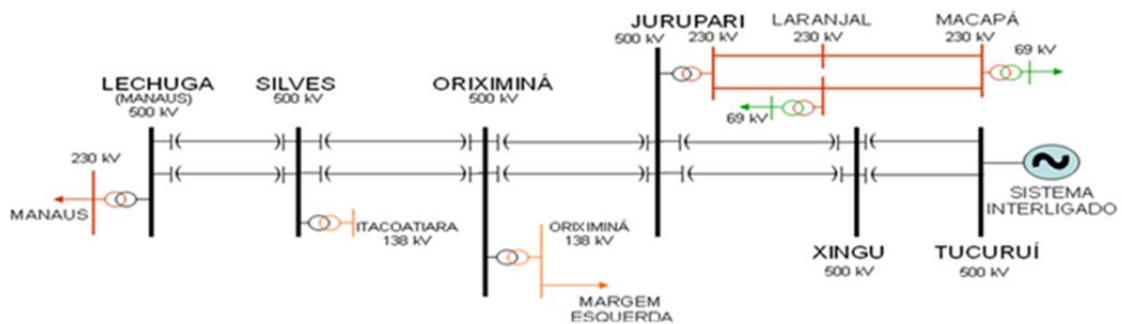
Fonte: EPE

2.4 Interligações dos sistemas isolados ao SIN

Interligação Tucuruí – Macapá - Manaus

A interligação Tucuruí-Macapá-Manaus foi licitada em junho de 2008, contando com o tronco em 500 kV entre Tucuruí e Lechuga em operação desde julho de 2013 e com o tronco em 230 kV até Macapá operando desde 01 de março de 2015, possibilitando a integração de sistemas da região amazônica ao SIN. Tais sistemas compreendem os de atendimento a Manaus, ao Amapá e às cidades situadas na margem esquerda do rio Amazonas entre Manaus e o Amapá. A configuração elétrica dessa interligação é mostrada na Figura 26.

Figura 26 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar

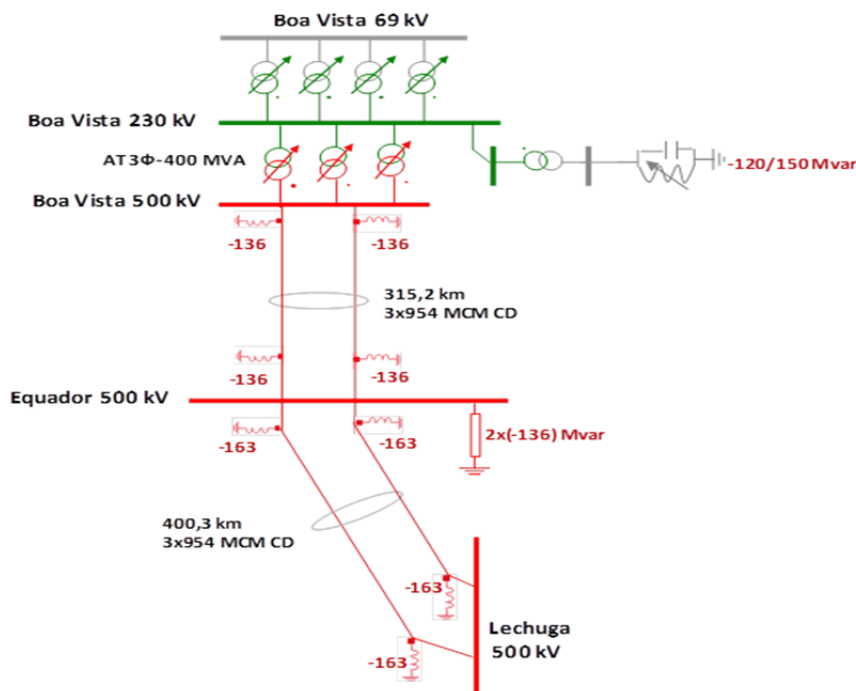


Fonte: EPE

Interligação Manaus - Boa Vista

O sistema de transmissão entre as cidades de Manaus e Boa Vista contempla uma linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, Lechuga – Equador – Boa Vista, com extensão total de 716 km (Figura 27). Além do papel de atendimento ao mercado de energia elétrica do estado de Roraima, a linha de transmissão permitirá o escoamento do excedente de energia dos futuros aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Rio Branco, ora em estudo.

Figura 27 – Interligação Manaus - Boa Vista – Unifilar



Fonte: EPE

Interligação Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul

O Estado do Acre é área de concessão da Eletrobrás Distribuição Acre, estando integrado ao SIN através da Subestação Rio Branco 230/138/69 kV, de propriedade da Eletronorte, que supre apenas a capital, Rio Branco, e uma parcela reduzida da área do estado.

As demais cargas do Acre constituem sistemas isolados, atendidos em sua grande maioria por usinas térmicas a diesel.

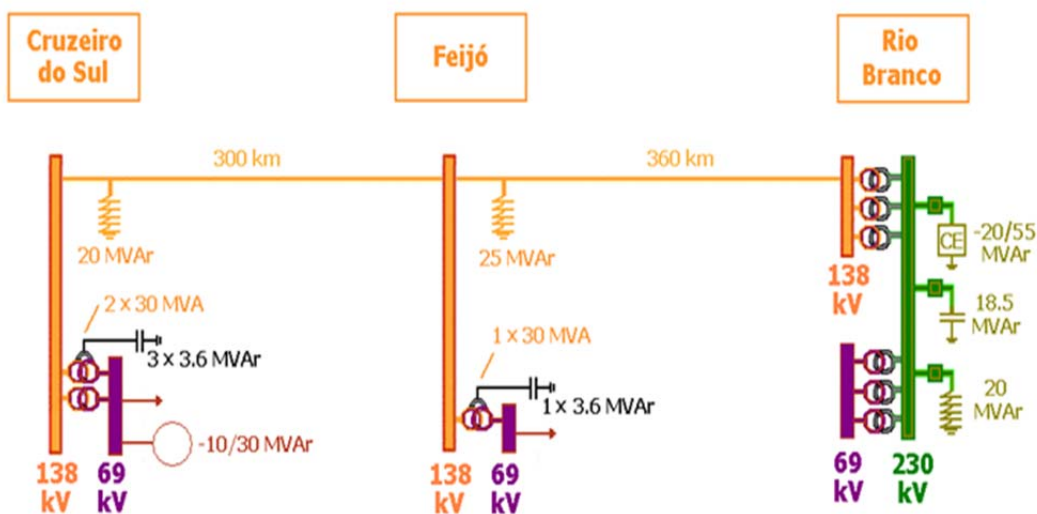
Entre os sistemas isolados destaca-se, no oeste do Estado, a cidade de Cruzeiro do Sul, distante 648 km de Rio Branco, pela rodovia BR-364. Cruzeiro do Sul, com 50.000 habitantes, é a cidade com o maior PIB de toda a região do Vale do Juruá, sendo o segundo maior de todo o Estado do Acre, atrás somente da capital, Rio Branco.

No eixo Rio Branco – Cruzeiro do Sul encontram-se também os municípios de Feijó e Tarauacá, com população acima de 25.000 habitantes, e também isolados do SIN.

Considerando a importância de Cruzeiro do Sul como polo turístico e econômico do Estado, a EPE desenvolveu um estudo elétrico na região, avaliando a oportunidade de integrar os principais centros urbanos ao SIN, propiciando qualidade de suprimento, maior confiabilidade e ainda a economia resultante da eliminação da geração térmica a diesel, de custo elevado para a sociedade como um todo.

A solução indicada é uma linha de 230 kV, interligando Cruzeiro do Sul e Feijó à subestação Rio Branco, licitada em novembro de 2013, com previsão de entrada em operação em janeiro de 2017, conforme mostrado a seguir.

Figura 28 – Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN



Fonte: EPE

2.5 Interligações com países vizinhos

Além do projeto binacional de Itaipu, envolvendo Brasil e Paraguai, a configuração atual contempla interligações do Brasil com Argentina, Uruguai e Venezuela.

A possibilidade de ampliação dessas interligações ou o estabelecimento de novos pontos de interligação tem sido objeto de análises específicas no âmbito de acordos internacionais entre o governo brasileiro e os países limítrofes sul-americanos visando à integração energética regional.

Interligação com a Argentina

O Brasil possui duas interligações elétricas com a Argentina, ambas feitas através de conversoras de frequência 50/60 Hz, tipo *back-to-back*.

A primeira conversora, de potência igual a 50 MW, situa-se na cidade de Uruguaiana, sendo conectada ao sistema argentino por uma linha de transmissão em 132 kV, entre a subestação de Uruguaiana no Brasil e a subestação de Paso de Los Libres, na Argentina.

A segunda conversora, Garabi (2200 MW), é conectada do lado argentino através de uma linha de transmissão em 500 kV com 150 km entre Garabi e Rincón e, do lado brasileiro, por linhas em 500 kV entre Garabi e as subestações de Santo Ângelo (147 km) e Itá (228 km).

Interligação com o Uruguai

A interligação Brasil – Uruguai existente é realizada através de uma conversora de frequência 50/60 Hz, *back-to-back*, de potência 70 MW, localizada em Rivera (Uruguai) e de uma linha de transmissão em 230/150 kV, interligando a subestação de Santana do Livramento, no Brasil, à subestação de Rivera.

O estudo desenvolvido pelos dois países, finalizado em janeiro de 2007, indicou um novo ponto de interligação entre Brasil e Uruguai, que se dará através de uma conexão entre a subestação de San Carlos no Uruguai e uma futura subestação na região de Candiota. Do lado uruguaio foi prevista a construção de uma linha de transmissão em 500 kV (50 Hz) entre São Carlos e a estação conversora de frequência (*back-to-back*) de 500 MW situada na cidade de Melo (Uruguai), de onde partiria uma LT em 500 kV até a subestação de Candiota, conectando-se à mesma através de uma transformação 500/230 kV. Esta interligação, já em fase final de construção, tem como data prevista de entrada em operação comercial julho de 2015.

Interligação com a Venezuela

A interligação Brasil – Venezuela é realizada através de um sistema de transmissão em 230/400 kV, com cerca de 780 km, interligando a subestação de Boa Vista no Brasil à subestação Macagua na Venezuela. A capacidade desse sistema é de 200 MW.

3. Sistemas regionais de transmissão

Os estudos referentes ao Plano Decenal de Expansão possibilitaram a indicação dos requisitos de expansão da transmissão dos sistemas regionais necessários para o bom desempenho do SIN. São descritos a seguir, por região, os empreendimentos necessários para dotar a Rede Básica da transmissão de capacidade para atender o crescimento da carga no horizonte decenal e escoar a potência gerada pelas usinas que fazem parte da expansão da geração desse plano.

3.1 Região Norte

O sistema interligado de transmissão da região Norte atende aos estados do Pará, Maranhão, Tocantins, parte do estados do Amazonas e Amapá, bem como às cargas industriais eletro-intensivas no estado do Pará – Belém e região de Carajás e no Maranhão, em São Luís. Esse sistema é suprido quase que integralmente pela energia gerada na UHE Tucuruí e durante o período seco recebe energia das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul por meio da Interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste. No período úmido, os excedentes de energia da região Norte são enviados tanto para a região Nordeste como para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. A malha interligada da região Norte é constituída por um sistema de transmissão da Rede Básica com cerca de 11.500 km em 500 kV e 3.600 km em 230 kV. Cerca de 300 km de linhas em 138 kV e 69 kV são classificadas como Demais Instalações de Transmissão (DIT). Os estados são atendidos pelas distribuidoras locais, quais sejam: CELPA no Pará, CEMAR no Maranhão, ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA no Amazonas, CELTINS no Tocantins e CEA no Amapá.

A partir de 2016, com a entrada em operação da Interligação Boa Vista – Manaus, o estado de Roraima também passará a ser suprido pelo SIN.

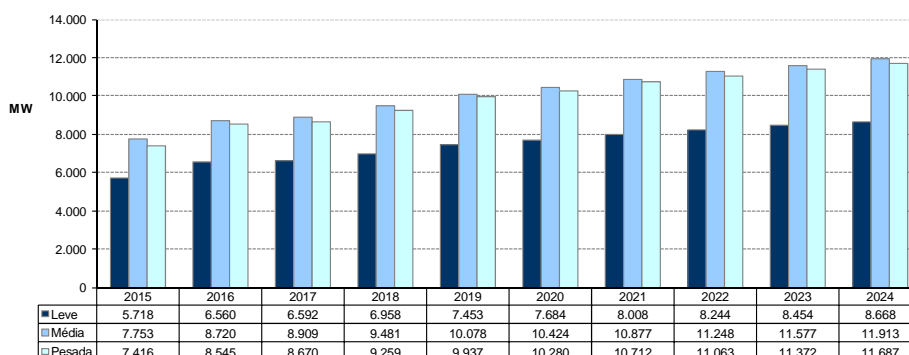
Geração Regional

O sistema interligado da região Norte, em dezembro de 2014, contava com uma capacidade instalada de cerca de 13.500 MW, representando 10% da capacidade instalada do Brasil. A maior parte deste potencial correspondente à aproveitamentos hidráulicos localizada no estado do Pará (9.700 MW), também merecendo destaque o parque térmico a gás natural instalado na região metropolitana de Manaus (650 MW).

Carga Regional

Os maiores centros de consumo da região Norte estão localizados em São Luís, no Maranhão, em Vila do Conde, no Pará, e Manaus, no Amazonas. O Gráfico 48 mostra a evolução da carga da região Norte, que no final do decênio corresponderá a cerca de 8% da carga do Brasil.

Gráfico 48 – Evolução da carga da Região Norte



Fonte: EPE

3.1.1 Estado do Pará

Sistema elétrico

O atendimento ao Sistema Interligado no estado do Pará é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, sendo os principais pontos de suprimento a SE Vila do Conde 500 kV, SE Marabá 500 kV, SE Xingu 500 kV, SE Jurupari 500 kV e SE Oriximiná 500 kV, que são alimentadas por linhas de transmissão provenientes da UHE Tucuruí.

Como reforço estrutural do sistema de transmissão responsável pelo atendimento da região Metropolitana de Belém e região nordeste do Pará, um novo ponto de suprimento, SE Marituba 500/230/69 kV, alimentado a partir da SE Vila do Conde 500 kV e SE Tucuruí 500 kV. Este reforço proporcionará o atendimento a essa região com qualidade e confiabilidade até o ano de 2029, com previsão de entrada em operação no ano de 2019.

Na região sudeste do Pará, conhecida pelo seu grande potencial de produção mineral e conseqüente consumo de energia elétrica, foi recomendada para o ano 2016 a construção de um novo pátio 500 kV na subestação Integradora Sossego e uma linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, entre as subestações Parauapebas e Integradora Sossego.

Para o atendimento às cargas das regiões de Paragominas e Tomé-Açu, foi indicada a implantação de um novo ponto de suprimento 230/138 kV nesta localidade, seccionando a LT 230 kV Vila do Conde – Miltônia III, de propriedade da Vale. Visando o atendimento ao critério "N-1" para este novo ponto de suprimento, foi recomendada a implantação do segunda LT 230 kV entre as SE Vila do Conde e Tomé-Açu, licitada em novembro de 2013.

Com o objetivo de atender ao critério "N-1" no Tramo Oeste do estado do Pará, foi recomendada a implantação das subestações em 230 kV: Xingu, Transamazônica e Tapajós; além das LT 230 kV Xingu – Altamira C1, Altamira – Transamazônica C2 e Transamazônica – Tapajós C1. Adicionalmente, foi recomendada a implantação da SE Juruti 230/138 kV e da LT 230 kV Oriximiná – Juruti, circuito duplo, propiciando o suprimento às cargas localizadas na margem direita do rio Amazonas.

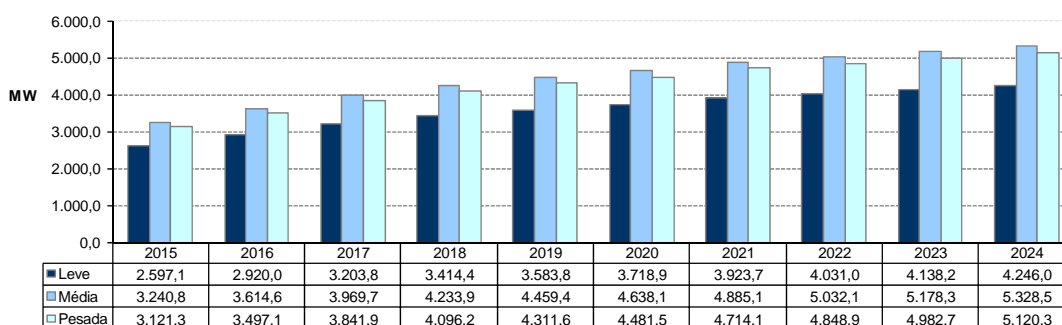
Visando permitir o escoamento da potência fornecida pelas UHE Santo Antônio do Jari, Ferreira Gomes, Cachoeira Caldeirão e Coaracy Nunes II, foi indicada a implantação do 3º transformador 500/230 kV em Jurupari e da 3ª LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari.

Finalmente, foi indicada a implantação de um novo ponto de suprimento 230/138 kV no município de Santana do Araguaia tendo como objetivo principal o suprimento às cargas da região de Santana do Araguaia, região Sul do estado do Pará e região nordeste do Mato Grosso. Para o atendimento à futura SE Santana do Araguaia 230/138 kV, foi indicada a implantação de uma linha de transmissão em 230 kV, circuito duplo, oriunda da SE Xinguara II.

Carga local

Ainda no SIN, a evolução da carga do estado do Pará prevista para o ciclo de 2015-2024, referente aos três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 49. Pode-se observar que crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 5,7%.

Gráfico 49 – Evolução da carga do Estado do Pará



Fonte: EPE

Programa de obras

São apresentadas nas tabelas que se seguem as instalações previstas para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira do estado do Pará, resultado dos estudos de planejamento realizados.

Tabela 48 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Pará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
LT 500 kV Xingu - Parauapebas, C1 e C2	Circuito Simples C1 500 kV, 6 x 795 MCM, 414 km	
	Circuito Simples C2 500 kV, 6 x 795 MCM, 414 km	
	Capacitor Série 500 kV, 2 x 639 Mvar 3Φ // SE PARAUAPEBAS	2016
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE XINGU	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE PARAUAPEBAS	
LT 500 kV Parauapebas - Miracema, C1 e C2	Circuito Simples C1 500 kV, 6 x 795 MCM, 409 km	
	Circuito Simples C2 500 kV, 6 x 795 MCM, 409 km	
	Capacitor Série 500 kV, 2 x 394 Mvar 3Φ // SE PARAUAPEBAS	2016
	Capacitor Série 500 kV, 2 x 364 Mvar 3Φ // SE MIRACEMA	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE PARAUAPEBAS	
LT 500 kV Parauapebas - Itacaiúnas, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 115 km	2016
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 272 km	
LT 500 kV Tucuruí II - Itacaiúnas, C1	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 84 Mvar 1Φ // SE ITACAIÚNAS	2017
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3Φ // SE ITACAIÚNAS	
LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 291 km	
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 428 Mvar 3Φ // SE ITACAIÚNAS	2017
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ // SE ITACAIÚNAS	
LT 500 kV Parauapebas - Integradora, C1 e C2	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ // SE COLINAS	
	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 52 km	2017
LT 230 kV Integradora - Xinguara II, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740,8 MCM, 79 km	2017
SECC LT 230 kV Vila do Conde - Miltônia, C1, na SE Tomé-Açu	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 1 km	2017
LT 800 kV Xingu - Estreito, C1 e C2	LINHA CC 800 kV, 4000 MW, 6X1590 MCM, 2.140 km	2018
LT 230 kV Oriximiná - Juruti, C1 e C2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 67,3 km - Terreno Firme	
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 8,5 km - Área Urbana	
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 58,4 km - Áreas Inundáveis	2018
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 3,6 km - Travessia Rio Amazonas	
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE ORIXIMINÁ	
LT 230 kV Juruti - Parintins, C1 e C2	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE JURUTI	
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 64,6 km - Terreno Firme	
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 2,6 km - Área Urbana	
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 31,3 km - Áreas Inundáveis	2018
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 3,3 km - Travessia Canal de Parintins	
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE JURUTI	
LT 230 kV Juruti - Parintins, C1 e C2	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE PARINTINS	

(cont.)

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Xinguara II - Santana do Araguaia, C1 e C2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 295 km	2019
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 15 Mvar 3Φ // SE XINGUARA II	
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 15 Mvar 3Φ // SE SANTANA DO ARAGUAIA	
LT 230 kV Vila do Conde - Tomé-Açu, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 120 km	2019
LT 230 kV Xingu - Altamira, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 60 km - Terreno Firme	2019
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 1 km - Áreas Inundáveis	
LT 230 kV Altamira - Transamazônica, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 185,8 km - Terreno Firme	2019
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 2 km - Áreas Inundáveis	
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ // SE TRANSAMAZÔNICA	
LT 230 kV Transamazônica - Tapajós, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 170,4 km - Terreno Firme	2019
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 16,3 km - Áreas Inundáveis	
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE TRANSAMAZÔNICA	
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE TAPAJÓS	
LT 800 kV Xingu - Terminal Rio, C1 e C2	LINHA CC 800 kV, 4000 MW, 6x1590 MCM, 2.439 km	2020
LT 500 kV Vila do Conde - Marituba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 24,2 km - Terreno Firme	2020
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 2 km - Área Inundável	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 3 km - Travessia Aérea do Rio Guamá	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 3,1 km - Travessia Aérea do Rio Acará	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 29 km - Áreas com Torres Alteadas	
LT 230 kV Seccionamento (Lt Guamá - Utinga) - Marituba, C1 e C2	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 4,7 km	2020
LT 230 kV Marituba - Seccionamento (Lt Guamá - Utinga), C1 e C2	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 5,5 km	2020
LT 230 kV Marituba - Utinga, C3 e C4	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 12,15 km	2020
LT 230 kV Marituba - Castanhal, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 44,8 km - Terreno Firme	2020
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 18 km - Áreas com Torres Alteadas	
LT 500 kV Tucuruí II - Marituba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 317,9 km - Terreno Firme	2020
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 29 km - Área Inundável	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 3 km - Travessia Aérea do Rio Guamá	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 3,1 km - Travessia Aérea do Rio Acará	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 54 km - Áreas com Torres Alteadas	
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 63,33 Mvar 1Φ // SE MARITUBA	
LT 800 kV Paraupébas - Assis, C1, C2	Linha CC 800 kV, 4000 MW, 6x1590 MCM, 2.018 km	2021
LT 800 kV Miritituba - Prata, C1, C2	Linha CC 800 kV, 4000 MW, 6x1590 MCM, 2.000 km	2024

Fonte: EPE

Cabem as seguintes observações quanto às obras acima listadas:

- A LT 230 kV Utinga – Miramar CD, que atualmente opera em 69 kV, passará a operar na sua tensão nominal, estabelecendo a conexão do novo ponto de suprimento (SE Miramar 230/69 kV) à SE Utinga para o atendimento à região metropolitana de Belém.
- As LT 230 kV Marituba – Castanhal C1 e Marituba – Utinga C3 e C4, assim como a LT 500 kV Vila do Conde - Marituba C1, previstas para 2019, bem como a LT 500 kV Tucuruí – Marituba C1, prevista para 2020, fazem parte do cronograma de obras referente à solução estrutural para a região metropolitana de Belém, tendo como horizonte o ano de 2029.
- As LT Itacaiúnas – Colinas C2, 500 kV e LT Parauapebas – Miracema 500 kV C1 e C2, previstas para 2016 promoverão o aumento na capacidade de intercâmbio entre a região Norte e as regiões Nordeste e Sudeste.
- As LT Tucuruí 2 – Itacaiúnas CS e LT +/- 800 kVCC Xingu – Estreito e Xingu – Terminal RJ fazem parte do sistema de transmissão que escoará a potência gerada pela UHE Belo Monte e da expansão das interligações Norte – Nordeste e Norte – Sudeste/Centro-Oeste.
- A LT Vila do Conde – Tomé-Açu faz parte do cronograma de obras indicada para a região de Paragomians e Tomé-Açu.
- A LT Xinguara II – Santana do Araguaia tem como objetivo o suprimento à futura SE Santana do Araguaia.
- Finalmente, cabe notar que as linhas de transmissão em corrente alternada e contínua, oriundas da SE Miritituba, fazem parte do sistema de transmissão que escoará a potência gerada pela UHE São Luís do Tapajós. Ressalta-se que essas obras foram inseridas de forma referencial visto que o estudo encontra-se em desenvolvimento.

Tabela 49 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Pará

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Vila do Conde	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2015
SE 69 kV Jurupari	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 30 MVA 3Φ	2016
SE 500/230 kV Jurupari	3º ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	2016
SE 230/138 kV Xinguara II	2º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2016
SE 230/69 kV Altamira	3º TF 230/69 kV, 1 x 60 MVA 3Φ	2016
SE 500 kV Itacaiúnas	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	2017
SE 500/138 kV Parauapebas	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ 1º e 2º TF 500/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2017
SE 500/230 kV Integradora	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ	2017
SE 230/138 kV Tomé-Açu	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2017
SE 138 kV Castanhal	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2017
SE 800 kV Xingu	CONVERSORA 4000 MW, 800 KV CC	2018
SE 230/138 kV Onça Puma	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2018
SE 230/138 kV Tomé-Açu	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2018
SE 230/138 kV Juruti	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2018
SE 230/138 kV Santana do Araguaia	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ 1º e 2º Reator de Barra 230 kV, 2 x 10 Mvar 3Φ	2019
SE 230/138 kV Tomé-Açu	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2019
SE 500/230 kV Xingu	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	2019

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Tapajós	2019
1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	
Compensador Síncrono 230 kV, (-75/150) Mvar	
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	
SE 230/138 kV Rurópolis	2019
Compensador Síncrono 230 kV, (-55/110) Mvar	
SE 500/230 kV Oriximiná	2019
1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	
SE 800 kV Xingu	2020
CONVERSORA 4000 MW, 800 kV CC	
SE 500/230/69 kV Marituba	2020
1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	
1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 300 MVA 1Φ	
1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	
SE 230/69 kV Guamá	2020
4º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	
SE 800 kV Paraupébas	2021
CONVERSORA 4000 MW, 800 kV CC	
SE 230/69 kV Miramar	2022
4º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	
SE 230/138 kV Santana do Araguaia	2022
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	
SE 230/138 kV Itacaiúnas	2022
1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	
SE 500/230/69 kV Marituba	2023
2º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	
SE 230/69 kV Utinga	2023
5º ATF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	
SE 500/230/69 kV Marituba	2024
3º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	
SE 800 kV Miritituba	2024
CONVERSORA 3.850 MW, 800 kV CC	

Fonte: EPE

3.1.2 Estado do Maranhão

Sistema elétrico

O atendimento ao estado do Maranhão é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, sendo os principais pontos de suprimento a SE Presidente Dutra 500 kV, SE Miranda II 500 kV e a SE São Luís II 500 kV, atendidas por linhas de transmissão provenientes da SE Imperatriz 500 kV e SE Açailândia 500 kV. O sistema em 230 kV, paralelo ao de 500 kV, ligando as regiões Norte e Nordeste, é formado por um circuito passando pelas subestações de Miranda II, Peritoró e Coelho Neto (MA) e outro ligando Coelho Neto a Teresina. Em 2011, entrou em operação a SE Balsas 230 kV, alimentada a partir da SE Ribeiro Gonçalves 230 kV, com o objetivo de suprir a região sul do estado. Por sua vez, em 2012, foi implantada a SE Encruzo Novo 230 kV, conectada à SE Miranda II 230 kV, para atender a região nordeste do Maranhão. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da CEMAR. Por sua vez, em 2014 entrou em operação a LT 500 kV Açailândia – Miranda II, dotando o sistema de maior robustez.

Foi recomendado um novo ponto de suprimento em 230 kV no nordeste do Maranhão, região de grande interesse turístico devido a presença dos “Lençóis Maranhenses”. A nova subestação, localizada no município de Chapadinha, se interligará às subestações Miranda II e Coelho Neto através de duas linhas de transmissão em 230 kV e possibilitará um melhor atendimento elétrico a essa região. A previsão para entrada em operação é o ano de 2018.

Com o objetivo de proporcionar o atendimento ao critério “N-1” nas SE Porto Franco 230 kV e Balsas 230 kV, foi indicada a duplicação das LT 230 kV Imperatriz–Porto Franco e Ribeiro Gonçalves–Balsas.

Para suprimento às cargas da região de Caxias, foi indicada uma nova SE 230/69 kV no município de Caxias, seccionando a LT 230 kV Peritoró – Coelho Neto, com previsão de entrada em operação em 2018.

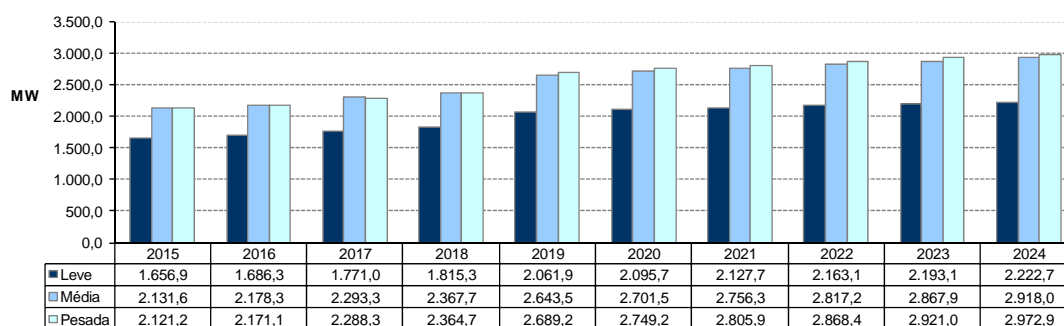
Com o objetivo de permitir o pleno escoamento do potencial eólico do litoral dos estados do Maranhão, Piauí e Ceará, foi indicado um sistema de transmissão em 500 kV que se interligará ao estado do Maranhão na futura SE Bacabeira 500 kV, que também seccionará as duas LT 500 kV Miranda II – São Luís II.

Finalmente, visando o suprimento à região metropolitana de São Luís, foi indicada a implantação de uma nova subestação 500/230/69 kV dentro da ilha, denominada SE São Luís IV.

Carga local

A carga do estado do Maranhão prevista para o período 2015-2024, para os três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 50. Observa-se que a taxa média de crescimento anual da carga pesada é de cerca de 3,9%.

Gráfico 50 – Evolução da carga do Estado do Maranhão



Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o ciclo 2015-2024 estão sumarizadas nas tabelas que se seguem.

Tabela 50 – Linhas de transmissão previstas – Rede Básica - Maranhão

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV P. Dutra - Teresina II, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 210 km
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ // SE TERESINA II
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE P. DUTRA
LT 230 kV Coelho Neto - Chapadinha II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (Rail), 78 km
LT 230 kV Miranda II - Chapadinha II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (Rail), 140 km
LT 230 kV Imperatriz - Porto Franco, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 111 km
LT 230 kV Ribeiro Gonçalves - Balsas, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 95 km
LT 500 kV Miranda II - São Luís II, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 35 km - Terreno Firme
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 65 km - Áreas Inundáveis
LT 500 kV São Luís II - São Luís IV, C1 e C2	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 5 km
LT 230 kV Seccionamento LT (UTE Porto do Itaqui - São Luís II) - São Luís IV, C1	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 1 km
LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 295 km
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE PARNAÍBA III
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE BACABEIRA
LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 295 km
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // SE PARNAÍBA III
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // SE BACABEIRA
SECC LT 500 kV Miranda II - São Luís II, C1, na SE Bacabeira	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1 km
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1 km
SECC LT 500 kV Miranda II - São Luís II, C2, na SE Bacabeira	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 1 km
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 1 km
LT 230 kV São João do Arraial II - Chapadinha II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 102 km
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE CHAPADINHA II
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE SÃO JOÃO DO ARRAIAL II
LT 800 kV Presidente Dutra II - Silvânia, C1, C2	Linha CC 800 kV, 4000 MW, 6x1590 MCM, 1.458 km

Tabela 51 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Maranhão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Balsas	2º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2016
SE 230/69 kV Chapadinha II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2018
	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2018
SE 230/69 kV Chapadinha II	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2018
SE 230 kV Coelho Neto	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2018
SE 230/69 kV Caxias II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2019
SE 500/230 kV Miranda II	2º ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	2019
SE 230/69 kV São Luís III	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2019
SE 500/230/69 kV São Luís IV	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ	2019
	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2019
SE 500 kV Bacabeira	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	2019
SE 230/69 kV Porto Franco	3º TF 230/69 kV, 1 x 33 MVA 3Φ	2020
SE 800 kV Presidente Dutra II	CONVERSORA 4.000 MW, 800 kV CC	2021
SE 500/230/69 kV São Luís IV	3º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2022
SE 230 kV Coelho Neto	1º TF 230/69 kV, 1 x 65 MVA 3Φ	2023
SE 230/69 kV Balsas	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2024

Fonte: EPE

3.1.3 Estado do Tocantins

Sistema elétrico

O atendimento ao Sistema Interligado no estado do Tocantins é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, sendo o principal ponto de suprimento a SE Miracema 500 KV. No nível da subtransmissão o suprimento é feito a partir das SE Porto Franco e SE Imperatriz, ambas no estado do Maranhão. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de CELTINS.

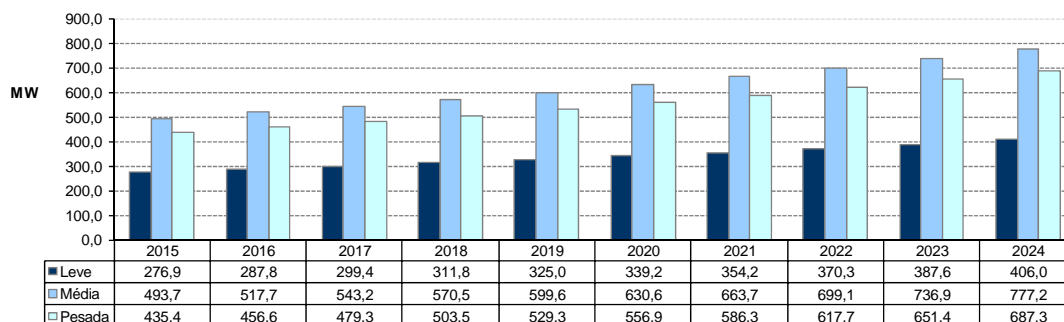
Com o objetivo de proporcionar o atendimento ao critério "N-1" na SE Porto Franco 230 kV, foi recomendada a duplicação das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco.

Atualmente, a capital do estado, Palmas, é suprida pela CELTINS através de LT em 138 kV, a partir da SE Miracema. Visando aumentar a qualidade e a confiabilidade no suprimento à capital do estado, foi indicada implantação de um ponto de suprimento 230/138 kV em Palmas, sendo este alimentado por uma linha de transmissão em 230 kV, a partir da SE Lajeado.

Carga local

A evolução da carga para estado do Tocantins prevista para o período de 2015 – 2024, para os três patamares (pesada, média e leve), é apresentada no Gráfico 51. Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 5,2%.

Gráfico 51 – Evolução da carga do Estado do Tocantins



Fonte: EPE

Programa de obras

As obras mais importantes de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o decênio 2015-2024 estão sumarizadas nas tabelas a seguir:

Tabela 52 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Tocantins

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Parauapebas - Miracema, C1 e C2	Circuito Simples C1 500 kV, 6 x 795 MCM, 409 km
	Circuito Simples C2 500 kV, 6 x 795 MCM, 409 km
	Capacitor Série 500 kV, 2 x 394 Mvar 3Φ // SE PARAUAPEBAS
	Capacitor Série 500 kV, 2 x 364 Mvar 3Φ // SE MIRACEMA
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE PARAUAPEBAS
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE MIRACEMA
LT 500 kV Miracema - Gilbués, C1	LT 500 kV Miracema - Gilbués, 6x795 MCM, C1
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 90 Mvar 1Φ // SE MIRACEMA
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 90 Mvar 1Φ // SE GILBUÉS
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 396 Mvar 3Φ // SE GILBUÉS
LT 500 kV Miracema - Gilbués, C2	LT 500 kV Miracema - Gilbués, 6x795 MCM, C1
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 90 Mvar 1Φ // SE MIRACEMA
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 90 Mvar 1Φ // SE GILBUÉS
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 396 Mvar 3Φ // SE GILBUÉS
LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 291 km
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 428 Mvar 3Φ // SE ITACAIÚNAS
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ // SE ITACAIÚNAS
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ // SE COLINAS
LT 500 kV Miracema - Lajeado, C2	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 36,3 km
LT 230 kV Lajeado - Palmas, C1, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM, 58,6 km

Fonte: EPE

Tabela 53 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Tocantins

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Palmas	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2019
SE 500/230 kV Lajeado	1º ATF 500/230 kV, 3 x 320 MVA 1Φ	2019
SE 500/138 kV Colinas	1º TF 500/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1Φ	2021

Fonte: EPE.

3.1.4 Estado do Amazonas

Sistema elétrico

Até meados de 2013, o sistema elétrico da região operava isolado do SIN, contando apenas com a UHE Balbina, de 250 MW como geração hidráulica de porte, sendo a maior parte da energia suprida por usinas térmicas a óleo.

Em 2010 foi desenvolvido, com coordenação da EPE, um estudo de planejamento para identificação da solução estrutural de longo prazo para atendimento à região metropolitana de Manaus (AM), a partir da entrada em operação da interligação Tucuruí–Macapá–Manaus. No entanto, devido às alterações de topologia da rede de distribuição, demanda e geração, em relação às consideradas no estudo realizado em 2010, fez-se necessária a reavaliação do atendimento estrutural de longo prazo à região metropolitana de Manaus, estudo este atualmente em desenvolvimento.

No entanto, em função dos resultados preliminares obtidos pela EPE para o período compreendido entre 2015 e 2018, foi constituído um grupo de trabalho composto pelo MME, ONS, EPE, Eletrobras, Eletrobras Amazonas Energia e Eletrobras Eletronorte. O trabalho desenvolvido por este grupo deu origem à indicação de obras para permitir que o sistema responsável pelo suprimento elétrico à Manaus apresente desempenho satisfatório no período compreendido entre 2015 e 2018, como descrito a seguir:

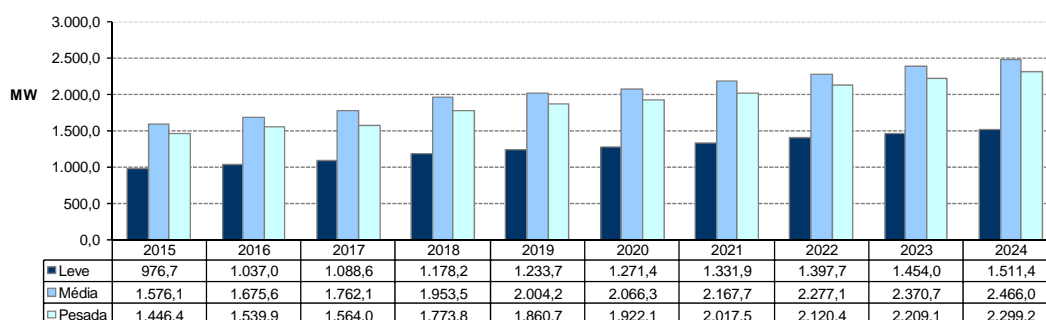
- Implantação do 3º e 4º ATR 230/138 kV na SE Jorge Teixeira, como já havia sido indicado anteriormente em 2010;
- Implantação do 4º TR 230-69 kV na SE Manaus. como já havia sido indicado anteriormente em 2010;
- Transferência do único ATR 230/138 kV da SE Manaus para a SE Mauá Três;
- Operação da LT 230 kV Lechuga – Jorge Teixeira C3 em 138 kV até que entre em operação o 3º e 4º ATR 230/138 kV na SE Jorge Teixeira.

O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da Eletrobras Amazonas Energia.

Foi recomendada a implantação da SE Parintins 230/138 kV e da LT 230 kV Juruti - Parintins, circuito duplo, visando o suprimento às cargas isoladas localizadas na margem direita do rio Amazonas, licitadas no Leilão 001/2014.

Carga local

A evolução da carga para o estado do Amazonas, atendida pelo SIN é apresentada no Gráfico 52, para os três patamares (pesada, média e leve). Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 5,3%.

Gráfico 52 – Evolução da carga do Estado do Amazonas

Fonte: EPE

Programa de obras

As obras previstas referentes à Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus estão ilustradas na Figura 26 e apresentadas, junto com as demais obras previstas para o estado, nas tabelas a seguir.

Tabela 54 – Linhas de transmissão previstas – Amazonas - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Lechuga - Equador, C1	2017
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 400,3 km	
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE LECHUGA	
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE EQUADOR	
LT 230 kV Juruti - Parintins, C1 e C2	2018
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 64,6 km - Terreno Firme	
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 2,6 km - Área Urbana	
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 31,3 km - Áreas Inundáveis	
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 3,3 km - Travessia Canal de Parintins	
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE JURUTI	
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE PARINTINS	

Fonte: EPE

Tabela 55 – Subestações previstas – Rede Básica – Amazonas

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Parintins	2018
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	
1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2018

3.1.5 Estado do Amapá*Sistema elétrico*

Até o início de 2014 o estado do Amapá não possuía instalações nos níveis de tensão da Rede Básica. O sistema isolado que atendia ao estado do Amapá perfazia 304 km de linhas em 138 kV e 195 km

em 69 kV, contando com uma capacidade instalada de 315 MW, sendo composto pelas seguintes usinas: (i) UHE Coaracy Nunes; (ii) 41 térmicas a óleo diesel das UTE Santana Wartsila, Santana LM e Santana Expansão; (iii) 76 térmicas a óleo diesel das UTE Santana I e II. Contudo, em novembro de 2014, foi iniciado o processo de motorização da UHE Ferreira Gomes e da UHE Santo Antonio do Jari, estando ainda prevista a entrada de UHE Cachoeira Caldeirão para o final de 2016.

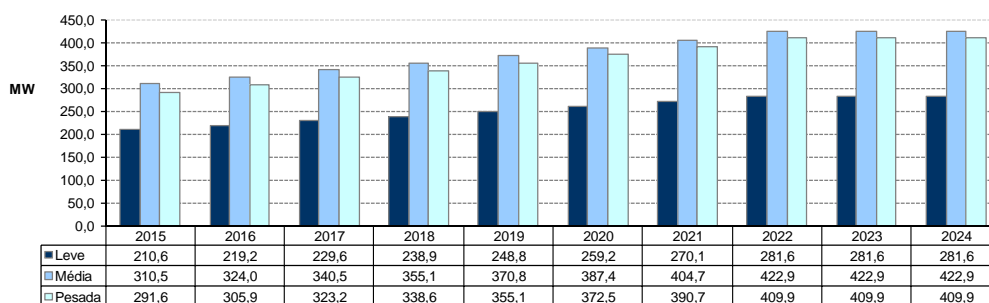
Em janeiro de 2014 entraram em operação as LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari e Laranjal do Jari – Macapá, instalações estas que fazem parte da Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus. A partir de fevereiro de 2015 começaram a entrar em operação as subestações e linhas de distribuição responsáveis pela conexão do estado do Amapá ao SIN. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de CEA.

Finalmente, visando permitir o escoamento da potência fornecida pelas UHE Santo Antônio do Jari, Ferreira Gomes, Cachoeira Caldeirão e Coaracy Nunes II, foi indicada a implantação do 3º transformador 500/230 kV em Jurupari e da 3ª LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari.

Carga local

A evolução da carga do sistema isolado do estado do Amapá que será atendida pelo SIN a partir da sua interligação ao SIN, para os três patamares (pesada, média e leve), é apresentada no Gráfico 53.

Gráfico 53 – Evolução da carga do Estado do Amapá



Fonte: EPE

Programa de obras

As obras previstas referentes à Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, ilustradas na Figura 26, e a expansão entre Jurupari e Laranjal do Jari são apresentadas na tabela a seguir.

Tabela 56 – Linhas de transmissão previstas - Rede Básica – Amapá

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Jurupari - Laranjal do Jari, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 105 km 2018

3.1.6 Estado de Roraima

Atualmente, o suprimento elétrico à Boa Vista e parte do estado de Roraima é realizado a partir do sistema de transmissão da interligação Brasil–Venezuela. Os dois países iniciaram entendimentos bilaterais para compra, pelo Brasil, de energia elétrica gerada na Venezuela em 1994, culminando com a assinatura de contrato de suprimento de energia elétrica em 1997. A operação do sistema de transmissão da interligação Brasil–Venezuela foi iniciada em 2001.

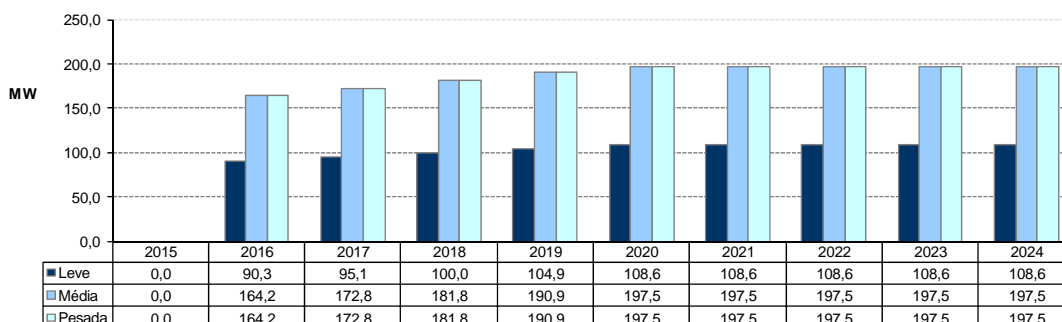
O sistema foi concebido com linhas de transmissão em circuito simples, sendo um trecho em 400 kV e outro em 230 kV. O trecho em 400 kV, situado no território venezuelano, vai de Macágua até Las Claritas (295 km), onde ocorre o abaixamento de tensão para 230 kV. Da SE Las Claritas 230 kV parte uma linha de transmissão até a SE Santa Elena (215 km). Esta subestação está situada próxima à fronteira Brasil–Venezuela e dista 195 km da SE Boa Vista, sendo que deste total, 190 km da LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista encontram-se em território brasileiro. Da SE Boa Vista partem linhas em 69 kV com destino às subestações Centro, Distrito Industrial e Floresta, subestações estas que são responsáveis pelo atendimento à capital Boa Vista, de propriedade da Eletrobrás Distribuição Roraima. As demais localidades são atendidas pela CERR – Companhia Energética de Roraima.

A partir de 2016, com a entrada em operação da linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, com cerca de 715 km de extensão, desde a subestação de Lechuga até Boa Vista e uma subestação seccionadora em Equador, o sistema isolado de atendimento a Boa Vista será interligado ao SIN.

Carga local

A evolução da carga para o estado de Roraima, os três patamares (pesada, média e leve), a partir data prevista para conexão ao SIN (2016), é mostrada no Gráfico 54.

Gráfico 54 – Evolução da carga do Estado de Roraima



Fonte: EPE

Programa de obras

As obras previstas, referentes à Interligação Boa Vista - Manaus, estão ilustradas na Figura 27 e apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 57 – Linhas de transmissão previstas – Roraima - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Lechuga - Equador, C1	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 400,3 km	2017
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE LECHUGA	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE EQUADOR	
LT 500 kV Equador - Boa Vista, C1	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 315,2 km	2017
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ // SE EQUADOR	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ // SE BOA VISTA	

Tabela 58 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Roraima

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/69 kV Equador	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ	2017
	TF 500/69 kV - (3 + 1) x 33,33 MVA	
SE 500/230 kV Boa Vista	1º e 2º ATF 500/230 kV, 2 x 400 MVA 3Φ	2017
	Compensador Estático 230 kV, 1 x (-120/+150) Mvar	
SE 500/230 kV Boa Vista	1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2023

3.1.7 Estudos complementares

São enumerados a seguir, por estado, os estudos específicos em desenvolvimento ou que deverão ser realizados pela EPE em conjunto com as empresas.

Estado do Maranhão

- Estudo para suprimento à região de Perizes, sem considerar a entrada em operação da refinaria PREMIUM I da Petrobrás.

Estado do Tocantins

- Reavaliação do estudo de suprimento à Araguaína;
- Estudo de atendimento à Dianópolis para escoamento de geração de futuras pequenas centrais hidrelétricas (PCH), caso haja confirmação destas usinas.

Estado do Amazonas

- Reavaliação do estudo de suprimento à região metropolitana de Manaus, considerando as atualizações de geração, mercado e topologia da rede de distribuição.

Estado de Roraima

- Estudo de conexão ao SIN das UHE Bem Querer, Fé Esperança e Paredão.

3.2 Região Nordeste

Sistema elétrico

O sistema de transmissão da região Nordeste atende aos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Esse sistema é suprido em parte pela energia gerada na própria região, complementado pela energia importada das regiões Sudeste/Centro-Oeste através da Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste e pelos excedentes de energia da região Norte, importados através Interligação Norte - Nordeste.

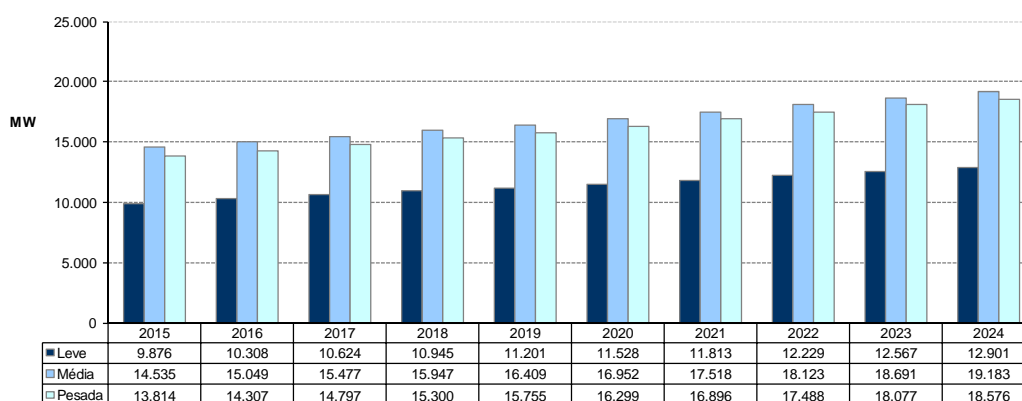
Geração regional

O sistema da região Nordeste, em dezembro de 2014, contava com uma capacidade instalada da ordem de 21.000 MW, dos quais 10.900 MW em usinas hidráulicas e 3.500 MW em eólicas. A maior parte dos aproveitamentos hidráulicos está localizada nos estados da Bahia e Alagoas e a geração eólica distribuída principalmente nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia.

Carga regional

Os maiores centros de consumo da região Nordeste estão localizados na Bahia, Pernambuco e Ceará. O Gráfico 55 mostra a evolução da carga da região Nordeste. A evolução da carga na região apresentou um crescimento de 34% no decênio 2015-2024, com uma participação de cerca de 15% no total do Brasil.

Gráfico 55 – Evolução da carga da Região Nordeste



Fonte: EPE

3.2.1 Estado do Piauí

Sistema elétrico

O sistema de transmissão que atende ao estado do Piauí é suprido a partir das subestações 500/230 kV de Teresina II, Boa Esperança II, Ribeiro Gonçalves e São João do Piauí, alimentadas na tensão de 500 kV através das linhas de transmissão Presidente Dutra - Teresina II C1 e C2, Teresina II - Sobral III C1 e C2, Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí - Milagres e Presidente Dutra - Boa Esperança - São João do Piauí - Sobradinho e conectadas ao sistema de 230 kV, por meio dos

autotransformadores dessas subestações, além de um elo em 230 kV existente entre as subestações de Teresina II e Teresina. O atendimento à capital Teresina é realizado por duas linhas de transmissão, em 230 kV, provenientes da subestação de Boa Esperança, e também de duas linhas de transmissão em 230 kV, provenientes da subestação de Teresina II. Da subestação de Teresina parte uma linha, também em 230 kV, que supre a região de Piri-piri, ao norte do Estado, interligando-se com a subestação de Sobral, localizada no estado do Ceará. Da subestação de São João do Piauí partem duas linhas em 230 kV que atendem, respectivamente, à região dos baixos agrícolas piauienses, através da SE Picos 230/69 kV, e ao Vale do Gurguéia, localizado ao sul do estado, através da SE 230/69 kV Eliseu Martins. A integração dessa malha de transmissão da Rede Básica com o sistema de distribuição da Eletrobras Distribuição Piauí, que atende ao estado do Piauí, é feita atualmente através das subestações de Boa Esperança (230/69/13,8 kV), Teresina (230/69/13,8 kV), Picos (230/69 kV), São João do Piauí (230/69 kV), Eliseu Martins (230/69 kV), Ribeiro Gonçalves 230/69 kV e Piri-piri (230/138/69/13,8 kV).

Para a expansão da interligação Norte – Nordeste, foi licitada a nova SE Gilbués II e as linhas de transmissão em 500 kV Miracema – Gilbués II (C1 e C2), Gilbués II – Barreiras (C1), Gilbués II – São João do Piauí (C1), P. Dutra – Teresina II (C3) e Teresina II – Sobral III (C3). Também foi licitado o reforço estrutural do sistema de transmissão responsável pelo atendimento a região Sul do Piauí: uma linha de transmissão em 230 kV interligando as subestações Eliseu Martins e Gilbués II, com seccionamento em Bom Jesus e transformação 230/69 kV em Gilbués II e Bom Jesus. Este reforço, com previsão de entrada em operação no ano de 2016, proporcionará o atendimento a essa região com qualidade e confiabilidade até o ano de 2030.

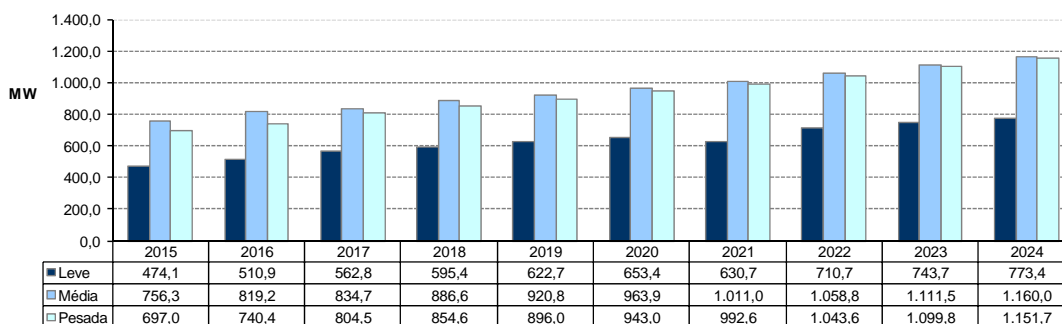
Para o escoamento da energia elétrica proveniente de usinas eólicas nos estados do Piauí e Bahia, foram recomendadas, respectivamente, a LT 500 kV Ibiapina II – Sobral III e a LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II. Para o atendimento às cargas da região do Médio Parnaíba e Boa Esperança, foram recomendados dois novos pontos de suprimento 230/69 kV, nas subestações Teresina II e Boa Esperança II.

É prevista a implantação de uma nova subestação 500/230 kV no município de Curral Novo do Piauí, para escoamento da energia eólica produzida por empreendimentos localizados na região do Sertão do Araripe. Essa nova subestação, denominada Curral Novo do Piauí II, se conectará ao SIN através do seccionamento em loop das LT 500 kV Milagres II – São João do Piauí (C1 e C2). Foi recomendada ainda a implantação de dois transformadores 230/138 kV na subestação Chapada I (PI), na região do Sertão do Araripe, que alimentará parte das cargas da EDPI que hoje são supridas pela SE Picos.

Estudos para escoamento do potencial eólico da Área Leste da região Nordeste recomendaram a implantação de uma nova subestação 500/230 kV no município de Queimada Nova. Esta nova subestação será alimentada através das LT 500 kV: Queimada Nova II – Buritirama (C1 e C2), Curral Novo do Piauí II – Queimada Nova II (C1) e Milagres II – Queimada Nova II (C1). Todas estas obras foram planejadas para entrada em operação no ano 2019.

Carga local

A carga do estado do Piauí prevista para o período 2015-2024 apresenta um crescimento médio anual na carga pesada da ordem de 5,7%. A evolução da carga do Estado, que representa cerca de 6% do total da região Nordeste, é apresentada no Gráfico 56.

Gráfico 56 – Evolução da carga do Estado do Piauí

Fonte: EPE

Programa de obras

As obras mais importantes da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o período 2015-2024 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 59 – Programa de obras – linhas de transmissão - Piauí

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Teresina II - Teresina III, CD (C1, C2)	2016
LT 230 kV Teresina II - Teresina III 2x477 MCM CD (C1,C2)	
LT 500 kV Miracema - Gilbués, C1	2016
LT 500 kV Miracema - Gilbués, C1	
LT 500 kV Miracema - Gilbués, C2	2016
LT 500 kV Miracema - Gilbués, C2	
LT 500 kV Gilbués II - Barreiras II, C1	2016
LT 500 kV Gilbués II - Barreiras II, C1	
LT 500 kV Gilbués II - São João do Piauí, C1	2016
LT 500 kV Gilbués II - São João do Piauí, C1	

(cont.)

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
LT 500 kV São João do Piauí - Milagres II, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 400 km	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ // SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ // SE MILAGRES II	
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 240 Mvar 3Φ // SE MILAGRES II	
2016		
LT 500 kV São João do Paiuí - Milagres II, C1	Capacitor Série 500 kV, 1 x 240 Mvar 3Φ // SE MILAGRES II	2016
LT 230 kV Gilbués II - Bom Jesus	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 145 km	2016
LT 230 kV Bom Jesus II - Eliseu Martins, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 142 km	2016
LT 500 kV P. Dutra - Teresina II, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 210 km	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ // SE TERESINA II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE P. DUTRA	
2017		
LT 500 kV Teresina II - Sobral III, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 334 km	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE TERESINA II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE SOBRAL III	
2017		
LT 230 kV Ribeiro Gonçalves - Balsas, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 95 km	2018
LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 356 km	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ // SE GENTIO DO OURO II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ // SE GILBUÉS II	
2018		
LT 230 kV Chapada I - Chapada II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM, 12 km	2018
LT 230 kV Chapada II - Chapada III, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM, 12 km	2018
LT 500 kV Milagres II - Queimada Nova II, C2	LT 500 kV Milagres II - Queimada Nova II, 6x795 MCM, C1	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE MILAGRES II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE QUEIMADA NOVA II	
2019		
LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - Queimada Nova II, C1	LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - Queimada Nova II, 6x795 MCM, C1	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE QUEIMADA NOVA II	
2019		
SECC LT 500 kV São João do Paiuí - Milagres II, C2, na SE Curral Novo do Piauí I	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 1 km	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 1 km	
2019		
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C1	LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, 6x795 MCM, C1	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE QUEIMADA NOVA II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE BURITIRAMA	
2019		

(cont.)

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C2	LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, 6x795 MCM, C2	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE QUEIMADA NOVA II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE BURITIRAMA	
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Gilbués II, C1	LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Gilbués II, 6x795 MCM, C1	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ // SE GILBUÉS II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ // SE RIBEIRO GONÇALVES	
LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 295 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE PARNAÍBA III	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE BACABEIRA	
LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 295 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // SE PARNAÍBA III	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // SE BACABEIRA	
LT 500 kV Parnaíba III - Ibiapina II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 108 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE IBIAPINA II	
LT 500 kV Parnaíba III - Acaraú III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 188 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE PARNAÍBA III	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE ACARAÚ III	
LT 230 kV Ibiapina II - São João do Arraial II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 139 km	2019
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE IBIAPINA II	
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE SÃO JOÃO DO ARRAIAL II	
LT 230 kV São João do Arraial II - Chapadinha II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 102 km	2019
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE CHAPADINHA II	
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE SÃO JOÃO DO ARRAIAL II	
LT 230 kV São João do Piauí - Picos, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 477.0 MCM (Hawk), 168 km	2020

Tabela 60 – Programa de obras – subestações - Piauí

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230 kV Piripiri	Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2015
SE 500 kV Teresina II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2015
SE 500/230 kV Ribeiro Gonçalves	2º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2016
SE 230 kV Teresina III	1º e 2º ATF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2016
SE 230 kV Teresina III	3º ATF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2016
SE 230 kV Piripiri	Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2016
SE 500 kV Gilbués II	1º ATF 500/230 kV, 1 x 250 MVA 3Φ	2016
	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	
SE 230 kV Bom Jesus II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2016
	1º e 2º Reator de Barra 230 kV, 2 x 25 Mvar 3Φ	
SE 230 kV Eliseu Martins	Compensador Estático, 230 kV, 1 x (-15/+30) Mvar	2016
	1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 15 Mvar 3Φ	
SE 230 kV Picos	1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ (Substituição TF 33 MVA)	2016
	3º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	
SE 500 kV São João do Piauí	4º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2016
SE 500 kV Teresina II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2017
SE 500 kV Boa Esperança II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2017
SE 500/230 kV Gilbués II	1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 66,6 Mvar 1Φ	2018
SE 230/138 kV Chapada I	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2018
SE 230 kV Picos	2º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ (Substituição TF 39 MVA)	2019
SE 500/230 kV Queimada Nova II	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ	2019
	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,6 Mvar 1Φ	
SE 500/230 kV Curral Novo do Piauí II	1º, 2º e 3º Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 50 Mvar 1Φ	2019
SE 500/230 kV Parnaíba III	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	2019
	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ	
	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+300) Mvar	
SE 230/69 kV São João do Arraial II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2019
	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	
SE 500 kV São João do Piauí	2º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2020
SE 500 kV Teresina II	4º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2021
SE 500/230 kV Parnaíba III	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2021
SE 500/230 kV Queimada Nova II	2º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2022
SE 230 kV Piripiri	Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2023
SE 500/230 kV Parnaíba III	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2024

3.2.2 Estado do Ceará

Sistema elétrico

O estado do Ceará é suprido por três troncos de 500 kV, sendo dois oriundos de Presidente Dutra (LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II - Sobral III – Pecém II – Fortaleza II C1 e C2) e o outro oriundo da SE Luiz Gonzaga (LT 500kV Luiz Gonzaga – Milagres – Quixadá - Fortaleza II), além de um tronco de transmissão, em 230 kV, composto por três circuitos entre Paulo Afonso e Fortaleza (via Bom Nome – PE, Milagres, Icó, Banabuiú e Aquiraz II). Da subestação Fortaleza II parte um circuito duplo em 230 kV até a SE Delmiro Gouveia. Entre as subestações Fortaleza II e Cauípe, onde estão conectadas a UTE Termoceará e a UTE Fortaleza, existem três circuitos de 230 kV. Da SE Cauípe segue uma linha de transmissão, também em 230 kV até a SE Sobral II, e desta interligando-se com a SE Piri-piri, a 166 km, localizada no estado do Piauí. A interligação com o estado do Rio Grande do Norte é feita pelas linhas de transmissão Banabuiú – Russas II – Mossoró e Banabuiú – Mossoró C1, ambas em 230 KV, enquanto a linha de transmissão 230 kV Milagres - Coremas C1 e C2 é responsável pela interligação do estado do Ceará com a Paraíba. Além disso, o estado conta ainda com as subestações de 500/230 kV de Fortaleza II (1800 MVA), Sobral III (600 MVA) e Milagres (600 MVA), além das linhas de transmissão em 230 kV Fortaleza - Fortaleza II C1 e C2, Fortaleza II - Pici C1 e C2 e Sobral III - Sobral II C1 e C2. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da Coelce.

Com a recomendação de construção do segundo e terceiro circuitos entre a subestação Russas II e Banabuiú, do segundo circuito entre as subestações Banabuiú e Mossoró II e da LT 230 kV Aracati III – Russas II C1 e C2, será possível escoar a potência advinda das usinas eólicas vencedoras nos últimos leilões de energia localizadas na região de Aracati.

Para o adequado escoamento da potência gerada pelas usinas eólicas localizadas no litoral norte do estado vencedoras nos últimos leilões de energia, foi recomendado um setor em 500 kV na subestação de Ibiapina II e a construção de um circuito simples entre as subestações Sobral III e Ibiapina II 500 kV, previstos para 2016. Foi recomendada ainda a implantação da LT 230 kV Acaraú II – Sobral III C2 e C3, previstas para entrada em operação em 2015 e 2018.

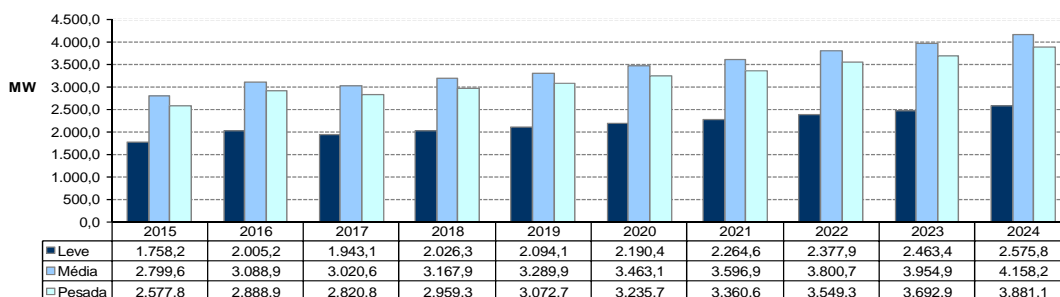
Para escoar a energia eólica gerada no estado do Rio Grande do Norte, foram recomendadas as LT 500 kV Acú III – Quixadá C1 e Açú III - Milagres II C1, previstos para entrada em operação no ano 2018 e a LT 500 kV Açú III – Milagres II C2, prevista para 2019.

É prevista ainda a entrada em operação da SE 230/69 kV Maracanaú, no seccionamento em loop da LT 230 kV Fortaleza II – Cauípe C2, que auxiliará no atendimento às cargas da região metropolitana de Fortaleza a partir de 2017.

Carga local

A carga do estado do Ceará prevista para o período 2015-2024 representa, em média, 20% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 4,7%. O Gráfico 57 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 57 – Evolução da carga do Estado do Ceará



Fonte: EPE

Programa de obras

As obras mais importantes da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o período 2015-2024 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 61 – Programa de obras – linhas de transmissão – Rede Básica - Ceará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SECC LT 230 kV Banabuiu - Fortaleza, C1, na SE Aquiraz	2016
SECC LT 230 kV Banabuiu - Fortaleza, C2, na SE Aquiraz	2016
SECC LT 230 kV Piripiri - Sobral II, C1, na SE Ibiapina	2016
LT 500 kV L. Gonzaga - Milagres II, C2	2016
LT 500 kV Milagres II - Açú III, C1	2016
LT 500 kV São João do Piauí - Milagres II, C2	2016
LT 500 kV São João do Piauí - Milagres II, C1	2016
LT 500 kV Teresina II - Sobral III, C3	2017
LT 230 kV Aracati III - Russas II, CD (C1, C2)	2017

(cont.)

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SECC LT 230 kV Cauípe - Fortaleza, C2, na SE Maracanaú	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 30 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 30 km	2018
LT 500 kV Ibiapina II - Sobral III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 110 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE IBIAPINA II	2018
LT 230 kV Banabuiu - Russas II, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 110 km	2018
LT 230 kV Acaraú II - Sobral III, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 97 km	2018
LT 500 kV Açú III - Milagres II, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 287 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 51,66 Mvar 1Φ // SE MILAGRES II Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 51,66 Mvar 1Φ // SE AÇU III	2019
LT 500 kV Milagres II - Queimada Nova II, C2	LT 500 kV Milagres II - Queimada Nova II, 6x795 MCM, C1 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE MILAGRES II Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE QUEIMADA NOVA II	2019
LT 500 kV Parnaíba III - Ibiapina II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 108 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE IBIAPINA II	2019
LT 500 kV Parnaíba III - Acaraú III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 188 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE PARNAÍBA III Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE ACARAÚ III	2019
LT 500 kV Acaraú III - Pecém II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 158 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ // SE ACARAÚ III Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ // SE PECÉM II	2019
LT 500 kV Acaraú III - Tianguá II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 146 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE TIANGUÁ II	2019
SECC LT 500 kV Teresina II - Sobral III, C1, na SE Tianguá II	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 15 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 15 km	2019
SECC LT 500 kV Ibiapina II - Sobral III, C1, na SE Tianguá II	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 18 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 18 km	2019
LT 230 kV Ibiapina II - São João do Arraial II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 139 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE IBIAPINA II Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE SÃO JOÃO DO ARRAIAL II	2019

Tabela 62 – Programa de obras – subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Ceará

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230 kV Cauípe	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2015
SE 230 kV Tauá	Compensador Estático, 230 kV, 1 x (-45/+90) Mvar	2015
SE 230 kV Aquiraz	4º ATF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2016
SE 230 kV Ibiapina	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2016
SE 230 kV Banabuiu	4º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2016
SE 500 kV Milagres	Reator de Barra 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	2016
SE 230 kV Aracati III	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2017
SE 500 kV Quixadá	1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	2017
SE 230 kV Maracanaú	1º, 2º e 3º ATF 230/69 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2018
SE 500 kV Ibiapina II	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	2018
SE 230 kV Banabuiu	2º Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2018
SE 230 kV Russas II	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2018
SE 500 kV Sobral III	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2018
	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+250) Mvar	
SE 500 kV Milagres II	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2019
SE 500/230 kV Tianguá II	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2019
	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ	
SE 500/230 kV Ibiapina II	2º ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	2019
SE 500/230 kV Acaraú III	3º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2021
SE 500/230 kV Tianguá II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2021

3.2.3 Estado do Rio Grande do Norte

Sistema elétrico

O suprimento ao estado do Rio Grande do Norte é realizado atualmente por meio de seis circuitos na tensão de 230 kV. Dois deles são provenientes da subestação Banabuiu, localizada no estado do Ceará, (LT Banabuiu – Russas II – Quixeré – Mossoró II e Banabuiu – Mossoró II C1). Os demais circuitos são responsáveis pela principal interligação com o estado da Paraíba (LT Campina Grande II – Nata II C1, C2, C3, C4), sendo dois circuitos seccionados na SE Natal III e dois seccionados na SE Paraíso a 98 km da SE Natal II. A SE Extremoz II é alimentada a partir do seccionamento em loop da LT 230 kV Campina Grande II – Natal III, além de se ligar com a SE Ceará Mirim II através de dois circuitos em 230 kV. Cabe destacar a existência de uma interligação em 230 kV entre as subestações de Mossoró II, Açú II e Paraíso. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da Cosern.

Devido ao elevado montante de energia eólica na região nordeste do estado, recomendou-se a implantação da SE 500/138 kV João Câmara III e das subestações coletoras 230/69 kV: João Câmara II, Touros, Lagoa Nova II e Mossoró IV.

Para a integração desses empreendimentos, assim como de futuros parques eólicos nessa região, foi recomendada a implantação de um sistema composto pelas linhas de transmissão em 500 kV: Milagres II – Açú III (C1), Campina Grande III – Ceará Mirim II (C1) e Ceará Mirim II – João Câmara III (C1). O sistema ainda será composto pelas LT 230 kV: Mossoró II – Mossoró IV (C1), Touros –

João Câmara II (C1), João Câmara II – Ceará Mirim (C1 e C2), Açú II – Paraiso (C3), Lagoa Nova – Paraiso (C1) e seccionamento em loop da LT 230 kV Açú II – Paraiso (C1) na SE Lagoa Nova II.

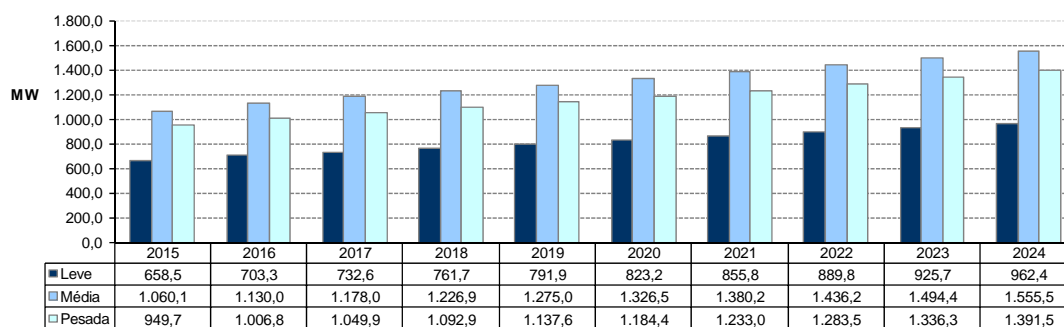
Para o escoamento da energia elétrica proveniente dos futuros empreendimentos eólicos do estado do Rio Grande do Norte, destaca-se a recomendação das linhas de transmissão em 500 kV: João Câmara III – Açú III (C1 e C2), Açú III – Quixadá (C1), Açú III – Milagres II (C2) e Ceará Mirim II – João Câmara III (C2).

Para o atendimento às cargas da Cosern, é prevista a implantação da SE 230/69 kV Currais Novos II, que será alimentada à partir da LT 230 kV Lagoa Nova II – Currais Novos II C1 e C2.

Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Norte prevista para o período 2015-2024 representa cerca de 7,5% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 4,3%. O Gráfico 58 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 58 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Norte



Fonte: EPE

Programa de obras

Os empreendimentos mais importantes para o período 2015-2024 na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira descritos anteriormente estão sumarizados nas tabelas a seguir.

Tabela 63 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio Grande do Norte

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Paraiso - Lagoa Nova, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 62 km	2015
SECC LT 230 kV Campina Grande II - Natal, C1, na SE Extremoz	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 15 km	2015
SECC LT 230 kV Açú II - Paraiso, C1, na SE Lagoa Nova II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 5 km	2015
LT 500 kV Campina Grande III - Ceará Mirim II, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 201 km	2015
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33 Mvar 1Φ // SE CAMPINA GRANDE III	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33 Mvar 1Φ // SE CEARÁ MIRIM II	
LT 230 kV Paraiso - Açú II, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 123 km	2016
LT 230 kV Mossoró II - Açú II, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 69 km	2016
LT 230 kV Mossoró II - Mossoró IV, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (Rail), 40 km	2016
LT 230 kV Ceará Mirim II - Touros, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 60 km	2016
LT 230 kV Russas - Banabuiu, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 110 km	2016
LT 500 kV Milagres II - Açú III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 4 km	2016
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 60 Mvar 1Φ // SE MILAGRES II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 60 Mvar 1Φ // SE AÇU III	
SECC LT 230 kV Açú II - Mossoró II, C2, na SE Açú III	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1,5 km	2016
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1,5 km	
SECC LT 230 kV Açú II - Lagoa Nova II, C1, na SE Açú III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 13 km	2016
LT 230 kV Currais Novos II - Lagoa Nova II, CD (C1, C2)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 25 km	2017
LT 500 kV Açú III - Quixadá, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 250 km	2017
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE AÇU III	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE QUIXADÁ	
LT 500 kV Açú III - João Câmara III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 131 km	2017
LT 500 kV Ceará Mirim II - João Câmara III, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 64 km	2017
LT 230 kV Ceará Mirim II - João Câmara II, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 68 km	2017
LT 500 kV Açú III - João Câmara III, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 128 km	2019
LT 500 kV Açú III - Milagres II, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 287 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 51,66 Mvar 1Φ // SE MILAGRES II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 51,66 Mvar 1Φ // SE AÇU III	
LT 230 kV João Câmara III - João Câmara II, CD (C1, C2)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 10 km	2019
LT 230 kV Ceará Mirim II - Touros, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 56 km	2021
LT 230 kV Ceará Mirim II - Extremoz II, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 26 km	2021

Tabela 64 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Rio Grande do Norte

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230 kV Lagoa Nova II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2015
SE 230 kV Natal III	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2015
SE 230 kV Mossoró IV	1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2016
SE 230 kV Touros	1º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2016
SE 500 kV Açú III	1º ATF 500/230 kV, (3 + 1R) x 300 MVA 1Φ	2016
SE 500 kV Açú III	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ 2º TF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2016
SE 230 kV João Câmara II	3º TF 230/69 kV, 1 x 180 MVA 3Φ 1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 50,5 Mvar 3Φ	2016
SE 230 kV Currais Novos II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2017
SE 230/69 kV Lagoa Nova II	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2017
SE 500 kV João Câmara III	5º ATF 500/138 kV, 3 x 150 MVA 1Φ 1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2018
SE 500/230/138 kV João Câmara III	1º, 2º e 3º ATF 500/230 kV, (9+1R) x 300 MVA 1Φ 2º, 3º e 4º Reator de Barra 500 kV, 9 x 50 Mvar 1Φ	2019
SE 500/230 kV Açú III	3º e 4º Reator de Barra 500 kV, 6 x 50 Mvar 1Φ	2019
SE 500 kV Ceará Mirim	3º ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ 1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 50,5 Mvar 3Φ	2021
SE 500/230 kV Açú III	3º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2021

3.2.4 Estado da Paraíba

Sistema elétrico

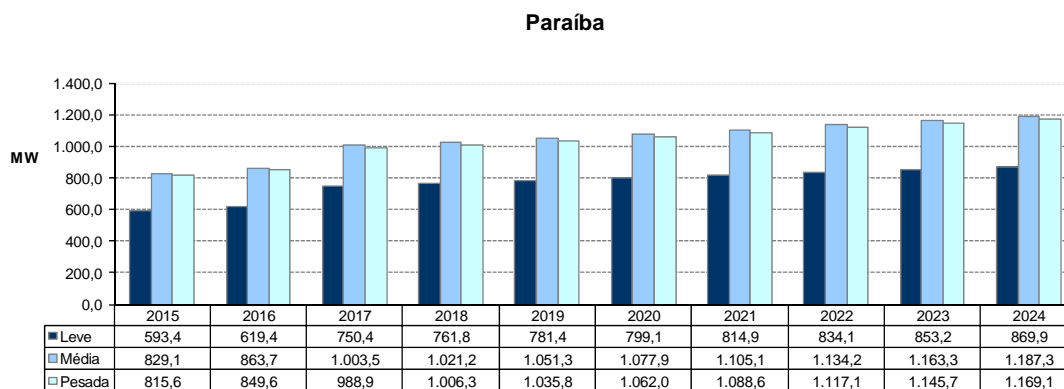
O suprimento ao estado da Paraíba é realizado por meio das subestações de Mussuré, Campina Grande II, Coremas e Goianinha, sendo esta última localizada no estado de Pernambuco. O sistema de transmissão é composto por circuitos na tensão de 230 kV, destinados a atender a área do agreste paraibano, onde está localizada a cidade de Campina Grande. Da subestação de Campina Grande II partem, atualmente, quatro circuitos em 230 kV para alimentar a subestação de Natal, no estado do Rio Grande do Norte. A subestação de Mussuré II, que atende à região litorânea, polarizada pela capital do Estado, é suprida por meio de três linhas de transmissão, em 230 kV, provenientes da subestação de Goianinha, no estado de Pernambuco, sendo que uma delas é seccionada na SE Santa Rita II. A integração dessa malha de transmissão com o sistema de distribuição da Energisa PB, distribuidora que atende ao estado da Paraíba, é feita através das subestações 230/69 kV de Mussuré II, Santa Rita II, Coremas, Campina Grande II e Goianinha (PE).

Foi planejada a expansão do sistema de transmissão que atende a região metropolitana de João Pessoa através da LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II (C1) prevista para o ano 2016 e uma subestação 500/230 kV, alimentada à partir da SE Campina Grande III e recomendada referencialmente para o ano 2022.

A solução recomendada para integração dos empreendimentos de geração eólica localizados no estado do Rio Grande do Norte contempla a implantação das LT 500 kV: Garanhuns II – Campina Grande III (C1), Campina Grande III – Ceará Mirim II (C1 e C2) e Campina Grande III – Pau Ferro (C1), incluindo a nova subestação Campina Grande III 500/230 kV.

Carga local

A carga do estado da Paraíba prevista para o período 2015-2024 representa, em média, cerca de 6% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 4%. O Gráfico 59 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 59 – Evolução da carga do Estado da Paraíba

Fonte: EPE

Programa de obras

As obras mais importantes na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, para o período 2015-2024 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 65 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Paraíba

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Garanhuns II - Campina Grande III, C1	2015
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 199 km	
LT 500 kV Campina Grande III - Ceará Mirim II, C2	2015
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 201 km	
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33 Mvar 1Φ // SE CAMPINA GRANDE III	
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33 Mvar 1Φ // SE CEARÁ MIRIM II	
LT 500 kV Campina Grande III - Pau Ferro, C1	2018
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 127 km	
LT 500 kV Campina Grande III - Santa Rita II, C1	2022
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 124 km	

Tabela 66 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Paraíba

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE 500/230 kV Santa Rita II	2022
1º TF 500/230 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	

3.2.5 Estado de Pernambuco

Sistema elétrico

O estado de Pernambuco é atendido por meio do sistema de transmissão composto por três linhas de transmissão em 500 kV e quatro linhas de transmissão em 230 kV, que partem do Complexo de Paulo Afonso - Luiz Gonzaga - Xingó e suprem a subestação de Angelim II 500/230/69 kV, contando, além disso, com um circuito de 500 kV existente entre as subestações de Messias (AL) e Recife II. Entre as subestações de Angelim e Recife II, existem dois circuitos de 500 kV e três de 230 kV (sendo dois seccionados na SE 230/69 kV Ribeirão). O atendimento à área metropolitana da capital do estado é realizado a partir da subestação de Recife II através de circuitos em 230 kV que alimentam as subestações Pirapama II, Mirueira, Pau Ferro, Joiram e Bongí. A interligação com o estado da Paraíba é feita através dos circuitos 230 kV Angelim - Campina Grande II C1, Tacaimbó - Campina Grande II C1 e C2, Pau Ferro - Campina Grande II C1 e C2, Goianinha - Mussuré C1, C2 e C3 e Goianinha - Campina Grande II. A interligação com o Estado de Alagoas é efetuada a partir da SE Angelim, por meio de três linhas de transmissão em 230 kV que se interligam com a subestação de Messias. O agreste do Estado é atendido através de três circuitos em 230 kV vindos de Angelim até a subestação de Tacaimbó, enquanto que o suprimento à região do sertão pernambucano é efetuado a partir das subestações de Juazeiro II 230/69 kV (BA) e Bom Nome 230/138/69 kV. A subestação de Bom Nome é alimentada através do seccionamento das três linhas de transmissão em 230 kV que partem da usina de Paulo Afonso para alimentar a subestação de Milagres II, localizada no Ceará. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da CELPE. A implantação da SE Suape II 500/230 kV, seccionando a LT 500 kV Messias - Recife II, possibilitou escoar a oferta de geração térmica vencedora dos últimos leilões de energia que se conecta nesta subestação.

É prevista para o ano 2015 a implantação da SE 500/230 kV Garanhuns II, que será alimentada a partir do seccionamento em loop da LT 500 kV L. Gonzaga – Angelim II (C1), da LT 500 kV L. Gonzaga – Garanhuns II (C2) e da LT 500 kV Campina Grande III – Garanhuns II (C1). Foi planejado ainda que a SE Garanhuns II se interligue à rede 230 kV através do seccionamento em loop das LT 230 kV Paulo Afonso – Angelim (C1, C2, C3 e C4).

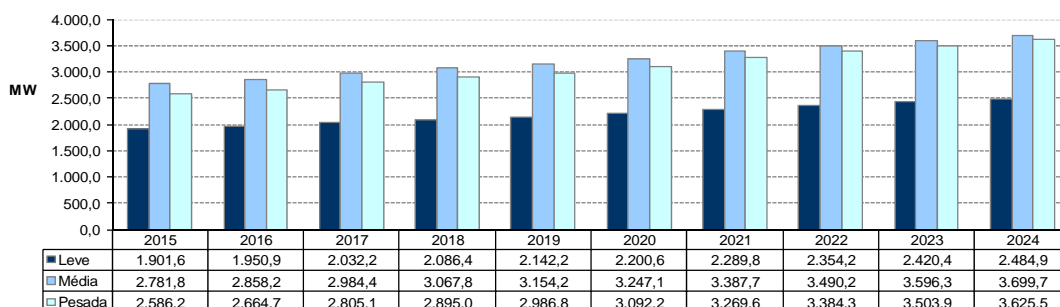
Também foi recomendada a implantação de um pátio 500 kV na SE Pau Ferro, que será alimentada através da LT 500 kV Garanhuns II – Pau Ferro (C1) e do seccionamento em loop da LT 500 kV Angelim II – Recife II (C2). É prevista ainda para o ano 2018 a implantação da LT 500 kV Campina Grande III – Pau Ferro (C1), com o objetivo de escoar a energia eólica produzida pelas usinas localizadas no estado do Rio Grande do Norte.

Para melhorar o atendimento ao Agreste de Pernambuco, foi recomendada uma nova subestação 230/69 kV no município de Arcoverde e as linhas de transmissão 230 kV Garanhuns II – Arcoverde II e Caetés II – Arcoverde II.

Foi recomendada ainda a implantação de dois transformadores 230/138 kV na subestação Chapada I (PI), na região do Sertão do Araripe, que alimentará parte das cargas da CELPE que hoje são supridas pela SE Bom Nome.

Carga local

A carga do Estado de Pernambuco prevista para o período 2015-2024 representa, em média, cerca de 20% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 4%. O Gráfico 60 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 60 – Evolução da carga do Estado de Pernambuco

Fonte: EPE

Programa de obras

As obras mais importantes para o período 2015-2024 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 67 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Pernambuco

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
LT 230 kV Garanhuns II - Angelim, C4	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 12,7 km	2015
SECC LT 230 kV P. Afonso III - Angelim, C3, na SE Garanhuns II	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 0,7 km	2015
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 0,7 km	
SECC LT 230 kV P. Afonso III - Angelim, CD (C1, C2), na SE Garanhuns II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 0,7 km	2015
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 0,7 km	
SECC LT 500 kV L. Gonzaga - Angelim, CD (C1, C2), na SE Garanhuns II	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 0,7 km	2015
	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 0,7 km	
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, 4 x 50 Mvar 1Φ	
LT 500 kV Garanhuns II - L. Gonzaga, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 224 km	2015
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, 4 x 50 Mvar 1Φ // SE GARANHUNS II	
LT 500 kV Garanhuns II - Pau Ferro, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 224 km	2015
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, 1 x 60 Mvar 1Φ // SE PAU FERRO	
SECC LT 500 kV Angelim - Recife II, C1, na SE Pau Ferro	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 83 km	2015
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, 4 x 50 Mvar 1Φ	
LT 500 kV Garanhuns II - Campina Grande III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 199 km	2015
SECC LT 230 kV Pau Ferro - Mirueira, C1, na SE Mirueira II	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 0,25 km	2016
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 0,25 km	
SECC LT 230 kV Mirueira - Goianinha, C1, na SE Pau Ferro	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 8 km	2016
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 8 km	
SECC LT 230 kV Recife II - Pirapama II, C1, na SE Jaboatão II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 12 km	2016

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Suape II - Recife II, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 41 km	2017
LT 230 kV Garanhuns II - Arcoverde II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 93 km	2017
LT 230 kV Garanhuns II - Caetés II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 53 km	2017
LT 500 kV Campina Grande III - Pau Ferro, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 127 km	2018
LT 500 kV Garanhuns II - Messias, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 90 km	2021

Tabela 68 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Pernambuco

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500 kV Garanhuns II	1º ATF 500/230 kV, (3 + 1R) x 200 MVA 1Φ	2015
SE 500 kV Pau Ferro	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 200 MVA 1Φ	2015
SE 230 kV Mirueira II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2015
SE 230 kV Jaboatão II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2016
SE 230 kV Arcoverde II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2017
SE 230 kV Garanhuns II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2018
SE 230/69 kV Goianinha	4º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2018
SE 500/230 kV Suape II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2019
SE 230/69 kV Fiat Seccionadora	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2019
SE 500/230 kV Garanhuns II	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2021

3.2.6 Estado de Alagoas

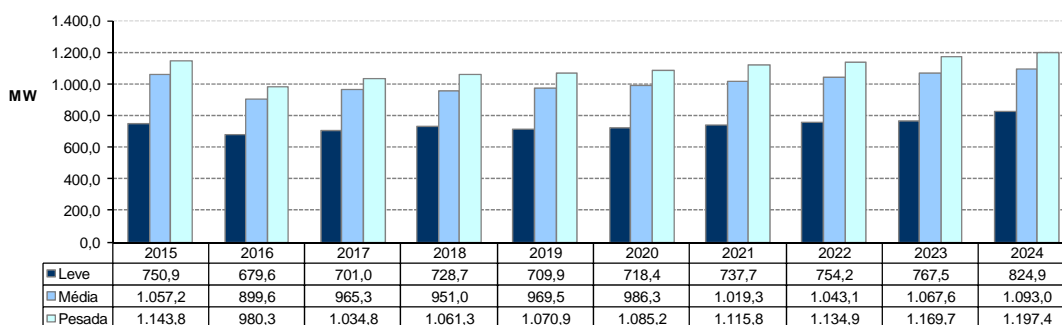
Sistema elétrico

O Estado de Alagoas é suprido a partir das usinas do Complexo de Paulo Afonso, que alimentam as subestações de Abaixadora 230/69 kV (BA) e Zebu 138/69 kV, e a partir da UHE Xingó, por meio de uma linha de transmissão em 500 kV que interliga esta usina à subestação de Messias 500/230 kV (1200 MVA). Da SE Messias parte o suprimento em 230 kV às subestações de Maceió (2 circuitos) e Rio Largo (3 circuitos). O suprimento a região sul de Alagoas é efetuado através do eixo 230 kV Rio Largo – Arapiraca III – Penedo e das subestações Penedo 230/69 kV e Arapiraca III 230/69 kV. A interligação com o estado de Pernambuco é efetuada através de três circuitos em 230 kV, entre as subestações de Messias e Angelim e um circuito em 500 kV que interliga as subestações de Messias e Suape II. A interligação com o estado de Sergipe ocorre através da LT 230 kV Jardim – Penedo. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da Eletrobras Distribuição Alagoas.

Estudos realizados sob coordenação da EPE recomendaram a expansão do sistema de transmissão de Alagoas através da nova SE 230/69 kV Maceió II, alimentada a partir da SE Messias 230 kV por dois circuitos em 230 kV e da LT 230 kV N. S. Socorro – Penedo C2, prevista para entrada em operação em 2017.

Carga local

A carga do estado de Alagoas prevista para o período 2015-2024 representa, em média, cerca de 6% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 1%. O Gráfico 61 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 61 – Evolução da carga do Estado de Alagoas

Fonte: EPE

Programa de obras

As obras mais importantes no estado para o período 2015-2024 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 69 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Alagoas

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
LT 230 kV Messias - Maceió II, CD (C1, C2)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 22 km	2016
LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro - Penedo, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 110 km	2017
LT 500 kV Garanhuns II - Messias, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 90 km	2021

Tabela 70 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Alagoas

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE 230 kV Maceió II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2016
SE 230/69 kV Arapiraca III	2º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2017
SE 230/69 kV Arapiraca III	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2019
SE 500 kV Messias	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2021
SE 230 kV Maceió II	3º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2024

3.2.7 Estado do Sergipe

Sistema elétrico

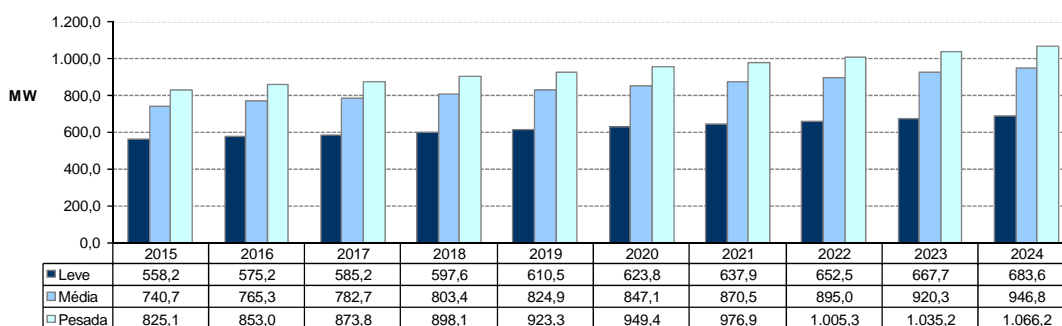
O sistema de transmissão que atende ao estado de Sergipe é alimentado a partir da subestação 500/230/69 kV de Jardim e das subestações 230/69 kV de Itabaiana, Itabaianinha e Penedo (AL). A subestação 500/230/69 kV de Jardim é alimentada na tensão de 500 kV pelas linhas de transmissão Xingó – Jardim (C1) e Jardim – Camaçari IV (C1) e conectada ao sistema de 230 kV através de dois autotransformadores de 600 MVA, além de duas linhas em 230 kV entre as subestações de Jardim e Itabaiana. As cargas da área metropolitana de Aracaju, além de parte da região sul do estado são alimentadas partir da SE Jardim 69 kV. A subestação de Itabaiana atende ao norte e ao sudoeste do estado, sendo suprida através de três linhas de transmissão em 230 kV, das quais duas são originárias da SE Paulo Afonso e a outra da SE Catu, ambas localizadas na Bahia. A SE Itabaianinha, que atende cargas da Sulgipe, localizadas ao sul do Estado, é alimentada a partir de um seccionamento na linha de transmissão 230 kV Itabaiana - Catu. Cabe ainda destacar que, parte do suprimento à região norte do estado de Sergipe é efetuado a partir da subestação de Penedo, localizada em Alagoas. O sistema de distribuição do estado é, majoritariamente, de responsabilidade de Energisa-SE: 63 dos 75 municípios do Estado são atendidos pela Energisa-SE e o restante, pela Sulgipe.

As principais obras de expansão da Rede Básica recomendadas pela EPE no estado de Sergipe incluem a nova subestação 230/69 kV Nossa Senhora do Socorro, alimentada a partir do seccionamento da LT 230 kV Jardim – Penedo, a LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro – Penedo C2, o 3º ATR 500/230 kV da SE Jardim e a LT 500 kV Xingó – Jardim C2, planejados respectivamente para os anos 2015, 2017, 2017 e 2018.

Carga local

A carga do estado de Sergipe prevista para o período 2015-2024 representa, em média, cerca de 6% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 3%. O Gráfico 62 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 62 – Evolução da carga do Estado de Sergipe



Programa de obras

As obras visualizadas para o período 2015-2024, correspondentes a ampliações das capacidades de transformação das subestações supridoradas existentes, estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 71 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Sergipe

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
LT 230 kV Jardim - Nossa Senhora do Socorro, CD (C1, C2)	LT 230 kV Jardim - Nossa Senhora do Socorro, 1x740 MCM, CD (C1,C2)	2015
LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro - Penedo, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 110 km	2017
LT 500 kV Xingó - Jardim, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 160 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ // SE JARDIM	2018

Tabela 72 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Sergipe

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE 230 kV Nossa Senhora do Socorro	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2015
SE 230 kV Itabaianinha	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2015
SE 230 kV Itabaiana	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2016
SE 500/230 kV Jardim	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2017
SE 230/69 kV Itabaianinha	2º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ (substituição) 1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2017
SE 230/69 kV Nossa Senhora do Socorro	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2020

3.2.8 Estado da Bahia

Sistema elétrico

O sistema de transmissão que atende ao estado da Bahia é suprido a partir das subestações 500/230 kV de Camaçari II (2400 MVA), Sapeaçu (1200 MVA), Bom Jesus da Lapa II (600 MVA) e Sobradinho (600 MVA). Essas subestações são alimentadas na tensão de 500 kV através das linhas de transmissão Presidente Dutra - Boa Esperança - São João do Piauí - Sobradinho, Luiz Gonzaga - Sobradinho C1 e C2, Paulo Afonso IV – Olindina – Camaçari II, Luiz Gonzaga – Olindina – Camaçari II, Xingó – Jardim – Camaçari II, Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara - Sapeaçu e Sapeaçu - Camaçari II. As regiões centro e oeste do estado são supridas pelo eixo que parte de Sobradinho em 230 kV, através de dois circuitos no trecho Sobradinho – Juazeiro - Senhor do Bonfim e de um único circuito no trecho Senhor do Bonfim – Irecê - Bom Jesus da Lapa - Barreiras. Este eixo possui ainda uma segunda fonte de alimentação proveniente da interligação dos autotransformadores instalados na subestação 500/230 kV de Bom Jesus da Lapa II (2 x 300 MVA) com o barramento de 230 kV da subestação de Bom Jesus da Lapa. O nordeste do estado é suprido através de três circuitos em 230 kV, que convergem para a subestação de Catu, sendo dois provenientes de Paulo Afonso, seccionados em suas rotas para alimentar a subestação de Cícero Dantas, e o terceiro oriundo da subestação de Itabaiana, localizada no estado de Sergipe. A subestação de Catu interliga-se com o 230 kV da subestação de Camaçari, através de duas linhas de transmissão existentes entre elas. A subestação de Camaçari II é responsável pelo suprimento de toda a região metropolitana de Salvador (subestações de Pituaçu, Cotegipe, Jacaracanga e Matatu), além das cargas do Pólo Petroquímico e do Centro Industrial de Aratu. A subestação de Governador Mangabeira é alimentada através de três circuitos em 230 kV, sendo dois oriundos de Camaçari II e

um de Catu, estando também interligada através de três circuitos de 230 kV, com a subestação de Sapeaçu, de onde deriva o suprimento à região sul do estado. Um dos circuitos da LT 230 kV Camaçari II – Governador Mangabeira é seccionado em sua rota para atendimento à SE Tomba. O sul da Bahia é alimentado todo em 230 kV, através de três circuitos existentes entre as subestações de Sapeaçu e Funil, sendo um deles seccionado em sua rota para alimentar a subestação de Santo Antônio de Jesus. Além disso, o sistema de atendimento a essa região conta ainda com dois circuitos de 230 kV que interligam as subestações de Funil e Eunápolis, com seccionamento para interligação da UHE Itapebi. O atendimento à SE Brumado é realizado através de uma linha de transmissão em 230 kV oriunda da SE Funil 230 kV. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da Coelba.

Face à expressiva contratação de energia eólica nos últimos leilões, foi recomendado, além da SE 230 kV Igaporã II já indicada para escoar a energia contratada no LER 2009, o seccionamento da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara C1 e a construção do setor em 500 kV na SE Igaporã III, de modo a possibilitar o escoamento do potencial contratado no Sul da Bahia.

Para escoamento da energia elétrica proveniente dos futuros empreendimentos eólicos da região central da Bahia, foram recomendadas as novas subestações 500/230 kV Gentio do Ouro II e Orolândia e as linhas de transmissão 500 kV: Gilbués II – Gentio do Ouro II (C1), Gentio do Ouro II – Orolândia (C1), Orolândia – Morro do Chapéu II (C1) e Morro do Chapéu II – Sapeaçu (C1). Foram recomendados ainda dois compensadores estáticos de potência reativa (subestações Gentio do Ouro II e Morro do Chapéu II), o seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim na SE Orolândia e a LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas.

Para o atendimento às cargas da Coelba localizadas no sul da Bahia, foi recomendada a implantação da LT 500 kV Ibicoara – Poções II e um pátio 500 kV na SE Poções II, assim com transformação 500/230 kV.

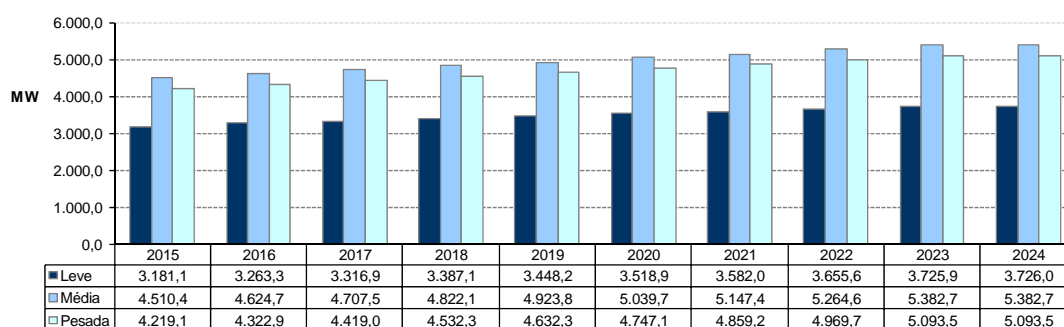
Para o escoamento da geração eólica contratada no LER e A-3 2013, bem como do potencial da região de Pindaí foi recomendada para 2018 a LT 230 kV Igaporã III – Pindaí II CD (C2 e C3).

Estudos para aumento da capacidade de transmissão da interligação Nordeste – Sudeste recomendaram a implantação das LT 500 kV: Rio da Éguas – Arinos II (C1), Bom Jesus da Lapa II – Janaúba 3 (C1) – Igaporã III – Janaúba 3 (C1 e C2), Sapeaçu – Poções II (C1) e Poções II – Padre Paraíso 2 (C1 e C2). Todas estas obras foram planejadas para entrada em operação no ano 2019.

Estudos para escoamento do potencial eólico da Área Leste da região Nordeste recomendaram a implantação de uma nova subestação 500 kV no município de Buritirama. Esta nova subestação será alimentada através das LT 500 kV: Queimada Nova II – Buritirama (C1 e C2), Buritirama – Barreiras II (C1) e do seccionamento em loop da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II. Foram recomendadas ainda as LT 500 kV: Barreiras II – Rio das Éguas (C2), Juazeiro III – Orolândia (C1) e Gentio do Ouro II – Bom Jesus da Lapa II (C1). Todas estas obras também foram planejadas para entrada em operação no ano 2019.

Carga local

A carga do estado da Bahia prevista para o período 2015-2024 representa, em média, cerca de 27% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 2%. O Gráfico 63 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 63 – Evolução da carga do Estado da Bahia*Programa de obras*

As obras visualizadas para o período 2015-2024, correspondentes a ampliações das capacidades de transformação das subestações supridoras existentes, novas subestações e linhas de transmissão estão mostradas nas tabelas que se seguem.

Tabela 73 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Bahia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
LT 230 kV Funil - Poções II, C1	Circuito Simples, 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 117 km	2015
LT 230 kV Irecê - Morro do Chapéu, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 67 km	2015
LT 230 kV Pindaí - Igaporã III, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 45 km	2015
LT 230 kV Igaporã III - Igaporã II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 2 km	2015
LT 230 kV Igaporã III - Igaporã II, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 2 km	2015
LT 230 kV Sapeaçu - Santo Antônio de Jesus, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 31 km	2016
LT 230 kV Teixeira de Freitas - Eunápolis, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 152 km	2016
LT 230 kV Teixeira de Freitas - Eunápolis, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 152 km	2016
LT 500 kV Sapeaçu - Camaçari IV, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 106 km	2016
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 215 km	
LT 500 kV L. Gonzaga - Milagres II, C2	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ // SE L. GONZAGA	2016
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 4 x 33,3 Mvar 1Φ // SE MILAGRES II	

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
LT 500 kV Barreiras II - Rio Das Éguas, C1	LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas, 6x795 MCM, C1	
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 176 Mvar 3Φ // SE BARREIRAS II	
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 176 Mvar 3Φ // SE RIO DAS ÉGUAS	2016
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ // SE BARREIRAS II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ // SE RIO DAS ÉGUAS	
LT 230 kV Camaçari IV - Pirajá, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 39 km	2016
LT 230 kV Barreiras II - Rio Grande II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 108 km	2016
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ // SE BARREIRAS II	
LT 230 kV Barreiras I - Barreiras II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 15 km	2016
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ // SE BARREIRAS I	
LT 500 kV Gilbués II - Barreiras II, C1	LT 500 kV Gilbués - Barreiras II, 6x795 MCM, C1	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,6 Mvar 1Φ // SE GILBUÉS II	2016
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,6 Mvar 1Φ // SE BARREIRAS II	
LT 500 kV Barreiras II - Bom Jesus da Lapa II, 6x795 MCM, C1		
LT 500 kV Barreiras II - Bom Jesus da Lapa II, C1	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE BARREIRAS II	2016
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE BOM JESUS DA LAPA II	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 232 km	
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara, C2	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ // SE BOM JESUS DA LAPA II	2016
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE IBICOARA	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 257 km	
LT 500 kV Ibicoara - Sapeaçu, C2	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE IBICOARA	2016
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE SAPEAÇU	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1 km	
SECC LT 500 kV Sobradinho - L. Gonzaga, C2, na SE Juazeiro III	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1 km	2016
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1 km	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 40 km	
SECC LT 500 kV Bom Jesus da Lapa - Ibicoara, C2, na SE Igarorã III	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 40 km	2016
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 280 km	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE MORRO DO CHAPÉU II	
LT 500 kV Morro do Chapéu II - Sapeaçu, C1	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE SAPEAÇU	2017
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 37 km	
LT 500 kV Paulo Afonso IV - L. Gonzaga, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 356 km	2017
LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, C1	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ // SE GENTIO DO OURO II	2018
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 70 Mvar 1Φ // SE GILBUÉS II	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 155 km	
LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ouroândia, C1	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE OUROLÂNDIA	2018
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 117 km	
LT 500 kV Ouroândia - Morro do Chapéu II, C1	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE MORRO DO CHAPÉU II	2018
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 131 km	
LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 26 km	2018
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 26 km	
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 26 km	

(cont.)

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Pindaí II - Igaporã III, CD (C1, C2)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 46 km	2018
LT 500 kV Ibicoara - Poções II, C1	LT 500 kV Ibicoara - Poções II, 6x795 MCM, C1	2018
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE POÇÕES II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE IBICOARA	
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C1	LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, 6x795 MCM, C1	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE QUEIMADA NOVA II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE BURITIRAMA	
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C2	LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, 6x795 MCM, C2	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE QUEIMADA NOVA II	
SECC LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, C1, na SE Buritirama	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE BURITIRAMA	2019
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 1 km	
LT 500 kV Buritirama - Barreiras II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 1 km	2019
	LT 500 kV Buritirama - Barreiras II, 6x795 MCM, C1	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE BURITIRAMA	
LT 500 kV Barreiras II - Rio Das Éguas, C2	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE BARREIRAS II	2019
	LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas, 6x795 MCM, C2	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 58,3 Mvar 1Φ // SE BARREIRAS II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 58,3 Mvar 1Φ // SE RIO DAS ÉGUAS	
LT 500 kV Juazeiro III - Ourolândia, C1	Capacitor Série 500 kV, 1 x 175 Mvar 3Φ // SE BARREIRAS II	2019
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 175 Mvar 3Φ // SE RIO DAS ÉGUAS	
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 186 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE OUROLÂNDIA	
LT 500 kV Gentio do Ouro II - Bom Jesus da Lapa II, C1	LT 500 kV Gentio do Ouro II - Bom Jesus da Lapa II, 6x795 MCM, C1	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE BOM JESUS DA LAPA II	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE GENTIO DO OURO II	
LT 500 kV Rio Das Éguas - Arinos, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 299 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 66,7 Mvar 1Φ // SE BOM JESUS DA LAPA II	
LT 500 kV Igaporã III - Janaúba 3, C1, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 228 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 8 x 100 Mvar 1Φ // SE RIO DAS ÉGUAS	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 246 km	
LT 500 kV Poções II - Padre Paraíso 2, C1, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 246 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 14 x 58,3 Mvar 1Φ // SE IGAPORÃ III	
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 332 km	
SECC LT 500 kV Sobradinho - L. Gonzaga, C1, na SE Juazeiro III	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 332 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 14 x 90 Mvar 1Φ // SE POÇÕES II	
SECC LT 500 kV Sobradinho - L. Gonzaga, C1, na SE Juazeiro III	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 1 km	2021
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 1 km	

Tabela 74 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Bahia

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230 kV Poções II	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2015
SE 230 kV Morro do Chapéu	1º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2015
SE 230 kV Pindaí	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2015
SE 500 kV Igaporã III	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 250 MVA 1Φ	2015
SE 230 kV Teixeira de Freitas	1º ATF 230/138 kV, (3 + 1R) x 33 MVA 1Φ 2º ATF 230/138 kV, 3 x 33 MVA 1Φ	2016
SE 230 kV Pirajá	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 180 MVA 3Φ	2016
SE 500 kV Barreiras II	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	2016
SE 230 kV Rio Grande II	Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2016
SE 500 kV Juazeiro III	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	2016
SE 230 kV Igaporã II	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2016
SE 500 kV Igaporã III	3º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ 1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2016
SE 500 kV Morro do Chapéu II	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ Compensador Estático 500 kV, 1 x (-100/+200) Mvar	2017
SE 500/230 kV Ibicoara	2º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2017
SE 500 kV Juazeiro III	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2018
SE 500/230 kV Gentio do Ouro II	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ Compensador Estático 500 kV, 1 x (-100/+200) Mvar 1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2018
SE 500/230 kV Ouroilândia	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ 1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2018
SE 500/230 kV Morro do Chapéu II	2º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2018
SE 500/230 kV Igaporã III	4º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2018
SE 500/230 kV Poções II	1º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2018
SE 500 kV Buritirama	1º, 2º e 3º Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 66,6 Mvar 1Φ	2019
SE 500 kV Barreiras II	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2019
SE 500 kV Rio Das Éguas	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ	2019
SE 500 kV Bom Jesus da Lapa II	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2019
SE 500/230 kV Gentio do Ouro II	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ	2019
SE 500/230 kV Juazeiro III	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2019
SE 500/230 kV Igaporã III	2º e 3º Reator de Barra 500 kV, 6 x 50 Mvar 1Φ	2019
SE 500 kV Juazeiro III	2º TF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2021
SE 500/230 kV Ouroilândia	3º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2021
SE 500/230 kV Igaporã III	5º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2021
SE 500/230 kV Poções II	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2021

3.2.9 Estudos complementares

São enumerados a seguir os estudos específicos que estão em desenvolvimento ou deverão ser realizados pela EPE em conjunto com as Empresas, assim como também as recomendações resultantes das análises realizadas no período decenal.

Estado do Piauí

- Estudo para Escoamento do Potencial Eólico do Litoral dos Estados do Maranhão, Piauí e Ceará.

Estado do Ceará

- Estudo de suprimento a região metropolitana de Fortaleza.

Estado do Rio Grande do Norte

- Estudo de Atendimento às Cargas da SE Mossoró II.
- Estudo de Suprimento a Região Oeste dos Estados da Paraíba e RN.

Estado da Paraíba

- Estudo de Atendimento às Regiões do Litoral Sul Paraibano e da Zona da Mata Norte de Pernambuco.
- Estudo de Suprimento a Região Metropolitana de João Pessoa.
- Estudo de Suprimento a Região Oeste dos Estados da Paraíba e RN.

Estado de Pernambuco

- Estudo de Atendimento às Regiões do Litoral Sul Paraibano e da Zona da Mata Norte de Pernambuco.
- Estudo de atendimento a região de Limoeiro e Carpina.
- Estudo de atendimento ao sertão de Alagoas e Pernambuco.

Estado de Alagoas

- Estudo de atendimento ao sertão de Alagoas e Pernambuco.

Estado da Bahia

- Estudo de atendimento às cargas das subestações Cícero Dantas, Olindina e Catu.
- Estudo de atendimento às cargas da SE Funil e extremo sul da Bahia.
- Estudo de atendimento às cargas das subestações Irecê e Senhor do Bonfim.

3.3 Região Sudeste

Sistema elétrico

O sistema elétrico da região Sudeste é constituído por uma Rede Básica com mais de 35.000 km de linhas nas tensões de 750, 500, 440, 345 e 230 kV e um sistema em 138, 88 e 69 kV referente às

Demais Instalações de Transmissão (DIT). A região, constituída pelos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo, tem a maior malha interligada do país, atendendo cerca de 50% da carga do SIN. Os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, afastados das principais fontes de geração, resultando a necessidade de uma extensa rede de transmissão em alta tensão para o seu atendimento.

Geração regional

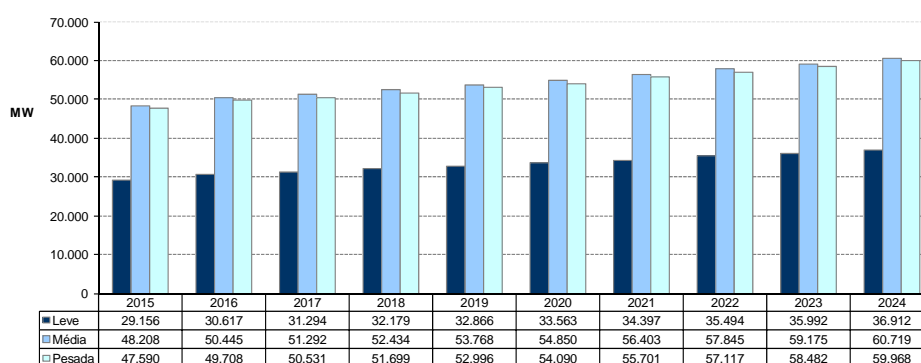
A maior hidrelétrica da região é Itaipu, que totaliza 14.000 MW. Metade desta potência (7.000 MW) é gerada no setor de 50 Hz da usina, sendo cerca de 1.000 MW entregues à ANDE, no Paraguai, e o restante escoado para o Brasil pelo sistema de corrente contínua e entregue na SE Ibiúna. A outra metade é gerada no setor de 60 Hz da usina e se destina ao atendimento do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste. O sistema de CC é composto de 2 bipolos de ± 600 kV ligando a SE Foz do Iguazu à SE Ibiúna, com cerca de 800 km de extensão. O sistema CA conta com três circuitos de 765 kV de Foz do Iguazu a Tijuco Preto, em uma extensão de cerca de 900 km, e duas SE intermediárias, a SE Ivaiporã, onde esse sistema se interliga com o sistema da região Sul através da transformação 765/500 kV e a SE Itaberá.

A capacidade instalada em dezembro de 2014, considerando a região Sudeste/Centro-Oeste e o Acre/Rondônia, é da ordem de 77.000 MW, o que corresponde a 58% da capacidade instalada do Brasil.

Carga regional

As projeções de mercado para os patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão mostradas no Gráfico 64. A evolução da carga na região apresentou um crescimento de 26% no decênio 2015-2024.

Gráfico 64 – Evolução da carga da Região Sudeste



3.3.1 Estado de São Paulo

Sistema elétrico

A Rede Básica em São Paulo é composta por uma extensa malha nas tensões de 500, 440, 345 e 230 kV de FURNAS, CTEEP e outras transmissoras, além de ser o ponto de chegada da energia

proveniente da usina de Itaipu através dos sistemas CA em 750 kV e CC em \pm 600 kV de propriedade de FURNAS. A partir da SE Tijuco Preto 500 kV saem duas linhas direto para Cachoeira Paulista, uma de FURNAS e a outra da Cachoeira Paulista Transmissora de Energia LTDA e uma ligação para a SE Taubaté e dessa para Cachoeira Paulista. A parte restante do sistema de 500 kV integra os parques geradores do Rio Paranaíba e baixo Rio Grande à rede de 345 kV de suprimento à área São Paulo (Poços e Campinas). A SE Água Vermelha, da CTEEP, é um ponto de conexão dos sistemas de 500 kV e 440 kV e é responsável pela interligação do sistema de 440 kV da CTEEP com o sistema de 500 kV da CEMIG através das LT Água Vermelha - São Simão e com o sistema de 500 kV de FURNAS através da LT Água Vermelha-Marimbondo 500 kV. Outros pontos existentes de conexão entre os sistemas de 500 kV e 440 kV são nas SE Assis, Taubaté, Ribeirão Preto e, recentemente, em Araraquara. Está previsto para entrar em operação em 2017 mais um ponto de conexão entre as rede de 440 e 500 kV, que é a SE Fernão Dias 500/440 kV (3 x 1200 MVA). A rede em 440 kV é composta por 6728 km de linhas de transmissão no estado de São Paulo, a partir das usinas dos Rios Grande, Paraná e Paranapanema (Água Vermelha, Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupia, Porto Primavera, Taquaruçu e Capivara), atendendo a centros consumidores no interior do Estado (Ribeirão Preto, Mirassol, Araraquara, Araras, Bauru, Getulina, Assis, Mogi Mirim III, Oeste, Santa Bárbara, Sumaré e Taubaté) e na região da Grande São Paulo (Bom Jardim, Cabreuva, Embu Guaçu e Santo Ângelo). O sistema em 440 kV também se interliga aos sistemas de 345 kV (SE Santo Ângelo e Embu Guaçu) e 230 kV (SE Assis, Taubaté e Cabreuva).

Foram recomendados como reforços estruturais do sistema de transmissão responsável pelo atendimento à região do litoral de São Paulo dois novos pontos de suprimento: SE Manoel da Nóbrega 230/138-88 kV e SE Domênico Rangoni 345/138 kV. A SE Manoel da Nóbrega será alimentada a partir da LT 230 kV Henry Borden – Manoel da Nóbrega (CD), com extensão de 22 km. Já a SE Domênico Rangoni será construída a partir do seccionamento da LT 345 kV Tijuco Preto – Baixada Santista C3. Esses reforços estão previstos para entrarem em operação no segundo semestre de 2017.

Também foram recomendados reforços nas regiões de São Paulo caracterizadas por grande potencial de usinas térmicas a biomassa. Para o sistema próximo às usinas do Rio Paraná e Tietê (Jupia e Três Irmãos), foi recomendada, para o ano 2016, a construção da nova SE Marechal Rondon 440/138 kV, que possibilitará o escoamento do excedente de geração de energia no sistema de 138 kV da região. Com relação ao sistema próximo às usinas do Rio Grande (Porto Colômbia e Mascarenhas de Moraes), foi recomendado como reforço estrutural a implantação da nova SE Morro Agudo 500/138 kV e da transformação 345/138 kV, com defasador, em Porto Colômbia. Ambas estão previstas para o ano de 2017, o que possibilitará o pleno escoamento do excedente de geração durante o período de safra das usinas a biomassa da região e, ainda, o aumento da confiabilidade no atendimento às cargas do sistema de 138 kV da região nordeste da CPFL.

Para as regiões de Mairiporã, Santo Ângelo e Bragança Paulista, foi realizado um estudo que recomendou a implantação da nova SE Água Azul 440/138 kV, seccionando a LT 440 kV Bom Jardim – Santo Ângelo, com dois bancos de autotransformadores de 300 MVA cada. Importante ressaltar que essa nova subestação possibilitará o pleno atendimento ao crescimento de carga previsto para o Aeroporto de Guarulhos, que atualmente encontra-se em expansão.

No que diz respeito à Região Metropolitana de São Paulo, destaca-se a recomendação da LT 345 kV Bandeirantes – Piratininga II C1 e C2, subterrânea, com extensão aproximada de 15 km, cujo estudo teve como premissa sanar os problemas de sobrecarga, em N-1, previstos para a LT 345 kV Xavantes

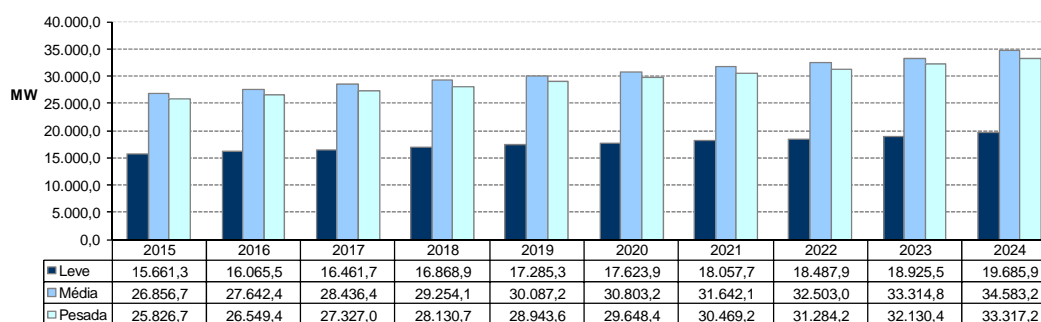
– Bandeirantes C1, C2 e C3, além de prover a SE Bandeirante de uma confiabilidade diferenciada, isto devido ao significativo montante de carga da Capital que é suprido por essa subestação.

Destaca-se, ainda, a finalização de um estudo de compensação reativa para os sistemas de 440 kV e 500 kV do estado de São Paulo, cujo objetivo foi de garantir as condições de qualidade, controlabilidade e confiabilidade praticadas no SIN, mesmo em cenários mais severos de intercâmbios de energia entre o subsistema da região Sudeste/Centro-Oeste e os demais subsistemas. Como resultado desse estudo, tem-se a recomendação de instalação de três compensadores síncronos de -180/300 Mvar, na SE 500 kV Araraquara II, totalizando -540/900 Mvar em 2018.

Carga local

A carga pesada do estado de São Paulo representa 56% da região Sudeste/Centro-Oeste e 28% do SIN em 2015. Esta carga mostra um crescimento médio de cerca de 3% ao ano no período decenal. O Gráfico 65 a seguir apresenta a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 65 – Evolução da carga do Estado de São Paulo



Programa de obras

As obras da Rede Básica previstas para o estado de São Paulo são listadas nas tabelas a seguir.

Tabela 75 – Programa de – Linhas de Transmissão – Rede Básica - São Paulo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
LT 500 kV Marimbondo II - Assis, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 300 km	2015
LT 230 kV Assis - Paraguaçu, C1 e C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 39 km	2015
SECC LT 440 kV Jupia - Getulina, C1, na SE Marechal Rondon	Circuito Simples 440 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 9 km	2016
SECC LT 440 kV Jupia - Taquaruçu, C1, na SE Marechal Rondon	Circuito Simples 440 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 9 km	2016
SECC LT 345 kV Embu Guaçu - Baixada Santista, C1 e C2, na SE Sul	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 23 km	2016
LT 500 kV Araraquara II - Taubaté, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 356 km	2016

(cont.)

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Taubaté - Nova Iguaçu, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 252 km	2016
LT 500 kV Campinas - Marimbondo II, C1	Circuito Simples 500 kV, 3 x 795.0 MCM (Drake), 367 km	2017
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,6 Mvar 1Φ // SE CAMPINAS	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,6 Mvar 1Φ // SE MARIMBONDO II	
LT 345 kV Bandeirantes - Piratininga II, C1 e C2	C1 345 kV, 15 km, subterrânea, 2000 mm ² , XLPE	2017
	C2 345 kV, 15 km, subterrânea, 2000 mm ² , XLPE	
	Reator de Linha Manobrável 345 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE PIRATININGA II	
SECC LT 500 kV Marimbondo - Ribeirão Preto, C1, na SE Morro Agudo	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 795.0 MCM (Drake), 1 km	2017
SECC LT 440 kV Bom Jardim - Santo Ângelo, C1, na SE Água Azul	Circuito Simples 440 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 1 km	2017
	Circuito Simples 440 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 1 km	
SECC LT 345 kV Tijuco Preto - Baixada Santista, C3, na SE Domênico Rangoni	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 27 km	2017
LT 230 kV Henry Borden - Manoel da Nóbrega, C1 e C2	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 20 km	2017
SECC LT 440 kV Bom Jardim - Taubaté, C1, na SE Fernão Dias	Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 21 km	2017
SECC LT 500 kV Campinas - Cachoeira Paulista, C1, na SE Fernão Dias	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 18 km	2017
LT 500 kV Araraquara II - Itatiba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 198 km	2017
LT 500 kV Araraquara II - Fernão Dias, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 240 km	2017
SECC LT 230 kV Assis - Chavantes, C1, na SE Salto Grande	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (Hawk), 12 km	2017
LT 525 kV Itatiba - Bateias, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 387 km	2017
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ // SE ITATIBA	
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 765 Mvar 3Φ // SE BATEIAS	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 30 Mvar 1Φ // SE BATEIAS	
LT 500 kV Assis - Londrina, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795.0 MCM (Drake), 123 km	2017
LT 230 kV Nova Porto Primavera - Rosana, CD (C1, C2)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 18 km	2017
LT 500 kV Fernão Dias - Estreito, C1 e C2	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 330 km	2018
LT 440 kV Fernão Dias - Cabreúva, C1 e C2	Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 66 km	2018
SECC LT 440 kV Araraquara - Mogi Mirim III, C1, na SE Araras	Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1 km	2018
LT 230 kV Ivinhema 2 - Nova Porto Primavera, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 64,5 km	2018
LT 230 kV Rio Brillhante - Nova Porto Primavera, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 141 km	2018
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 16 Mvar 3Φ // SE NOVA PORTO PRIMAVERA	
LT 500 kV Fernão Dias - Terminal Rio, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 320 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ // SE FERNÃO DIAS	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // SE TERMINAL RIO	
LT 500 kV Campinas - Itatiba, C2	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 27 km	2019

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Estreito - Cachoeira Paulista, C1 e C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (Drake), 340 km
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (Drake), 340 km
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE ESTREITO
LT 345 kV Interlagos - Piratininga II, C3 e C4	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE CACHOEIRA PAULISTA
	Circuito Duplo 345 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 0,76 km (reconstrução)
LT 800 kV Paraúpebas - Assis, C1, C2	Linha CC 800 kV, 4000 MW, 6x1590 MCM, 2.018 km

Tabela 76 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - São Paulo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE 500/345 kV Ibiúna	3º ATF 500/345 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2015
SE 500/440/230 kV Assis	3º ATF 440/230 kV, 3 x 112 MVA 1Φ	2015
	1º Reator de Barra 440 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	
SE 750/345/69 kV Tijuco Preto	1º TF 750/345 kV, 1 x 500 MVA 1Φ - Substituição	2015
SE 440/138 kV Araras	3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2015
SE 230/88 kV Paraguaçu Paulista II	1º ATF 230/88 kV, (3+1R) x 50 MVA 1Φ	2015
SE 440/138 kV Getulina	2º Reator de Barra 440 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	2015
SE 440/138 kV Piracicaba	1º e 2º TF 440/138 kV, (6+1R) x 133 MVA 1Φ	2015
	1º e 2º Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ	
SE 440/138 kV Bauru	1º e 2º TF 440/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ (Substituição)	2016
SE 230/138 kV Capão Bonito	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2016
SE 440/138 kV Marechal Rondon	1º e 2º TF 440/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2016
SE 440/138 kV Três Irmãos	2º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2016
SE 440/138 kV Bauru	3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2016
SE 440/230/138 kV Cabreúva	1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 100 Mvar 3Φ	2016
SE 750/345/69 kV Tijuco Preto	4º TF 750/345 kV, 3 x 500 MVA 1Φ	2016
SE 440/88 kV Salto	2º TF 440/88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ	2016
SE 500/138 kV Morro Agudo	1º e 2º TF 500/138 kV, (6+1R) x 133 MVA 1Φ	2017
SE 345/138 kV Porto Colômbia	1º TF 345/138 kV, 1 x 400 MVA 3Φ	2017
	1º TF 138/138 kV Defasador, 1 x 400 MVA 3Φ	
SE 440/138 kV Água Azul	1º e 2º ATF 440/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2017
SE 345/138 kV Domênico Rangoni	1º e 2º TF 345/138 kV, (6+1R) x 133 MVA 1Φ	2017
SE 230/138/88 kV Manoel da Nóbrega	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ	2017
	1º ATF 230/138-88 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ	
SE 500/440 kV Fernão Dias	1º ATF 500/440 kV, (3+1R) x 400 MVA 1Φ	2017
SE 500/138 kV Itatiba	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar	2017
SE 440/138 kV Santa Bárbara D'oeste	Compensador Estático 440 kV, 1 x (-300/+300) Mvar	2017
SE 230/88 kV Salto Grande	2º TF 230/88 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2017
SE 500/345 kV Campinas	1º e 2º Capacitor em Derivação 345 kV, 2 x 100 Mvar 3Φ	2017

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 345/88 kV Norte	5º TF 345/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ Transformador de Aterramento 88 kV, 1 x 133 MVA	2017
SE 345/88 kV Nordeste	4º TF 345/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ Transformador de Aterramento 88 kV, 1 x 133 MVA	2017
SE 500/440/230 kV Taubaté	1º ATF 440/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ - Substituição do Banco 2º ATF 440/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2017
SE 230/138 kV Rosana	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6 + 1R) x 83,33 MVA 1Φ Transformador Defasador 138/138 kV 1 x 250 MVA 3Φ	2017
SE 500/440 kV Fernão Dias	2º e 3º ATF 500/440 kV, 6 x 400 MVA 1Φ	2018
SE 345/88 kV Leste	4º TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ	2018
SE 500/440 kV Araraquara II	Compensador Síncrono, 3 x (-150/+300) Mvar	2018
SE 440/230 kV Nova Porto Primavera	3º ATF 440/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	2018
SE 440/138 kV Bauru	Compensador Estático 440 kV, 1 x (-125/+250) Mvar	2019
SE 500/440 kV Fernão Dias	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+300) Mvar	2019
SE 440/138 kV Araraquara	4º ATF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2019
SE 345/88 kV Ramon Rebert Filho	4º TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ	2019
SE 230/88 kV Salto Grande	3º TF 230/88 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2019
SE 500/345 kV Campinas	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	2020
SE 500/440 kV Fernão Dias	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	2020
SE 500/440/230 kV Taubaté	2º TF 500/440 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2020
SE 440/138 kV Mirassol II	3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2020
SE 800 kV Assis	CONVERSORA 3850 MW, 800 kV CC	2021
SE 440/138 kV Piracicaba	3º TF 440/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2021
SE 440/230 kV Cabreúva	4º ATF 440/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2022
SE 500/138 kV Morro Agudo	3º TF 500/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2023
SE 500/345/138 kV Campinas	3º ATF 500/345 kV, 3 x 187 MVA 1Φ	2023

3.3.2 Estado de Minas Gerais

Sistema elétrico

O sistema elétrico do estado de Minas Gerais é constituído por uma vasta malha de transmissão (500, 345 e 230 kV), tendo por principais proprietárias CEMIG e ELETROBRÁS FURNAS, com uma extensão superior a 7.000 km. O sistema de transmissão é responsável pela interligação das grandes usinas, situadas principalmente na região do Triângulo Mineiro, por importantes interligações com outras empresas e pelo transporte de grandes blocos de energia para as diferentes regiões do estado de Minas Gerais e, também, para os estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade das seguintes distribuidoras: CEMIG-D, DME Distribuição S/A e Energia - MG.

Foram recomendados reforços para o sistema de transmissão de energia do estado que promovem a ampliação da capacidade de intercâmbio entre regiões, como a construção do circuito em 500 kV

entre Luziânia e Pirapora 2 e complementada com a determinação do eixo de 500 kV Pirapora2- Presidente Juscelino(nova SE) e Itabira 5. Para atendimento a região metropolitana de Belo Horizonte foi recomendada a nova SE 345/138 kV Betim 6.

Para a região norte do estado foram indicadas novas linhas de transmissão, bem como uma nova fonte de suprimento às cargas regionais: SE Janaúba 3 230/138 kV. Para esta região também foram recomendadas duplicações de linhas e transformadores para atendimento ao critério N-1.

Para o atendimento a região da Mantiqueira foi prevista a nova SE 345/138 kV Varginha, bem como as novas LTs 345 kV Itutinga-Jeceaba e Jeceaba-Itabirito 2, além da construção da LT 345 kV Itabirito 2 – Barro Branco para atendimento ao critério N-1.

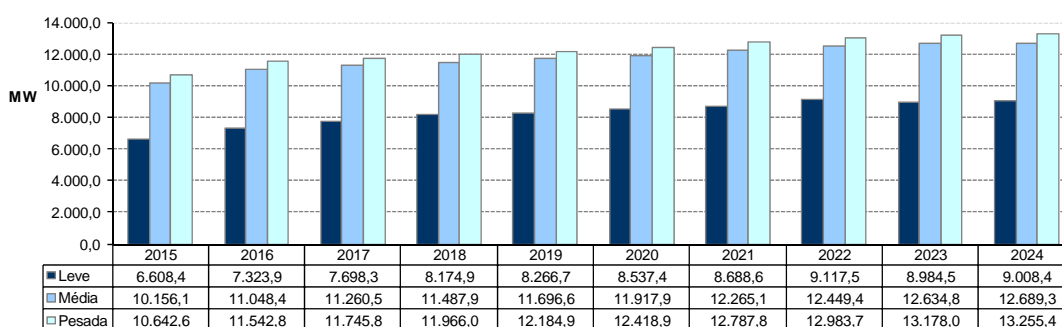
O estado será o ponto receptor, na SE Estreito, do primeiro bipolo proveniente de Xingu em +800 kV DC para escoamento da energia elétrica oriunda da UHE Belo Monte. Além disso, outros reforços associados a este empreendimento foram recomendados, com vistas a escoar a energia a partir deste ponto com diversos circuitos em 500 kV.

Devido à expansão da capacidade de transmissão da interligação Nordeste-Sudeste, o Estado será contemplado com uma extensa malha de 500 kV, o que permitirá futuras inserções regionais, principalmente nas regiões Norte e Leste, conforme mostrado no item Interligações Regionais.

Carga local

O Estado de Minas Gerais tem a segunda maior carga do Brasil, representando cerca de 22% da carga da região Sudeste. O patamar de carga apresenta um crescimento médio de 2,5% ao ano no período decenal. A evolução dos três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 66.

Gráfico 66 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais



Programa de obras

Nas tabelas a seguir é mostrado o Programa de Obras para o sistema de transmissão no estado de Minas Gerais.

Tabela 77 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Minas Gerais

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II, C1 e C2	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 347 km
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 63,33 Mvar 1Φ // SE RIO VERDE NORTE
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 63,33 Mvar 1Φ // SE MARIMBONDO II
LT 345 kV Jaguará - Volta Grande, C1	Recapacitação para 866/1117 MVA (30% custo de uma nova LT)
LT 500 kV Luziânia - Pirapora II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 350 km
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ // SE LUZIÂNIA
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ // SE PIRAPORA II
LT 500 kV Estreito - Itabirito 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 370 km
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // SE ESTREITO
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // SE ITABIRITO 2
SECC LT 500 kV São Simão - Marimbondo, C1, na SE Marimbondo II	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 1 km
	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 1 km
LT 500 kV Itabirito 2 - Vespasiano 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 90 km
LT 500 kV Campinas - Marimbondo II, C1	Circuito Simples 500 kV, 3 x 795.0 MCM (Drake), 367 km
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R)x82,6 Mvar 1Φ // SE CAMPINAS
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R)x82,6 Mvar 1Φ// SE MARIMBONDO II
LT 800 kV Xingu - Estreito, C1 e C2	LINHA CC 800 KV, 4000 MW, 6X1590 MCM, 2.140 km
LT 500 kV Fernão Dias - Estreito, C1 e C2	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 330 km
LT 500 kV Seccionamento (LT Araraquara - Marimbondo) - Marimbondo II, C1 e C2	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 6 km
SECC LT 345 kV Furnas - Itutinga, C2, na SE Varginha 4	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 38 km
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 38 km
LT 345 kV Itutinga - Jeceaba, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 900.0 MCM (Drake), 107 km
LT 345 kV Itabirito 2 - Jeceaba, C2	Circuito Simples 345 kV, 2 x 900.0 MCM (Drake), 45 km
SECC LT 230 kV Itabira 2 - Itabira 4, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1 km
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1 km
SECC LT 500 kV Neves - Mesquita, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 2 km
	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 1 km
LT 230 kV Itabira 5 - Itabira 2, C1	Recondutoramento para 354/478 MVA - 12 km
SECC LT 230 kV Itabira 2 - João Monlevade 2, C1, na SE João Monlevade 4	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 3,5 km
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 3,5 km
LT 230 kV Itabira 5 - Itabira 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 21 km
SECC LT 500 kV Vespasiano 2 - Mesquita, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 1,5 km
	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 1,5 km
LT 230 kV Janaúba 3 - Irapé, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 135 km
LT 230 kV Araçuaí 2 - Irapé, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Grosbeak), 61 km
SECC LT 345 kV Neves 1 - Barreiro 1, C1, na SE Betim 6	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 10,5 km
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 10,5 km
LT 345 kV Sete Lagoas 4 - Betim 6, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 43 km
LT 345 kV Betim 6 - Sarzedo, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795.0 MCM (Drake), 22 km
LT 345 kV Presidente Juscelino - Sete Lagoas 4, C1, C2	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 97 km
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 97 km
LT 345 kV Itabirito 2 - Barro Branco, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 54 km

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Pirapora 2 - Presidente Juscelino, C1, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 172 km	2019
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 172 km	
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (6+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE PIRAPORA 2	
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (6+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE PRESIDENTE JUSCELINO	
LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 163 km	2019
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE PRESIDENTE JUSCELINO	
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE ITABIRA 5	
SECC LT 345 kV Pimenta - Barreiro 1, C1, na SE Sarzedo	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 1,5 km	2019
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 1,5 km	
LT 345 kV Neves 1 - Betim 6, C1	Recapacitação para 837/1046 MVA	2019
SECC LT 230 kV Sabará 3 - Itabira 2, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 3,6 km	2019
LT 500 kV Igaporã III - Janaúba 3, C1, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 246 km	2019
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 246 km	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 14 x 58,3 Mvar 1Φ // SE IGAPORÃ III	
LT 500 kV Poçoões II - Padre Paraíso 2, C1, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 332 km	2019
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 332 km	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 14 x 90 Mvar 1Φ // SE POÇOÕES II	
LT 500 kV Mesquita - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 240 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE MESQUITA	
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE JOÃO NEIVA 2	
LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795.0 MCM (Drake), 230 km	2020
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 58,3 Mvar 1Φ // SE PIRAPORA 2	
LT 500 kV Arinos - Pirapora 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795.0 MCM (Drake), 213 km	2020
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, 8 x 53,3 Mvar 1Φ // SE ARINOS	
LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino 2, C1, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795.0 MCM (Drake), 652 km	2020
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 14 x 78,3 Mvar 1Φ // SE JANAÚBA 3	
SECC LT 230 kV Mesquita - Governador Valadares 2, C2, na SE Governador Valadares 6	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 30 km	2020
LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 180 km	2020
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, 6 x 23,33 Mvar 1Φ // SE PRESIDENTE JUSCELINO	
LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6, C1, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795.0 MCM (Drake), 388 km	2020
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 14 x 48,3 Mvar 1Φ // SE PADRE PARAÍSO 2	
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum, C1, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795.0 MCM (Drake), 304 km	2020
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 14 x 35 Mvar 1Φ // SE GOVERNADOR VALADARES 6	
SECC LT 230 kV Governador Valadares 2 - Conselheiro Pena, C1, na SE Governador Valadares 6	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 28 km	2020
LT 230 kV Governador Valadares 2 - Governador Valadares 6, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 5,4 km	2020
LT 230 kV Governador Valadares 2 - Governador Valadares 6, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 2,5 km	2020
SECC CT 230 kV Ipatinga 1 - Porto Estrela, na SE Mesquita	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 0,8 km	2020
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak) - TAL, 0,8 km	
LT 230 kV Ipatinga 1 - Mesquita, C3	Recondutoramento para 354/478 MVA, 2,6 km	2020
SECC LT 500 kV Mesquita - Viana 2, C2, na SE Mutum	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 1 km	2020

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul, C1	2020
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 125 km	
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE MUTUM	
LT 500 kV Estreito - Cachoeira Paulista, C1 e C2	2020
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (Drake), 340 km	
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (Drake), 340 km	
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE ESTREITO	
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE CACHOEIRA PAULISTA	
LT 800 kV Miritituba - Prata, C1, C2	2024
Linha CC 800 kV, 4000 MW, 6x1590 MCM, 2000 km	

Tabela 78 – Programa de obras – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Minas Gerais

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE 500/345 kV Itabirito 2	2015
2º ATF 500/345 kV, 3 x 186,66 MVA 1Φ	
SE 500/345/138 kV São Gotardo 2	2015
2º Capacitor em Derivação 345 kV, 1 x 150 Mvar 3Φ	
SE 500 kV Bom Despacho 3	2015
Compensador Estático 500 kV, 1 x (-200/+300) Mvar	
SE 345/289/138 kV Três Marias	2015
2º ATF 345/289 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	
SE 500/138 kV Emborcação	2016
3º TF 500/138 kV, 1 x 300 MVA 3Φ	
SE 230/69 kV Timóteo 2	2016
1º ATF 230/69 kV, (3+1R) x 20 MVA 1Φ	
SE 345/230 kV Irapé	2016
1º e 2º Reator de Barra 230 kV, (6+1R) x 13,33 Mvar 1Φ	
SE 500/345 kV Pirapora 2	2017
2º Reator de Barra 345 kV, 3 x 26,66 Mvar 1Φ	
SE 345/138 kV Pimenta	2018
1º e 2º ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ	
SE 345/138 kV Barbacena	2018
1º ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	
SE 800 kV Estreito	2019
CONVERSORA 3850 MW, 800 KV CC	
SE 345/138 kV Varginha 4	2019
1º e 2º ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ	
1º Reator de Barra 345 kV, (3+1R) x 13,33 Mvar 1Φ	
SE 230/138 kV Braúnas	2019
1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 53,3 MVA 1Φ	
SE 230/138 kV Ipatinga 1	2019
1º ATF 230/161-138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ	
SE 500/230 kV Itabira 5	2019
1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ	
SE 230/69 kV João Monlevade 4	2019
1º TF 230/69 kV, (3+1R) x 25 MVA 1Φ	
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	
SE 230 kV João Monlevade 4	2019
2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	
SE 500 kV Marimbondo II	2019
1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	
SE 230/138 kV Janaúba 3	2019
1º ATF 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ	
SE 345/138 kV Barreiro 1	2019
3º e 4º ATF 345/138 kV, (6+1R) x 375 MVA 1Φ (SUBSTITUIÇÃO)	
1º TF 138/13,8 kV, 1 x 70 MVA 3Φ	
SE 345/138 kV Betim 6	2019
1º e 2º ATF 345/138 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ	
SE 500/230 kV Itabira 5	2019
1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	
SE 500/345/138 kV Neves 1	2019
1º e 2º TF 500/138 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ (SUBSTITUIÇÃO)	
1º e 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 100 MVA 3Φ (CONEXÃO SÍNCRONOS)	
SE 500/345 kV Presidente Juscelino	2019
1º ATF 500/345 kV, (3+1R) x 400 MVA 1Φ	

SE 345/138 kV Sete Lagoas 4	2º ATF 345/138 kV, 3 x 125 MVA 1Φ	2019
SE 345/230/138 kV Taquaril	1º e 2º Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ	2019
SE 500/138 kV Vespasiano 2	1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2019
SE 500 kV Janaúba 3	1º, 2º e 3º Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 66,7 Mvar 1Φ	2019
SE 500/230 kV Governador Valadares 6	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ	2019
	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	
SE 500/230 kV Itabira 5	2º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2019
SE 500 kV Arinos 2	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2019
SE 500/345/138 kV Poços de Caldas	2º ATF 500/345 kV, 3 x 186,67 MVA 1Φ	2020
SE 500 kV Presidente Juscelino	1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2020
SE 500 kV Mutum	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	2020
SE 500 kV Padre Paraíso 2	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2020
SE 800 kV Prata	CONVERSORA 3.850 MW, 800 kV CC	2024

3.3.3 Estado do Espírito Santo

Sistema elétrico

Atualmente o Espírito Santo é suprido por três linhas em 345 kV, duas em 230 kV e um circuito duplo em 138 kV, além do parque gerador local.

Duas linhas de transmissão em 345 kV, que têm origem na SE Campos, no Estado do Rio de Janeiro, se conectam às SE Vitória e Viana, ambas na região da Grande Vitória, as quais possuem transformações 345/138 kV e são os pontos onde se concentra a maior parte do atendimento às cargas da região. A terceira linha em 345 kV conecta a SE Ouro Preto 2, em Minas Gerais, à SE Vitória.

No sul do Estado, a SE Cachoeiro, da ESCELSA, é o ponto de chegada de duas linhas provenientes do setor de 138 kV da SE Campos.

O atendimento em 230 kV é feito via conexão entre a SE Aimorés, na divisa com Minas Gerais, e a SE Mascarenhas 230 kV, de onde parte uma linha em 230 kV para a SE Verona e outra para a nova SE Linhares 2 230 kV. As SE Mascarenhas, Verona e Linhares 2 possuem transformações de fronteira e atendem em 138 kV às regiões central e norte do Estado, respectivamente.

A ESCELSA é a maior distribuidora regional, com uma área de concessão que abrange cerca de 90% do Estado do Espírito Santo. A Região Centro-Norte do Estado é área de concessão da Empresa Luz e Força Santa Maria - ELFSM, que é suprida pela ESCELSA em 138 kV e em 69 kV, nas subestações de distribuição São Gabriel, Duas Vendinhas e São Roque.

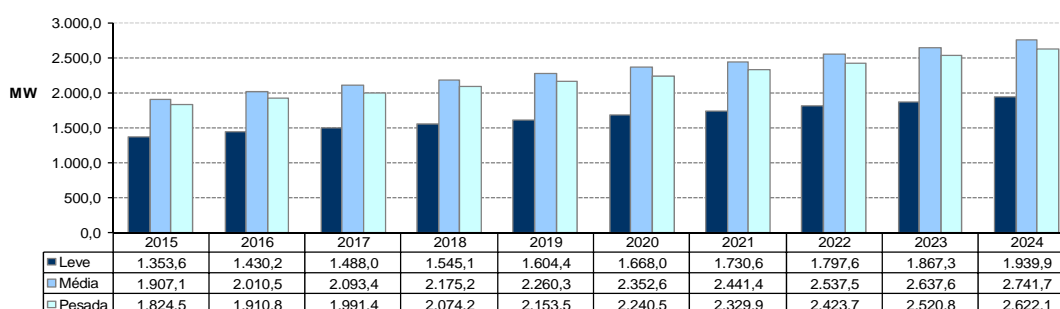
Os principais reforços estruturais atualmente previstos para a área consistem de nova linha em 500 kV entre as subestações de Mesquita, em Minas Gerais, e Viana 2, no Espírito Santo; construção de nova SE 230/138 kV em São Mateus, conectada à SE Linhares 2 em 230 kV e em 138 kV às subestações Jaguaré e São Mateus existente; nova subestação de Rio Novo do Sul 345/138 kV, no sul do Estado, e suprida através do seccionamento das linhas de Campos para Viana e Vitória 345 kV; nova subestação

João Neiva 2 500/345/138 kV, conectada à SE João Neiva da Escelsa por dois circuitos em 138 kV, à SE Viana por um circuito em 345 kV e à SE Mesquita por um circuito em 500 kV.

Carga local

A carga pesada do estado do Espírito Santo representa, em média, 4% do total da região Sudeste, com crescimento médio anual de 4% no período decenal. O Gráfico 67 ilustra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 67 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo



Programa de obras

As principais obras da Rede Básica previstas para o estado do Espírito Santo no período 2015-2024 são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 79 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Espírito Santo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
LT 230 kV Linhares 2 - São Mateus 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 108 km	2019
SECC LT 138 kV Jaguaré - São Mateus 1, C1, na SE São Mateus 2	Circuito Simples 138 kV, 1 x 556.5 MCM (Dove), 1 km	2019
LT 138 kV São Mateus 1 - São Mateus 2, C1	Circuito Simples 138 kV, 1 x 336.4 MCM (Linnet), 07 km	2019
LT 345 kV Viana 2 - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 80 km	2019
LT 500 kV Mesquita - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 240 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE MESQUITA Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE JOÃO NEIVA 2	2019
SECC LT 345 kV Campos - Viana, C1, na SE Rio Novo do Sul	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 2 km	2019
SECC LT 345 kV Campos - Vitória, C1, na SE Rio Novo do Sul	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 1 km	2019
LT 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 125 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE MUTUM	2020

Tabela 80 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Espírito Santo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE 230/138 kV São Mateus 2	1º ATF 230/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1Φ 1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2019
SE 345 kV João Neiva 2	Compensador Estático 345 kV, 1 x (-150/+150) Mvar	2019
SE 500/345 kV João Neiva 2	1º ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ 1º e 2º ATF 345/138 kV, (6+1R) x 133 MVA 1Φ 1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ	2019
SE 345/138 kV João Neiva 2	3º ATF 345/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2019
SE 345/138 kV Vitória	5º ATF 345/138 kV, (3+1R) x 133 MVA 1Φ	2019
SE 345/138 kV Rio Novo do Sul	1º ATF 345/138 kV, (3+1R) x 133 MVA 1Φ	2019
SE 345/138 kV Rio Novo do Sul	2º ATF 345/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2019
SE 500/345 kV Rio Novo do Sul	1º ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ	2020

3.3.4 Estado do Rio de Janeiro

Sistema elétrico

O sistema elétrico do estado do Rio de Janeiro se interliga ao SIN por linhas em 500 kV, 345 kV, 230 kV e 138 kV. Da SE Cachoeira Paulista, em São Paulo, saem linhas em 500 kV e 138 kV e da SE Itutinga, em Minas Gerais, partem duas linhas em 345 kV, que chegam ao estado do Rio de Janeiro em diversas subestações. Há ainda uma linha em 230 kV, proveniente da SE Santa Cabeça em São Paulo, ligada em Nilo Peçanha, próxima à região metropolitana do estado. No norte do estado, via SE Campos, duas linhas em 345 kV e um circuito em 138 kV conectam o estado do Rio de Janeiro ao Espírito Santo.

Internamente o sistema elétrico do estado do Rio de Janeiro é formado basicamente por subestações e linhas em 500 kV na região sul e metropolitana, além de um sistema em 345 kV que vai desde a SE Adrianópolis até a fronteira com o Espírito Santo, passando pelas subestações de Venda das Pedras, Macaé e Campos.

As empresas Light, Ampla e Energisa Nova Friburgo são as concessionárias de distribuição do estado.

Na região metropolitana, as transformações de Grajaú, São José, Jacarepaguá, Adrianópolis são pontos de suprimento às distribuidoras Light e Ampla. Há outras transformações de fronteira nas subestações de Nilo Peçanha, Angra, Venda das Pedras e Campos. A Energisa Nova Friburgo é atendida via conexões com outras distribuidoras.

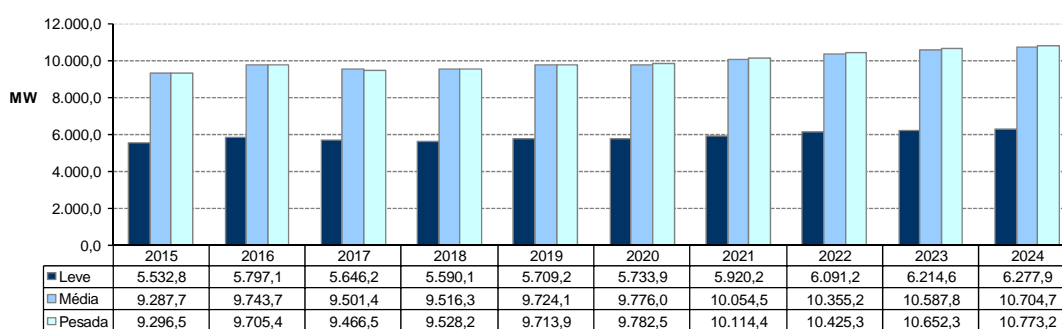
Os principais reforços que estão sendo incorporados ao SIN são a subestação 500/345 kV de Nova Iguaçu, com 1800 MVA de transformação em seu estágio inicial, a subestação Zona Oeste 500/138 kV, com 900 MVA de transformação, definida para atender critérios diferenciados durante a Copa do Mundo de 2014.

A partir de 2019, para permitir o aumento de intercâmbio indicado pelos estudos energéticos para a região sudeste, mostrou-se necessário o segundo elo de corrente contínua entre as Regiões Norte e Sudeste (Xingu-Terminal Rio), sendo indicada a implantação da SE Terminal Rio nas proximidades de Nova Iguaçu.

Carga local

O estado do Rio de Janeiro é importador de energia elétrica e sua carga representa, em média, cerca de 18% do total da Região Sudeste. O patamar de carga pesada apresenta um crescimento médio anual de 1,7% no período decenal. A evolução dos três patamares de carga é mostrada no Gráfico 68.

Gráfico 68 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro



Programa de obras

As principais obras da Rede Básica previstas para o estado do Rio de Janeiro no período 2015-2024 são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 81 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio de Janeiro

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Taubaté - Nova Iguaçu, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 252 km 2016
LT 500 kV Fernão Dias - Terminal Rio, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 320 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ // SE FERNÃO DIAS Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // SE TERMINAL RIO 2019
LT 800 kV Xingu - Terminal Rio, C1 e C2	LINHA CC 800 KV, 4000 MW, 6X1590 MCM, 2439 km 2020
SECC LT 500 kV Cachoeira Paulista - Adrianópolis, C1 e C2, na SE Terminal Rio	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 4 km 2020
LT 500 kV Nova Iguaçu - Terminal Rio, C1 e C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 20 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 20 km 2020

Tabela 82 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica – Rede Básica de Fronteira – Rio de Janeiro

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/138 kV Nova Iguaçu	2º ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2016
SE 345/138 kV Venda Das Pedras	3º ATF 345/138 kV, 03 x 133,3 MVA 1Φ	2018
SE 800 kV Terminal Rio	CONVERSORA 3850 MW, 800 KV CC	2020
SE 500 kV Terminal Rio	Compensador Síncrono, 1 x (-150/+300) Mvar	2020

3.3.5 Estudos complementares

São enumerados a seguir os estudos específicos em desenvolvimento ou que deverão ser realizados, pela EPE em conjunto com as Empresas, assim como também as recomendações resultantes das análises realizadas no período decenal.

Estado de São Paulo

- Estudo de suprimento à Grande São Paulo
- Estudo de atendimento à região do Vale do Paraíba
- Estudo de atendimento à região de Araçatuba
- Estudo de atendimento às regiões de Sorocaba, Porto Feliz e Boituva

Estado do Rio de Janeiro

- Estudo de atendimento à região de Campos
- Estudo das transformações de fronteira e compensação reativa na região metropolitana do Rio de Janeiro

Estado de Minas Gerais

- Estudo para atendimento à região de Montes Claros e Janaúba.
- Estudo para a região de São Gonçalo do Pará.
- Estudo para atendimento à região de Governador Valadares.
- Estudo para atendimento à região de Padre Fialho.

3.4 Região Centro-Oeste e Estados do Acre e Rondônia

Sistema elétrico

A região Centro-Oeste, constituída pelos estados de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e do Distrito Federal, interliga-se desde 2009 aos estados do Acre e Rondônia, constituindo cerca de 7% da carga do SIN. Os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas. Atualmente a Rede Básica desta região tem linhas em 500 kV, 345 kV e 230 kV. Além da Rede Básica, o

atendimento ao Centro-Oeste conta com um extenso sistema em 138 kV e 69 kV, referente às DIT. Com a entrada das UHE Jirau e Santo Antonio, a capacidade instalada da região aumentará significativamente, e o Estado de Rondônia passará para a condição de grande exportador de energia.

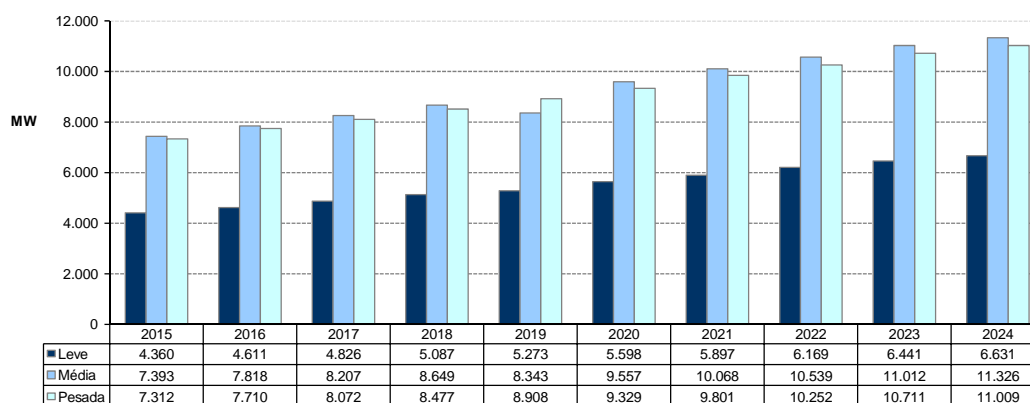
Geração regional

Os Estados do Acre e Rondônia, em dezembro de 2014, acrescia à capacidade instalada da Região Centro-Oeste cerca de 4.400 MW, distribuídos entre as usinas hidrelétricas de Samuel, Santo Antônio e Jirau (em fase de entrada em operação), pequenas centrais hidrelétricas e usinas térmicas a óleo combustível.

Carga regional

As projeções dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão mostradas no Gráfico 69.

Gráfico 69 – Evolução da carga da Região Centro-Oeste e Acre e Rondônia



3.4.1 Estado de Goiás e Distrito Federal

Sistema elétrico

A Rede Básica que compõe o sistema desta região é formada por linhas nas tensões de 500, 345 e 230 kV de FURNAS, 500 kV da Expansión e CELG (230 kV). Esta região, onde situam-se as distribuidoras CEB e CELG e alguns consumidores livres, é suprida por FURNAS nas SE Brasília Sul, Bandeirantes, Brasília Geral, Barro Alto, Niquelândia, Serra da Mesa e SE Samambaia, através de um sistema de transmissão composto de 3 linhas de transmissão de 345 kV que partem da SE Itumbiara e de três linhas de 500 kV provenientes da SE Serra da Mesa até a SE Samambaia. Nesse tronco de 345 kV que interliga as SE Itumbiara, Bandeirantes, Brasília Sul e Samambaia, também está conectada a UHE Corumbá I de FURNAS.

Foram recomendados importantes reforços estruturais no sistema de transmissão de energia do Distrito Federal, com destaque para a recomendação de um novo ponto de suprimento para esta região: SE Brasília Leste 500/138 kV. Esse novo ponto de suprimento, associado às obras de distribuição em execução e planejadas, proporcionará maior equilíbrio entre as fontes que atendem

atualmente a Capital Federal, ao mesmo tempo que trará aumento da confiabilidade no suprimento às cargas atendidas.

Além disso, foram recomendados diversos reforços nas linhas de transmissão e transformações que atendem o Distrito Federal para atendimento ao critério diferenciado para a Capital do país. O conjunto de obras abrange as subestações de Samambaia, Brasília Sul, Brasília Geral além da SE Luziânia.

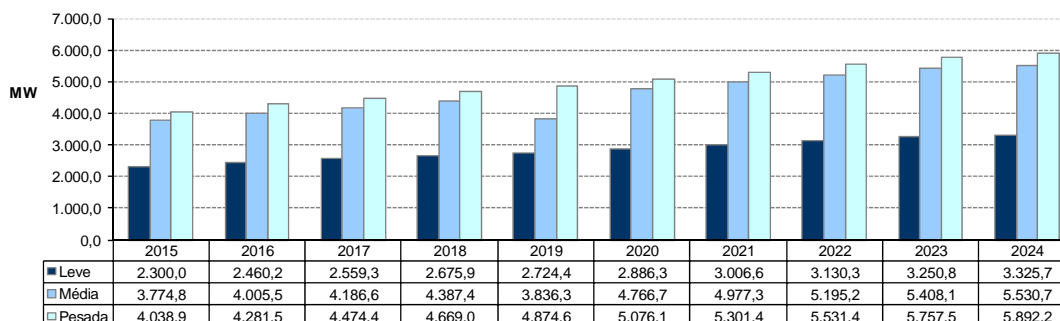
No Estado de Goiás, destaque para as ampliações das transformações que atendem a região metropolitana de Goiânia: Subestações de Anhanguera, Bandeirantes, Goiânia Leste, Trindade e Xavantes. Outros importantes reforços foram recomendados para a eliminação de circuitos radiais de Rede Básica que atendem as regiões sul, oeste e norte do estado, através das subestações de Paranaíba, Firminópolis e Itapaci.

Destaca-se a licitação do compensador estático da SE 500 kV Luziânia que permitirá não só uma melhora do controle de potência reativa da região, bem como da interligação Norte-Sul.

Carga local

A carga do estado de Goiás e do Distrito Federal representa, em média, 54% do total da região Centro-Oeste. A evolução desta carga apresenta um crescimento médio anual de 4,3% e é reproduzida no Gráfico 70 para os três patamares de carga.

Gráfico 70 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal



Programa de obras

O plano de obras para o sistema de transmissão em Goiás e no Distrito Federal é apresentado nas tabelas a seguir.

Tabela 83 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Goiás

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II, C1 e C2	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 347 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 63,33 Mvar 1Φ // SE RIO VERDE NORTE Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 63,33 Mvar 1Φ // SE MARIMBONDO II	2015
LT 230 kV Niquelândia - Barro Alto, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 87 km	2015
LT 500 kV Luziânia - Pirapora II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 350 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 66,6 Mvar 1Φ // SE LUZIÂNIA Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 66,6 Mvar 1Φ // SE PIRAPORA II	2016
LT 500 kV Luziânia - Brasília Leste, C1	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 65 km	2016
LT 500 kV Luziânia - Brasília Leste, C2	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 65 km	2016
LT 230 kV Serra da Mesa - Niquelândia, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 105 km	2016
LT 230 kV Pirineus - Xavantes, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 40 km	2016
LT 230 kV Itumbiara - Paranaíba, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 11 km	2018
LT 230 kV Trindade - Firminópolis, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 88 km	2019
LT 800 kV Presidente Dutra II - Silvânia, C1, C2	Linha CC 800 kV, 4000 MW, 6x1590 MCM, 1.458 km	2021

Tabela 84 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Distrito Federal

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Brasília Sul - Brasília Geral, C1	Circuito subterrâneo	2016
LT 345 kV Brasília Sul - Samambaia, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 40 km	2016
LT 500 kV Luziânia - Brasília Leste, C1	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 65 km	2016
LT 500 kV Luziânia - Brasília Leste, C2	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 65 km	2016

Tabela 85 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Goiás

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/13,8 kV Goiânia Leste	4º TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2015
SE 230/138 kV Pirineus	2º ATF 230/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ	2015
SE 230 kV Itapaci	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2015
SE 230/69 kV Águas Lindas	1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2016
SE 230/69 kV Palmeiras	3º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2016
SE 230/69 kV Anhanguera	2º TF 230/69 kV, 3 x 16,67 MVA 1Φ	2016
SE 230/138 kV Xavantes	4º ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2016
SE 230/69 kV Barro Alto	3º ATF 230/69 kV, 3 x 16,6 MVA 1Φ	2016
SE 230/69 kV Paranaíba	3º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2017
SE 230/69 kV Planalto	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2017
SE 230/138 kV Firminópolis	2º ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2018
SE 230/138 kV Anhanguera	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ (SUBSTITUIÇÃO)	2018
SE 230/138 kV Anhanguera	3º ATF 230/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ	2018
SE 230/69 kV Planalto	3º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2018

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/230 kV Rio Verde Norte	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ	2018
SE 500 kV Rio Verde Norte	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, 6 x 45,33 Mvar 1Φ	2019
SE 500/138 kV Luziânia	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+300) Mvar	2019
SE 800 kV Silvânia	CONVERSORA 3850 MW, 800 kV CC	2021
SE 230/138 kV Xavantes	5º ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2022
SE 500/230 kV Trindade	5º ATF 500/230 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ	2024

Tabela 86 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Distrito Federal

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/345 kV Samambaia	4º ATF 500/345 kV, 3 x 350 MVA 1Φ	2015
SE 345/138 kV Brasília Sul	1º ATF 345/138 kV, 1 x 50 MVA 1Φ	2015
SE 500/138 kV Brasília Leste	1º TF 500/138 kV, 3 x 180 MVA 1Φ	2016
SE 500/138 kV Brasília Leste	2º TF 500/138 kV, 3 x 180 MVA 1Φ	2016

3.4.2 Estado de Mato Grosso

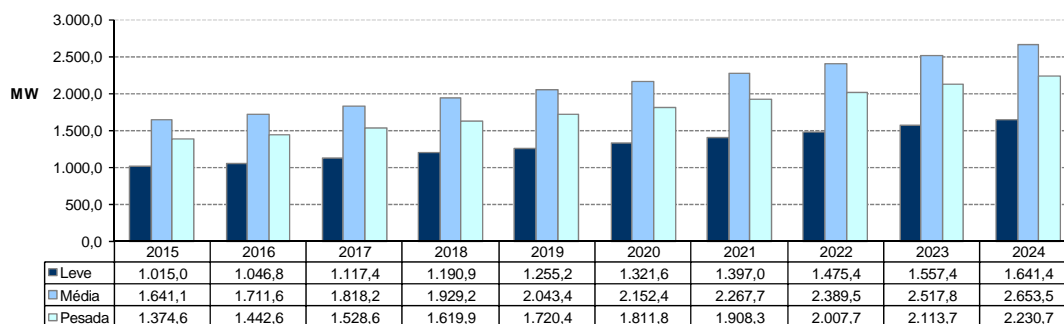
Sistema elétrico

A transmissão do Estado de Mato Grosso é formada por mais de 2000 km de linhas nas tensões de 138 kV, 230 kV e 500 kV. O Estado exporta energia por linhas em 500 kV, 230 kV e 138 kV, para o Centro-Oeste via subestações de Rio Verde, no Estado de Goiás, e para o sistema Acre/Rondônia, via subestação de Vilhena, em Rondônia. Para atendimento local, há subestações no tronco em 500 kV, 230 kV e 138 kV que atravessa a região sul do Estado. Para atender à região norte, existe ainda, a partir da SE Coxipó em Cuiabá, uma linha em 230 kV com 450 km de extensão, circuito simples, até a SE Sinop, com seccionamento na SE Nobres onde está conectada a UHE Manso. A partir da SE Sinop o atendimento às regiões de Colíder, Matupá e Alta Floresta (CEMAT) é feito em 138 kV. A região da Grande Cuiabá é suprida pela transformação de Coxipó 230/138 kV, pelo tronco de 138 kV proveniente de Rondonópolis e pela Usina Térmica Mario Covas (480 MW). Devido ao esgotamento da SE Coxipó (5 x 100 MVA), foi indicado um novo ponto de atendimento ao anel em 138 kV de Cuiabá por meio do seccionamento de dois circuitos 230 kV Jauru - Coxipó na SE Nova Várzea Grande 230/138 kV, instalação de dois transformadores defasadores nessa SE e a substituição de três transformadores de Coxipó por unidades de 150 MVA.

Novos estudos indicaram reforços no atendimento ao sistema suprido por Sinop via conexão com a futura subestação de Paranaíta 500 kV, através de transformação 500/138 kV e ligação com o sistema de distribuição da CEMAT, e ao sistema suprido por Barra do Peixe (Baixo Araguaia), por conexão via transformador 500/230 kV na nova subestação de Paranatinga e ligação em circuito simples, 230 kV, entre essa subestação e a SE Canarana, da CEMAT, onde também será implantada transformação de fronteira 230/138 kV. Para reforçar esse suprimento, foi indicada a instalação de três transformadores defasadores (uma unidade reserva) na subestação de Santana do Araguaia, no Pará, e sua conexão por duas linhas de distribuição à SE Vila Rica, no norte do Mato Grosso, ponto extremo do sistema do Baixo Araguaia.

Carga local

A carga do estado de Mato Grosso representa, em média, cerca de 20 % do total da região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia, com crescimento médio anual de 5,5% para o patamar de carga pesada. Sua evolução é mostrada no Gráfico 71 para os três patamares de carga.

Gráfico 71 – Evolução da carga de Estado de Mato Grosso*Programa de obras*

O plano de obras para o sistema de transmissão em Mato Grosso é apresentado nas tabelas a seguir.

Tabela 87 – Programa de obras – Linhas de transmissão Rede Básica – Mato Grosso

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 243 km Capacitor Série 500 kV, 1 x 480 Mvar 3Φ // SE RIO VERDE NORTE LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte, C3 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE RIO VERDE NORTE Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE RIBEIRÃOZINHO	2015
SECC LT 230 kV Jauru - Coxipó, C2, na SE Nova Várzea Grande Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 1 km	2016
LT 500 kV Jauru - Cuiabá, C2 Circuito Simples 500 kV, 3 x 954.0 MCM (Rail), 350 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ // SE JAURU Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ // SE CUIABÁ	2018
LT 500 kV Paranaíta - Cláudia, C3 Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 300 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE PARANAÍTA Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE CLÁUDIA	2019
LT 500 kV Cláudia - Paranatinga, C3 Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 350 km Capacitor Série 500 kV, 1 x 430 Mvar 3Φ // SE PARANATINGA Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 63,33 Mvar 1Φ // SE PARANATINGA Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 63,33 Mvar 1Φ // SE CLÁUDIA	2019
LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho, C3 Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 348 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 63,33 Mvar 1Φ // SE PARANATINGA Capacitor Série 500 kV, 1 x 475 Mvar 3Φ // SE PARANATINGA Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 63,33 Mvar 1Φ // SE RIBEIRÃOZINHO	2019
LT 230 kV Paranatinga - Canarana, C1 Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 275 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 60 Mvar 3Φ // SE PARANATINGA Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 60 Mvar 3Φ // SE CANARANA	2019

Tabela 88 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Mato Grosso

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Nova Várzea Grande	2º ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2016
SE 138 kV Santana	Banco de Transformadores Defasadores 138/138 kV - 3 x 150 MVA	2018
SE 500/230 kV Jauru	2º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2018
SE 500 kV Paranaíta	3º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	2019
SE 500 kV Cláudia	3º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	2019
SE 500 kV Paranatinga	3º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	2019
SE 500 kV Ribeirãozinho	2º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	2019
SE 500/138 kV Paranaíta	1º ATF 500/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1Φ	2019
SE 500 kV Paranatinga	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 40 MVA 1Φ	2019

3.4.3 Estados do Acre e Rondônia

Sistema elétrico

Os sistemas elétricos dos estados do Acre e Rondônia são interligados ao restante do SIN em 230 kV. Com o início da entrada em operação das UHE Jirau e Santo Antonio, parte do suprimento da região virá da geração local das usinas, e parte via sistema interligado.

O sistema de transmissão do estado do Acre é constituído de dois circuitos em 230 kV, Abunã - Rio Branco, alimentado a partir da SE Abunã, em Rondônia. Além do pátio de 230 kV, a SE Rio Branco possui setores em 69 kV e em 138 kV. A transformação 230/69 kV supre as SE Tangará e São Francisco, e um circuito em 69 kV atende a SE Sena Madureira. O setor 138 kV de Rio Branco, é conectado à SE Epitaciolândia 138 kV. Existem ainda algumas cargas do Estado do Acre que são isoladas e que passarão a ser supridas pela Rede Básica, com previsão de integração das localidades de Cruzeiro do Sul, Tauracá e Feijó ao SIN através de linha de 230 kV entre Cruzeiro do Sul, Feijó e Rio Branco.

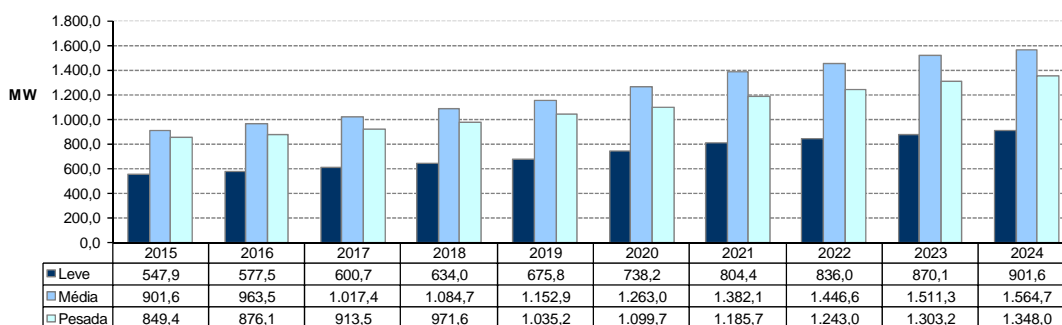
O sistema de transmissão de Rondônia atende, por meio de linhas de transmissão em 230 kV, às regiões de Vilhena, Pimenta Bueno, Ji-Paraná, Jauru, Porto Velho, Ariquemes e Abunã. Da subestação Ji-Paraná parte uma linha de transmissão em 138 kV, com destino à cidade de Rolim de Moura, na região centro-sul do estado.

Em Rondônia, está prevista a integração do sistema isolado da região de Machadinho do Oeste, através de sistema de Distribuição em 138 kV que será suprido via nova transformação 230/138 kV na subestação de Jaru.

Além dessas obras, estão indicados reforços de transmissão em 230 kV e de compensação reativa adicional, para permitir o escoamento das unidades adicionais previstas na UHE Santo Antônio, do rio Madeira.

Carga local

A evolução dos três patamares de carga para os estados do Acre e Rondônia prevista para o decênio é apresentada no Gráfico 72 de onde se deduz, para o patamar de carga pesada, um crescimento médio anual de 5,3% no período decenal.

Gráfico 72 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia*Programa de obras*

O programa de obras para a Rede Básica destes estados é mostrado nas tabelas a seguir.

Tabela 89 – Programa de obras obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Acre e Rondônia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Vilhena - Jauru, C1, C2, C3	Capacitor Série 230 kV, 3 x 110 Mvar 3Φ // SE VILHENA 2017
LT 230 kV Ariquemes - Ji-Paraná, C4	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 165 km 2018
LT 230 kV Samuel - Ariquemes, C4	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 150 km 2018

Tabela 90 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Acre e Rondônia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Jarú	2º e 3º TF 230/69 kV, 2 x 30 MVA 3Φ 2015
SE 230/69 kV Coletora Porto Velho	1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ 2016
SE 230 kV Ji-Paraná	Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-90/+150) Mvar 2017
SE 230 kV Ariquemes	Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-90/+150) Mvar 2017
SE 230/138 kV Jarú	1º TF 230/138 kV, (3+1R) x 16,7 MVA 1Φ 2018
SE 230 kV Cruzeiro do Sul	Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 X 3,6 MVar 2020

3.4.4 Estado de Mato Grosso do Sul

Sistema elétrico

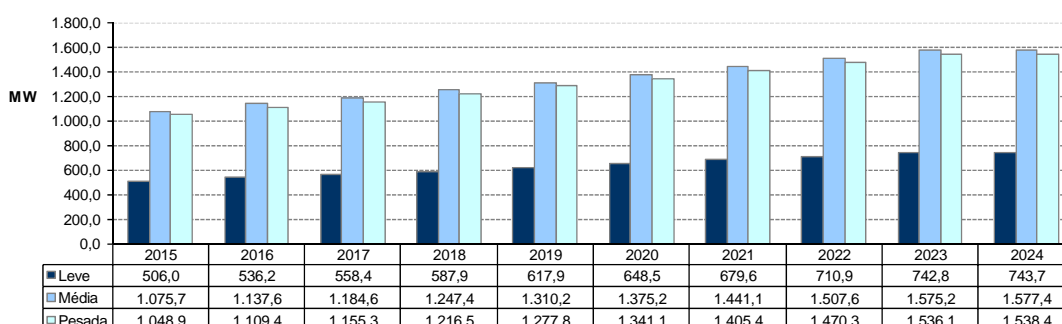
O atendimento elétrico ao estado do Mato Grosso do Sul é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 230 kV e 138 kV. O estado conta com seis SE 230/138 kV: a SE 230/138 kV Corumbá 2 (2 x 150 MVA), com linhas a partir de Anastácio; a SE 230/138 kV Anastácio (2 x 75 MVA), com linhas para Dourados, Sidrolândia 2 e Corumbá 2; a SE 230/138 kV Sidrolândia 2, com linhas para Anastácio e Imbirussú; a SE 230/138 kV Imbirussú (3 x 150 MVA), que se liga a linhas advindas de Sidrolândia 2, Chapadão e Rio Brilhante; a SE 230/138 kV Chapadão (2 x 150 MVA) com linhas provindas de Inocência, Imbirussú e Jataí; e a SE 230/138 kV Dourados (4 x 75 MVA), com linhas provindas de Anastácio, Ivinhema 2 e Guaira (Paraná).

Para os próximos anos, está prevista a expansão do sistema do estado ao nível de 230 kV, com a implantação da SE 230/138 kV Campo Grande 2, que agregará qualidade e confiabilidade no atendimento à capital do estado. Está prevista também a SE 230/138 kV Ivinhema 2, que agregará qualidade e confiabilidade às região central do estado. Finalmente, há a previsão da SE 230/138 kV Paraíso 2 e da LT 230 kV Campo Grande 2 – Paraíso 2 – Chapadão C2, que serão importantes não só para o atendimento à região nordeste do estado mas também para a integração do potencial de PCHs da região.

Carga local

A ENERSUL é a principal concessionária de distribuição do Mato Grosso do Sul, sendo responsável pelo atendimento a 94% dos municípios do estado. A carga do estado do Mato Grosso do Sul, que representa cerca de 14% do total da região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia, apresenta um crescimento anual médio de 4,4% ao ano no período decenal. A previsão para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 73.

Gráfico 73 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso do Sul



Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado de Mato Grosso do Sul previstas nos estudos são apresentadas nas tabelas a seguir:

Tabela 91 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Mato Grosso do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SECC LT 230 kV Imbirussu - Chapadão, C1, na SE Campo Grande 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 13 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 13 km	2015
LT 230 kV Paraíso 2 - Chapadão, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 60 km	2016
LT 230 kV Campo Grande 2 - Paraíso 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 240 km Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ // SE CAMPO GRANDE 2 Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ // SE PARAÍSO 2	2016
SECC LT 230 kV Campo Grande 2 - Chapadão, C1, na SE Paraíso 2	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 1 km	2016
LT 230 kV Ivinhema 2 - Nova Porto Primavera, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 64,5 km	2018
LT 230 kV Rio Brilhante - Nova Porto Primavera, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 141 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 16 Mvar 3Φ // SE NOVA PORTO PRIMAVERA	2018
LT 230 kV Rio Brilhante - Dourados 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 117 km	2020
LT 230 kV Dourados 2 - Dourados, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 43 km	2020
LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 50 km	2020
LT 230 kV Rio Brilhante - Campo Grande 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 148 km Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ // SE CAMPO GRANDE 2	2020
LT 230 kV Jataí - Rio Verde Norte, CD (C1, C2)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 127 km	2020
SECC LT 230 kV Dourados - Ivinhema 2, C1, na SE Dourados 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 14,5 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 14,5 km	2020
LT 230 kV Campo Grande 2 - Paraíso 2, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 228 km Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ // SE CAMPO GRANDE 2 Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ // SE PARAÍSO	2024
LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 50 km	2024
LT 230 kV Paraíso 2 - Chapadão, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 64 km	2024
SECC LT 230 kV Dourados - Anastácio, C1, na SE Maracajú 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BlueJay), 15,5 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BlueJay), 15,5 km	2024

Tabela 92 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Mato Grosso do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE 230/138 kV Campo Grande 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2015
SE 440/138 kV Marechal Rondon	1º e 2º TF 500/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2016
SE 230/138 kV Paraíso 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2016
SE 230/138 kV Ivinhema 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2016
SE 230/138 kV Corumbá	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2020
SE 230/138 kV Dourados	1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ	2020
SE 230/138 kV Dourados 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2020
SE 230/138 kV Campo Grande 2	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2020
SE 230/138 kV Imbirussu	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2022

SE 230/138 kV Campo Grande 2	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2022
SE 230/138 kV Dourados 2	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024
SE 230/138 kV Imbirussu	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024
SE 230/138 kV Maracajú 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2024

3.4.5 Estudos complementares

São enumerados a seguir os estudos específicos em desenvolvimento ou que deverão ser realizados pela EPE em conjunto com as Empresas, assim como também as recomendações resultantes das análises realizadas no período decenal.

Estado de Goiás:

- Analisar o atendimento à região Norte do Estado devido ao atraso considerável na implantação das LTs 230 kV Serra da Mesa-Niquelândia e Niquelândia-Barro Alto.
- Verificar o atendimento ao critério n-1 nas SEs de fronteira: 230/138 kV Rio Verde, 230/138 kV Serra da mesa, 230/69 kV Águas Lindas, 230/138 kV Carajás, 230/69 kV Itapaci, 230/69 kV Palmeiras, 230/138 kV Pirineus e 230/138 kV Xavantes.
- Verificar sobrecargas nas LTs 230 kV Brasília Sul-Águas Lindas, Brasília Sul-Pirineus e Pirineus-Xavantes e na transformação 345/230 kV Brasília Sul, quando de contingências no sistema de 500 kV local.
- Verificar sobrecargas nas LTs 230 kV do sul do Estado e na transformação 230/138 kV da SE Cachoeira Dourada em certos cenários.
- Conforme a Portaria MME 276/2013, deverá ser verificado o desempenho para a Cidade de Brasília com critério diferenciado (n-2) no longo prazo.
- Analisar o escoamento de geração de PCHs e biomassa para a região de Iaciara, uma vez que o sistema de distribuição não comporta a geração prevista.

Estado de Mato Grosso:

- Analisar o desempenho do tronco de 230 kV existente entre Coxipó e Rio Verde, em Goiás.

Estado do Mato Grosso do Sul:

- Atendimento ao Estado do Mato Grosso do Sul: Região Central (em curso).

3.5 Região Sul

Sistema elétrico

A Região Sul, constituída pelos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, possui uma extensa malha de Rede Básica em 525 kV que constitui o sistema de conexão entre as usinas hidrelétricas das Bacias dos rios Iguazu e Uruguai. Os grandes centros de carga são atendidos por

subestações de 525/230 kV, a partir das quais se desenvolve a malha em 230 kV. Além do atendimento ao mercado regional, esse sistema participa da otimização energética entre as regiões Sul e Sudeste através de conexões do estado do Paraná com os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul. As interligações internacionais também constituem característica marcante da Região Sul, destacando-se as interligações com a Argentina através da Conversora de Garabi (2.100 MW) e da Conversora de Uruguaiana (50 MW), a interligação com o Uruguai através da Conversora de Rivera (70 MW), e a interligação com o Paraguai através de um conversor de 55 MW. As empresas CEEE-GT, ELETROSUL e COPEL-GT são as principais responsáveis pela Rede Básica, e as empresas CEEE-D, AES-Sul, RGE, CELESC e COPEL-D são as principais concessionárias de distribuição que atendem à Região Sul.

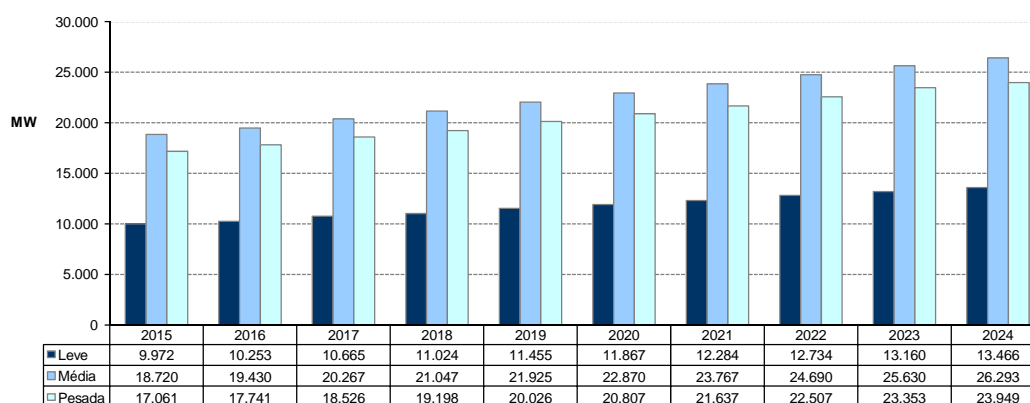
Geração regional

O sistema da região Sul conta com uma capacidade instalada da ordem de 22.000 MW, com 76% de participação de usinas hidrelétricas e 24% de térmicas. A maior parte dos aproveitamentos hidráulicos está localizada nas bacias dos rios Iguaçú, Uruguai e Paraná.

Carga regional

O Gráfico 74 mostra evolução dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento para a Região Sul. Verifica-se, para o patamar de carga pesada, um crescimento médio anual de 3,8% no período 2015-2024.

Gráfico 74 – Evolução da carga na Região Sul



3.5.1 Estado do Rio Grande do Sul

Sistema elétrico

O atendimento elétrico ao estado do Rio Grande do Sul é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 525 kV e 230 kV. O estado conta com quatro subestações 525/230 kV: a SE 525/230 kV Caxias (3x672 MVA), atendida por linhas oriundas de Itá (Santa Catarina), Campos Novos (Santa Catarina) e Gravataí; a SE 525/230 kV Gravataí (3x672 MVA), onde chegam linhas provenientes de Nova Santa Rita e Caxias; a SE 525/230 kV Nova Santa Rita (3x672 MVA), suprida por linhas conectadas a Itá, Gravataí e Campos Novos; e a SE 525/230 kV Santo Ângelo (2x672 MVA), atendida

pelo seccionamento da linha de 525 kV que serve à conexão do primeiro módulo da Conversora de Garabi com Itá.

Para os próximos anos, está prevista a expansão do sistema do estado tanto no nível de tensão de 525 kV quanto de 230 kV.

No caso específico da malha de 525 kV, os segundos circuitos das LTs 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo – Marmeleiro – Santa Vitória do Palmar serão fundamentais para viabilizar o aproveitamento do potencial eólico do sul do estado e propiciar um aumento na confiabilidade do atendimento ao mercado dessa região.

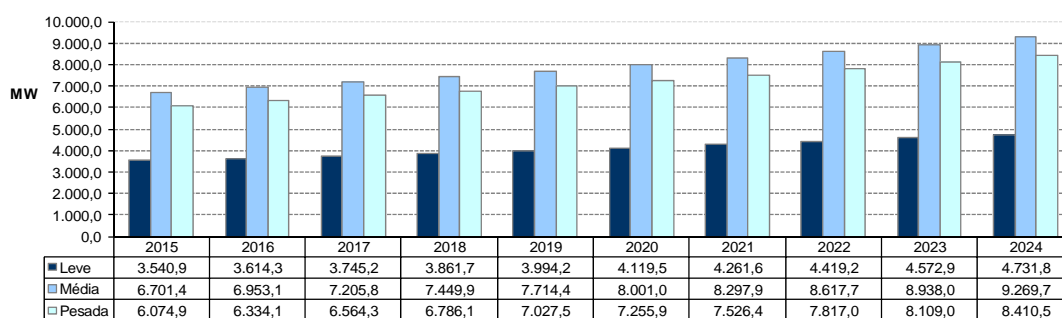
Também estão previstas duas novas subestações 525/230kV, denominadas Guaíba 3 (2x672MVA) e Capivari do Sul (2x672MVA), interligadas às subestações Gravataí 2 e Nova Santa Rita, formando um sistema em anel em torno da região metropolitana de Porto Alegre, aumentando a confiabilidade no atendimento à capital do estado e agregando capacidade de transmissão à malha de 525kV. Essas subestações servirão ainda como pontos de conexão para a integração do potencial eólico local.

Adicionalmente, a implantação da linha de transmissão em 525kV, circuito duplo, entre as subestações Guaíba 3 e Candiota 2 também contribuirá para permitir o aumento na capacidade de transmissão da região sul do estado. Esses reforços sistêmicos possuem grande importância para viabilizar o aproveitamento do potencial eólico e térmico do estado.

Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Sul prevista para o período 2015-2024 apresenta um crescimento médio de cerca de 3,7% ao ano, para o patamar de carga pesada. O Gráfico 75 sumariza a evolução para os três patamares de carga.

Gráfico 75 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul



Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado do Rio Grande do Sul previstas nos estudos são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 93 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio Grande do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
LT 230 kV Porto Alegre 9 - Nova Santa Rita, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 27 km	2015

SECC LT 230 kV Porto Alegre 10 - Gravataí 2, C2, na SE Porto Alegre 12	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 2 km	2015
SECC LT 230 kV Porto Alegre 6 - Gravataí 2, C2, na SE Viamão 3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 2 km	2015
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 2 km	
LT 230 kV Viamão 3 - Restinga, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 18,5 km	2015
LT 230 kV Porto Alegre 13 - Restinga, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 13 km	2015
LT 230 kV Porto Alegre 8 - Porto Alegre 1, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 4 km	2015
LT 230 kV Porto Alegre 12 - Porto Alegre 1, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 4 km	2015
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 0,5 km	
SECC LT 230 kV Passo Fundo - Nova Prata, C1 e C2, na SE Vila Maria	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 0,5 km	2015
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 0,5 km	
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 0,5 km	
SECC LT 230 kV Passo Fundo - Monte Claro, C1 e C2, na SE Nova Prata	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 2 km	2015
LT 230 kV Campo Bom - Taquara, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 29 km	2016
LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 8, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 12 km	2016
LT 230 kV Maçambará - Santo Ângelo, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 205 km	2016
SECC LT 230 kV Nova Santa Rita - Itaúba, C1, na SE Candelária 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 12 km	2016
SECC LT 230 kV Porto Alegre 9 - Guaíba 2, C1, na SE Eldorado do Sul	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 0,3 km	2016
LT 230 kV Torres 2 - Forquilha, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 70 km	2017
LT 230 kV Torres 2 - Atlântida 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 60 km	2017
LT 230 kV Lajeado 2 - Lajeado 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 10 km	2017
LT 230 kV Garibaldi - Lajeado 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 50 km	2017
SECC LT 230 kV Garibaldi - Monte Claro, C1, na SE Vinhedos	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 2 km	2017
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 2 km	
LT 230 kV Candiota - Bagé 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 50 km	2017
SECC LT 230 kV Gravataí 2 - Cidade Industrial, C4, na SE Cachoeirinha	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1 km	2018
	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 52 km	
LT 525 kV Marmeleiro 2 - Santa Vitória do Palmar, C2	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 16,6 Mvar 1Φ // SE SANTA VITÓRIA DO PALMAR	2018
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 16,6 Mvar 1Φ // SE MARMELEIRO 2	
LT 525 kV Povo Novo - Marmeleiro 2, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 152 km	2018
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ // SE POVO NOVO	
SECC LT 525 kV Povo Novo - Nova Santa Rita, C1, na SE Guaíba 3	Reator de Linha Manobrável 525 kV, 3 x 16,7 Mvar 1Φ // SE MARMELEIRO 2	2018
	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 4 km	
LT 525 kV Nova Santa Rita - Guaíba 3, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 4 km	2018
	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 36 km	
LT 525 kV Gravataí - Guaíba 3, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 120 km	2018

LT 525 kV Gravataí - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 80 km	2018
LT 525 kV Guaíba 3 - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 168 km Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE CAPIVARI DO SUL	2018
LT 230 kV Guaíba 3 - Guaíba 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 5 km	2018
LT 230 kV Guaíba 3 - Guaíba 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 5 km	2018
LT 230 kV Viamão 3 - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 60 km	2018
LT 230 kV Osório 3 - Gravataí 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 68 km	2018
SECC LT 230 kV Osório 2 - Lagoa Dos Barros, C1, na SE Osório 3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 4 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 4 km	2018
SECC LT 230 kV Lajeado Grande - Forquilha, C1, na SE Lajeado Grande 2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 4 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 4 km	2018
LT 230 kV Livramento 3 - Alegrete 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 126 km	2018
LT 230 kV Livramento 3 - Cerro Chato, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 126 km	2018
LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 126 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3Φ // SE LIVRAMENTO 3 Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3Φ // SE SANTA MARIA 3	2018
LT 525 kV Candiota 2 - Guaíba 3, C1 e C2 (CS)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 270 km Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE CANDIOTA 2 Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE GUAÍBA 3	2018
LT 230 kV Guaíba 3 - Nova Santa Rita, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 36 km	2018
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 111 km	2018
SECC LT 230 kV Presidente Médici - Bagé 2, C1, na SE Candiota 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 2 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 2 km	2018
LT 230 kV Presidente Médici - Candiota 2, C1	Recapacitação - Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 10 km	2018
LT 230 kV Livramento 3 - Maçambará 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 209 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ // SE LIVRAMENTO 3 Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ // SE MAÇAMBARÁ 3	2018
LT 230 kV Santa Maria 3 - Santo Angelo 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 163 km	2018
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 235 km Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE GUAÍBA 3 Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE POVO NOVO	2018
SECC LT 230 kV Maçambará - Santo Angelo, C1 e C2, na SE Maçambará 3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 2 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 2 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 4 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 4 km Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2018
LT 230 kV Gravataí 3 - Gravataí 2, C2	Recapacitação - Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 13,5 km	2018
LT 230 kV Gravataí 3 - Gravataí 2, C1	Recapacitação - Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 13,5 km	2018

LT 525 kV Capivari do Sul - Siderópolis 2, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 235 km Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE CAPIVARI DO SUL	2021
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 111 km	2021
LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 240 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3Φ // SE LIVRAMENTO 3 Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3Φ // SE SANTA MARIA 3	2021
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3, C3	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 235 km Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE GUAÍBA 3 Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE POVO NOVO	2021

Tabela 94 – Programa de obras - Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Rio Grande do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE 230/23 kV Scharlau 2º TF 230/23 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2015
SE 525 kV Marmeleiro 2 1º e 2º Reator de Barra 525 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ	2015
SE 230/138 kV Passo Real 2º ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2015
SE 230/69 kV Porto Alegre 12 1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2015
SE 230/69 kV Viamão 3 1º, 2º e 3º TF 230/69 kV, 3 x 83 MVA 3Φ	2015
SE 230/69 kV Restinga 1º e 2º TF 230/69 kV, 3 x 83 MVA 3Φ	2015
SE 230/69 kV São Borja 2 1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2015
SE 230/69 kV Guarita 3º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2015
SE 230/138 kV Vila Maria 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2015
SE 230/138/69 kV Santa Marta 2º TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2015
SE 230/23 kV Canoas 1 2º TF 230/23 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2016
SE 230/138/69 kV Santa Maria 3 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2016
SE 230/69 kV Lajeado 3 1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2016
SE 230/138 kV Lajeado Grande 2º ATF 230/138 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2016
SE 230/69 kV Uruguiana 5 1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2016
SE 230/69 kV São Borja 2 2º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2016
SE 525/230 kV Povo Novo 2º ATF 525/230 kV, (3+1R) x 224 MVA 1Φ	2016
SE 525/230 kV Nova Santa Rita 1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2016
SE 230/138/69 kV Quinta 3º TF 230/138 kV, 1 x 50 MVA 3Φ 1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ	2016
SE 230/138/69 kV Quinta 3º TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2016
SE 230/138 kV Pelotas 3 3º ATF 230/138 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2016
SE 230/69 kV Candelária 2 1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2016
SE 230/69 kV Venâncio Aires 1º TF 230/69 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2016
SE 230/69 kV Alegrete 2 3º TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2016
SE 230/138 kV Lagoa Vermelha 2 2º ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2016
SE 230/69 kV Porto Alegre 12 3º TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2017
SE 230/69 kV Torres 2 1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2017
SE 525/230 kV Capivari do Sul 1º e 2º ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ 1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2017
SE 230/69 kV Vinhedos 1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 165 MVA 3Φ	2017

SE 230/69 kV Bagé 2	3º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2017
SE 230/69 kV Santa Rosa	2º ATF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2017
SE 230/138 kV Cachoeirinha	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2018
SE 525/230 kV Guaíba 3	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ	2018
	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	
SE 230 kV Livramento 3	1º e 2º Reator de Barra 230 kV, 2 x 30 Mvar 3Φ	2018
	Compensador Síncrono 230 kV, 1 x (-90/+150) Mvar	
SE 525/230 kV Candiota 2	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ	2018
SE 230/69 kV Viamão 3	1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ	2018
SE 230/69 kV Guaíba 2	3º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2018
SE 230/138 kV Presidente Médici	2º ATF 230/138 kV, 3 x 38,33 MVA 1Φ	2018
SE 525/230 kV Gravataí	1º Reator de Barra 525 kV, 3 x 16,6 Mvar 1Φ	2018
SE 230/138 kV Lagoa Vermelha 2	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2019
SE 230/69 kV Tapera 2	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2019
SE 525 kV Marmeleiro 2	Compensador Síncrono 525 kV, 1 x (-100/+100) Mvar	2021
SE 230 kV Livramento 3	Compensador Síncrono 230 kV, 1 x (-90/+150) Mvar	2021
SE 525/230 kV Santo Ângelo	3º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2021
SE 525/230 kV Povo Novo	1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2021

3.5.2 Estado de Santa Catarina

Sistema elétrico

O atendimento elétrico ao estado de Santa Catarina é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 525 kV e 230 kV, e por Demais Instalações de Transmissão na tensão de 138 kV. O estado conta com três subestações 525/230 kV: a SE 525/230 kV Biguaçu (2 x 672 MVA), atendida por linhas advindas de Blumenau e Campos Novos; a SE 525/230 kV Blumenau (3 x 672 MVA), atendida por linhas provenientes de Campos Novos, Curitiba (Paraná) e Biguaçu; e a SE 525/230 kV Campos Novos (3 x 672 MVA), conectada a linhas provindas de Machadinho, Blumenau, Biguaçu, Areia (Paraná), Caxias (Rio Grande do Sul) e Nova Santa Rita (Rio Grande do Sul). Para os próximos anos, está prevista a expansão do sistema do estado tanto no nível de tensão de 525 kV quanto de 230 kV.

No caso da malha de 525 kV, a LT 525 kV Curitiba Leste – Blumenau agregará qualidade e confiabilidade no atendimento à região do Vale do Itajaí. Por sua vez, a SE 525/230 kV Abdon Batista, que seccionará a LT 525 kV Campos Novos – Biguaçu, será importante para a integração das UHEs Garibaldi, São Roque e Pai Querê, além de representar um novo ponto para o atendimento à rede de 230 kV.

Também está prevista a implantação da SE 525/230 kV Siderópolis 2, que será suprida por linhas de 525 kV provenientes de Abdon Batista e Biguaçu. Essa nova subestação terá grande importância para a rede de transmissão da região sul do país, eliminando a sua dependência em relação à operação da UTE Jorge Lacerda. Há ainda a previsão de uma nova subestação 525/230 kV em Joinville, que será fundamental para o atendimento local.

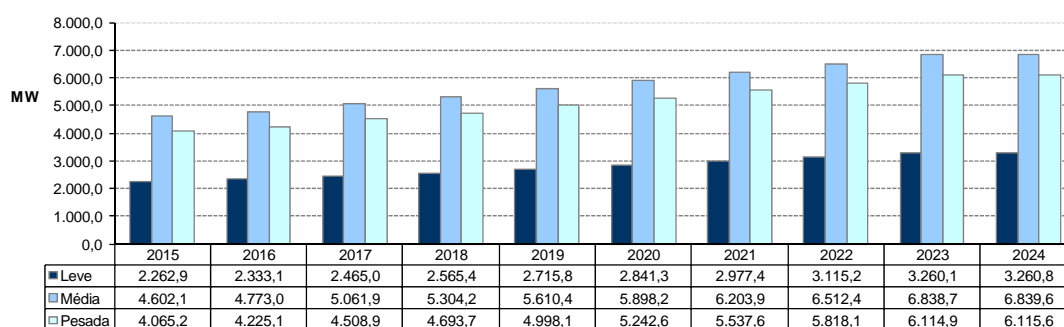
No caso específico da malha de 230 kV que atende à capital Florianópolis, há a indicação da expansão da única subestação existente SE 230/138 kV Desterro e a implantação de um novo ponto de

suprimento 230/138 kV em Ratoles, sendo este alimentado por uma linha de transmissão em 230 kV (dois circuitos simples) a partir da SE 525/230 kV Biguaçu.

Carga local

A carga do estado de Santa Catarina, a qual representa cerca de 26% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 4,7% no período decenal para o patamar de carga pesada. O Gráfico 76 resume os valores previstos para os três patamares de carga.

Gráfico 76 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina



Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado de Santa Catarina são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 95 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Santa Catarina

Descrição da Obra	Data Prevista
SECC LT 525 kV Campos Novos - Biguaçu, C1, na SE Abdon Batista	2015
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 3 km	
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 3 km	
SECC LT 230 kV Blumenau - Palhoça, C1, na SE Gaspar 2	2016
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 1 km	
LT 230 kV Foz do Chapecó - Pinhalzinho, C1	2016
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 40 km	
LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau, C1	2018
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 158 km	
LT 525 kV Abdon Batista - Siderópolis 2, C1 e C2 (CD)	2018
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 250 km	
Reator de Linha Manobrável 500 kV, 8 x 50 Mvar 1Φ // SE SIDERÓPOLIS 2	
Reator de Linha Fixo 500 kV, 8 x 75 Mvar 1Φ // SE ABDON BATISTA	
LT 525 kV Abdon Batista - Campos Novos, C2	2018
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 40 km	
LT 230 kV Siderópolis 2 - Siderópolis, C1 e C2 (CD)	2018
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 1 km	
LT 230 kV Siderópolis 2 - Forquilha, C1	2018
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (Rail), 20 km	
SECC LT 230 kV Jorge Lacerda - Siderópolis, C3, na SE Tubarão Sul	2018
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (Rail), 8,5 km	
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (Rail), 8,5 km	
LT 525 kV Biguaçu - Siderópolis 2, C1	2018
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 150 km	
Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ // SE BIGUAÇU	
Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ // SE SIDERÓPOLIS 2	

Descrição da Obra	Data Prevista	
LT 230 kV Foz do Chapecó - Pinhalzinho, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 40 km	2018
LT 230 kV Blumenau - Joinville, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 67 km	2020
LT 230 kV Blumenau - Joinville Norte, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 67 km	2020
LT 230 kV Biguaçu - Ratones, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 28 km	2020
LT 230 kV Biguaçu - Ratones, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 28 km	2020
SECC LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau, C1, na SE Joinville 2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 1 km	2021
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 1 km	
LT 230 kV Joinville 2 - Joinville, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 1 km	2021

Tabela 96 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Santa Catarina

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE 230/138 kV Foz do Chapecó	3º ATF 230/138 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2015
SE 230/138 kV Joinville Norte	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2015
	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	
SE 525/230/138 kV Biguaçu	3º ATF 500/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2016
	Compensador Estático 525 kV, 1 x (-100/+300) Mvar	
SE 230/138 kV Rio do Sul	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2016
SE 230/69 kV Forquilha	3º ATF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2016
SE 230/138 kV Canoinhas	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2016
SE 230/138 kV Biguaçu	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2016
SE 230/138 kV Joinville Norte	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2016
SE 230/138 kV Videira	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2016
SE 230/138 kV Pinhalzinho	1º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2016
SE 525/230/138 kV Blumenau	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2018
SE 525/230/138 kV Biguaçu	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2018
SE 525/230 kV Siderópolis 2	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2018
	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ	
SE 230/138 kV Tubarão Sul	1º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2018
	1º e 2º ATF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	
SE 230/138 kV Canoinhas	Subst. 3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2018
SE 230/138 kV Pinhalzinho	2º e 3º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2018
SE 230/138 kV Desterro	1º e 2º Reator de Barra 230 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ	2020
SE 230/138 kV Ratones	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2020
	1º e 2º Reator de Barra 230 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ	
SE 525/230/138 kV Biguaçu	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2021
SE 525/230 kV Siderópolis 2	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2021
	3º ATF 500/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	
SE 230/138 kV Rio do Sul	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2021
SE 230/138 kV Tubarão Sul	2º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2021
SE 525/230 kV Joinville 2	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 224 MVA 1Φ	2021

SE 230/138 kV Desterro	2º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2022
SE 230/138 kV Palhoça	Subst. 1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2022
SE 230/138 kV Itajaí	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2023

3.5.3 Estado do Paraná

Sistema elétrico

O atendimento elétrico ao estado do Paraná é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 525 kV e 230 kV. O estado conta com cinco subestações 525/230 kV: a SE 525/230 kV Areia (1 x 672 MVA), conectada a linhas advindas de Segredo, Bateias, Curitiba, Ivaiporã e Campos Novos (Santa Catarina); a SE 525/230 kV Bateias (3 x 600 MVA), suprida por linhas de Areia, Ibiúna (São Paulo) e Curitiba; a SE 525/230 kV Cascavel Oeste (2 x 600 MVA), atendida por linhas de Foz do Iguaçu, Salto Caxias e Ivaiporã; SE 525/230 kV Curitiba (3 x 672 MVA), atendida por linhas de Areia, Bateias e Blumenau (Santa Catarina); e a SE 525/230 kV Londrina (3 x 672 MVA), suprida por linhas provenientes de Assis (São Paulo) e Ivaiporã.

Para os próximos anos, está prevista a expansão do sistema do estado tanto no nível de tensão de 525 kV quanto de 230 kV.

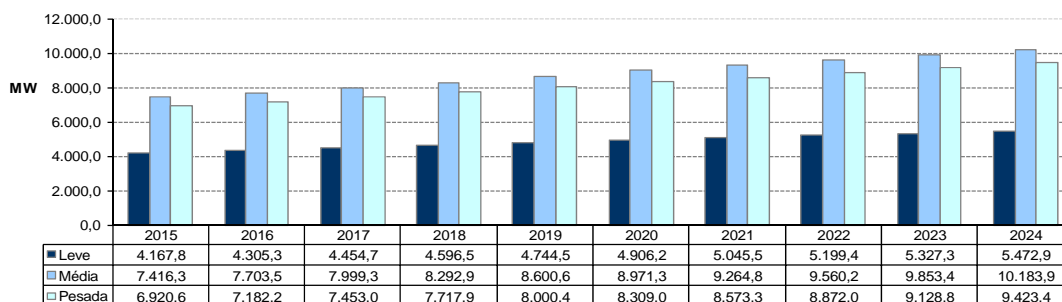
No caso específico da malha de 525 kV, a LT 500 kV Itatiba – Bateias viabilizará o aumento da capacidade de intercâmbio entre as regiões sul e sudeste/centro-oeste e, juntamente com a SE 525/230 kV Curitiba Leste e a LT 525 kV Bateias – Curitiba Leste – Blumenau, também agregará qualidade e confiabilidade no atendimento à região de Curitiba.

Também está prevista a implantação da SE 525/230 kV Sarandi, que será suprida por linhas de 525 kV provenientes de Londrina e que dividirá o abastecimento das regiões norte e noroeste do estado com a atual SE 525/230 kV Londrina, garantindo um aumento de confiabilidade no atendimento a essa região.

Carga local

A carga do estado do Paraná, que corresponde a 39% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 3,5% no período decenal para o patamar de carga pesada. A previsão para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 77.

Gráfico 77 – Evolução da carga do Estado do Paraná



Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado do Paraná previstas nos estudos são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 97 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica – Paraná

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SECC LT 230 kV Salto Grande - Assis, C1, na SE Andirá Leste	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (Hawk), 20 km (Base 636 MCM) 2015
SECC LT 230 kV Pilarzinho - Ccpr, C1, na SE Curitiba Norte	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 1 km 2016
LT 230 kV Curitiba Norte - Bateias, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 35 km 2016
LT 525 kV Itatiba - Bateias, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 387 km Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ // SE ITATIBA Capacitor Série 500 kV, 1 x 765 Mvar 3Φ // SE BATEIAS Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 30 Mvar 1Φ // SE BATEIAS 2017
LT 500 kV Assis - Londrina, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795.0 MCM (Drake), 123 km 2017
LT 230 kV Foz do Chopim - Realeza, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 50 km 2017
LT 230 kV Figueira - Ponta Grossa Norte, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 96 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 40,5 km 2017
LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 158 km 2018
LT 230 kV Sarandi - Paranavaí Norte, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 80 km 2020
LT 525 kV Londrina-Esu - Sarandi, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 74 km 2020
SECC LT 230 kV Londrina-Esu - Maringá, C1, na SE Sarandi	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 0,7 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 0,7 km 2020
SECC LT 230 kV Londrina-Esu - Apucarana, C1, na SE Londrina Sul	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 4 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 4 km 2020
LT 230 kV Guaíra - Umuarama Sul, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 105 km 2020
LT 525 kV Guaíra - Foz do Iguaçu, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 170 km 2020
LT 525 kV Guaíra - Sarandi, C1 e C2 (CS)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 170 km Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE GUAÍRA Reator de Linha Manobrável 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE SARANDI 2020
LT 525 kV Guaíra - Cascavel Oeste, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 126 km 2020
LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 35 km 2020
SECC LT 230 kV Cascavel - Foz do Iguaçu Norte, C1, na SE Medianeira	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 2 km 2020
SECC LT 230 kV Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte, C1, na SE Medianeira	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 2 km 2020
LT 230 kV Uberaba - Capanema, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM, 7,8 km 2020
SECC LT 230 kV Uberaba - Umbará, C1, na SE Curitiba Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (Drake), 8 km 2020
LT 230 kV Figueira - Jaguariaíva, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 82,7 km 2021

LT 525 kV Bateias - Curitiba Leste, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636.0 MCM (Grosbeak), 65 km	2023
LT 230 kV Londrina - Apucarana, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 46 km	2023

Tabela 98 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Paraná

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Guaíra	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2016
SE 230/138 kV Foz do Iguaçu Norte	2º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2016
SE 230/138 kV Curitiba Norte	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2016
SE 230/138 kV Realeza	1º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2017
SE 750/500 kV Foz do Iguaçu	1º ATF 750/500 kV, 3 x 550 MVA 1Φ	2019
SE 230/138 kV Paranavaí Norte	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6 + 1R) x 50 MVA 1Φ	2020
	Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2020
SE 230/138 kV Paranavaí Norte	Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2020
SE 230/138 kV Umuarama Sul	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2020
	Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	
SE 230/138 kV Sarandi	2º e 3º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2020
SE 525/230/138 kV Sarandi	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2020
SE 230/138 kV Apucarana	Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2020
	1º ATF 230/138 kV, (3 + 1R) x 50 MVA 1Φ	
SE 230/138 kV Londrina Sul	Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2020
SE 230/138 kV Guaíra	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 225 MVA 3Φ	2020
SE 525 kV Guaíra	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ	2020
	1º Reator de Barra 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	
SE 525/230/138 kV Sarandi	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2020
SE 230/138 kV Andirá Leste	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2020
SE 230/138 kV Guaíra	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2020
SE 230/138 kV Medianeira	1º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2020
SE 230/138 kV Realeza	2º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2020
SE 230/138 kV Capanema	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2020
	1º e 2º ATF 230/13,8 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	
SE 230/138 kV Curitiba Sul	1º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2020
SE 525/230/138 kV Sarandi	3º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2022
	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 1Φ	
SE 525/230/138 kV Bateias	1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 150 Mvar 3Φ	2023
SE 525/230/138 kV Curitiba Leste	1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 100 Mvar 3Φ	2023
SE 230/138 kV Campo Mourão	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 100 Mvar 3Φ	2023

3.5.4 Estudos complementares

São enumerados a seguir, por estado, os estudos específicos em desenvolvimento ou que deverão ser realizados pela EPE em conjunto com as Empresas, assim como também as recomendações resultantes das análises realizadas no período decenal.

Estado do Rio Grande do Sul

- Atendimento ao Estado do Rio Grande do Sul com Critério Diferenciado de Confiabilidade (em curso: objetiva viabilizar o suprimento elétrico do estado mesmo em condições críticas de geração local, com hidráulidade baixa e as usinas térmicas fora de operação).
- Atendimento à Região Serrana (em curso).
- Atendimento à Região Metropolitana de Porto Alegre (futuro).

Estado de Santa Catarina

- Atendimento à Região Norte e do Vale do Itajaí (em curso).
- Atendimento à Região de Xanxerê (futuro).

Estado do Paraná

- Atendimento à Região Centro-Sul (em curso).
- Atendimento à Região Metropolitana de Curitiba (futuro).
- Expansão da Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste (futuro: objetivará atender às demandas de incremento da interligação sul-sudeste/centro-oeste vislumbradas nos estudos energéticos).

4. Evolução física e investimentos

É apresentada a seguir a estimativa da evolução física dos sistemas de transmissão no período 2015-2024 relativamente às linhas de transmissão (km) e à capacidade de transformação (MVA). As informações referentes à evolução física e investimentos se referem às instalações da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e DIT.

Foram incluídas nesses montantes as instalações referenciais relativas à expansão da interligação Norte/Nordeste – Sudeste para atendimento aos cenários extremos de máximo excedente de geração nas regiões Norte e Nordeste. Da mesma forma, foram considerados os valores estimados para os reforços associados ao escoamento da energia proveniente do Complexo do Tapajós. Esses estudos encontram-se em desenvolvimento pela EPE.

Tabela 99 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Linhas de transmissão

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	km							
Existente em 2014		2.683	12816	40.656	6.728	10.303	52.647	125.833
Evolução 2015-2024	20.110			42.783	353	1.666	20.870	85.782
Evolução 2015-2019	4.280			25.755	196	885	9.352	40.468
Evolução 2020-2024	15.830			17.028	157	781	11.518	45.315
Estimativa 2024	20.110	2.683	12.816	83.439	7.081	11.969	7.3517	211.615

Notas: (1) Nos casos de linhas de transmissão em circuito duplo ou bipoles de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.

(2) Dados de 2014 do DMSE/MME

Fonte: EPE

Tabela 100 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Transformação

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
	MVA					
Existente em 2014**	23.247	129.095	23.916	49.795	79.565	305.618
Evolução 2015-2024	3.650	105.425	11.031	21.147	46.906	188.158
Evolução 2015-2019	3.650	58.339	5.081	14.747	24.933	106.750
Evolução 2020-2024		47.086	5.950	6.400	21.973	81.409
Estimativa 2024	26.897	234.520	34.947	70.942	126.471	493.776

Notas: (1) Inclui os transformadores de fronteira.

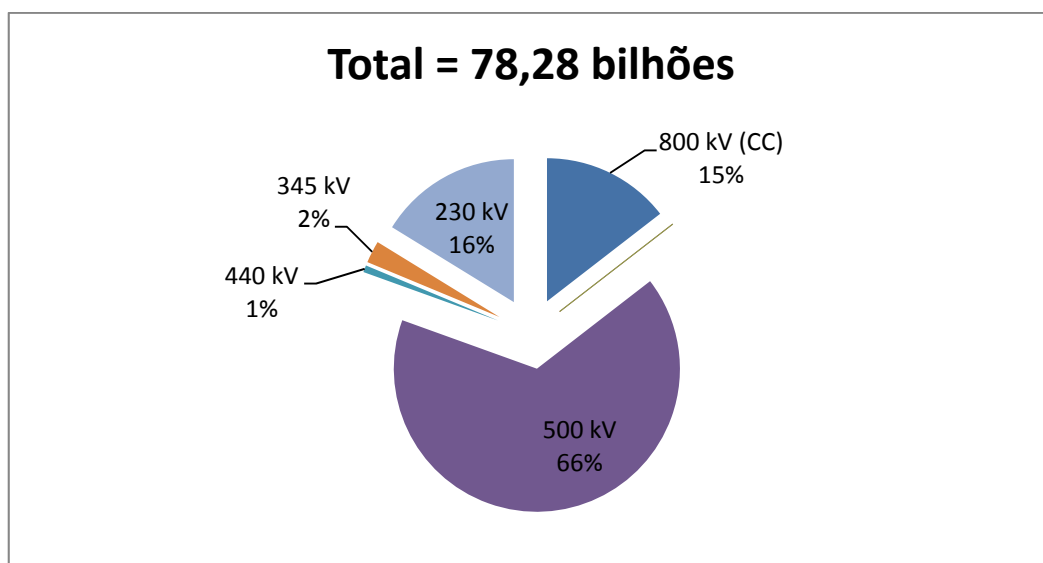
(2) Dados de 2014 do DMSE/MME

Fonte: EPE

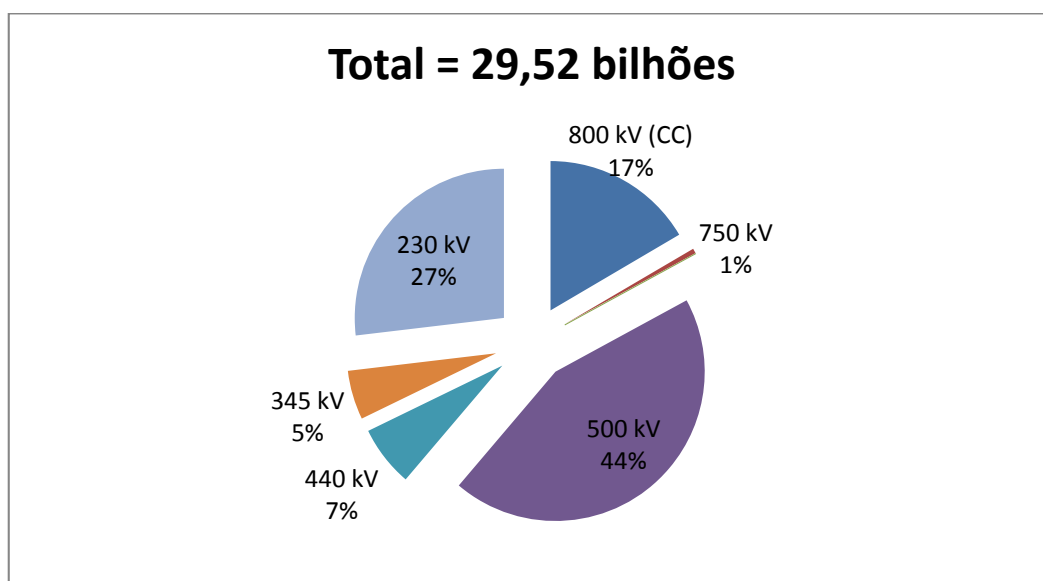
Investimentos

Nos gráficos a seguir, são mostrados os investimentos totais de forma desagregada por nível de tensão, considerando o valor acumulado no período 2015-2024, computando-se nesse total as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal. O valor total atinge a cerca de R\$ 107,8 bilhões, sendo R\$ 78,3 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 29,5 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira. Cabe destacar que o adicional de cerca de R\$ 30 bilhões em relação ao PDE anterior se deve principalmente pela alteração da base de referência de preços, passando a ser utilizado o banco de preços da ANEEL em substituição aos custos modulares ELETROBRAS, referência 2006. O impacto desta alteração se concentra na previsão de investimentos das linhas de transmissão.

Sem o cômputo das instalações já licitadas, ou seja, considerando apenas as novas instalações de linhas de transmissão e subestações previstas, o valor total resulta da ordem de R\$ 69,4 bilhões, sendo cerca de R\$ 49,7 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 19,7 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

Gráfico 78 – Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão

Fonte: EPE

Gráfico 79 – Investimento total em subestações, por nível de tensão

Fonte: EPE

5. Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST

O procedimento de cálculo da TUST vem sendo aperfeiçoado ao longo dos anos e até junho de 2013, regulamentavam este procedimento, além da Resolução ANEEL nº 281/1999, as Resoluções Normativas nº 117/2004 e nº 267/2007, que traziam regras específicas para o cálculo de TUST de geradores. A partir de 28 de junho de 2013, com a publicação da Resolução Normativa nº 559, as TUST passaram a ser calculadas considerando o procedimento nela estabelecido.

De forma geral, o cálculo da TUST é realizado a partir de simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga, e a RAP total a ser arrecadada no ciclo.

No PDE 2024, a estimativa da TUST foi efetuada considerando as seguintes premissas:

- Foi utilizado o Programa Nodal, versão 5.0, que é disponibilizado pela ANEEL e considera os quatro submercados energéticos: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.
- A configuração de rede adotada foi aquela constante nos casos de fluxos de potência analisados neste ciclo do PDE, considerando as informações referentes à evolução das configurações de geração e da rede elétrica associadas ao crescimento da demanda a ser atendida.
- A Receita Anual Permitida (RAP) contemplada no primeiro ano do PDE (ano 2015, que corresponde ao ciclo tarifário 2014-2015) foi de R\$ 10,25 bilhões, conforme o disposto Resolução Homologatória nº 1.758/2014
- A evolução da RAP no período decenal foi estimada a partir dos investimentos calculados para as obras de transmissão cadastradas no Sistema de Gestão da Expansão da Transmissão (SGET) da EPE. A respeito do total de investimentos obtido para o decênio, destaca-se um adicional de cerca de R\$ 30 bilhões em relação ao PDE anterior, o que decorre, principalmente, das seguintes questões:
 - A partir do PDE 2024, o SGET passou a utilizar o banco de preços da ANEEL, referência 2014, em substituição aos custos modulares ELETROBRAS, referência 2006. Nota-se que a nova base registra uma atualização expressiva de IGP-M, superior a 60%, no período de dezembro/2006 a junho/2014 (Nota Técnica nº 44/2015-SGT/ANEEL, Tabela 2).
 - Neste PDE 2024, foram incorporados ao SGET, um quantitativo importante de obras de transmissão, como aquelas associadas às expansões do SIN recentemente recomendadas em estudo para o escoamento de significativo potencial eólico nas regiões Nordeste e Sul, bem como aquelas vinculadas à expansão das interligações regionais, ainda em andamento.

Em função do adicional de investimentos apresentado no PDE 2024 em relação ao PDE anterior, e da natureza dos mesmos, verificou-se um aumento dos valores de TUST proporcionalmente maior ao aumento da demanda. Tanto a TUST de geração quanto a TUST de carga apresentaram um aumento médio, em 2024, de quase R\$ 2,00/kW.mês

O valor médio da TUST de geração projetado para 2024, considerando as usinas das quatro regiões geoeletricas, foi da ordem de R\$ 6,0/kW.mês. Separadamente para as regiões, os resultados foram: Sul – R\$ 6,3/kW.mês, Nordeste – R\$ 5,3/kW.mês, Norte – R\$ 5,6/kW.mês e Sudeste/Centro-Oeste – R\$ 6,7/kW.mês.

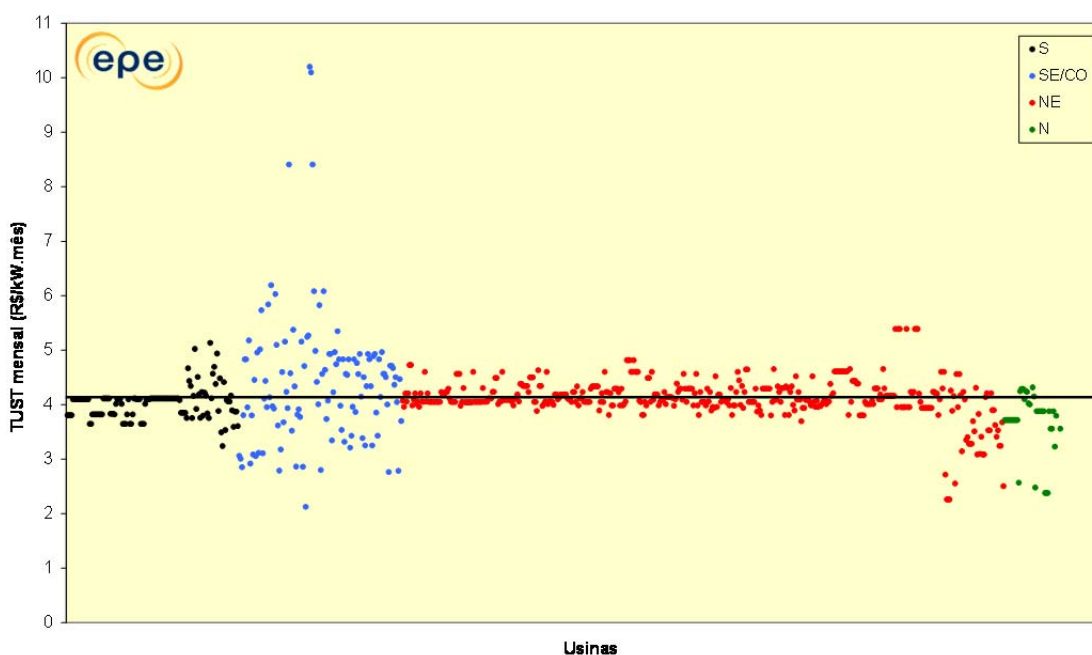
Quanto à TUST de carga, em 2024, foi obtido o valor médio geral de R\$ 7,2/kW.mês, considerando todas as regiões. Individualmente, os resultados foram: Sul – R\$ 6,7/kW.mês, Nordeste – R\$ 7,3/kW.mês, Norte – R\$ 8,3/kW.mês e Sudeste/Centro-Oeste – R\$ 6,5/kW.mês.

Na sequência, esses resultados são apresentados com maior detalhe.

TUST para instalações de geração

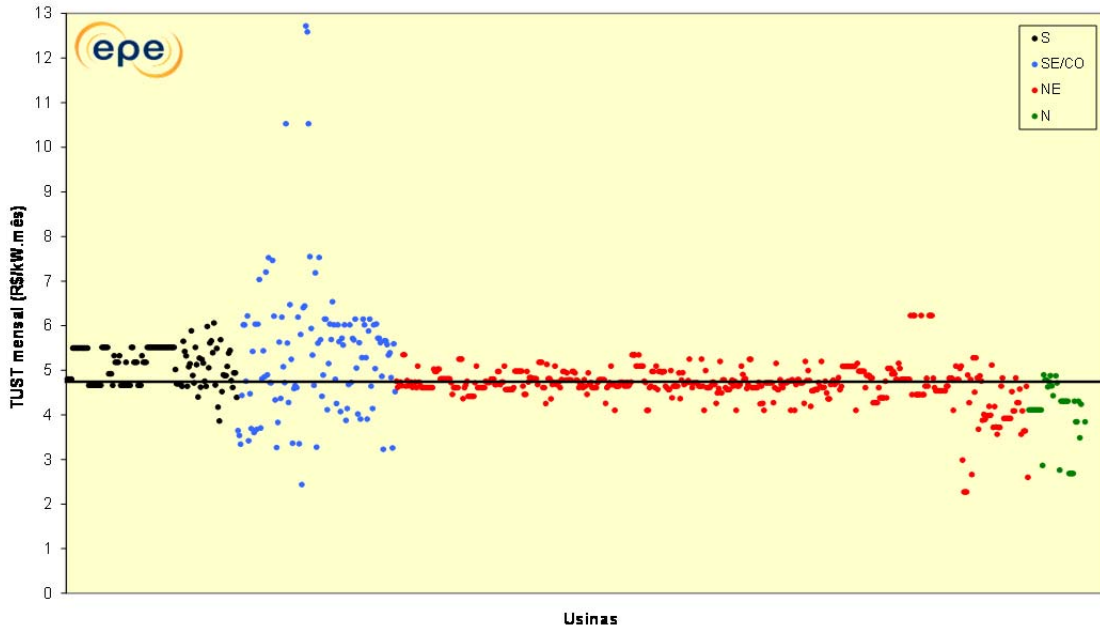
Os gráficos seguintes apresentam a distribuição da estimativa das TUST de geração de cada submercado, em relação à média do sistema, considerando-se apenas os anos pares do período 2015-2024, à exceção do ano 2016 (correspondente ao ciclo tarifário 2015-2016), visto que as tarifas oficiais desse período serão disponibilizadas em breve pela ANEEL.

Gráfico 80 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2018



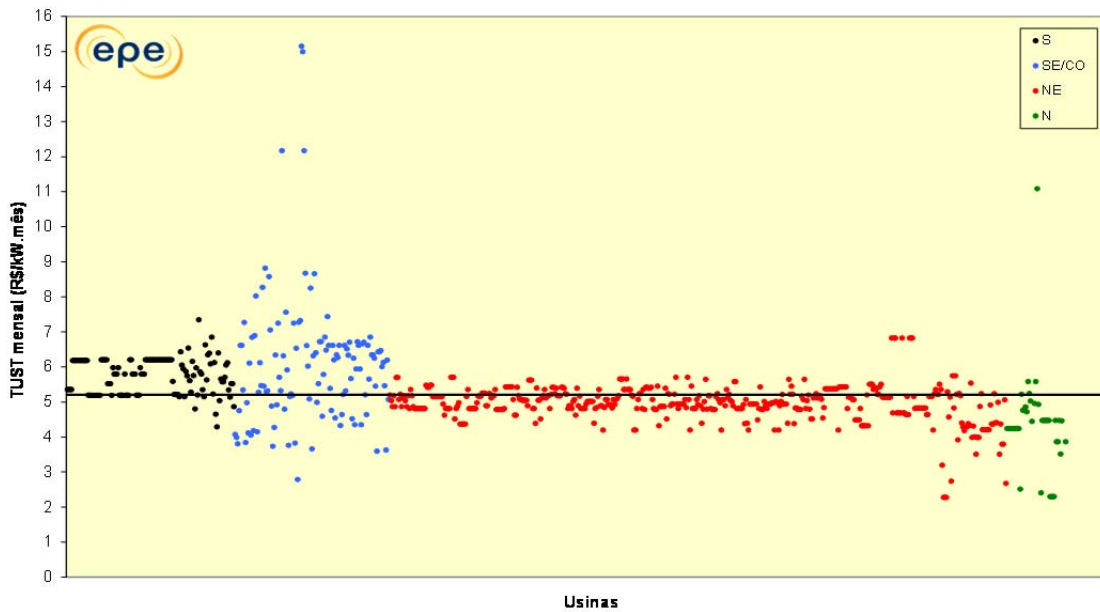
Fonte: EPE

Gráfico 81 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2020



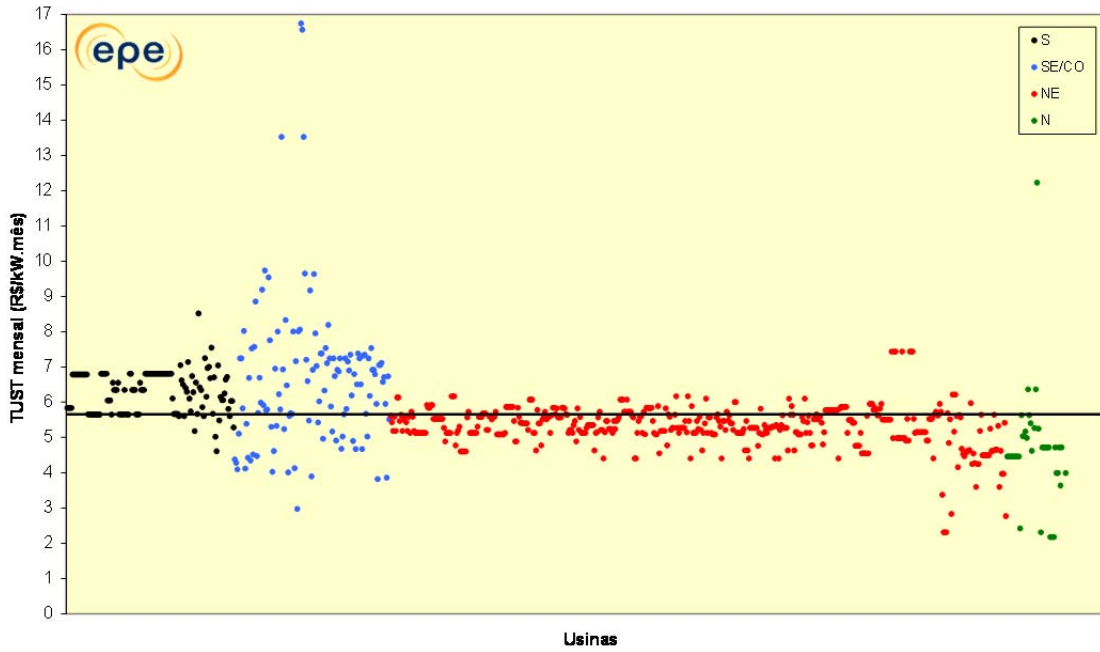
Fonte: EPE

Gráfico 82 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2022



Fonte: EPE

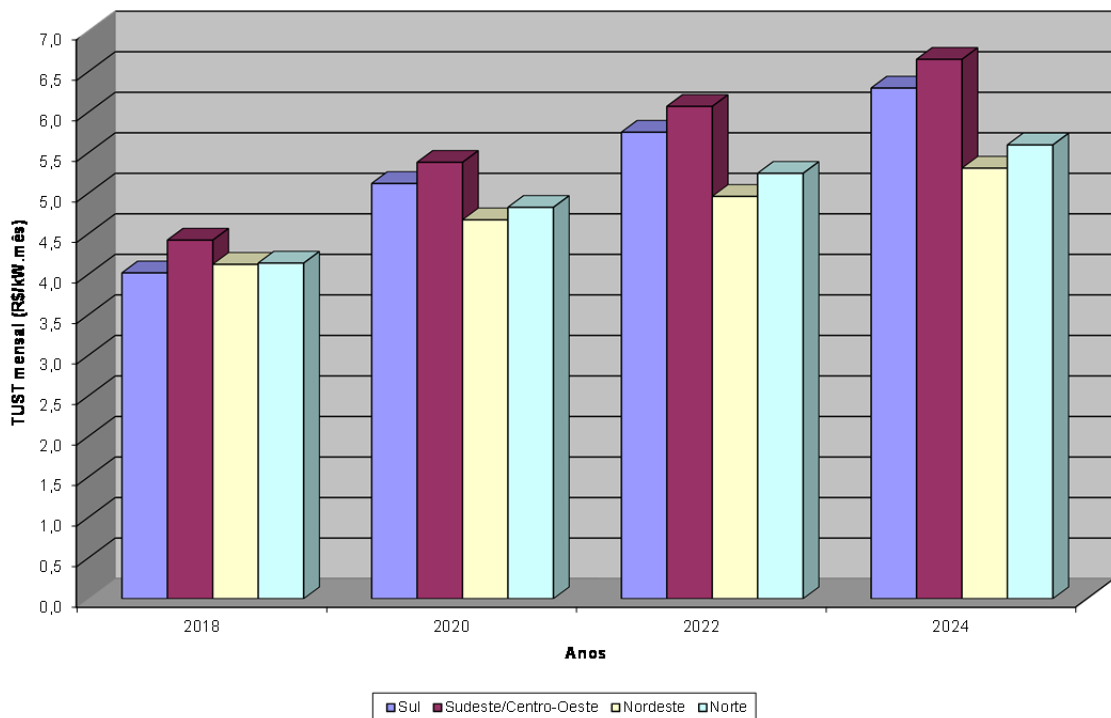
Gráfico 83 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2024



Fonte: EPE

No Gráfico 84 é mostrada a estimativa da evolução da TUST média de geração dos submercados.

Gráfico 84 – TUST média de geração



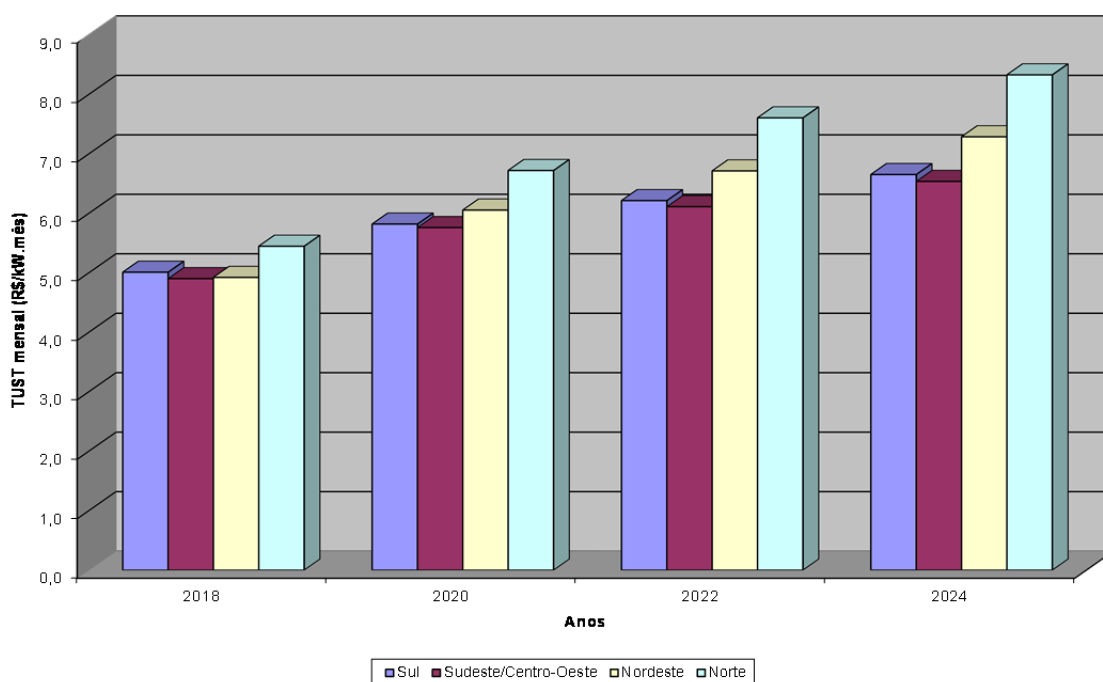
TUST para instalações de consumo (TUST de carga)

A Tabela 101 apresenta a estimativa das TUST de carga obtidas para o sistema interligado, com os valores mínimo, máximo e médio de cada submercado, para os anos pares do período decenal 2015-2024, à exceção do ano 2016 (correspondente ao ciclo tarifário 2015-2016), visto que as tarifas oficiais desse período serão disponibilizadas em breve pela ANEEL.

Tabela 101 – Tarifas de carga

Ano	Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
		Mínima	Máxima	Média
2018	Sul	3,6	6,5	5,0
	Sudeste/Centro-Oeste	3,6	6,7	4,9
	Nordeste	3,4	6,6	4,9
	Norte	3,3	6,5	5,4
2020	Sul	4,4	7,7	5,8
	Sudeste/Centro-Oeste	3,1	8,0	5,8
	Nordeste	4,2	8,3	6,1
	Norte	3,8	7,9	6,7
2022	Sul	4,0	8,4	6,2
	Sudeste/Centro-Oeste	3,6	8,6	6,1
	Nordeste	4,5	9,2	6,7
	Norte	3,7	9,3	7,6
2024	Sul	3,7	9,1	6,7
	Sudeste/Centro-Oeste	3,7	9,3	6,5
	Nordeste	4,8	10,1	7,3
	Norte	3,7	10,3	8,3

O Gráfico 85 mostra a estimativa da evolução da tarifa média de carga dos submercados no período 2018-2024.

Gráfico 85 – TUST média de carga

V – PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Neste capítulo apresentam-se as estimativas de produção nacional de petróleo e gás natural (GN) ao longo do decênio 2015-2024, provenientes dos recursos descobertos, com comercialidade declarada (reservas dos campos) ou sob avaliação exploratória (recursos contingentes), e dos recursos não descobertos, com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras, tanto em áreas já contratadas com empresas quanto em parte das áreas da União (não contratadas). Como no plano anterior, também é abordada a categoria de recursos não convencionais de gás natural, com previsão de início da produção no fim do decênio.

As previsões são desagregadas quanto à qualidade do petróleo (leve, mediano e pesado), quanto à procedência do GN (associado e não associado), quanto ao ambiente de E&P (terra costeira, terra interior, mar costeiro, água rasa, água profunda e água ultraprofunda) e área do pré-sal (legal e geológico).

A dispersão das projeções de produção em torno de uma curva de referência é representada neste PDE desde o primeiro ano do plano, como expressão da incerteza inerente às atividades de Exploração e Produção (E&P). Os volumes dos recursos recuperáveis que sustentam tais projeções de produção também são apresentados.

1. Introdução

As previsões de produção do PDE representam produções potenciais de petróleo e gás natural dentro do território nacional. No caso do GN, o comportamento do mercado consumidor não é considerado, explicitamente, na previsão, exceto em algumas situações onde há confirmada destinação do gás para regiões específicas, ao longo período estudado. Portanto, de modo geral, principalmente no médio/longo prazo, a produção de GN apresentada é potencial e poderá superar a estimativa da demanda efetiva, que reflete o comportamento vigente do mercado. Prevê-se a produção potencial no PDE considerando a realização de todas as etapas técnicas da cadeia produtiva do petróleo e do GN, levando-se em conta estimativas de volumes mínimos econômicos e de prazos médios previstos para cada etapa.⁶⁸ A produção potencial está condicionada à hipótese plausível de existência de mercado consumidor e/ou de infraestrutura. No caso do GN, tal hipótese é relevante na elaboração do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT). As previsões de produção também consideram restrições pelo lado da oferta de equipamentos, bem como a questão do cumprimento das exigências contratuais de Conteúdo Local.

As estimativas de produção de recursos convencionais de petróleo e gás natural baseiam-se em Unidades Produtivas (UP), que correspondem às jazidas em produção, desenvolvimento ou avaliação, no caso de recursos descobertos (RD). No caso dos recursos não descobertos (RND), as unidades

⁶⁸ As principais etapas de atividades de E&P consideradas são: a) exploração até a realização de descoberta de acumulação de petróleo ou gás; b) avaliação de descoberta até a declaração de comercialidade; c) desenvolvimento até o início da produção de petróleo e/ou gás natural a ser disponibilizada para refinarias de petróleo e/ou unidades de processamento de gás natural; d) produção durante a vida útil do campo.

produtivas correspondem a prospectos ainda não perfurados por poços pioneiros. Consideram-se UP, com RD ou RND, tanto nas áreas contratadas (por concessão até a Rodada 12, cessão onerosa com a Petrobras, ou por partilha de produção) quanto em parte das áreas da União ainda não contratadas com empresas de E&P.

Neste PDE, ratifica-se a possibilidade de a produção de gás natural ser ampliada pela contribuição dos recursos não convencionais, nos últimos anos do período. Embora sejam reconhecidas várias fontes de incertezas e riscos, incluindo embargos jurídicos, para exploração e produção de gás em reservatórios de baixíssima permeabilidade, dos tipos gás em formação fechada (*tight gas*) e gás de folhelho (*shale gas*), as descobertas em avaliação exploratória na Bacia de São Francisco⁶⁹ e expectativas geológicas nas Bacias do Parnaíba e Recôncavo sustentam a hipótese de aumento de produção de GN no Brasil com recursos não convencionais.

Para organização espacial das UP em áreas contratadas, utilizaram-se dados georreferenciados de campos e blocos exploratórios disponíveis na página eletrônica do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP (2014). Para as UP em áreas da União, utilizaram-se mapas de bacias efetivas do estudo Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2012), combinados com critérios exploratórios⁷⁰.

Os volumes (produzíveis) de petróleo e gás natural convencional, para efeito das previsões de produção, foram estimados com as seguintes bases, conforme a categoria de UP:

- UP de recursos descobertos com comercialidade comprovada (RT): reservas totais (soma das provadas, prováveis e possíveis) de cada campo de petróleo ou gás, conforme registros da ANP referentes a 31 de dezembro de 2013;
- UP de recursos contingentes nas áreas contratadas (RC), com data de referência em 30 de junho de 2014⁷¹: informações volumétricas contidas nos planos originais de avaliação de descobertas (PAD) em blocos exploratórios submetidos pelas concessionárias à ANP; a depender da disponibilidade de dados, foram utilizadas avaliações de expectativa de fluido e de áreas de prospectos provenientes do Zoneamento (EPE, 2012; EPE, 2015 no prelo);
- UP de recursos não descobertos (potencial petrolífero) nas áreas contratadas até 30 de junho de 2014 (RND-E)⁷²: avaliações do Zoneamento (EPE, 2012; EPE, 2015 no prelo) para as chances de descobertas comerciais, expectativas de tipos de fluidos e áreas de prospectos nos diversos *plays* exploratórios das bacias sedimentares brasileiras, combinadas com estatísticas de poços exploratórios e volumes de campos descobertos;
- UP de recursos não descobertos na área da União: mapas de *plays* efetivos do Zoneamento (EPE, 2012), analogias geológicas e estimativas volumétricas para UP com recursos não

⁶⁹ Os *plays* exploratórios na Bacia do São Francisco são tratados neste PDE como exclusivos de recursos não convencionais.

⁷⁰ Os principais critérios exploratórios utilizados para definição de uma unidade produtiva na área da União (UPU) ainda não contratada são: ambiente de E&P (se terra interior, terra costeira, margem costeira, água rasa, água profunda ou água ultraprofunda); mapas das áreas das bacias efetivas (áreas com interesse exploratório, delimitadas pela ocorrência de *plays* efetivos) do estudo Zoneamento; e setores das bacias sedimentares brasileiras delineados pela ANP a partir da Quinta Rodada de Licitações, em 2003.

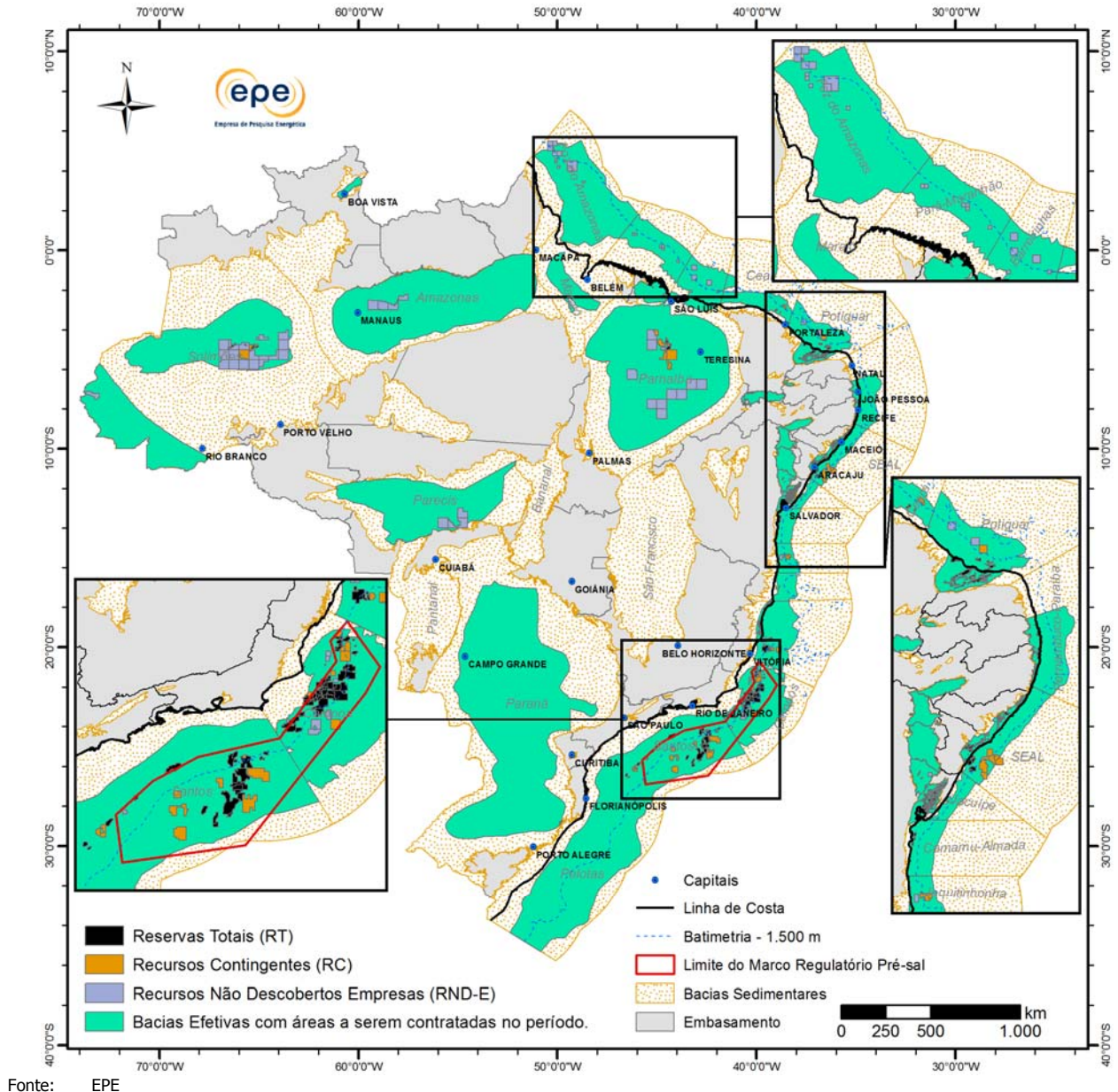
⁷¹ O recurso petrolífero do bloco de Libra, oferecido em outubro de 2013 na primeira licitação no regime de partilha no Brasil, está considerado na categoria de recurso contingente em área contratada.

⁷² No caso da Rodada 12, neste PDE, foram considerados todos os 75 blocos arrematados nas bacias do Recôncavo, Alagoas e Acre, mas não foram considerados como contratados os 16 blocos na Bacia do Paraná e o bloco PN-T-597 na Bacia do Parnaíba.

descobertos em áreas contratadas (RND-E). Áreas com restrições socioambientais foram analisadas e aquelas de alta sensibilidade desconsideradas nas previsões de produção.⁷³

A Figura 29, baseada no estudo Zoneamento (EPE, 2012), apresenta a distribuição geográfica das UP de recursos convencionais⁷⁴ em áreas contratadas (RT, RC e RND-E) e das áreas de bacias efetivas da União contendo UP que poderão ser projetadas para contratação no período deste PDE.

Figura 29 – Bacias efetivas nas áreas da União e com as UP em áreas contratadas com recursos descobertos (RT e RC) e não descobertos (RND-E) convencionais



⁷³ O Capítulo X trata dos aspectos socioambientais considerados no PDE. Especificamente, áreas em Unidades de Conservação, Terras Indígenas e Quilombolas foram desconsideradas para fins de previsão de produção. Uma classificação completa das áreas de cada bacia sedimentar, quanto à sensibilidade para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, deverá resultar da aplicação da Portaria Interministerial Nº 198, de 05 de abril de 2012, que instituiu a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar - AAAS no processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural.

⁷⁴ A Bacia do São Francisco, neste PDE, é avaliada como exclusivamente de recursos não convencionais de gás natural.

De modo consistente com as previsões de produção, elaboraram-se considerações estratégicas e econômicas sobre: evolução de reservas e da relação R/P (razão entre reserva provada e produção); demandas por FPSO (*floating, production, storage and offloading*) e Conteúdo Local na aquisição de bens e serviços; investimentos em E&P; e possíveis excedentes de petróleo.

O processo de elaboração das projeções de produção de petróleo e gás natural deste PDE foi iniciado ao final do segundo trimestre de 2014 e encerrado no início do primeiro trimestre de 2015, com o fornecimento de insumos necessários ao desenvolvimento dos processos de outras áreas, visando um plano integrado, especialmente quanto à oferta e transporte de gás, abastecimento de derivados do petróleo, estudos socioambientais e estudos econômicos, no contexto da matriz energética nacional.

Efeitos da conjuntura de restrições de investimentos pela qual passa o setor de petróleo no mundo e no Brasil, agravada pela crise financeira e de governança da Petrobras aflorada em 2014, foram incorporados nas previsões de produção deste PDE.

2. Previsões de produção

O modelo básico utilizado para as previsões de produção de cada UP, em área já contratada, envolve a caracterização de três fases: crescimento, produção estabilizada ("patamar") e declínio. No caso dos recursos descobertos na categoria de reservas, são considerados como balizadores, para os primeiros anos deste PDE, os Planos Anuais de Produção (PAP) submetidos pelas empresas concessionárias à ANP, para o período 2014-2018. O modelo também envolve a previsão do ano da descoberta e do início da produção, para as UP contratadas e ainda sem descobertas ou produção.

As previsões de produção dos recursos contingentes, embora sejam de recursos descobertos, envolvem incertezas adicionais com relação à categoria das reservas atuais, quanto à economicidade, prazo para início de produção, perfil de produção e volume total possível de ser produzido. Nesse contexto, aplica-se para a categoria de RC, o conceito da Probabilidade de Descoberta Comercial (PDC), pelo qual se avalia o risco de uma acumulação contingente não ter sua comercialidade declarada.

O modelo utilizado para as projeções de produção de petróleo e gás natural em áreas ainda não contratadas, onde são definidas as Unidades Produtivas da União (UPU), quando comparado ao modelo para as áreas já contratadas, é relativamente flexível quanto ao início das atividades de exploração (e produção) de cada UPU e, por conseguinte, quanto à produção agregada no tempo e distribuída no espaço das UPU. Tal característica permite projetar a produção agregada por meio de um processo de otimização, sujeito a restrições e objetivos tanto em escala de UPU quanto de agregado, envolvendo os seguintes componentes:

- a previsão de produção nacional para as áreas já contratadas, previamente estabelecida como base sobre a qual a produção das áreas não contratadas será acrescida;
- previsão de demanda de petróleo e gás natural no longo prazo, previamente assumida;
- objetivos (metas) de produção nacional com relação à demanda no longo prazo;
- restrições de prazos mínimos e máximos para contratações em cada UPU;

- simulação de produção agregada de possíveis novos campos, para cada UPU, baseada num modelo de processo de descarga (Bettini e Silva, 2010); e,
- otimização da produção nacional, considerando-se os cinco componentes anteriores e variando-se o ano da contratação de cada UPU.

Como resultado da aplicação desse modelo, obtém-se da otimização da produção um cronograma de contratações (concessão ou partilha) que, admitindo-se as devidas aprovações do CNPE e a organização das rodadas de licitações pela ANP ao longo do período deste PDE, englobaria cerca de 3.000 blocos espalhados em 25 bacias sedimentares, em terra e no mar.

As previsões de produção nacional de petróleo e de gás natural, resultantes da aplicação dos modelos acima referidos, são apresentadas neste PDE, na forma de tabelas e gráficos, estratificadas conforme o grau de incerteza correspondente a cada uma das quatro categorias de UP abordadas no item anterior (RT, RC, RND-E e União⁷⁵).

Tais previsões, a seguir apresentadas, incorporam atrasos para o início das operações de plataformas de produção (especialmente FPSOs) sinalizados durante a elaboração deste plano, em decorrência da da "Operação Lava Jato"⁷⁶.

Na Tabela 102 e no Gráfico 86 apresenta-se a previsão de produção potencial diária de petróleo nacional até 2024. A produção sustentada somente nas reservas totais (RT), referidas a 31 de dezembro de 2013, deverá atingir os maiores volumes em 2021, declinando em seguida, porém para níveis significativamente superiores aos previstos no último plano. Já a produção oriunda dos RC, sustentados principalmente pelas acumulações do Pré-Sal Geológico (PSG), mantêm sua tendência crescente em todo o período do PDE, chegando a contribuir com cerca de 21% da produção em 2024.

Quando se compara com o PDE anterior, há expressiva redução da participação dos RC na produção nacional, acompanhada do aumento da participação da categoria de RT. Isto é devido às recentes declarações de comercialidade de grandes acumulações no PSG, com destaque para o campo de Búzios (ex-Franco), bem como ao aumento de expectativa dos volumes recuperáveis finais dos campos sob contrato de cessão onerosa⁷⁷.

A partir de 2019, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), porém contribuindo apenas com aproximadamente 2% da produção nacional em 2024. A possível contribuição dos recursos na área da União, dependente da realização de novas contratações projetadas para este PDE, por concessão ou partilha da produção, tem seu início previsto para 2019,

⁷⁵ Com relação ao PDE 2023, a componente da União foi pouco alterada.

⁷⁶ A "Operação Lava Jato" refere-se a uma investigação da Polícia Federal do Brasil, iniciada em 2014, envolvendo a Petrobras e diversas empresas atuantes no setor de óleo e gás brasileiro. A Petrobras reconheceu a relevância dessa operação, na divulgação de informações relativas aos indicadores operacionais e econômico-financeiros do 3º trimestre de 2014 (Fato Relevante, 12 de dezembro de 2014).

⁷⁷ Conforme a Petrobras, em informe de 20 de maio de 2015, "o contrato da Cessão Onerosa, assinado entre a Petrobras e a União Federal em 2010, através do qual a Petrobras adquiriu o direito de produzir até 5 bilhões de barris em áreas do pré-sal, prevê a revisão do valor do contrato ao final da fase exploratória, isto é, após a declaração de comercialidade dos blocos. Segundo os termos do contrato, esta revisão será fundamentada em laudos elaborados por entidades certificadoras independentes (de volumes e outras variáveis); uma contratada pela Petrobras e outra pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Somente após os trabalhos de certificação é que a Petrobras e a ANP iniciarão as negociações de valor do contrato. Não há qualquer previsão de data para o término dos trabalhos de certificação, e, portanto, das negociações para a revisão do valor do contrato." Entretanto, para efeito deste PDE, são admitidos, como referência dos volumes excedentes da Cessão Onerosa, os valores conservadores informados em 24 de junho de 2014 como Fato Relevante da Petrobras.

alcançando cerca de 3% da produção potencial total em 2024⁷⁸. Em relação ao total, considerando-se todas as quatro fontes de recursos referidas acima, estima-se que a produção em 2024 tenha potencial de ser 127% maior que a registrada em 2014⁷⁹. É notória a maior influência dos recursos já descobertos (RT e RC) na produção de petróleo ao longo de todo o período deste PDE.

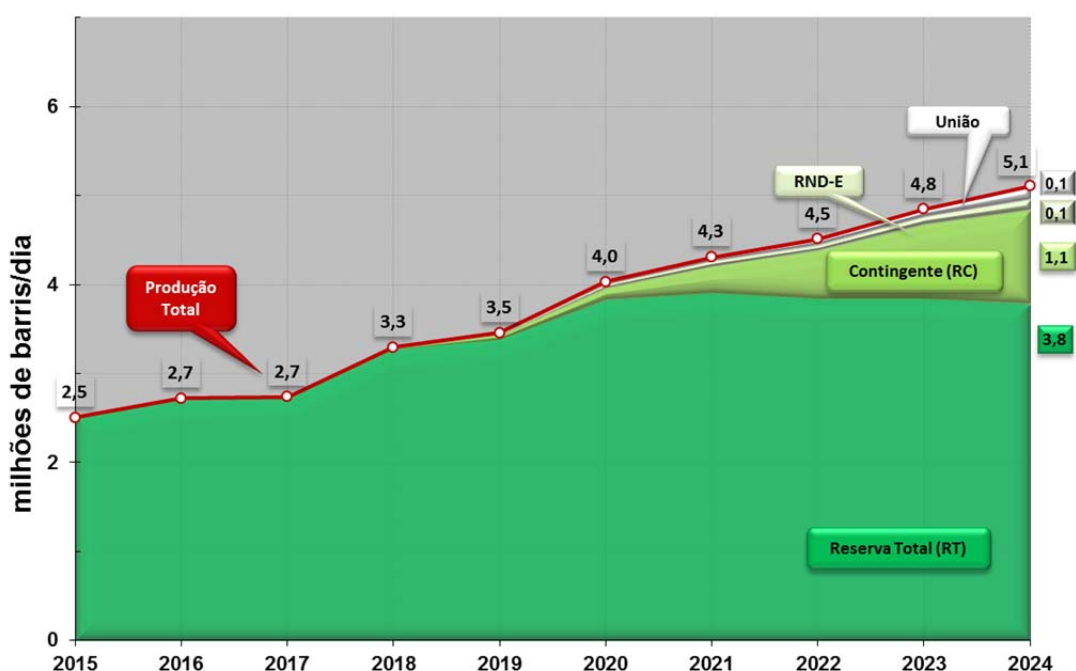
Tabela 102 – Produção nacional de petróleo por nível de incerteza dos recursos

RECURSO: PETRÓLEO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
milhões de barris diários										
União	-	-	-	-	0,009	0,026	0,045	0,069	0,084	0,150
RND-E	-	-	-	-	0,008	0,045	0,059	0,055	0,089	0,122
RC	-	-	0,004	0,014	0,053	0,133	0,294	0,546	0,832	1,053
RT	2,504	2,723	2,732	3,280	3,388	3,828	3,911	3,842	3,844	3,784
TOTAL	2,504	2,723	2,736	3,294	3,458	4,032	4,309	4,513	4,849	5,109

Nota: União = recursos não descobertos em áreas não contratadas; RND-E = recursos não descobertos em áreas contratadas com empresas; RC = recursos contingentes e RT = reservas totais.

Fonte: EPE

Gráfico 86 – Produção nacional de petróleo



Fonte: EPE

A Tabela 103 representa as previsões de produção de petróleo nacional, classificada conforme a densidade do petróleo⁸⁰, em áreas contratadas com empresas, a partir dos recursos descobertos (RT + RC). Observa-se um crescimento relevante do petróleo mediano até o final do período, de 42% em

⁷⁸ Além das incertezas técnicas e econômicas que afetam as projeções da contribuição dos recursos de petróleo e gás da União, em áreas a contratar, há ainda incertezas advindas dos resultados das avaliações ambientais no contexto da Portaria Interministerial Nº 198 (05 de abril de 2012).

⁷⁹ A produção média diária de petróleo realizada em 2014 foi de 2,255 milhões de bpd, segundo dados disponibilizados pela ANP.

⁸⁰ Classificação do petróleo segundo portaria ANP nº 9/2000, conforme o grau API: leve ($^{\circ}\text{API} \geq 31$), mediano ($22 \leq ^{\circ}\text{API} < 31$) e pesado ($10 \leq ^{\circ}\text{API} < 22$).

2015 para 75% em 2024, e uma significativa queda de participação do petróleo pesado, de 44% em 2015 para 14% em 2024.

Tabela 103 – Produção de petróleo nacional, a partir de recursos descobertos em áreas contratadas, classificada pela densidade (leve, mediano e pesado)

RECURSO: PETRÓLEO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
milhões de barris diários										
LEVE	0,344	0,383	0,402	0,371	0,389	0,410	0,451	0,504	0,527	0,514
MEDIANO	1,047	1,239	1,341	2,008	2,210	2,690	2,932	3,112	3,395	3,635
PESADO	1,113	1,101	0,993	0,915	0,842	0,861	0,822	0,772	0,754	0,688
TOTAL	2,504	2,723	2,736	3,293	3,441	3,961	4,205	4,388	4,676	4,837

Fonte: EPE

A Tabela 104 e o Gráfico 87 representam a previsão de produção bruta potencial nacional diária de gás natural convencional até 2024. Considerando-se que a maior proporção do gás a ser produzido no decênio é de gás associado, a tendência de crescimento é coerente com a descrita anteriormente para a produção de petróleo.

Contando-se apenas com as reservas totais (RT) referidas a 31 de dezembro de 2013, prevê-se uma tendência crescente significativa até 2021, quando se atingiria um pico de produção próximo de 115 milhões de metros cúbicos diários, seguido de um declínio suave compensado pela contribuição dos RC, dos RND-E e, mais ao final do período, pelos recursos na área da União. Em relação ao total, estima-se que a produção bruta potencial, em 2024, poderá ser 98% maior que a produção bruta efetiva realizada em 2014⁸¹. De modo análogo ao petróleo, é notória a dominância da participação dos recursos já descobertos (RT e RC) na produção de gás natural convencional ao longo de todo o período deste PDE.

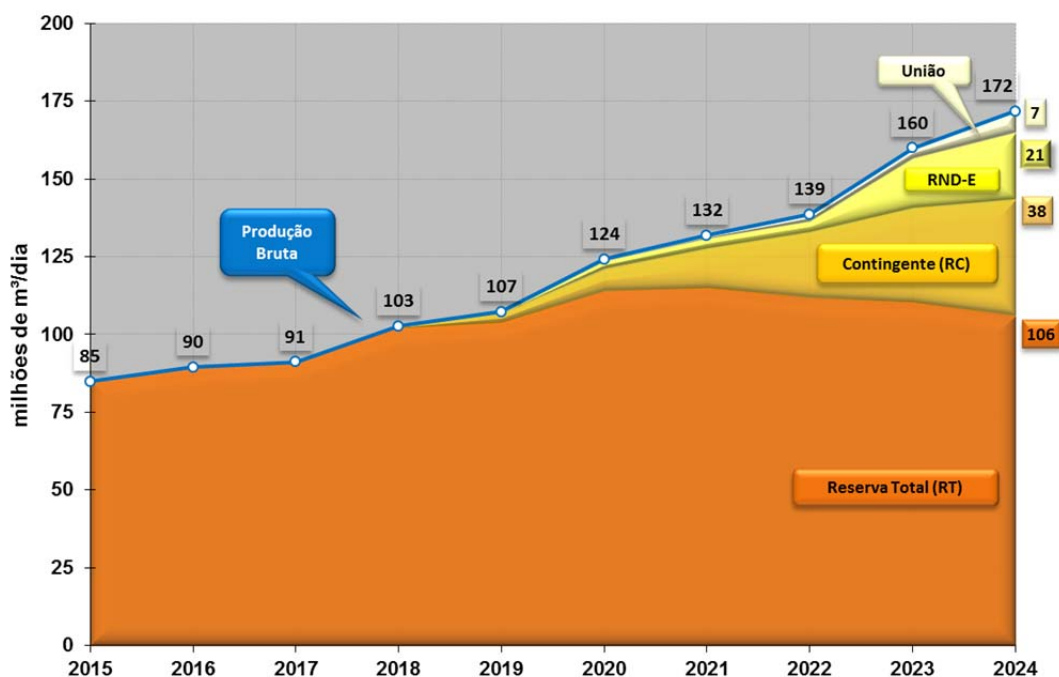
Tabela 104 – Produção bruta potencial nacional de gás natural convencional por nível de incerteza dos recursos

RECURSO: GÁS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
milhões de metros cúbicos diários										
União	-	-	-	-	0,072	0,416	0,827	2,093	3,408	6,793
RND-E	-	-	-	0,009	0,182	2,427	3,149	3,539	15,820	21,348
RC	-	0,013	0,116	0,420	3,025	7,327	12,767	21,152	30,376	37,575
RT	84,875	89,523	91,021	102,178	104,033	113,936	115,045	111,793	110,310	105,950
TOTAL	84,875	89,536	91,137	102,607	107,313	124,106	131,788	138,577	159,914	171,666

Nota: União = recursos não descobertos em áreas não contratadas; RND-E = recursos não descobertos em áreas contratadas com empresas; RC = recursos contingentes e RT = reservas totais.

Fonte: EPE

⁸¹ A produção (bruta) média diária de gás natural realizada em 2014 foi de 86,87 milhões de m³/d, segundo dados disponibilizados pela ANP.

Gráfico 87 – Produção bruta potencial nacional de gás natural convencional

Fonte: EPE

Na Tabela 105 desagregam-se as contribuições do gás associado (GA) e do gás não associado (GNA) para as previsões de produção bruta a partir dos recursos descobertos em áreas contratadas com empresas (RT + RC). Nota-se que, para as áreas com descobertas realizadas, no período considerado (2015-2024), a produção de gás associado é significativamente majoritária.

Tabela 105 – Produção bruta potencial nacional de gás natural convencional a partir de recursos descobertos em áreas contratadas (reservas e contingentes)

RECURSO:	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
GÁS	milhões de metros cúbicos diários									
GA (RT + RC)	59,078	62,469	63,398	77,808	83,924	97,163	103,499	110,146	119,322	124,399
GNA (RT + RC)	25,797	27,067	27,739	24,790	23,134	24,101	24,313	22,799	21,364	19,126
TOTAL	84,875	89,536	91,137	102,598	107,059	121,263	127,812	132,945	140,686	143,525

Nota: GA = Gas associado; GNA = Gás não associado; RC = recursos contingentes e RT = reservas totais.

Fonte: EPE

Quando se comparam as previsões de produção bruta de gás natural convencional deste PDE com as do PDE 2023, além do efeito decorrente da alteração da relação entre RC e RT considerada no caso do petróleo, há significativa redução de expectativas de produção ao longo de todo o período. Tal redução é causada, principalmente, por revisões de reservas de gás (associado e não associado; em jazidas terrestres e no pré-sal) e por devolução de vários blocos exploratórios nas bacias de Campos e Santos, da parte das empresas concessionárias. Além disso, neste PDE, não há mais expectativa de produção de gás convencional da Bacia do São Francisco. A previsão de produção líquida potencial nacional diária de gás natural convencional, representada na Tabela 106 e no Gráfico 88, corresponde

aos volumes de gás natural potencialmente disponibilizáveis para UPGNs, obtidos a partir da previsão de produção bruta (conforme a Tabela 104) e de estimativas de injeção nos reservatórios, perdas ou queimas e consumo próprio (para E&P) de gás natural. Com relação ao PDE 2023, além da redução observada acima para a produção bruta, confirmam-se níveis superiores de injeção de gás natural em jazidas do Pré-Sal Geológico, o que reduz ainda mais a previsão de produção líquida de gás neste PDE.⁸²

Tabela 106 – Produção líquida potencial nacional de gás natural convencional

RECURSO: GÁS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
milhões de metros cúbicos diários										
União	-	-	-	-	0,028	0,228	0,472	1,334	2,404	5,027
RND-E	-	-	-	0,005	0,095	1,664	2,116	2,527	13,783	18,523
RC	-	0,004	0,041	0,185	2,177	5,147	7,936	12,378	16,764	20,029
RT	53,327	59,038	58,328	61,202	57,675	65,984	65,835	63,464	60,489	55,575
TOTAL	53,327	59,042	58,369	61,392	59,975	73,023	76,359	79,703	93,440	99,153

Nota: União = recursos não descobertos em áreas não contratadas; RND-E = recursos não descobertos em áreas contratadas com empresas; RC = recursos contingentes e RT = reservas totais.

Fonte: EPE

Gráfico 88 – Produção líquida potencial nacional de gás natural convencional



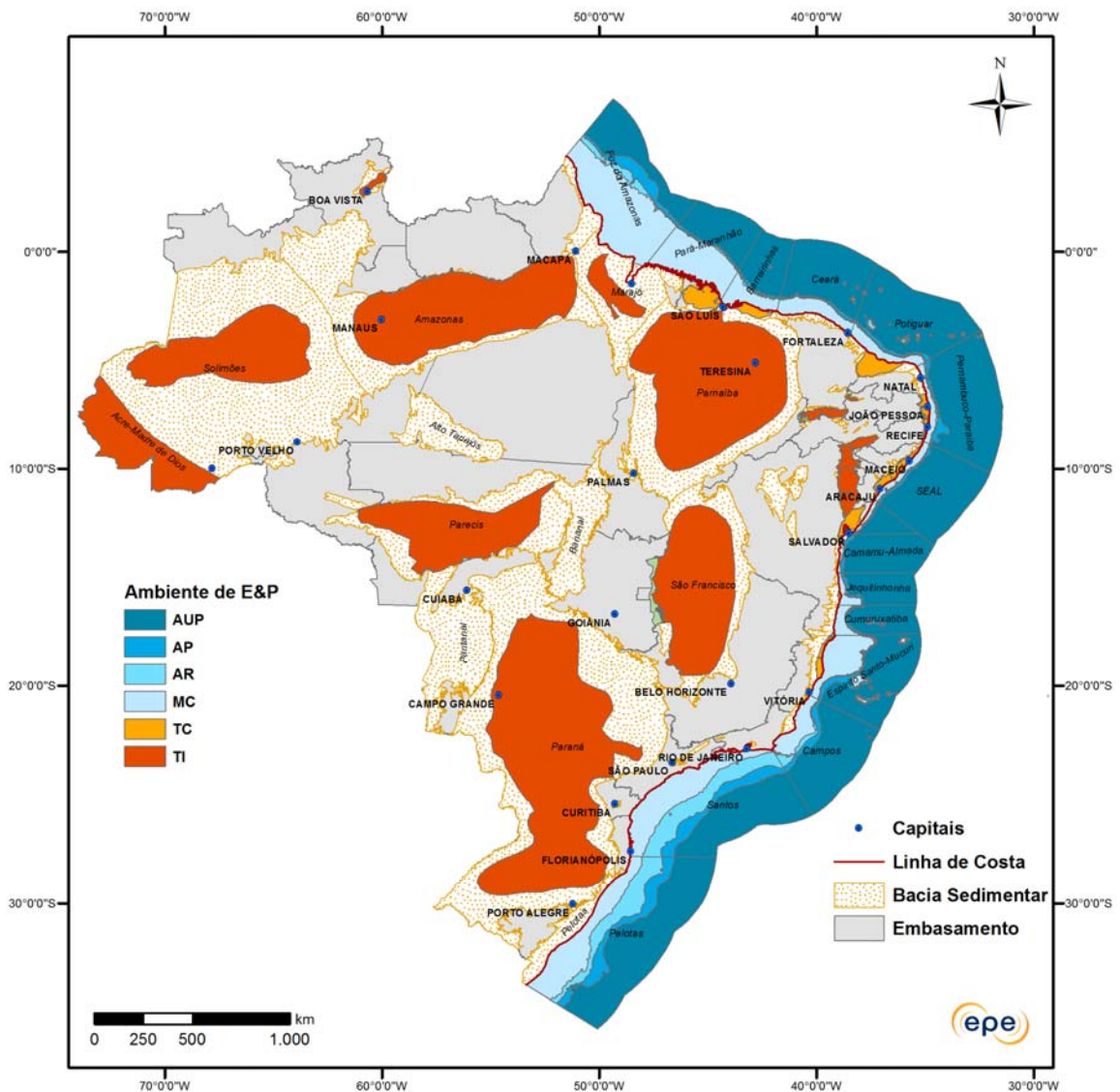
Fonte: EPE

⁸² No caso do pré-sal geológico da Bacia de Santos, a parcela anômala de CO₂ (acima de 3%) não é computada neste PDE para efeito de projeção de produção (bruta ou líquida) de gás natural. Contudo, admite-se que seja injetada nas jazidas, separadamente ou junto com o gás hidrocarboneto.

3. Segmentação geográfica da produção nacional

A previsão de produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras é apresentada de modo geograficamente segmentado, neste item do PDE, conforme as principais situações operacionais, designadas por ambientes de E&P, nas quais as atividades de E&P poderão ser desenvolvidas no território nacional, em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*), nos próximos anos. Nas bacias terrestres identificam-se os ambientes de terra interior (TI) e terra costeira (TC), segundo a proximidade da linha de costa. Nas bacias marítimas, de acordo com a batimetria, os ambientes de E&P são: mar costeiro (MC), da linha de costa até a cota batimétrica de 100m; água rasa (AR), no intervalo batimétrico de 100m a 400m; água profunda (AP), no intervalo batimétrico de 400m a 1500m; água ultraprofunda (AUP), a partir da cota batimétrica de 1500m. A Figura 30 apresenta os ambientes de E&P.

Figura 30 – Mapa dos ambientes de E&P



Legenda: TI = terra interior; TC = terra costeira; MC = mar costeiro; AR = água rasa; AP = água profunda; AUP = água ultraprofunda
Fonte: EPE

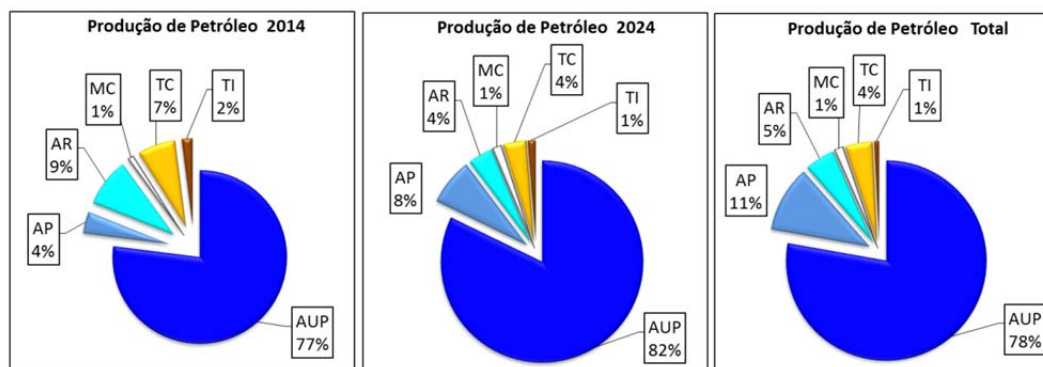
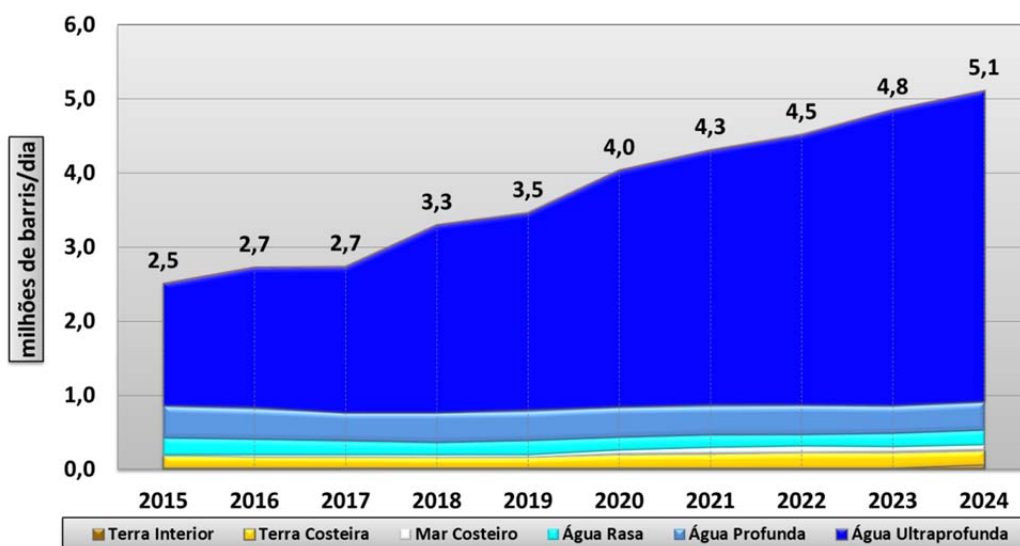
A Tabela 107 e o Gráfico 89 apresentam a produção nacional de petróleo prevista para os RD, RND-E e União, segmentada por ambiente de E&P⁸³. Os ambientes de AP e AUP (principalmente) dominam todo o período deste PDE, tanto no volume a ser produzido, 89% do total previsto, quanto no crescimento da participação em nível nacional, de 81% em 2014 a 90% em 2024.

Tabela 107 – Produção de petróleo por ambiente de E&P

RECURSO: PETRÓLEO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
milhões de barris diários										
AUP	1,647	1,899	1,969	2,524	2,669	3,196	3,449	3,651	3,992	4,199
AP	0,439	0,423	0,386	0,411	0,408	0,406	0,401	0,397	0,375	0,383
AR	0,213	0,199	0,184	0,169	0,179	0,175	0,170	0,162	0,181	0,204
MC	0,025	0,025	0,027	0,031	0,041	0,058	0,078	0,082	0,077	0,071
TC	0,150	0,153	0,150	0,141	0,144	0,174	0,185	0,191	0,190	0,190
TI	0,029	0,024	0,020	0,018	0,017	0,023	0,025	0,030	0,034	0,061
TOTAL	2,504	2,723	2,736	3,294	3,458	4,032	4,309	4,513	4,849	5,109

Nota: AUP = água ultraprofunda; AP = água profunda; AR = água rasa; MC = mar costeiro; TC = terra costeira; TI = terra interior.
Fonte: EPE

Gráfico 89 – Produção de petróleo por ambiente de E&P



Nota: AUP = água ultraprofunda; AP = água profunda; AR = água rasa; MC = mar costeiro; TC = terra costeira; TI = terra interior.
Fonte: EPE

⁸³ Historicamente, o primeiro ambiente de E&P a sustentar a produção nacional de petróleo foi o de terra costeira (TC), principalmente na Bacia do Recôncavo, dos anos 1950 aos anos 1970. Nos anos 1980 e 1990, os ambientes de água rasa (AR) e de água profunda (AP), principalmente na Bacia de Campos, passaram a contribuir significativamente com a produção nacional. No final do século XX, é iniciado o papel preponderante do ambiente de água ultraprofunda (AUP), na Bacia de Campos (Roncador, Parque das Baleias e Parque das Conchas) e, mais recentemente, na Área do Pré-Sal da Bacia de Santos.

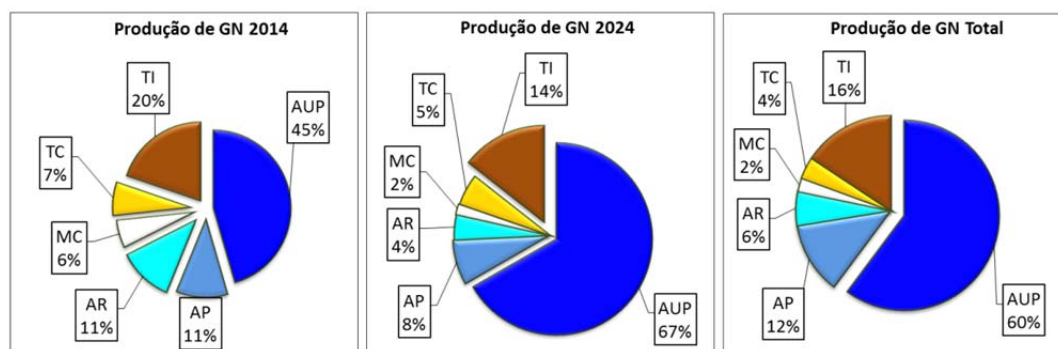
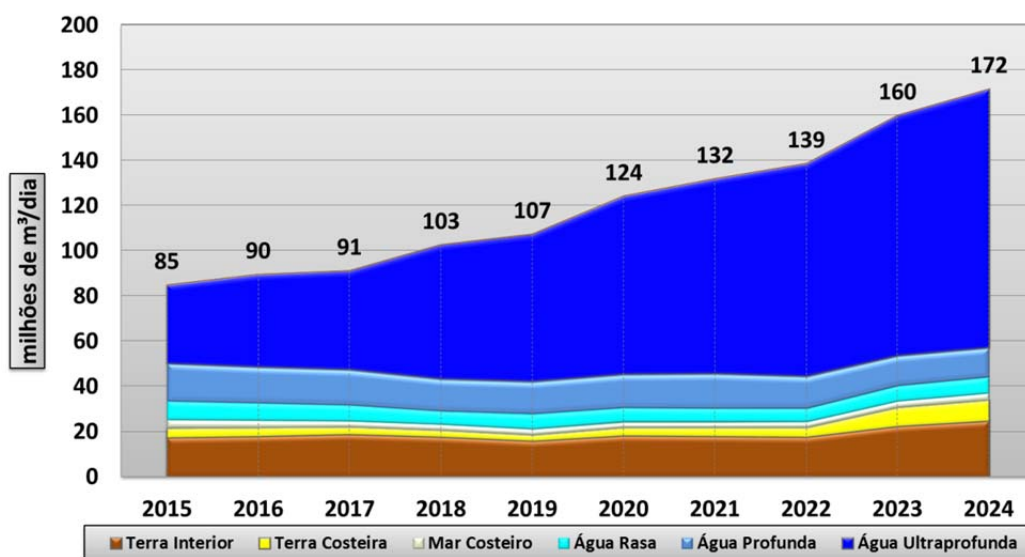
A Tabela 108 e o Gráfico 90 apresentam a previsão da produção bruta potencial nacional de gás natural (convencional) para os RD, RND-E e União por ambiente de E&P. Devido ao gás associado, o ambiente de AUP deverá ser a principal fonte da produção doméstica de gás natural. Secundariamente, espera-se significativa contribuição do ambiente de TI, principalmente devido à Bacia de Solimões.

Tabela 108 – Produção bruta potencial nacional de gás natural por ambiente de E&P

RECURSO: GÁS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
milhões de metros cúbicos diários										
AUP	34,645	41,026	43,733	59,284	65,047	78,872	86,257	94,000	106,201	114,548
AP	16,564	15,731	15,660	14,097	14,382	14,632	15,193	14,269	13,368	12,908
AR	8,458	8,002	7,125	6,219	6,882	6,522	6,237	5,959	6,885	7,256
MC	3,672	3,109	2,654	2,525	2,543	2,347	2,431	2,685	2,899	3,095
TC	4,235	3,777	3,162	2,748	2,562	3,394	3,667	4,069	8,180	9,133
TI	17,301	17,891	18,802	17,734	15,896	18,340	18,001	17,595	22,380	24,726
TOTAL	84,875	89,536	91,137	102,607	107,313	124,106	131,788	138,577	159,914	171,666

Nota: AUP = água ultraprofunda; AP = água profunda; AR = água rasa; MC = mar costeiro; TC = terra costeira; TI = terra interior.
 Fonte: EPE

Gráfico 90 – Produção bruta potencial nacional de gás natural convencional por ambiente de E&P



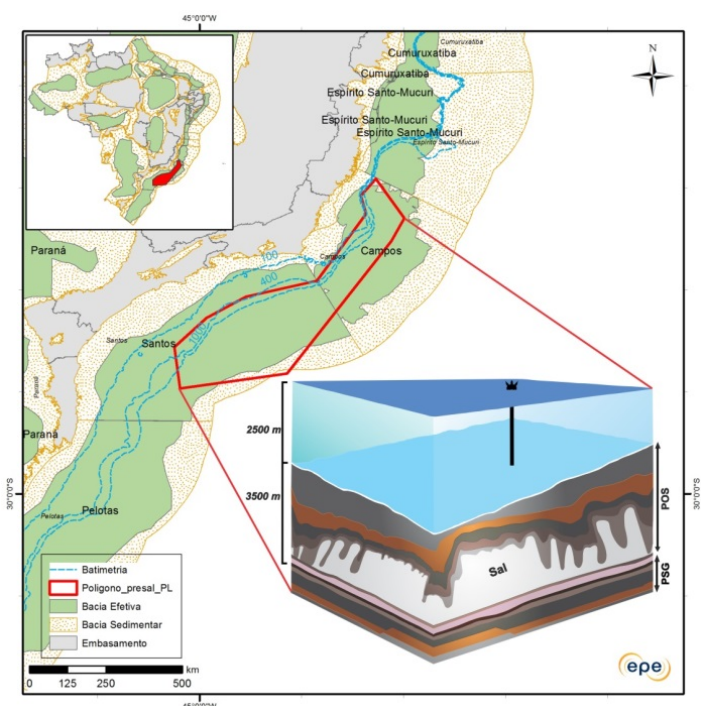
Nota: AUP = água ultraprofunda; AP = água profunda; AR = água rasa; MC = mar costeiro; TC = terra costeira; TI = terra interior.
 Fonte: EPE

4. Segmentação da Área do Pré-Sal na produção nacional

De acordo com o Novo Marco Regulatório, a Área do Pré-Sal é definida como “a região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo” da Lei 12.351/2010. Tal superfície está inserida no contexto das bacias sedimentares de Santos e Campos. Desse modo, considerando-se a relevância histórica, atual e futura dessa área na produção nacional, o termo Pré-Sal deve ser qualificado para especificar seus dois sentidos principais, o legal e o geológico⁸⁴.

O Pré-Sal Legal (PSL) corresponde a todo o prisma no interior do polígono definido na lei e inclui, portanto, a *seção*⁸⁵ anterior aos depósitos evaporíticos, aqui chamada de Pré-Sal Geológico⁸⁶ (PSG), e a *seção* posterior, chamada de Pós-Sal (POS); a região externa ao PSL é aqui chamada de Extra Pré-Sal Legal (EPSL) e corresponde ao conjunto de todas as UP fora dos limites do polígono legal. A Figura 31 mostra esquematicamente o prisma da área do pré-sal, nas Bacias de Santos e Campos, com a indicação do Pré-Sal Geológico e do Pós-Sal.

Figura 31 – Prisma esquemático da área do Pré-Sal



Fonte: EPE

⁸⁴ Do ponto de vista geológico, o pré-sal brasileiro foi descoberto em 2005 pela operadora Petrobras no bloco BM-S-10, no prospecto Parati. Contudo, tal descoberta não foi considerada comercial e o bloco foi devolvido para União em 2014.

⁸⁵ O termo *seção* é usado no PDE como correspondente aos termos “horizonte” e “camada”: “horizonte”, termo cronológico, tem sido aplicado pela ANP nos boletins de produção; o termo “camada” tem sido utilizado pela Petrobras nas divulgações da produção do Pré-Sal.

⁸⁶ O Pré-Sal Geológico (PSG), até o PDE 2020, era considerado como a seção geológica definida somente por rochas carbonáticas depositadas nas fases *sag basin* e *ripte* das bacias de Santos e Campos, formadas antes dos depósitos evaporíticos (salinos) do Aptiano. A partir do PDE 2021, já com a nova Lei do Petróleo, o PSG passou a ser considerado como toda a seção anterior ao sal, não restrita aos carbonatos (embora no PDE 2022 ainda haja menção de destaque a esse tipo de reservatório). Desse modo, o PSG envolve diversos tipos de reservatórios carbonáticos (microbiais e coquinas) e siliciclásticos. Quanto aos selantes das jazidas do PSG, há predomínio de espessos depósitos evaporíticos (“muralhas”), principalmente na Bacia de Santos; as acumulações seladas por rochas evaporíticas podem ser classificadas como do tipo *subsal*. Porém, há situações onde o sal já não está presente, nas ditas “janelas de sal”, ou é de espessura pouco efetiva, devido à evolução geológica das bacias, especialmente no sentido *onshore*; nesse caso, as acumulações não são do tipo *subsal*.

A previsão de produção das UP dentro dos limites do PSL é baseada numa concepção desagregada de jazidas e prospectos pela qual cada bloco, em fase de exploração ou de produção, ou área a ser contratada com a União, pode conter uma ou duas unidades produtivas, dependendo da combinação de recursos descobertos ou não descobertos no PSG e no POS.

A Tabela 109 destaca a contribuição prevista dos recursos do Pré-Sal Legal (PSL) e do Extra Pré-Sal Legal (EPSL), nas áreas contratadas, à produção nacional de petróleo, no período 2015-2024, classificados por nível de incerteza; o Pré-Sal Geológico (PSG) e o Pós-Sal (POS) estão incluídos no Pré-Sal Legal⁸⁷.

Tabela 109 – Produção nacional de petróleo em áreas contratadas, relativa à Área do Pré-Sal

RECURSO: PETRÓLEO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
milhões de barris diários										
RND-E (EPSL)	-	-	-	-	0,008	0,045	0,051	0,047	0,044	0,039
RND-E (PSL)	-	-	-	-	-	-	0,008	0,008	0,045	0,083
RD (EPSL)	0,311	0,297	0,280	0,261	0,267	0,261	0,274	0,314	0,353	0,363
RD (PSL)	2,193	2,426	2,456	3,033	3,174	3,700	3,931	4,074	4,323	4,474
TOTAL	2,504	2,723	2,736	3,293	3,449	4,006	4,263	4,443	4,765	4,959

Nota: EPSL = Extra Pré-Sal Legal; PSL = Pré-Sal Legal; RD = recursos descobertos (reservas + contingentes); RND-E = recursos não descobertos em áreas contratadas com empresas.

Fonte: EPE

De modo análogo ao petróleo, a Tabela 110 apresenta a previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural convencional, classificada por nível de incerteza, com a contribuição do Pré-Sal Legal (POS + PSG) e do Extra Pré-Sal Legal nas áreas contratadas.

Tabela 110 – Produção bruta potencial nacional de gás natural em áreas contratadas, relativa à Área do Pré-Sal

RECURSO: GÁS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
milhões de metros cúbicos diários										
RND-E (EPSL)	-	-	-	0,009	0,182	2,427	2,799	3,188	13,903	17,620
RND-E (PSL)	-	-	-	-	-	-	0,351	0,351	1,917	3,728
RD (EPSL)	42,828	41,740	40,796	36,857	34,780	34,080	32,734	31,978	29,650	25,415
RD (PSL)	42,047	47,796	50,341	65,741	72,279	87,183	95,077	100,967	111,036	118,110
TOTAL	84,875	89,536	91,137	102,607	107,241	123,690	130,961	136,484	156,506	164,873

Nota: EPSL = Extra Pré-Sal Legal; PSL = Pré-Sal Legal; RD = recursos descobertos (reservas + contingentes); RND-E = recursos não descobertos em áreas contratadas com empresas.

Fonte: EPE

A Lei estabelece Pré-Sal Legal como o prisma que agrega tanto o Pós-Sal (POS) quanto o Pré-Sal Geológico (PSG). Contudo, a produção que efetivamente provém de jazidas *pré-sal* refere-se somente ao PSG. Ao final de 2014 conforme divulgado pela ANP, a produção dos campos com reservatórios na “camada pré-sal” foi cerca de 600 mil barris de petróleo por dia principalmente dos campos de Lula e Sapinhoá, na Bacia de Santos, e da região do Parque das Baleias, na Bacia de Campos. Neste PDE, as

⁸⁷ Os recursos das áreas objeto dos contratos de Cessão Onerosa encontram-se contabilizados no RD (PSL), exceto a área de “Peroba”, que foi devolvida à União em 2014 e que, no PDE 2023, constava como recurso não descoberto.

previsões de produção referidas ao PSG referem-se às jazidas cujo início de produção ocorre a partir de 2008, quando o campo de Jubarte, na Bacia de Campos, iniciou a produção do *pré-sal* brasileiro⁸⁸.

A Tabela 111 e o Gráfico 91 apresentam as previsões de produção de petróleo no Pré-Sal Legal, desagregada em POS e PSG, para áreas contratadas. O Gráfico 91 destaca ainda as previsões no início e no fim do PDE, além do total previsto a ser produzido no período.⁸⁹ Estima-se que praticamente toda a produção no PSL será proveniente dos recursos descobertos, incluindo-se as grandes descobertas de Libra e da Cessão Onerosa, especialmente o campo de Búzios. A produção do POS, com tendência declinante no período do PDE, domina até 2017 e depois passa a ser superada pelo PSG.

Tabela 111 – Produção de petróleo no Pré-Sal Legal

RECURSO: PETRÓLEO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	milhões de barris diários									
POS	1,494	1,543	1,506	1,450	1,344	1,364	1,306	1,253	1,215	1,116
PSG	0,699	0,883	0,950	1,582	1,829	2,336	2,633	2,830	3,154	3,440
TOTAL	2,193	2,426	2,456	3,033	3,174	3,700	3,939	4,083	4,368	4,557

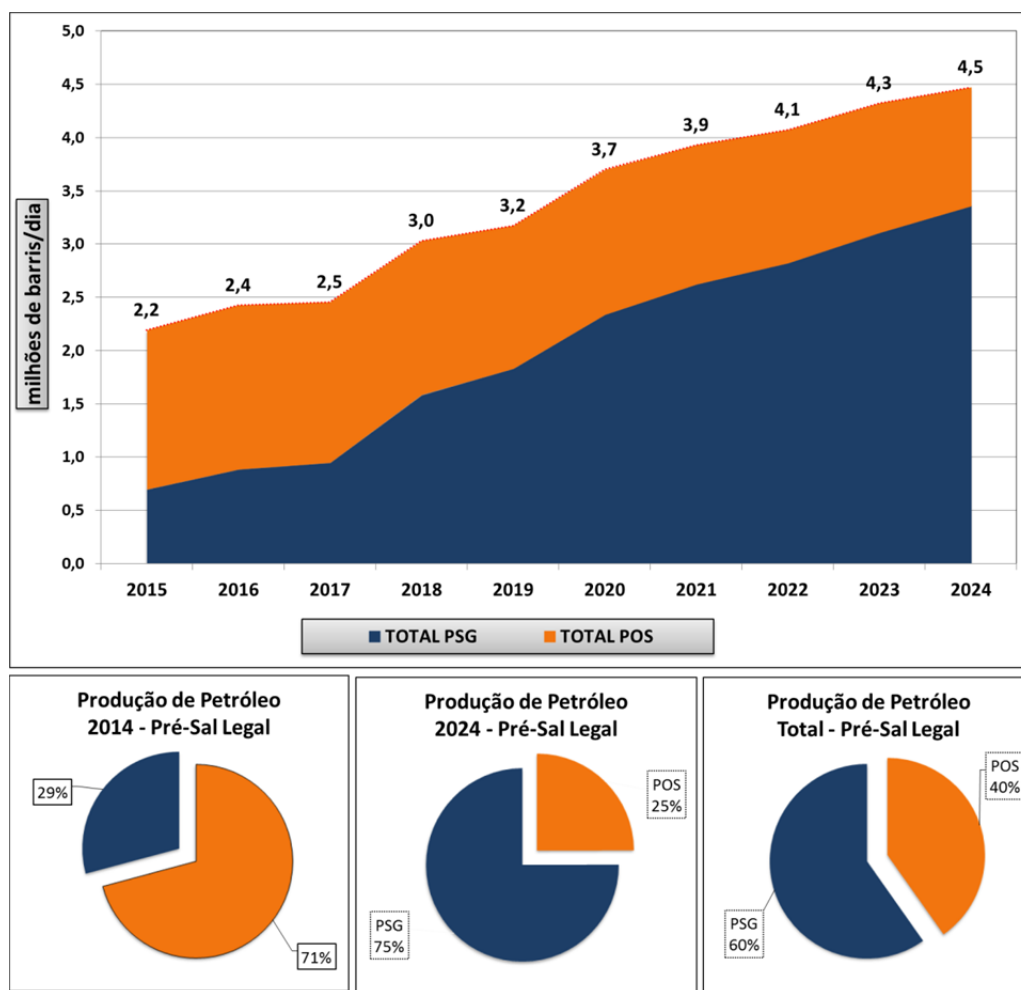
Nota: POS = Pós-Sal (camada depositada depois dos evaporitos na área definida na Lei 12.351/2010); PSG = Pré-Sal Geológico (camada depositada antes dos evaporitos na área definida na Lei 12.351/2010).

Fonte: EPE

⁸⁸ Os campos de Linguado, Trilha e Pampo, embora no PSG, não são do tipo *subsal* e nem de reservatórios microbiais. A produção de tais campos, relativamente pequena, é incluída nos boletins de produção do "horizonte Pré-sal" da ANP, entretanto, não fazem parte da "camada Pré-sal" referida pela Petrobras.

⁸⁹ A produção de petróleo do PSG em 2014, de acordo com dados da ANP, foi em média 602 mil bpd.

Gráfico 91 – Produção de petróleo no Pré-Sal Legal



Nota: POS = Pós-Sal (camada depositada depois dos evaporitos na área definida pela Lei 12.351/2010); PSG = Pré-Sal Geológico (camada depositada antes dos evaporitos na área definida pela Lei 12.351/2010).

Fonte: EPE

A Tabela 112 e o Gráfico 92 apresentam as previsões de produção bruta potencial de gás natural no Pré-Sal Legal desagregadas em POS e PSG.⁹⁰ O Gráfico 92 destaca ainda as previsões no início e no fim do PDE, além do total previsto a ser produzido no período.⁹¹ De modo análogo ao petróleo, estima-se que praticamente toda a produção de gás natural no PSL será proveniente dos recursos descobertos. A produção do POS, com tendência declinante no período do PDE, domina somente até 2016 e depois é superada pela produção do PSG.

⁹⁰ No caso do PSG da Bacia de Santos, não está incluída a parcela de CO₂ anômala (acima de 3%) nas projeções de produção de gás natural.

⁹¹ A produção (bruta) de gás natural do PSG em 2014, de acordo com dados da ANP, foi em média 20,875 MM m³/d.

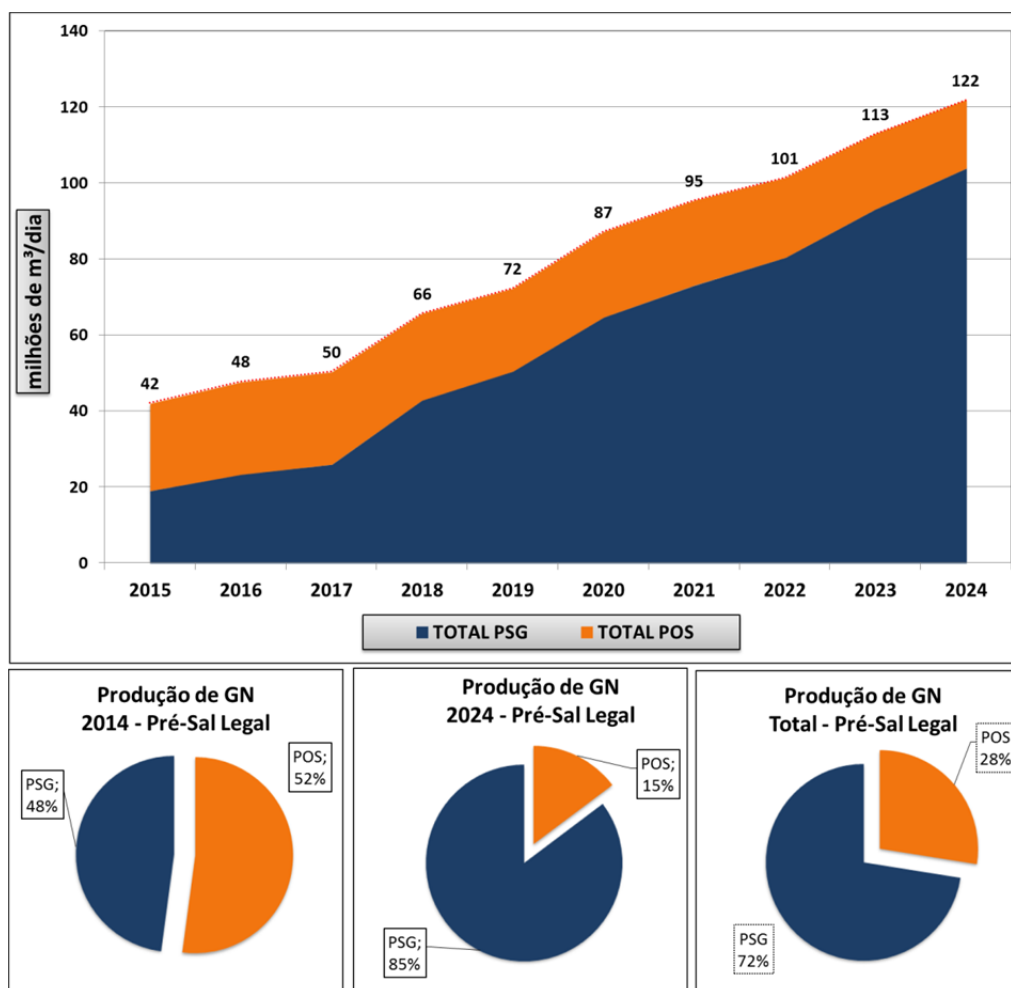
Tabela 112 – Produção bruta potencial de gás natural no Pré-Sal Legal

RECURSO: GÁS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	milhões de metros cúbicos diários									
POS	22,966	24,250	24,290	22,711	21,734	22,400	22,322	20,869	19,774	17,950
PSG	19,081	23,546	26,051	43,030	50,544	64,783	73,106	80,448	93,179	103,888
TOTAL	42,047	47,796	50,341	65,741	72,279	87,183	95,428	101,317	112,953	121,838

Nota: POS = Pós-Sal (camada depositada depois dos evaporitos na área definida na Lei 12.351/2010); PSG = Pré-Sal Geológico (camada depositada antes dos evaporitos na área definida na Lei 12.351/2010).

Fonte: EPE

Gráfico 92 – Produção bruta potencial de gás natural no Pré-Sal Legal



Nota: POS = Pós-Sal (camada depositada depois dos evaporitos na área definida pela Lei 12.351/2010); PSG = Pré-Sal Geológico (camada depositada antes dos evaporitos na área definida pela Lei 12.351/2010).

Fonte: EPE

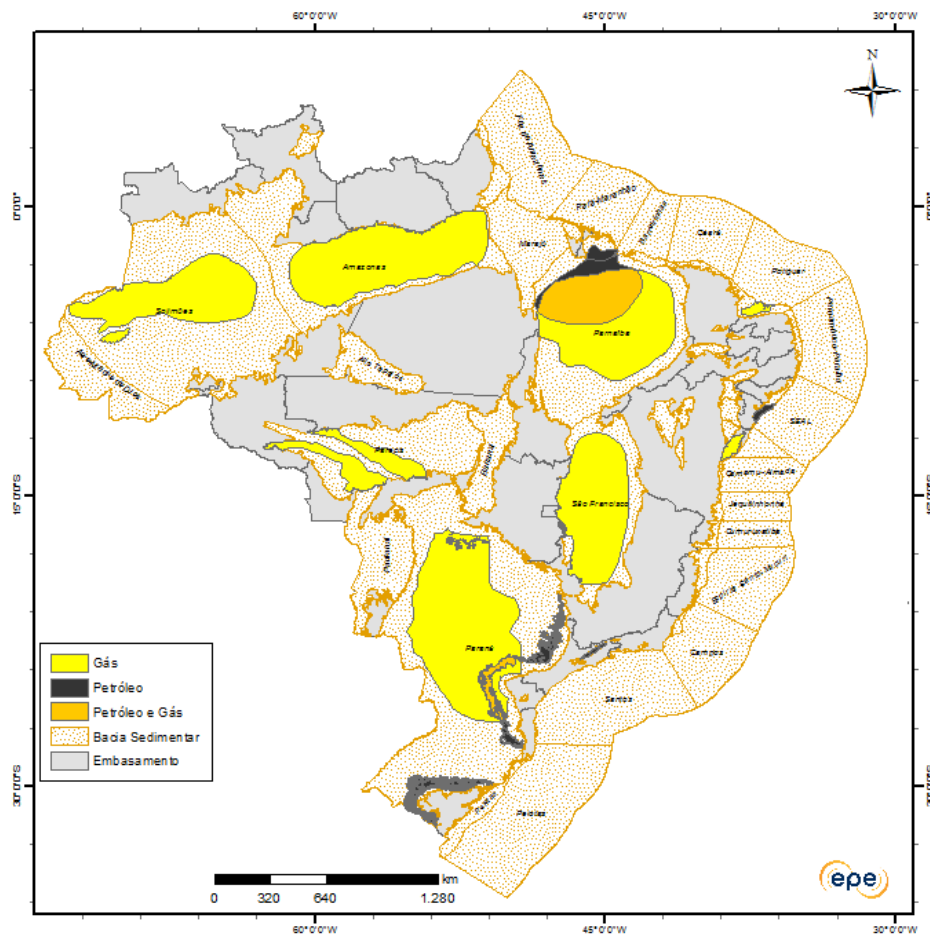
As previsões apresentadas neste PDE relativas ao pré-sal incorporam atrasos para o início das operações de plataformas de produção (especialmente FPSOs) sinalizados durante a elaboração deste plano, devido à crise nas empreiteiras envolvidas na "Operação Lava Jato". Contudo, ainda que novos atrasos ocorram, e venham a ser incorporados em novo ciclo do PDE, a expectativa é de que a produção do PSG supere 3 milhões bpd até 2024, com o esforço da Petrobras na superação de desafios e das várias outras empresas, nacionais e internacionais, do segmento de E&P, que possuem interesses econômicos e estratégicos no pré-sal brasileiro.

5. Recursos não convencionais na produção nacional

O Brasil já produz óleo não convencional na Bacia do Paraná desde o início dos anos 1990, por intermédio da Petrobras/PETROSIX. Corriqueiramente, tem sido chamado de “óleo de xisto”, embora a referência técnica mais adequada seja de óleo de folhelho *pirobetuminoso* ou mesmo óleo de folhelho *querogênico* (na literatura internacional é referido principalmente como *oil shale*). A produção média diária em 2014 foi de 2.895 barris de petróleo e de 104.700 m³ de gás natural (ANP, 2014)⁹².

Além do óleo de folhelho *pirobetuminoso* da Bacia do Paraná, recentemente o estudo Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2012) indicou nas bacias sedimentares brasileiras, tanto em terra quanto no mar, a possibilidade de existência de diversos *plays* exploratórios, com características das principais categorias de recursos não convencionais (RNC) de petróleo e gás natural reconhecidas internacionalmente. Entretanto, no prazo deste PDE é esperado que a contribuição dos recursos não convencionais seja de gás da porção terrestre, onde já há descobertas em avaliação na Bacia de São Francisco. Com base no referido estudo, a Figura 32 apresenta o mapa dos possíveis *plays* de recursos não convencionais terrestres, conforme o principal tipo de fluido esperado: gás, petróleo, ou petróleo e gás. Tais *plays* possuem potencial de produção, porém há muitas incertezas, riscos e desafios técnicos, econômicos e socioambientais a serem superados nos próximos anos, antes de uma efetiva produção.

Figura 32 – Mapa dos plays de recursos não convencionais em terra



Fonte: EPE

⁹² A produção brasileira de óleo não convencional da Petrobras não está incluída nas tabelas e gráficos deste PDE.

Contudo, é viável a expectativa de que ao final do prazo deste PDE a produção de gás natural brasileira possa ser acrescida pela contribuição do gás não convencional, principalmente o gás em formação fechada (*tight gas*) e o gás de folhelho (*shale gas*) nas Bacias de São Francisco, Parnaíba e Recôncavo.⁹³ A projeção de produção de gás natural não convencional tem início previsto para 2022, atingindo valor significativo de cerca de 16 MM m³/d em 2024. A Tabela 113 e o Gráfico 93 apresentam a projeção de produção nacional de gás natural agregando à produção bruta convencional a possível contribuição do gás não convencional.⁹⁴

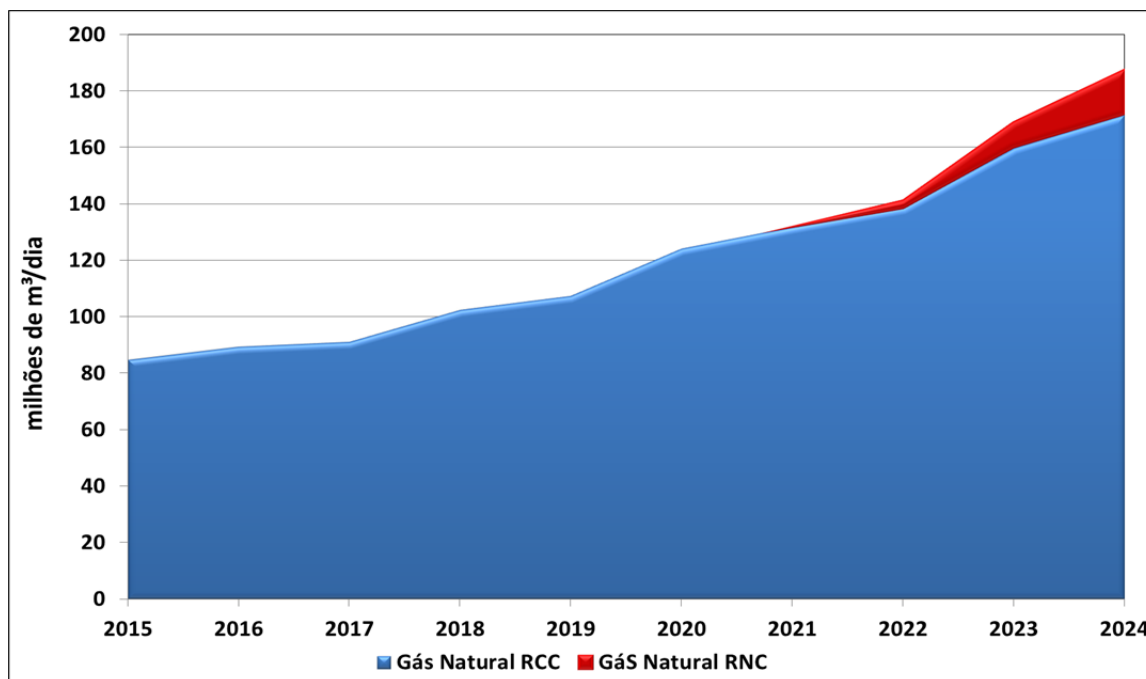
Com relação ao PDE 2023, registra-se uma postergação⁹⁵ da expectativa de início da produção do gás não convencional no Brasil, de 2020 para 2022, e uma redução do volume de produção previsto.

Tabela 113 – Produção bruta potencial nacional de gás natural convencional e não convencional

RECURSO: GÁS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	milhões de metros cúbicos diários									
Gás RNC	-	-	-	-	-	-	-	2,767	8,803	15,954
Gás RCC	84,875	89,536	91,137	102,607	107,313	124,106	131,788	138,577	159,914	171,666
TOTAL	84,875	89,536	91,137	102,607	107,313	124,106	131,788	141,344	168,716	187,620

Nota: RNC = recurso não convencional e RCC = recurso convencional.
Fonte: EPE

Gráfico 93 – Produção bruta potencial nacional de gás natural convencional e não convencional



Nota: RNC = recurso não convencional e RCC = recurso convencional.
Fonte: EPE

⁹³ Neste PDE, inclui-se a possibilidade de produção, na Bacia do Parnaíba, da área do bloco PN-T-597 arrematado na R12, embora não tenha sido contratado até a referência de 30 de junho de 2014; considera-se também a possibilidade de produção de gás não convencional nas áreas dos blocos da R12 na Bacia do Recôncavo.

⁹⁴ Neste PDE, considerando-se a grande incerteza ainda existente sobre a produção de gás não convencional no Brasil, não foram realizadas estimativas análogas às feitas para o gás convencional, quanto à queima, consumo de E&P e injeção. Desse modo, a projeção de produção de gás não convencional não está qualificada em bruta e líquida, contudo inclui o sentido do conceito *potencial* utilizado para o gás convencional.

⁹⁵ A previsão dos primeiros anos de produção dos recursos não convencionais de gás natural do PDE 2024 está fortemente associada às descobertas da Bacia de São Francisco, sob avaliação nos blocos SF-T-132 e SF-T-133 e para as quais se estimaram curvas de produção com base em informações declaradas nos Planos de Avaliação de Descoberta que não haviam sido incorporadas para o PDE 2023.

6. Dispersão das projeções de produção

No processo de elaboração de uma projeção de longo prazo⁹⁶, como no PDE, a produção de petróleo e gás natural, desde a escala de campo até o nível agregado de país, envolve uma série de incertezas de naturezas técnica e econômica. Assim, rigorosamente, cada curva de produção apresentada nos gráficos anteriores, ainda que represente a expectativa de referência, poderá ou não ser realizada. O reconhecimento desse fato enriquece o processo de planejamento, ao viabilizar análises mais sofisticadas de alternativas de decisão sob condições de incerteza e risco⁹⁷.

Portanto, para que se possa avaliar a dispersão das projeções de produção, além da hipótese de referência (que é uma curva moderada), são definidas duas outras curvas: *curva (hipótese) inferior* e *curva (hipótese) superior*.⁹⁸

Para a curva inferior é assumido, conforme a categoria de recurso:

- Recursos descobertos na categoria de reserva (campos de petróleo e gás):
 - para o curto/médio prazo, realização da produção 15% mais baixa do que a prevista no PAP (Plano Anual de Produção) de cada campo⁹⁹;
 - para o longo prazo, realização da produção com base apenas na reserva provada.
- Recursos contingentes: com riscos de não comercialidade.
- Recursos não descobertos convencionais: volumes relativamente pequenos;
- Recursos não convencionais: volumes relativamente pequenos e prazos relativamente longos para o início da produção.

Para a curva superior é assumido, conforme a categoria de recurso:

- Recursos descobertos na categoria de reserva (campos de petróleo e gás):
 - para o curto/médio prazo, realização da produção 15% mais alta do que a prevista no PAP de cada campo;
 - para o longo prazo, realização da produção com base na reserva total.
- Recursos contingentes: sem riscos de não comercialidade.
- Recursos não descobertos convencionais: volumes relativamente grandes;
- Recursos não convencionais: volumes relativamente grandes e prazos relativamente curtos para o início da produção.

⁹⁶ Considera-se projeção de produção de longo prazo aquela com horizonte maior que 5 anos. Os Planos Anuais de Produção (PAP) submetidos pelas empresas à ANP têm o período de 5 anos, envolvendo o curto e médio prazo.

⁹⁷ A dispersão envolvendo curvas de produção em PDE foi primeiramente representada para o caso de recursos não descobertos em áreas (blocos exploratórios) contratadas no PDE 2007-2016.

⁹⁸ O conceito da dispersão das projeções de produção não possui a propriedade de unicidade nas definições de curvas inferior e superior. Portanto, outras definições são passíveis de serem adotadas, principalmente para aperfeiçoar a combinação de incertezas em diferentes categorias de recursos e prazos (curto/médio e longo).

⁹⁹ 15% é o valor da variação admitida nos contratos da ANP com empresas concessionárias, para mais ou para menos, entre a previsão do PAP e a realização da produção em um campo. Para estimar o efeito cumulativo no conjunto (portfólio) dos campos, aplica-se o Teorema Central do Limite. No PDE 2023 era assumida incerteza, no caso dos campos, somente depois do último ano do PAP submetido à ANP.

Desse modo, a curva inferior e a curva superior expressam, respectivamente, hipóteses do que pode ser esperado como valor baixo e valor alto da realização da curva de produção.

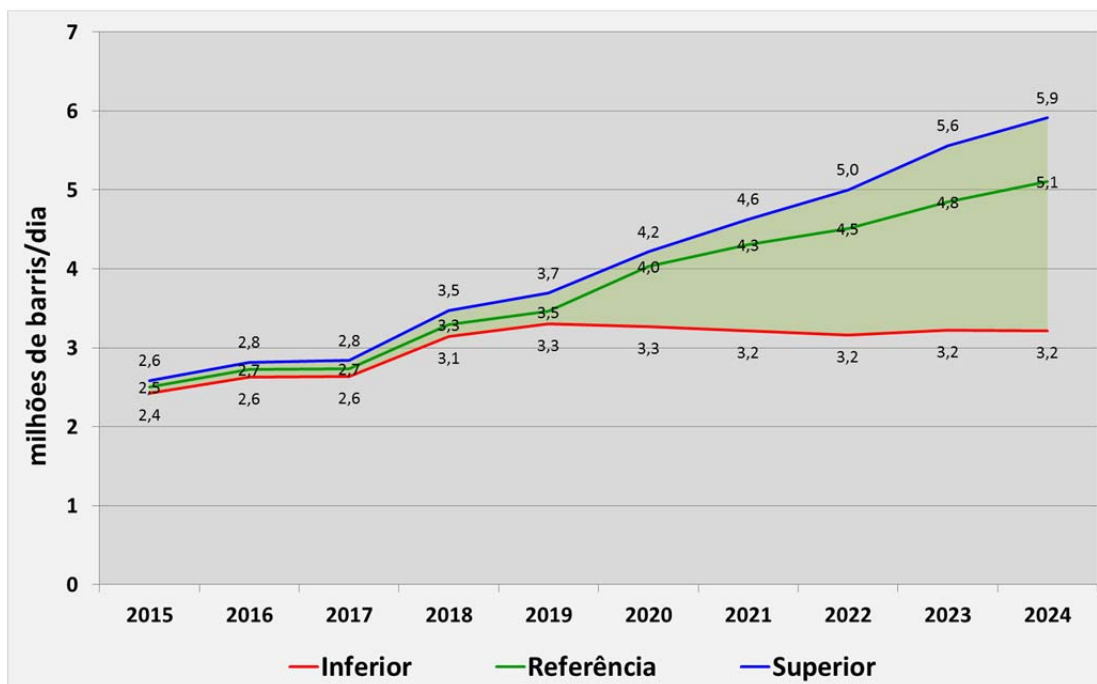
A Tabela 114 e o Gráfico 94 apresentam as três curvas (inferior, referência e superior) para o caso do petróleo. Conforme visto em item anterior, a produção de recursos não convencionais de petróleo não é projetada no horizonte deste PDE.

Tabela 114 – Dispersão da projeção da produção nacional de petróleo

RECURSO:	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
PETRÓLEO	milhões de barris diários									
Superior	2,583	2,817	2,838	3,474	3,691	4,213	4,630	5,000	5,559	5,910
Referência	2,504	2,723	2,736	3,294	3,458	4,032	4,309	4,513	4,849	5,109
Inferior	2,425	2,629	2,637	3,147	3,305	3,267	3,217	3,156	3,224	3,217

Fonte: EPE

Gráfico 94 – Dispersão da projeção da produção nacional de petróleo



Fonte: EPE

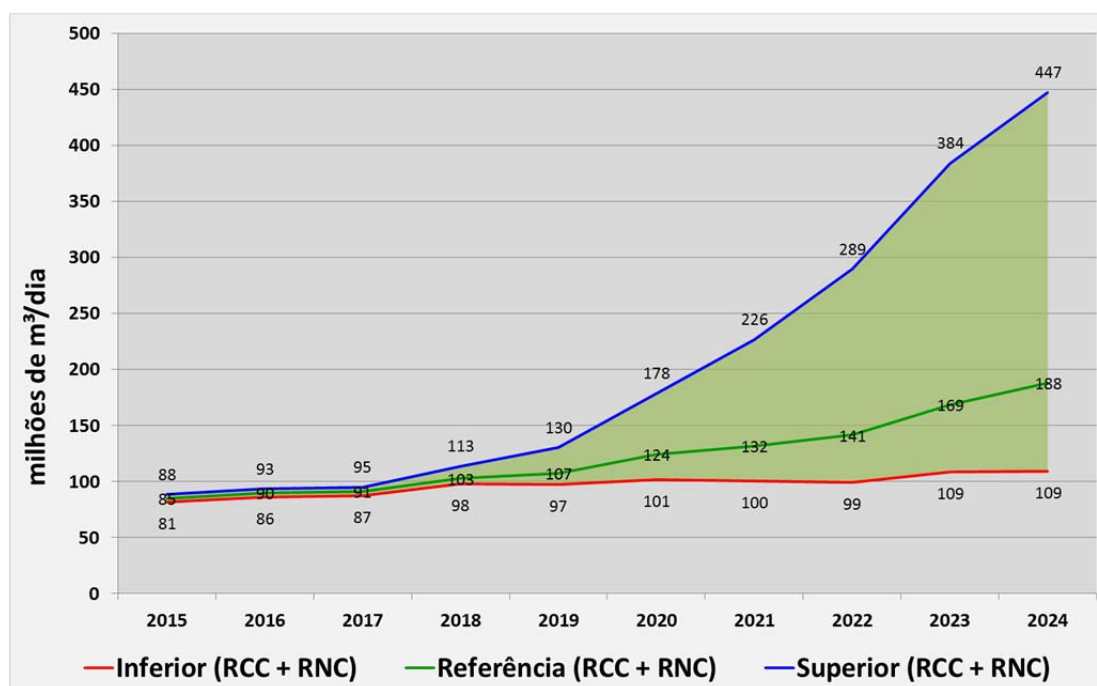
A Tabela 115 e o Gráfico 95 apresentam as três curvas (inferior, referência e superior) para o caso da produção bruta de gás natural. Conforme visto em item anterior, considera-se a possível contribuição de recursos não convencionais de gás natural.

Tabela 115 – Dispersão da projeção da produção bruta nacional de gás natural

RECURSO: GÁS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	milhões de metros cúbicos diários									
Superior (RCC + RNC)	88,3	93,2	95,0	113,4	130,1	178,4	226,5	289,5	384,0	447,3
Referência (RCC + RNC)	84,9	89,5	91,1	102,6	107,3	124,1	131,8	141,3	168,7	187,6
Inferior (RCC + RNC)	81,4	85,8	87,4	97,7	97,2	101,3	100,1	99,0	108,5	109,2

Nota: RNC = recurso não convencional e RCC = recurso convencional.
Fonte: EPE

Gráfico 95 – Dispersão da projeção da produção bruta nacional de gás natural



Nota: RNC = recurso não convencional e RCC = recurso convencional.
Fonte: EPE

No Gráfico 94 e no Gráfico 95, a assimetria relativa à curva de referência decorre da definição de natureza fundamentalmente técnica utilizada para avaliar a dispersão das projeções de produção. Tal definição é calcada, especialmente no longo prazo dos recursos convencionais, na incerteza quanto aos volumes dos recursos de petróleo e gás natural das unidades produtivas consideradas neste PDE. A Tabela 116 e a Tabela 117 registram, respectivamente para petróleo e gás natural, as estimativas de referência (moderada), inferior e superior que representam a dispersão dos volumes recuperáveis no Brasil para o horizonte 2050¹⁰⁰.

¹⁰⁰ Para todas as unidades produtivas foram consideradas estimativas atemporais de volumes. Entretanto, para elaboração das projeções de produção, considerou-se o horizonte do ano 2050. Por esta razão, por coerência, os volumes recuperáveis expressos neste PDE correspondem às projeções de produções acumuladas até 2050, conforme o PNE 2050.

Tabela 116 – Volumes recuperáveis de petróleo no Brasil

RECURSO: PETRÓLEO	Inferior	Referência	Superior
	milhões de barris		
RNC ⁽¹⁾	470	3.702	9.464
RND	5.245	18.329	31.269
RD	24.116	44.607	47.129
TOTAL	29.831	66.638	87.862

Notas: (1) Produção projetada para depois do horizonte do PDE 2024, de acordo com o PNE 2050.

(2) RNC: recursos não convencionais; RND = recursos não descobertos em áreas contratadas e não contratadas (União); RD = recursos descobertos (reservas + contingentes).

Fonte: EPE

Tabela 117 – Volumes recuperáveis de gás natural no Brasil

RECURSO: GÁS	Inferior	Referência	Superior
	bilhões de metros cúbicos		
RNC	89	1.329	4.427
RND	547	1.482	2.732
RD	809	1.310	1.482
TOTAL	1.445	4.121	8.641

Nota: RNC: recursos não convencionais; RND = recursos não descobertos em áreas contratadas e não contratadas (União); RD = recursos descobertos (reservas + contingentes).

Fonte: EPE

A curva inferior da projeção aqui apresentada, especialmente nos primeiros anos do plano, em parte incorpora possíveis reduções de produção não sinalizadas durante a elaboração deste PDE, devido aos desdobramentos da conjuntura crítica na indústria brasileira de fornecedores de equipamentos e das restrições de investimentos no setor de E&P, no mundo e no Brasil, em particular da Petrobras.

7. Implicações estratégicas e econômicas

7.1 Evolução das reservas provadas e da relação R/P

A evolução das reservas de petróleo e gás natural é uma componente fundamental a ser considerada no contexto do planejamento energético em escala de País. Junto com as previsões de produção, permite avaliar o indicador estratégico R/P (razão entre reserva provada e produção) que fornece subsídios sobre o tempo de esgotamento de reservas.

Apesar de sua complexidade, adota-se um modelo simplificado¹⁰¹ para representar o processo de evolução de reservas provadas, pelo qual são consolidadas as previsões de produção de cada categoria de recurso (reservas, contingentes e não descobertos) abordadas em item anterior. Consideraram-se estimativas de volumes recuperáveis, previsões de tempos para declarações de comercialidade, realizações de possíveis descobertas, novas contratações de atividades de E&P na área da União, bem como as relações observadas entre as reservas totais e provadas, em nível

¹⁰¹ O modelo de evolução de reservas aplicado neste PDE pressupõe o estabelecimento de metas e restrições compatíveis com níveis históricos da razão R/P e da relação entre reservas totais e provadas do agregado Brasil.

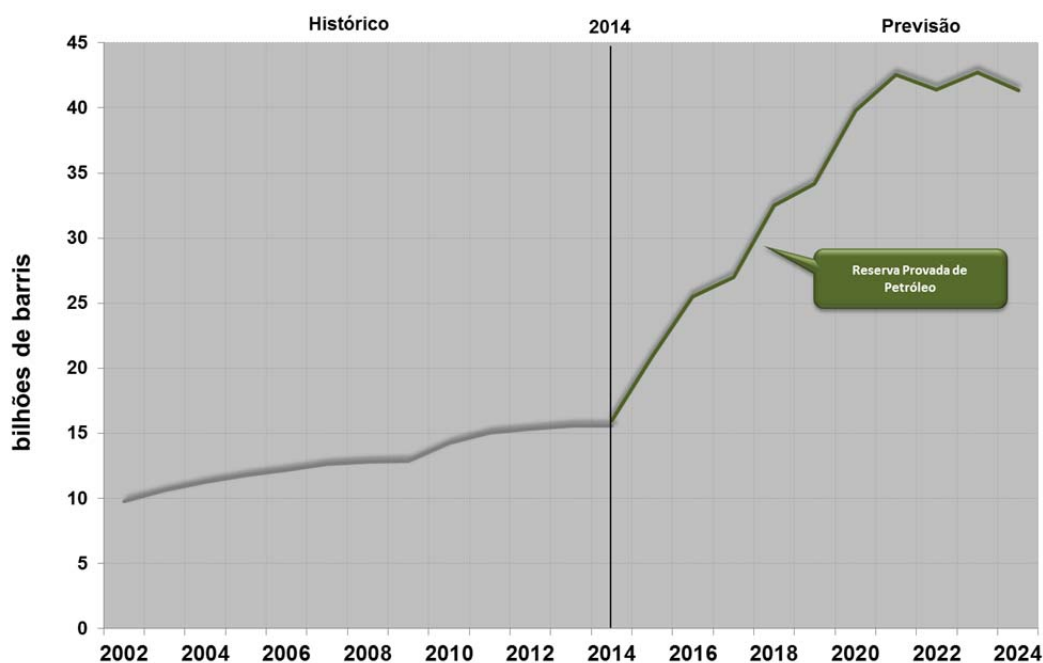
agregado Brasil, nos últimos 20 anos. O resultado da aplicação de tal modelo, no caso do petróleo, é apresentado na Tabela 118 e no Gráfico 96. O aumento da reserva provada nacional de petróleo ao longo de praticamente todo o período deste PDE, com relevantes incrementos previstos para 2015 e entre 2018 e 2020, está associado a recentes declarações de comercialidade de campos com reservatórios no pré-sal, bem como aos volumes das descobertas em áreas sob Cessão Onerosa.

Tabela 118 – Evolução da reserva provada e da R/P de petróleo

RECURSO: PETRÓLEO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Reserva Provada (bilhões de barris)	20,91	25,49	27,01	32,52	34,14	39,81	42,54	41,41	42,75	41,32
R/P (anos)	23	26	27	27	27	27	27	25	24	22

Fonte: EPE

Gráfico 96 – Evolução da reserva provada de petróleo



Fonte: EPE; dados históricos ANP.

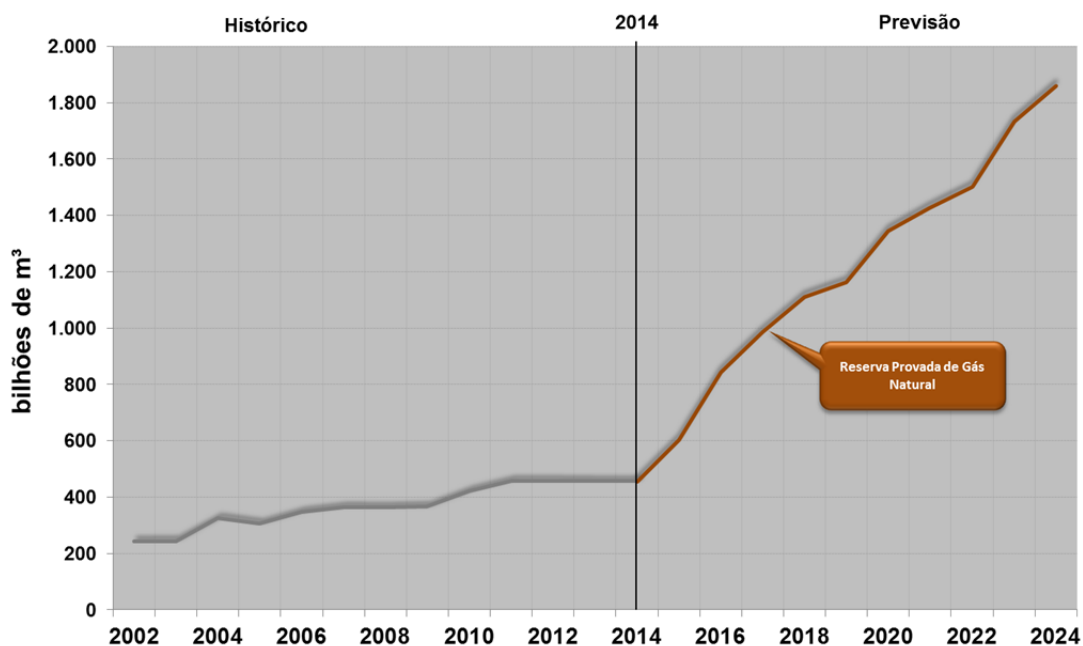
De modo similar, o resultado da aplicação do modelo para evolução de reservas, no caso do gás natural convencional, considerada a produção bruta potencial, é apresentado na Tabela 119 e no Gráfico 97. Também no caso do gás natural, o aumento da reserva provada nacional, especialmente até 2018, com relevante tendência de crescimento já a partir de 2015, está associado a recentes declarações de comercialidade de campos com reservatórios no pré-sal, bem como aos volumes das descobertas em áreas sob Cessão Onerosa.

Tabela 119 – Evolução da reserva provada e da R/P do gás natural nacional

RECURSO: GÁS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Reserva Provada (bilhões de m ³)	605	844	988	1.112	1.163	1.345	1.429	1.502	1.734	1.861
R/P (anos)	20	26	30	30	30	30	30	30	30	30

Fonte: EPE

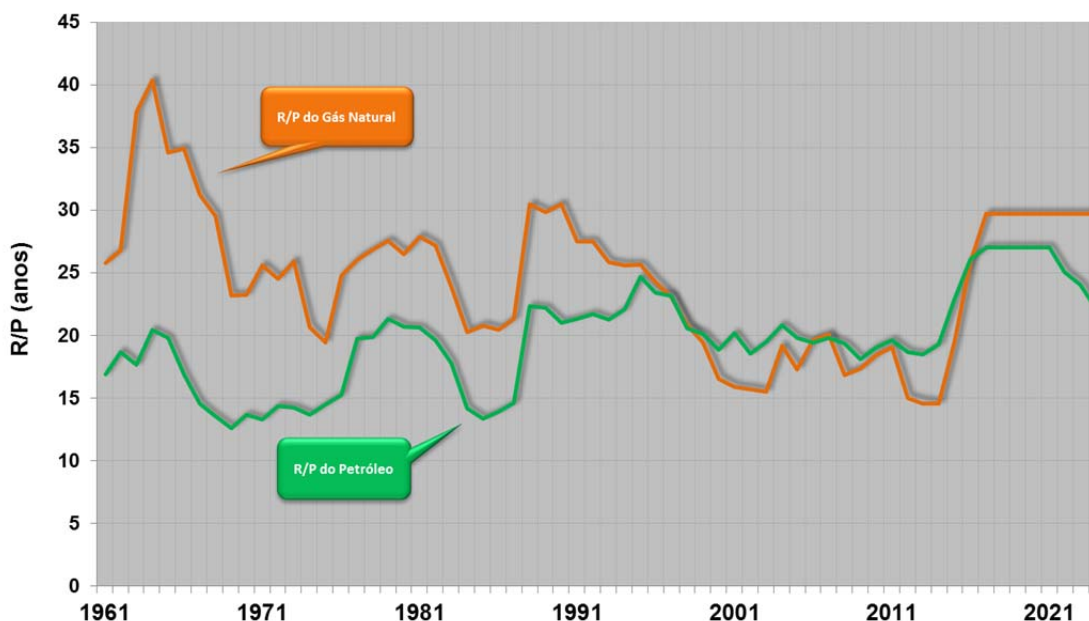
Gráfico 97 – Evolução da reserva provada de gás natural



Fonte: EPE; dados históricos ANP.

Considerando-se as previsões de produção e de evoluções de reservas, obtêm-se como decorrência as previsões de evolução da razão R/P apresentadas no Gráfico 98 e nas Tabela 118 e Tabela 119 para petróleo e gás natural, respectivamente. A aparente correlação histórica observada entre as evoluções da razão R/P do petróleo e do gás natural pode ser explicada pela significativa contribuição do gás associado na produção nacional de hidrocarbonetos.

Gráfico 98 – Evolução da razão R/P de petróleo e de gás natural



Fonte: EPE: dados históricos (Petrobras e ANP).

A R/P prevista para os próximos anos, no horizonte deste PDE, deverá atingir níveis relativamente altos, para petróleo (entre 22 e 25 anos) e gás (entre 20 e 28 anos), tanto em comparações internacionais quanto em comparação com o histórico nacional. De fato, de acordo com a BP (2014), a R/P para petróleo em 2013 era 14 anos na Ásia-Pacífico, 12 anos nos Estados Unidos, 24 anos na Europa-Eurásia e 41 anos na África; a R/P para gás natural era 31 anos na Ásia-Pacífico e 14 anos nos Estados Unidos. Com base em informações públicas da ANP, em 31/12/2014 a R/P para petróleo no Brasil era 20 anos e, para gás natural, 15 anos.

7.2 Investimentos em E&P

Com base principalmente na curva de produção de referência deste PDE, de petróleo e gás, e em histórico recente de custos, estima-se que, de 2015 até o ano 2024, os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 350 bilhões e US\$ 375 bilhões. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no país, portanto incluindo a significativa parte da Petrobras¹⁰² e os investimentos associados à carteira de projetos do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) do Governo Federal, no que se refere, principalmente, à exploração e produção das bacias de Campos e Santos, incluindo as descobertas no Pré-Sal.

Em decorrência de necessários ajustes, em andamento durante a elaboração deste PDE, diante da conjuntura econômica mais restritiva pela qual passa o Brasil, o setor de petróleo e gás no Brasil e no mundo, e a Petrobras¹⁰³ em particular, possíveis revisões dos planos de investimentos das empresas

¹⁰² Como referência de valores, conforme o Plano de Negócios 2015-2019 (versão 29 de junho de 2015), a Petrobras previa investir US\$ 104 bilhões em E&P no Brasil até 2019, aproximadamente US\$ 21 bilhões por ano, em média; esses valores correspondem a 67% do previsto no Plano de Negócios 2014-2018.

¹⁰³ Considerando-se que a produção prevista para o período deste PDE depende mais dos recursos descobertos, portanto mais dos investimentos no segmento do desenvolvimento e produção, possíveis reduções de investimentos na exploração de petróleo e gás trariam maiores consequências na produção da Petrobras depois do horizonte 2024.

atuantes no setor de E&P brasileiro, e mesmo do PAC, no sentido da redução de investimentos, deverão afetar as previsões de produção no próximo ciclo do PDE.

7.3 Excedentes esperados de produção

Outra importante implicação econômica das previsões deste PDE refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo, que poderão ser exportados para outros países, tornando o Brasil um participante de peso na geopolítica do comércio de petróleo. Nesse sentido, a Tabela 120 e o Gráfico 99 apresentam a previsão de produção de petróleo junto com a estimativa de demanda agregada de petróleo, baseada na demanda de derivados abordada no Capítulo VI deste PDE, e os excedentes de produção.¹⁰⁴

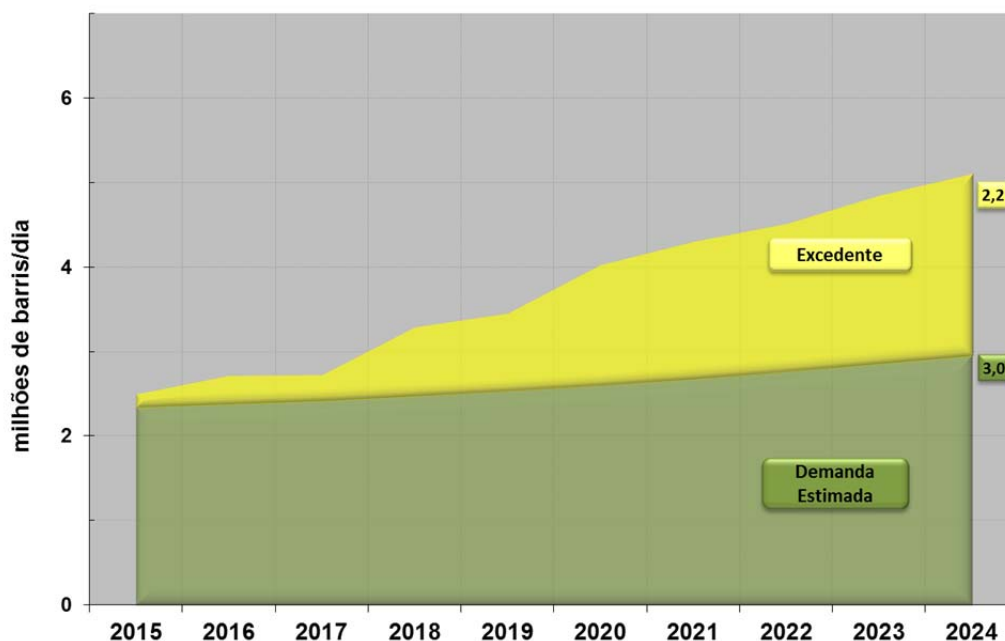
Com relação ao PDE 2023, há redução tanto na produção quanto na demanda. Contudo, é previsto um aumento no excedente, em razão de a redução na previsão da demanda ser relativamente maior do que a redução na previsão de produção de petróleo, conforme a curva de referência.

Tabela 120 - Comparação entre a previsão de produção e a demanda estimada de petróleo no Brasil

RECURSO: PETRÓLEO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	milhões de barris diários									
Produção Potencial	2,504	2,723	2,736	3,294	3,458	4,032	4,309	4,513	4,849	5,109
Demanda Estimada	2,343	2,380	2,420	2,475	2,531	2,597	2,675	2,760	2,857	2,956
Excedente	0,161	0,342	0,316	0,818	0,928	1,435	1,634	1,752	1,992	2,153

Fonte: EPE

¹⁰⁴ A demanda considerada para o propósito de avaliar excedentes de produção corresponde a uma estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender à demanda nacional de derivados, caso fosse possível produzir todo esse volume de derivados no país. Como a capacidade nacional de refino é menor do que a necessária, o volume excedente efetivo (produção de petróleo menos a carga das refinarias) deverá ser maior que o apresentado neste item do PDE.

Gráfico 99 – Comparação entre previsão de produção e demanda estimada de petróleo no Brasil

Fonte: EPE

7.4 Demandas por FPSOs e conteúdo local na fabricação de equipamentos

A entrada em operação de novos equipamentos é item fundamental para viabilizar as previsões de produção de petróleo e gás apresentadas neste PDE. Dentre os equipamentos demandados, destaca-se a necessidade de novas plataformas do tipo FPSO.¹⁰⁵

A Tabela 121 apresenta a estimativa de entrada em operação de novas FPSOs a cada ano e o acumulado até 2024, para suportar as referidas previsões¹⁰⁶. Tal estimativa considera a previsão de produção anual de petróleo para cada Unidade Produtiva (UP), a capacidade já instalada na mesma e a possibilidade de compartilhamento de FPSO. O percentual adotado para o Conteúdo Local (CL) Médio resulta da média dos percentuais verificados nos contratos das UPs em questão, considerando somente a fase de produção e os ambientes de E&P em águas profundas e ultraprofundas. Utiliza-se como padrão uma FPSO com capacidade produtiva de 150 mil bpd de petróleo, para os casos de UP sem a especificação de equipamentos associados durante a elaboração deste PDE.

¹⁰⁵ Além de FPSO, demandas específicas para outros tipos de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) não foram estimadas neste PDE.

¹⁰⁶ Não foram consideradas as FPSOs destinadas a testes de longa duração (TLD) devido ao seu caráter transitório de curto prazo, com relação à vida útil dos campos.

Tabela 121 – Previsão de entrada de novas FPSOs

FPSOs	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
FPSO com CL	1	3	5	3	6	7	9	4	2	4
% CL médio	50	30	51	30	64	57	53	64	45	65
FPSO sem CL	0	0	1	0	2	1	3	0	0	0
Acumulado	1	4	10	13	21	29	41	45	47	51

Nota: FPSO sem CL = destinada às áreas de concessão da Rodada Zero¹⁰⁷, sem exigência de percentual mínimo de Conteúdo Local.
 Fonte: EPE

Para o período 2015-2024, prevê-se a necessidade de 51 novas FPSOs, com um pico de demanda em 2021, quando se faz necessária a entrada em operação de 12 novas unidades. Em relação ao plano anterior, identifica-se uma redução¹⁰⁸ na necessidade total de FPSO, principalmente devido a um decréscimo na previsão de produção de petróleo e gás natural, conforme a curva de referência.

Admite-se que parte dessa demanda possa ser atendida por meio da tendência atual de padronização dos projetos¹⁰⁹ de futuras FPSOs, da conversão de navios existentes e do projeto de fabricação de cascos em série, permitindo, assim, a otimização de prazos e custos de construção. Admite-se também a possibilidade de afretamento para os casos de atrasos na entrega de FPSOs, sob a premissa de cumprimento das regras ou dos percentuais de conteúdo local estabelecidos nos contratos.

As estimativas na Tabela 121 incluem as FPSOs previstas no PAC e nos Planos de Negócios¹¹⁰ das empresas operadoras vigentes durante a elaboração deste PDE. Conforme esses planos, até 2020, estão previstas a entrada em operação das seguintes FPSOs:

- 2015:
 - Cidade de Itaguaí para Iracema Norte (Lula) (150 mil bpd).
- 2016:
 - Cidade de Maricá para o piloto de Lula Alto (150 mil bpd);
 - Cidade de Saquarema para o piloto de Lula Central (150 mil bpd);
 - Cidade de Caraguatatuba para o Campo de Lapa (150 mil bpd).
- 2017:
 - Lula Sul (150 mil bpd);
 - Búzios 1 (150 mil bpd);
 - Búzios 3 (150 mil bpd);
 - Lula Extremo Sul (150 mil bpd);
 - Tartaruga Verde e Mestiça;
 - Atlanta.
- 2018:
 - Lula Norte (150 mil bpd);

¹⁰⁷ Contratos de concessão da ANP com a Petrobras, celebrados de acordo com o Art. 34 da Lei 9.478/1997.

¹⁰⁸ Comparando-se este PDE com o PDE 2023, entre os anos de 2015 e 2023, a redução prevista é de 16 FPSOs.

¹⁰⁹ Conforme a Petrobras, FPSOs do tipo "replicante" formam um conjunto de plataformas que utilizam o mesmo projeto de engenharia.

¹¹⁰ Em alguns casos, as operadoras não informam a capacidade das FPSOs, a exemplo de Atlanta entre outras. As previsões relativas às FPSOs do Plano de Negócios 2015-2019 da Petrobras estão consideradas neste PDE.

- Atapu Sul (150 mil bpd);
- Atapu Norte/Piloto de Sururu (150 mil bpd).
- 2019:
 - Búzios 2 (150 mil bpd);
 - Búzios 4 (150 mil bpd);
 - Revitalização de Marlim;
 - Berbigão / Sururu (150 mil bpd);
 - Búzios 5 (150 mil bpd).
- 2020:
 - Libra.

Porém, considerando o já referido contexto atípico no setor de petróleo e gás brasileiro, vigente durante a elaboração deste PDE, especialmente quanto aos desdobramentos da “Operação Lava Jato”, possíveis novos atrasos no segmento de E&P, como os motivados por rescisões de contratos e restrições de acesso a crédito, devem postergar o início da operação de algumas FPSOs.

Além das FPSOs, a disponibilidade de sondas de perfuração de poços será também fundamental para a viabilização das previsões de produção apresentadas neste PDE.¹¹¹ Há vários contratos vigentes para construção de sondas, tanto em estaleiros internacionais, com Conteúdo Local igual a zero, quanto no Brasil, com expressivo Conteúdo Local (55% a 65%) e com previsão de entrega a partir de 2016 para a Petrobras.¹¹²

7.5 Projeções de produção conforme rodadas e tipos de contrato de E&P

As projeções de produção até 2024, segmentadas conforme as rodadas de concessão (R0 até R12) e os novos tipos de contrato realizados a partir de 2010, de cessão onerosa e partilha, são apresentadas no Gráfico 100 e no Gráfico 101, para petróleo e gás natural convencional¹¹³, respectivamente. A Rodada 0 (R0)¹¹⁴ tem contribuição dominante nos primeiros anos do plano. Depois, até o final do período deste PDE, principalmente a partir de 2019, as contribuições da área do pré-sal, no agregado da R2 (campos de Lula e Sapinhoá, entre outros), cessão onerosa e partilha, passam a ser o destaque da produção nacional de petróleo e gás natural.

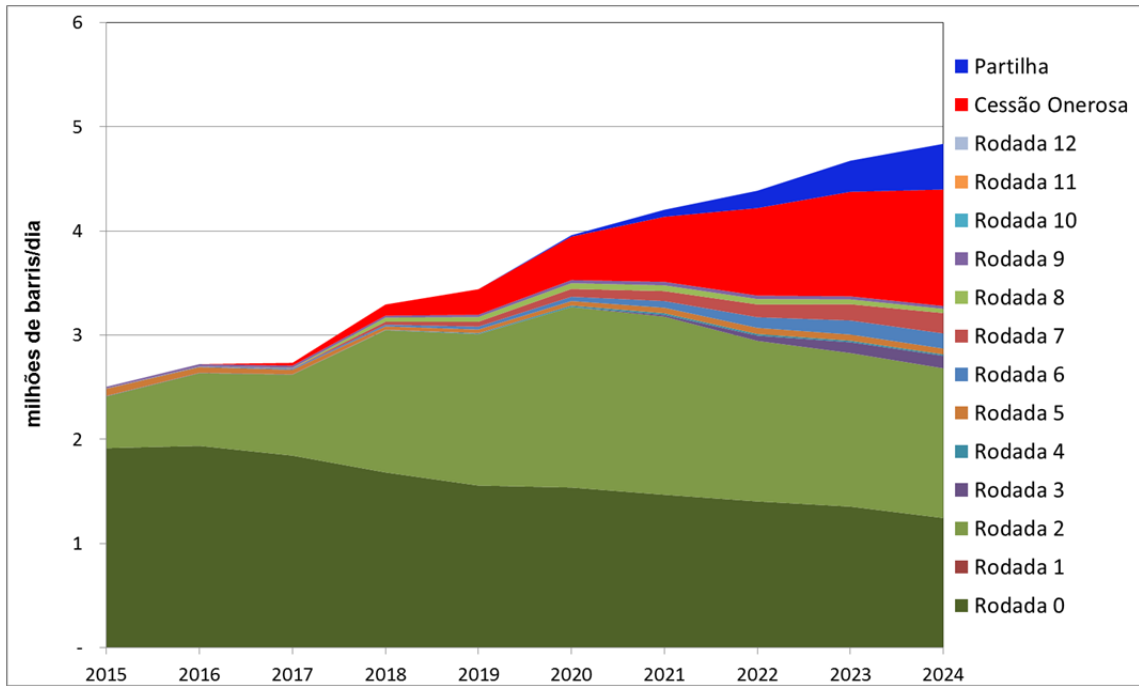
¹¹¹ Reconhece-se que atrasos na disponibilização desses equipamentos afetam diretamente os cronogramas de perfuração e, por conseguinte, a realização dos planos de avaliação de descobertas e de desenvolvimento de campos que sustentam as previsões de produção de petróleo e gás natural. Contudo, o modelo de projeção de produção de petróleo e gás utilizado neste PDE não incorpora incertezas quanto ao cumprimento de cronogramas de entrada em operação de sondas de perfuração que compõem planos de avaliação e de desenvolvimento.

¹¹² A Petrobras já tem contratos para a maior parte das sondas de perfuração necessárias para a exploração e produção até 2020, principalmente para o pré-sal. A empresa Sete Brasil, central nessas contratações, tem previsão de iniciar em 2015 as entregas de sondas para a Petrobras. Embora as investigações da “Operação Lava Jato” possam envolver empresas contratadas pela Sete Brasil, admite-se neste PDE o cumprimento dos prazos e das regras de conteúdo local na construção e entrega das sondas.

¹¹³ Contribuições de recursos de gás não convencional, especialmente da R7 (São Francisco) e da R12, não estão computadas nos gráficos de rodadas e tipos de contratos deste PDE.

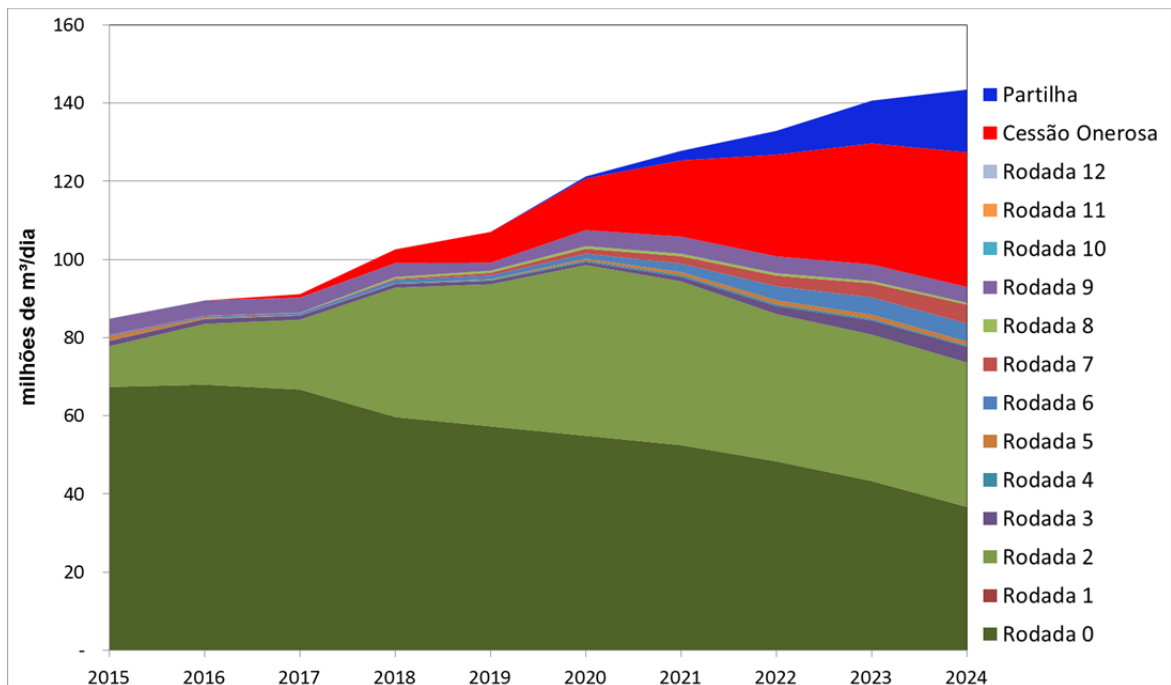
¹¹⁴ A Rodada 0 refere-se à contratação exclusiva da Petrobras em 1998.

Gráfico 100 – Produção de petróleo conforme contratos de E&P



Fonte: EPE

Gráfico 101 – Produção bruta de gás natural conforme contratos de E&P



Fonte: EPE

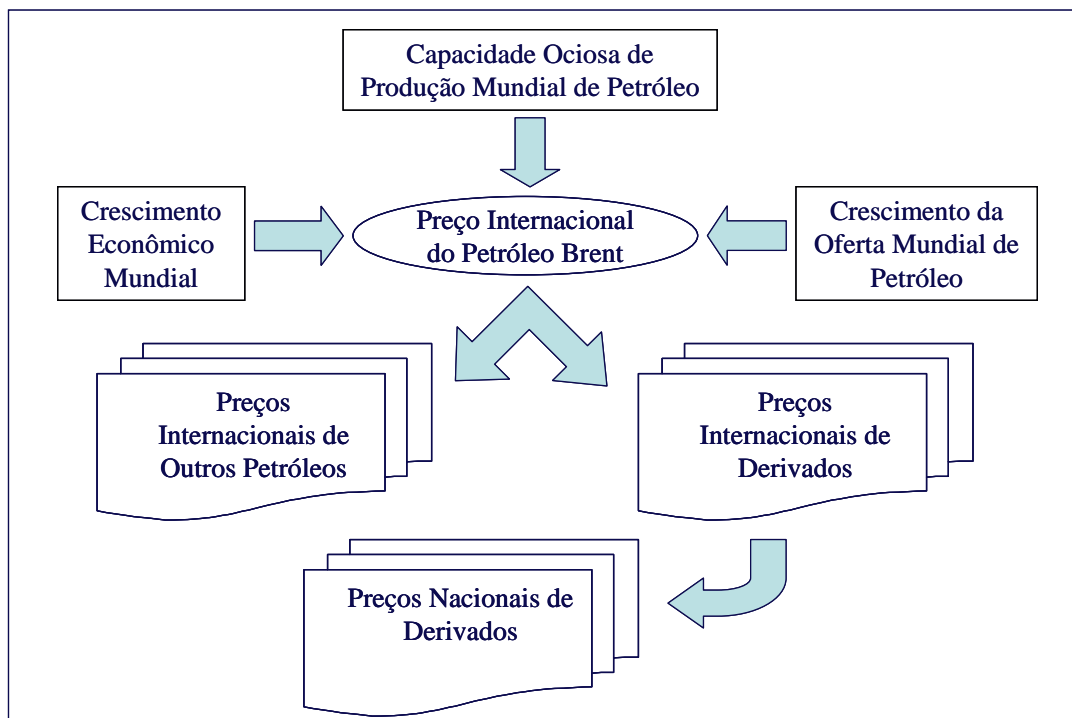
VI – OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

Neste capítulo, são apresentados os resultados dos estudos de expansão da oferta de derivados de petróleo no horizonte decenal. Inicialmente, é feito um resumo da análise elaborada quanto às perspectivas dos preços internacionais de alguns tipos de petróleo e de seus principais derivados, assim como dos preços nacionais destes derivados. Em seguida, são apresentados os resultados dos estudos referentes à expansão do parque brasileiro de refino e da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados, bem como as estimativas dos investimentos propostos.

1. Perspectivas de preços de petróleos e derivados

Para projetar os preços de petróleos e seus derivados, utilizou-se um sistema de projeção desenvolvido pela EPE que busca uma consistência entre as trajetórias de preços dos petróleos e de derivados adotados no PDE 2024 e o cenário mundial, no que concerne a seus aspectos macroeconômicos, geopolíticos e de oferta de petróleo. A Figura 33 apresenta o esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados elaborado pela EPE.

Figura 33 – Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados



Fonte: EPE

As premissas de projeção do preço do petróleo *Brent* foram abordadas no Capítulo I. Os resultados obtidos para essa projeção são a seguir apresentados, juntamente com a dos demais tipos de petróleo analisados neste documento.

Cabe ressaltar que as variáveis envolvidas na projeção de preços são muitas e com um amplo leque de possibilidades de evolução, fazendo com que a resultante final tenha alto grau de incerteza.

1.1 Perspectivas de preços internacionais de petróleo

Metodologia

A lógica básica do sistema de projeção de preços internacionais de petróleo elaborado para o PDE 2024 foi a de estabelecer as relações entre os preços dos petróleos *Árabe Leve*, *Bonny Light*, *Marlim* e *Kissanje* (petróleo de Angola utilizado como uma *proxy* para o valor de mercado do petróleo do Pré-Sal, que deverá entrar em produção no horizonte decenal)¹¹⁵, e o preço do petróleo *Brent*, a partir de modelos econométricos.

As especificações dos modelos partiram do reconhecimento teórico de que o mercado de petróleo é integrado e que as motivações para diferenças de preços se justificam, sobretudo, por seus diferenciais de qualidade (em particular, grau API, teor de enxofre e índice de acidez total - TAN). Eventos regionais de mercado, que podem distorcer essa lógica geral (variações abruptas na disponibilidade de oferta de óleos leves e pesados e da capacidade operacional de conversão das refinarias, por exemplo), foram considerados transitórios. Isto porque, nesses casos, abrem-se oportunidades de negócios via arbitragens de preços, que funcionam como mecanismos de autoajustamento. No médio e no longo prazos, o modelo geral que explica os descontos/prêmios entre os petróleos acaba sendo, de fato, relacionado às diferenças de qualidade (vide, por exemplo, ESMAP, 2005).

Projeções de preços

Na Tabela 122 e no Gráfico 102 são consolidadas as projeções dos preços dos petróleos considerados para o período decenal.

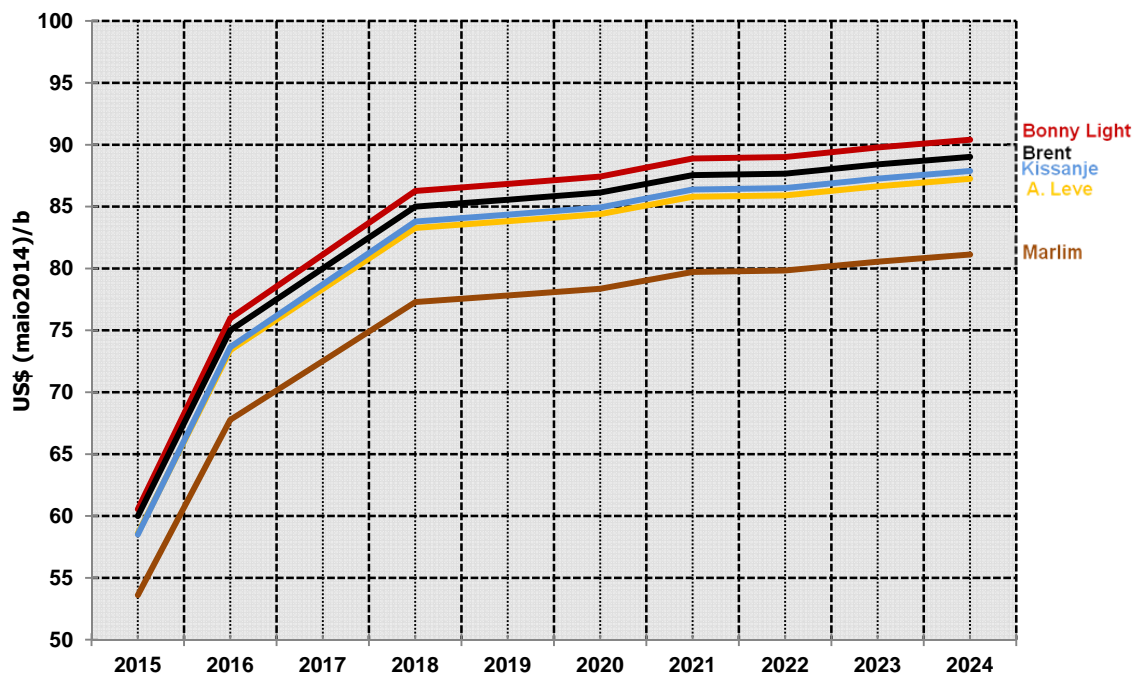
Tabela 122 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo

Ano	<i>Brent</i>	<i>Árabe Leve</i>	<i>Bonny Light</i>	<i>Marlim</i>	<i>Kissanje</i>
	US\$/b, valores de maio de 2014				
2015	60,00	58,60	60,56	53,60	58,51
2016	75,00	73,40	75,96	67,76	73,64
2017	80,00	78,33	81,11	72,52	78,71
2018	85,00	83,27	86,26	77,29	83,79
2019	85,55	83,81	86,83	77,81	84,34
2020	86,13	84,39	87,42	78,37	84,93
2021	87,55	85,79	88,89	79,72	86,38
2022	87,66	85,91	89,01	79,84	86,50
2023	88,41	86,64	89,78	80,55	87,25
2024	89,02	87,25	90,41	81,13	87,87

Fonte: EPE

¹¹⁵ De acordo com a ANP (2015a), o petróleo dos campos do Pré-Sal é do tipo médio, em torno de 30° API. Diante da falta de séries históricas de preço dos petróleos do Pré-sal, decidiu-se projetar também preços de um óleo com características assemelhadas. Em função das informações disponíveis, assumiu-se o petróleo angolano *Kissanje* (28° API) como *proxy* para o petróleo do Pré-sal.

Gráfico 102 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo



Fonte: EPE

1.2 Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo

Metodologia

A análise das perspectivas de preços abrangeu os principais derivados de petróleo, a saber: gasolina, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo (GLP), óleo combustível BTE (baixo teor de enxofre), querosene de aviação (QAV) e nafta.

A projeção dos preços internacionais (*Free on Board - FOB*)¹¹⁶ destes derivados foi realizada em duas etapas. Na primeira, foram estabelecidas as trajetórias de longo prazo dos preços dos derivados, a partir de modelos econométricos, estimados através de regressão linear, que utilizam o preço do Brent como variável explicativa. Definidas estas trajetórias de longo prazo dos preços dos derivados, os diferenciais entre eles (*spreads*) foram ajustados numa segunda etapa, de modo a incorporarem alguns efeitos de curto prazo não captados pela regressão¹¹⁷.

¹¹⁶ "Livre a bordo" no porto designado, quando todas as despesas passam a correr por conta do comprador.

¹¹⁷ O principal ajuste nas projeções decorre do recente desequilíbrio entre oferta e demanda do óleo combustível. A oferta de óleo combustível diminuiu nos últimos anos, em função de investimentos realizados no parque de refino mundial (através, por exemplo, da implantação de uma grande quantidade de unidades de coqueamento retardado), para ampliar a margem de refino, ao aumentar a produção de derivados mais caros. Em meio a este contexto, a Rússia ajustou seu regime tributário no setor, de forma a aumentar a tributação incidente sobre a exportação de óleo combustível, como ferramenta para estimular investimentos na modernização de seu parque de refino. Dessa forma, grande parte do comércio internacional de óleo combustível foi inflacionada. No que tange à demanda, destaca-se o aumento da demanda mundial de *bunker* e a substituição da geração nuclear de Fukushima (Japão), após o acidente no início de 2011, por usinas térmicas movidas a óleo combustível (o mesmo ocorreu com as térmicas a gás natural). Estes fatos contribuíram para a sobrevalorização do óleo combustível e consequente redução do *spread* entre os preços deste derivado e do petróleo tipo *Brent*. No sentido inverso, o GLP perdeu valor no mercado internacional, devido a sua maior oferta, oriunda do aumento da produção de gás natural no mercado norte-americano. A redução do preço elevou o *spread* do GLP em relação ao preço do petróleo tipo *Brent*.

Realizados esses ajustes, a perspectiva de médio e longo prazo é a de reequilíbrio dos balanços de oferta-demanda dos diversos derivados, fazendo com que os diferenciais tendam a se redirecionar para os patamares históricos. Destaque-se que, face às conexões entre os mercados de petróleo e derivados (refletida na correlação entre as respectivas séries históricas de preços), as projeções dos preços dos derivados também estão sujeitas às inúmeras incertezas que aumentam a complexidade das estimativas dos preços de petróleo.

Os mercados de referência de preços utilizados nas projeções foram: *US Gulf Coast* (Costa do Golfo americana) para gasolina, óleo diesel, óleo combustível BTE e QAV, *Mont Belvieu* (Texas, Estados Unidos) para o GLP e ARA (*Amsterdam-Rotterdam-Antwerp*) para a nafta.

Projeções de preços

Na Tabela 123 e no Gráfico 103, são consolidadas as projeções dos preços internacionais dos principais derivados de petróleo, para o período 2015-2024.¹¹⁸

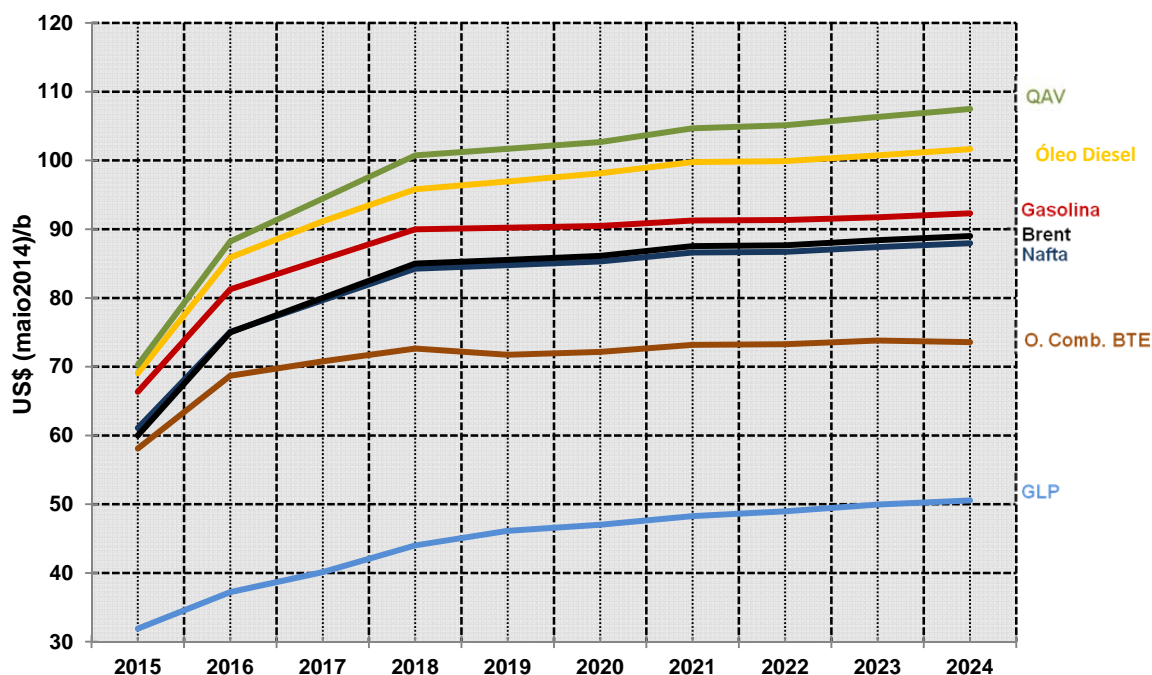
Tabela 123 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo

Ano	GLP	Nafta	Gasolina	QAV	Diesel	Óleo Combustível BTE
	US\$/b, valores de maio de 2014					
2015	31,90	61,10	66,36	70,27	69,05	58,10
2016	37,22	75,08	81,26	88,21	85,89	68,69
2017	40,12	79,68	85,64	94,45	91,14	70,78
2018	44,01	84,27	89,99	100,74	95,82	72,64
2019	46,13	84,78	90,22	101,69	96,96	71,74
2020	47,01	85,31	90,48	102,69	98,14	72,16
2021	48,28	86,61	91,28	104,68	99,76	73,18
2022	48,97	86,71	91,34	105,13	99,89	73,26
2023	49,95	87,40	91,74	106,34	100,75	73,80
2024	50,56	87,95	92,31	107,49	101,66	73,87

Fonte: EPE

¹¹⁸ No caso da projeção do GLP, cabe destacar que, em termos de preços por unidade volumétrica (US\$/b), os valores projetados são inferiores aos do *Brent*, já que sua densidade (550 kg/m³) é bem mais baixa que a do petróleo referido (887 kg/m³). O mesmo não ocorreria, se as comparações de preços fossem feitas por unidade de massa ou de energia.

Gráfico 103 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo



Fonte: EPE

1.3 Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo

Metodologia

As projeções dos preços nacionais dos derivados resultaram de três abordagens distintas, sendo uma para a gasolina, o óleo diesel e a nafta, outra para o QAV e o óleo combustível BTE e uma terceira para o GLP. Vale ressaltar que as projeções apresentadas correspondem aos preços de realização ou *ex-refinaria* dos derivados, que se referem aos preços de faturamento praticados pelas refinarias, excluindo-se os tributos¹¹⁹.

No caso da projeção dos preços nacionais da gasolina e do óleo diesel, primeiro foram estimadas as paridades de exportação e importação, com base no custo médio de frete para claros, na rota *US Gulf* - Rio de Janeiro. Este custo médio de frete foi abatido ou acrescido aos preços internacionais de óleo diesel e gasolina, conforme a situação do País (exportador ou importador) em cada ano¹²⁰ e, em seguida, foram feitos ajustes nos valores assim obtidos, de modo a espelharem o comportamento

¹¹⁹ A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) apresenta os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de gasolina A, óleo diesel A, QAV, GLP, óleo combustível A1, óleo combustível A2, óleo combustível B1, nafta petroquímica, e outros. Nesses preços, estão incluídas as parcelas relativas à CIDE (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico), PIS / PASEP (Contribuição para o Programa de Integração Social do Trabalhador e de Formação do Patrimônio do Servidor Público) e COFINS (Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social). O preço de realização aqui apresentado é obtido pela fórmula: $A = D - B - C$, onde A é o preço de realização, D é o preço de faturamento, B é a CIDE e C são as contribuições sociais (PIS/PASEP e COFINS) (ANP, 2015b).

¹²⁰ Vale notar que, no médio prazo, os preços domésticos de diesel, gasolina e GLP variam numa faixa menor que os demais derivados, não acompanhando diretamente a volatilidade dos preços internacionais. As projeções assumem que a Petrobras buscará a recuperação das perdas ocorridas em períodos de preços internacionais mais elevados que o aplicado no mercado interno, durante os períodos de preços internacionais mais baixos (PETROBRAS, 2003; PETROBRAS, 2010).

histórico e a expectativa de preços para estes derivados¹²¹. O método da paridade também foi aplicado à projeção de preço da nafta, utilizando-se como referência o custo médio de frete para claros no trajeto *Rotterdam* – Rio de Janeiro.

Para a projeção dos preços do óleo combustível BTE e do QAV, foi adotada uma abordagem econométrica, com as correlações estabelecidas entre os preços internacionais e os preços nacionais *ex-refinaria*¹²².

Na medida em que o preço doméstico do GLP vem sendo mantido desatrelado dos preços internacionais desde meados de 2002¹²³, devido a seu impacto no orçamento das famílias de baixa renda, adotou-se, para sua projeção, um cenário compatível com tal situação. Desta forma, assumiu-se que o preço médio do GLP no País ainda deverá ser mantido abaixo de sua paridade de importação, pelo menos até o horizonte da projeção.

Projeções de preços

Na Tabela 124 e no Gráfico 104 que se seguem, são consolidadas as projeções dos preços nacionais dos derivados de petróleo para o período decenal.

Tabela 124 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo

Ano	GLP	Nafta	Gasolina	QAV	Diesel	Óleo Combustível BTE
	US\$/b, valores de maio de 2014					
2015	34,39	64,88	78,73	76,67	90,04	60,82
2016	36,84	79,73	91,55	95,17	96,34	69,76
2017	38,65	84,63	96,13	101,56	101,16	71,49
2018	40,80	89,50	99,02	107,98	105,20	73,02
2019	43,90	90,04	99,02	108,95	106,25	72,28
2020	47,01	90,60	99,02	109,96	106,44	72,62
2021	48,28	91,98	99,02	112,00	106,44	73,46
2022	48,97	92,09	99,02	112,45	106,44	73,53
2023	49,95	92,81	99,02	113,68	106,44	73,97
2024	50,56	93,41	99,02	114,85	106,44	74,02

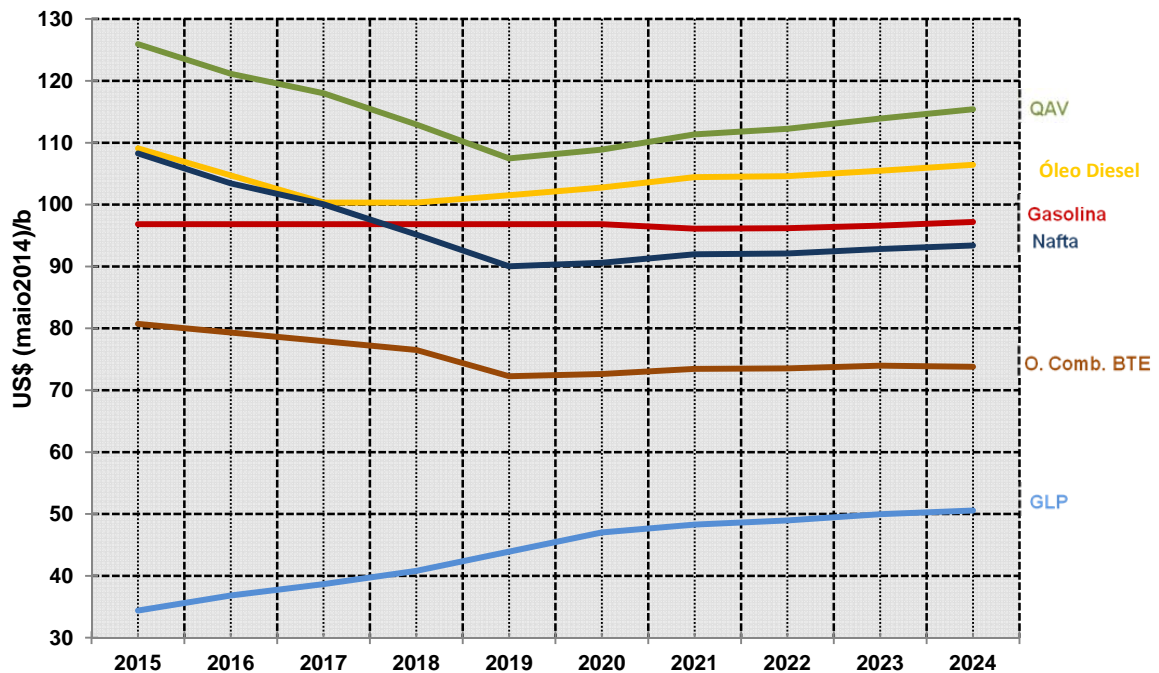
Fonte: EPE

¹²¹ No mercado brasileiro, adota-se uma política de amortecimento da volatilidade conjuntural dos preços internacionais dos combustíveis de maior sensibilidade socioeconômica, como GLP (botijão de 13 kg), gasolina e óleo diesel, porém, com tendência de convergência com os preços internacionais no médio e longo prazo.

¹²² Recentemente, a já mencionada valorização mundial de óleo combustível não foi repassada aos preços domésticos. Dessa forma, assumiu-se que a projeção do preço deste derivado no Brasil também não deve acompanhar sua precificação do mercado internacional no curto prazo, retornando-se à aderência aos preços internacionais no longo prazo.

¹²³ Às vésperas da abertura do mercado de derivados, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução nº 4/2001, que substituiu o mecanismo preexistente de subsídio ao preço do GLP por um pagamento às pessoas que tivessem cadastro nos programas sociais do governo federal, tendo como fonte de recursos a Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico (CIDE) (CNPE, 2002). Posteriormente, a Resolução CNPE nº 4/2005 reconheceu, como de interesse para a política energética nacional, a adoção de preços diferenciados para o GLP destinado ao uso doméstico e acondicionado em recipientes transportáveis de capacidade de até 13 kg (CNPE, 2005).

Gráfico 104 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo



Fonte: EPE

2. Expansão do parque nacional de refino

Neste item, será analisada a evolução do parque brasileiro de refino, principal responsável pelo atendimento da demanda de derivados do País.

Já nos anos iniciais deste estudo, o aumento do excedente de petróleo nacional e a necessidade de importação de quase todos os principais derivados indicam que há espaço para ampliação e adequação do parque nacional de refino, desde que estes investimentos se revelem economicamente viáveis para o investidor, ou que sejam considerados indispensáveis para a segurança do abastecimento do País. Ademais, cabe ressaltar que, para atender satisfatoriamente à demanda, o parque nacional de refino deve utilizar processos mais sofisticados de conversão e tratamento, focando a produção em destilados médios, principalmente para consumo interno.

Nesse contexto, esta seção tem por objetivo avaliar o nível e tipo de dependência externa no atendimento da demanda de derivados de petróleo do País. Para tanto, adotou-se como referência um cenário de expansão da oferta de derivados, que permite mostrar uma evolução possível do parque de refino brasileiro. Dentro do horizonte coberto pelo PDE 2024, considerou-se que a Petrobras e seus eventuais parceiros serão, a princípio, os únicos investidores em novas unidades ou refinarias já programadas no País.

2.1 Metodologia e premissas adotadas para o abastecimento

Para os estudos de expansão do parque nacional de refino, utilizou-se o Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo (PLANDEPE), desenvolvido pela EPE, que usa programação mista multiperiodal para realizar análises sobre o parque de refino em diferentes contextos, bem como avaliar os principais fluxos de petróleo e derivados entre as diversas regiões de produção e de consumo.

Oferta de matérias-primas para as refinarias

Nas análises efetuadas, toda produção estimada de petróleos nacionais é ofertada para o consumo das refinarias locais, podendo ser parcialmente exportada, sempre que esta alternativa for considerada economicamente favorável. Para tanto, a demanda existente no mercado externo é considerada capaz de absorver todo o excedente de petróleo nacional, sem desconto de preço em função da quantidade exportada.

Por simplificação, adotou-se que os petróleos de produção doméstica podem ser agregados em nove¹²⁴ grupos representativos, quer para suprimento do parque de refino, quer para exportação. Além disso, dois¹²⁵ grupos de petróleos importados somam-se aos nove nacionais e completam o elenco ofertado ao parque nacional de refino.

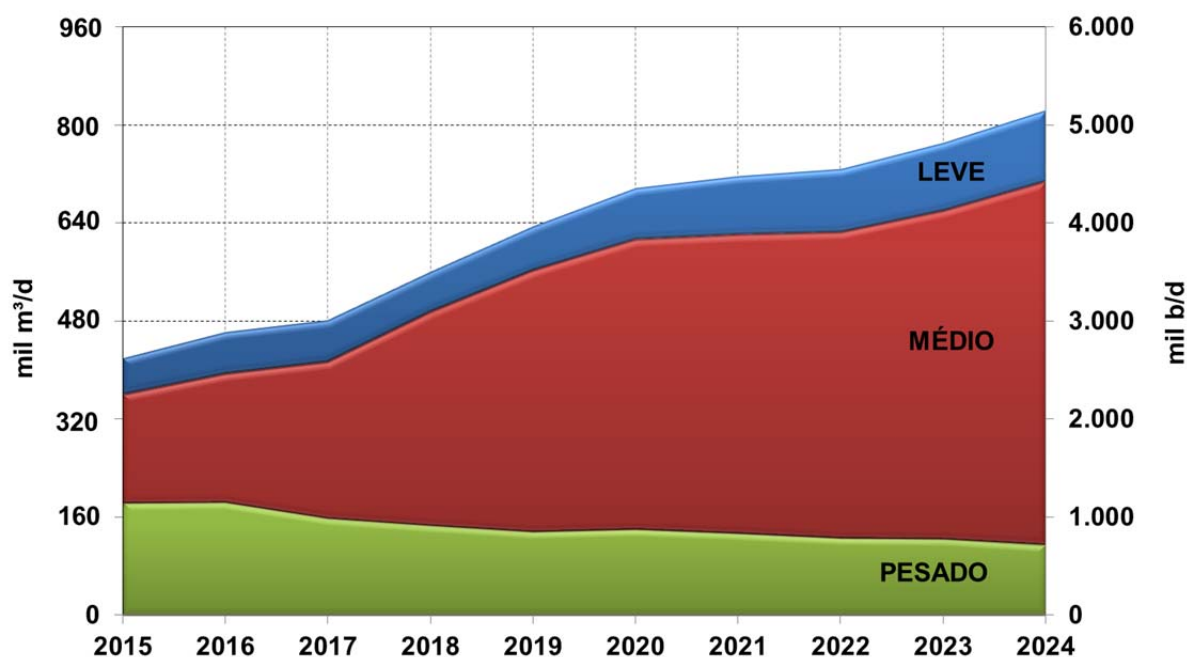
A projeção da produção nacional de petróleo, já descrita no Capítulo V, e seu perfil de qualidade em relação à densidade¹²⁶ são apresentados no Gráfico 105.

¹²⁴ As correntes de petróleos nacionais que compõem os grupos de petróleo estão relacionadas no Anexo II da Portaria ANP nº 206/2000 (ANP, 2000a), atualizada pelo Despacho ANP nº 847/2015 (ANP, 2015a).

¹²⁵ Atualmente, apesar de a produção nacional exceder a totalidade da capacidade instalada de refino no país, uma parcela do petróleo refinado ainda é de origem importada, especialmente em função do consumo compulsório de petróleo Árabe Leve na REDUC, visando à produção de óleos básicos lubrificantes. Existe também a necessidade de adequação da qualidade da carga ao parque de refino existente, o que pode exigir alguma importação de petróleos mais leves, representados no modelo pelo grupo de petróleo *Bonny Light*, visando o aumento da produção de derivados leves e médios. No entanto, a tendência é de redução deste último tipo de importação, à medida que a produção de correntes de petróleos medianos, com cerca de 30º API (p.ex. Lula, Baúna e Sapinhoá), for aumentando, conforme previsto neste estudo.

¹²⁶ Quanto à densidade, referida a 20°C/20°C, o petróleo pode ser classificado em leve - todo petróleo com densidade igual ou inferior a 0,87 (ou grau API igual ou superior a 31º), mediano - todo petróleo com densidade superior a 0,87 e igual ou inferior a 0,92 (ou grau API igual ou superior a 22º e inferior a 31º), pesado - todo petróleo com densidade superior a 0,92 e igual ou inferior a 1,00 (ou grau API igual ou superior a 10º e inferior a 22º), e extrapesado - todo petróleo com densidade superior a 1,00 (ou grau API inferior a 10º) (ANP, 2000b). O grau API é uma escala hidrométrica criada pelo *American Petroleum Institute* (API) e utilizada para medir a densidade relativa de líquidos.

Gráfico 105 – Evolução do perfil da produção nacional de petróleo



Fonte: EPE

Demanda de derivados

A Tabela 125 apresenta, com base no Capítulo II, a projeção da demanda nacional de derivados, incluindo-se a demanda de *bunker* para aviões e navios estrangeiros abastecidos no País¹²⁷, a ser atendida pela produção do parque nacional de refino ou, complementarmente, por importação, assim como excluindo-se o consumo próprio das refinarias.

Tabela 125 – Demanda nacional de derivados

Produto	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	mil m³/d									
GLP	38,3	39,0	39,7	40,4	41,1	41,9	42,7	43,5	44,3	45,0
Nafta	27,1	27,8	28,3	29,0	29,7	30,2	30,8	31,3	31,8	32,9
Gasolina A	88,0	88,3	88,5	88,1	88,1	88,7	90,1	93,8	97,8	100,7
QAV	20,2	21,0	21,2	22,0	22,9	23,8	24,9	26,1	27,4	28,7
Óleo diesel A	163,3	167,1	170,6	175,9	180,6	186,2	191,9	197,9	204,7	211,9
Óleo combustível	20,7	20,6	21,3	22,1	23,0	23,8	24,7	25,7	26,8	27,9
Coque	16,7	16,7	16,8	17,2	17,7	18,5	19,5	20,2	21,0	21,8
Outros ⁽¹⁾	25,3	25,4	26,3	27,2	28,2	29,4	30,9	32,6	34,5	36,4
Total	399,6	405,9	412,6	421,9	431,3	442,5	455,5	471,1	488,1	505,3

Nota: (1) Inclui gás de refinaria, outros derivados energéticos de petróleo, lubrificantes, asfaltos, solventes e outros derivados não energéticos.

Fonte: EPE

¹²⁷ O atendimento da demanda de *bunker* para aeronaves estrangeiras é obrigatório, enquanto que, para navios estrangeiros é opcional, sendo limitado aos eventuais excedentes de produção nacional de óleo combustível.

Especificações de produtos

A gasolina e o óleo diesel passaram a ter especificações mais rígidas de teor de enxofre¹²⁸, visando ao atendimento dos limites de emissões veiculares preconizados no Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE). Considerando que o limite máximo do teor de enxofre da gasolina foi reduzido para 50 ppm¹²⁹, desde 2014, segundo definição da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2009), assumiu-se neste estudo que este valor manter-se-á o mesmo, durante todo o horizonte coberto pelo PDE.

O teor de enxofre máximo do óleo diesel B para uso rodoviário comercializado no território brasileiro é de 500 ppm (óleo diesel B S500¹³⁰), salvo as exceções previstas na legislação vigente. Para novos veículos pesados e utilitários produzidos a partir de 2012 (veículos ciclo Diesel das fases L-6 e P-7 do PROCONVE) e para frotas cativas de ônibus urbanos dos municípios e regiões metropolitanas, conforme determinado pela ANP, além dos municípios de Belém, Fortaleza e Recife e suas regiões metropolitanas, o teor de enxofre máximo permitido é de 10 ppm (ANP, 2013). Para os segmentos agrícola, de construção e industrial também se utiliza o óleo diesel B de uso rodoviário. Além desses tipos de óleo diesel, existe, ainda, o óleo diesel de uso não rodoviário, internacionalmente conhecido como *off-road*, que é do tipo S1800 para uso ferroviário, mineração e geração elétrica, adicionado de biodiesel no teor estabelecido pela legislação vigente (ANP, 2012). No caso dos combustíveis marítimos, atualmente, o teor de enxofre do óleo diesel marítimo é de 5.000 ppm e o do *bunker* é de 3,5% em peso (ANP, 2010).

Para este estudo, assumiu-se que, quanto ao óleo diesel rodoviário, a regra já citada permanecerá válida até 2024. Note-se que, em função disso, a demanda por óleo diesel rodoviário do tipo S500 desaparecerá gradativamente, com o sucateamento dos veículos pesados produzidos até 2011. Ademais, foi adotada uma substituição gradual do óleo diesel *off-road* S1800 pelo S500 até 2019, quando o primeiro será totalmente substituído e deixará de existir. No que concerne aos combustíveis marítimos, assumiu-se ainda que, a partir de 2020, o óleo diesel marítimo passará a ter, como teor de enxofre máximo, 500 ppm.

Nessa perspectiva, em 2024, coexistirão apenas os tipos de óleo diesel S10 e S500. Além do teor de enxofre, outras características relacionadas ao desempenho do motor ciclo Diesel também deverão evoluir no tempo, como é o caso do número de cetano e da densidade. No presente estudo, todavia, apenas o teor de enxofre foi considerado como limitante de qualidade, relacionado à produção de óleo diesel.

Os resultados apresentados não consideram a premissa de redução de teor de enxofre no *bunker* para navegação de 3,5% para 0,5% prevista para o ano de 2020, podendo ser adiada para 2025, conforme indicado pela Organização Marítima Internacional (IMO, 2015). Embora o tema esteja sendo discutido no setor (PRADA JUNIOR, 2014), ainda é incipiente.

¹²⁸ O teor de enxofre é especificado para a gasolina C comercializada, formada por gasolina A e etanol anidro (ANP, 2009), em que a mistura mandatória de etanol anidro na gasolina pode variar de 18-27,5% em volume (BRASIL, 1993; BRASIL, 2014a). Atualmente, o percentual está em 27% para a gasolina comum e 25% para a gasolina *premium* (MAPA, 2015). No caso do diesel rodoviário e *off-road*, o teor de enxofre é especificado para o diesel B comercializado, formado por diesel A e biodiesel, em que a mistura mandatória é de 7%, desde novembro de 2014 (BRASIL, 2005a; BRASIL, 2005b; BRASIL, 2014a). O diesel marítimo não contém adição de biodiesel. Cabe destacar que doravante, neste capítulo, o termo "gasolina" sempre será referente à gasolina A e o termo "óleo diesel" ao óleo diesel A.

¹²⁹ O termo "ppm" corresponde a "partes por milhão", expresso em mg/kg.

¹³⁰ Segundo a nomenclatura da ANP, o óleo diesel S500 possui teor de enxofre máximo de 500 ppm, o S10 de 10 ppm e assim sucessivamente (ANP, 2013).

Outros parâmetros

Assumiu-se como premissa que, no horizonte deste estudo, os investimentos em modernização e expansão do parque nacional de refino foram previamente definidos. Além disso, o modelo também considera outros parâmetros, tais como:

- fator de utilização das unidades de processamento¹³¹;
- a produção de derivados de gás natural e de xisto produzidos respectivamente nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e na Usina de Industrialização do Xisto (SIX);
- a produção de GLP e gasolina nas centrais petroquímicas;
- o consumo próprio de combustíveis nas refinarias e consumo de nafta ou gás natural para geração de hidrogênio;
- os preços de importação e exportação de petróleo e derivados;
- os fretes e outros custos de transporte (terrestre e marítimo).

2.2 Evolução do parque de refino atual

O parque nacional de refino é formado atualmente por treze refinarias da Petrobras e quatro refinarias privadas, com capacidade nominal instalada de processamento de petróleo de aproximadamente 373 mil metros cúbicos por dia (m³/d), equivalentes a cerca de 2,3 milhões de barris por dia (b/d)¹³² (ANP, 2015c; ANP, 2015e; ANP, 2015f; ANP, 2015g). Neste item, apresenta-se a evolução esperada destas refinarias até 2024, conforme planejam ou sugerem os agentes do setor¹³³. No momento, não há previsão de investimentos em nenhuma das refinarias privadas.

Na última década, as refinarias da Petrobras vêm passando por processos de adequação, a fim de produzir combustíveis menos poluentes, elevar sua capacidade de processar petróleos pesados e melhorar seu desempenho operacional. A maior parte dos empreendimentos planejados em conversão e tratamento encontra-se concluída (BRASIL, 2014b). Entretanto, ainda há em andamento a construção de uma unidade de hidrotreamento de instáveis na RPBC, com foco na produção de óleo diesel de baixo teor de enxofre (BRASIL, 2014b)¹³⁴. Além disso, este estudo considerou a entrada, após 2018, de quatro novas unidades de hidrotreamento de instáveis e uma de reforma catalítica no parque de refino atual, investimentos em reavaliação pela Petrobras, quanto ao seu escopo e data de partida, visando à expansão da oferta de óleo diesel S10 e de gasolina, respectivamente.

A Petrobras vem executando o programa denominado PROMEGA (Programa de Produção de Médios e Gasolina), em função da crescente demanda desses derivados no mercado doméstico e que tem por objetivo elevar a produção de óleo diesel, querosene e gasolina do parque nacional de refino até 2016

¹³¹ A Petrobras vem incrementando sua produção de derivados por meio do aumento do fator de utilização de suas refinarias (ANP, 2015c; ANP, 2015d). Adotou-se como premissa um fator de utilização de 96% para o parque de refino atual e para as novas refinarias planejadas pela Petrobras. Caso o fator de utilização adotado em um determinado período seja diferente, o valor será explicitado.

¹³² Para fins do presente relatório, todas as capacidades de processamento estão expressas em metros cúbicos por dia ou barris por dia de operação.

¹³³ A efetiva homologação das capacidades adotadas no planejamento da expansão do parque de refino, seja em ampliações ou em novas unidades, depende de autorizações dos órgãos competentes.

¹³⁴ A REMAN possui obras de modernização em execução (BRASIL, 2014b), que não foram consideradas nesse estudo.

(PETROBRAS, 2014a). Esse programa baseia-se no aumento da capacidade e eficiência das unidades de processo existentes, evitando ou minimizando a importação desses derivados. O acréscimo gradual, de 2014 a 2016, da capacidade de processamento de petróleo, devido ao PROMEGA, será de 165 mil b/d (PETROBRAS, 2014a). Assim, adotou-se como premissa que a capacidade do parque atual de refino será ampliada de 2,3 para 2,4 milhões de b/d¹³⁵.

2.3 Novas refinarias previstas

As novas refinarias previstas no País foram consideradas de acordo com as informações obtidas, até o presente momento, da Petrobras e de outras fontes. Em particular, as datas de início de operação foram baseadas no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 (PETROBRAS, 2015a) e em informações públicas acerca do avanço físico das respectivas obras (PETROBRAS, 2015b). Cabe destacar que essas novas refinarias são voltadas para a produção de destilados médios (QAV e óleo diesel) e estarão capacitadas a produzir óleo diesel S10.

O cenário adotado como referência contempla o início de operação, no próximo decênio, do 2º trem da Refinaria General Abreu e Lima (RNEST) e do 1º trem do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ). Em função da reavaliação estratégica dos projetos existentes e da atual restrição dos recursos financeiros da Petrobras, as refinarias Premium I e II foram canceladas (PETROBRAS, 2015c).

A Petrobras está finalizando a construção da RNEST no Complexo Industrial e Portuário de Suape, Ipojuca (PE), com capacidade nominal para processar aproximadamente 37 mil m³/d (230 mil b/d) de petróleo, em dois trens iguais, formados por unidades de destilação atmosférica, coqueamento retardado, hidrotreamento de nafta de coqueamento e de instáveis. A planta foi projetada para refinar óleos pesados (PETROBRAS, 2014b), produzindo GLP, nafta, óleo diesel, óleo combustível e coque. O 1º trem iniciou sua operação no final de 2014. Entretanto, devido à necessidade de atendimento às exigências da Agência Estadual de Meio Ambiente do Estado de Pernambuco, sua carga de operação está limitada em 64% da capacidade nominal, em razão das obras da Unidade de Abatimento de Emissões (SNOX) estarem atualmente paralisadas¹³⁶ (ANP, 2014). De forma a atender as exigências ambientais, novas soluções, além da conclusão da SNOX, estão sendo avaliadas pela Petrobras. Assim, a alternativa considerada foi a de processamento de petróleos com baixo teor de enxofre, numa fase de testes, até o final de 2017. A partir desta data, assumiu-se que alguma solução definitiva terá sido adotada e que o 1º trem passará a operar a plena carga. Além disso, a data de partida do 2º trem foi postergada para o final de 2018, segundo PETROBRAS (2015a).

O Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), em Itaboraí (RJ), foi originalmente planejado como uma refinaria de petróleo voltada para a produção de derivados petroquímicos. Entretanto, seu projeto inicial, constituído por dois trens, foi alterado, em função da evolução do mercado. Para o presente estudo, assumiu-se que o 1º trem entrará em operação no final de 2021, em que pese o percentual de avanço físico de suas obras de 81% (PETROBRAS, 2015b), tendo em vista que a empresa está priorizando seus projetos de produção de petróleo no País, com foco em rentabilidade

¹³⁵ As unidades de conversão e tratamento também terão sua capacidade ampliada em função do aumento da capacidade de processamento primário de petróleo. As capacidades nominais das unidades consideradas neste estudo foram estabelecidas para fins de planejamento, considerando as previsões de implantação dos projetos do PROMEGA. Entretanto, sua efetiva homologação dependerá das autorizações dos órgãos competentes, no momento oportuno.

¹³⁶ Devido à descontinuidade do contrato sob responsabilidade do Consórcio EBE-ALUSA, esta unidade encontra-se em processo de recontração para conclusão do escopo remanescente (PETROBRAS, 2015d).

(PETROBRAS, 2015a). O 1º trem, com capacidade de aproximadamente 26 mil m³/d (165 mil b/d), será composto de unidades de destilação atmosférica e a vácuo, coqueamento retardado, hidrocraqueamento catalítico, hidrotreatamento de nafta de coqueamento e de instáveis, ofertando derivados de petróleo, tais como: GLP, nafta, QAV, óleo diesel e coque. Não está prevista a produção de gasolina. O 2º trem está fora do horizonte deste PDE.

2.4 Investimentos planejados

A Tabela 126 apresenta o valor dos recursos a serem aplicados no período de 2015 a 2024 em ampliações de capacidade e na construção de novas unidades no parque de refino atual, bem como os valores dos investimentos nas novas refinarias¹³⁷.

Tabela 126 – Investimentos nas refinarias existentes e em novas plantas

Investimento	Realizado 2007-2014	Planejado pós 2014	Total
	Valor (US\$ bilhões)		
Parque de refino atual (exceto RNEST) ⁽¹⁾	1,9	8,4	10,3
RNEST ⁽²⁾	35,7	1,7	37,4
COMPERJ - 1º trem ⁽²⁾	20,8	7,0	27,8
Total	58,4	17,1	75,5

Notas: (1) Valores estimados para as unidades de hidrotreatamento de instáveis e de reforma catalítica (programadas e em reavaliação) consideradas na evolução do parque de refino deste estudo. O valor referente ao parque atual de refino foi estimado. Os demais constam de Brasil (2014b).
(2) Brasil (2014b).

2.5 Evolução do parque nacional de refino

Em termos da evolução do parque de refino, foram consideradas as ampliações de capacidade no âmbito do PROMEGA (2015 - 2016) (PETROBRAS, 2014a) e a construção de novas unidades de processamento, conforme já descrito no item 2.2. No que concerne às novas refinarias, adotou-se o cronograma de entrada explicitado no item 2.3. Com isso, a capacidade nominal de refino no País atingirá, em 2024, cerca de 430 mil m³/d (2,7 milhões b/d), conforme detalhado na Tabela 127.

¹³⁷ Note-se que o PROMEGA consiste num conjunto de intervenções de curta duração, basicamente ações operacionais, sem grandes investimentos e, por isso, não explicitados.

Tabela 127 – Capacidade nominal de refino em 2024

	mil m ³ /d	mil b/d
Parque de refino atual (exceto RNEST)	367,2	2.310
RNEST	36,6	230
COMPERJ - 1º trem	26,2	165
Total	430,0	2.705

Nota: A capacidade nominal de refino do parque atual considera as capacidades de planejamento incluindo o PROMEGA. Cabe ressaltar que sua efetiva homologação depende de autorizações dos órgãos competentes, no momento oportuno

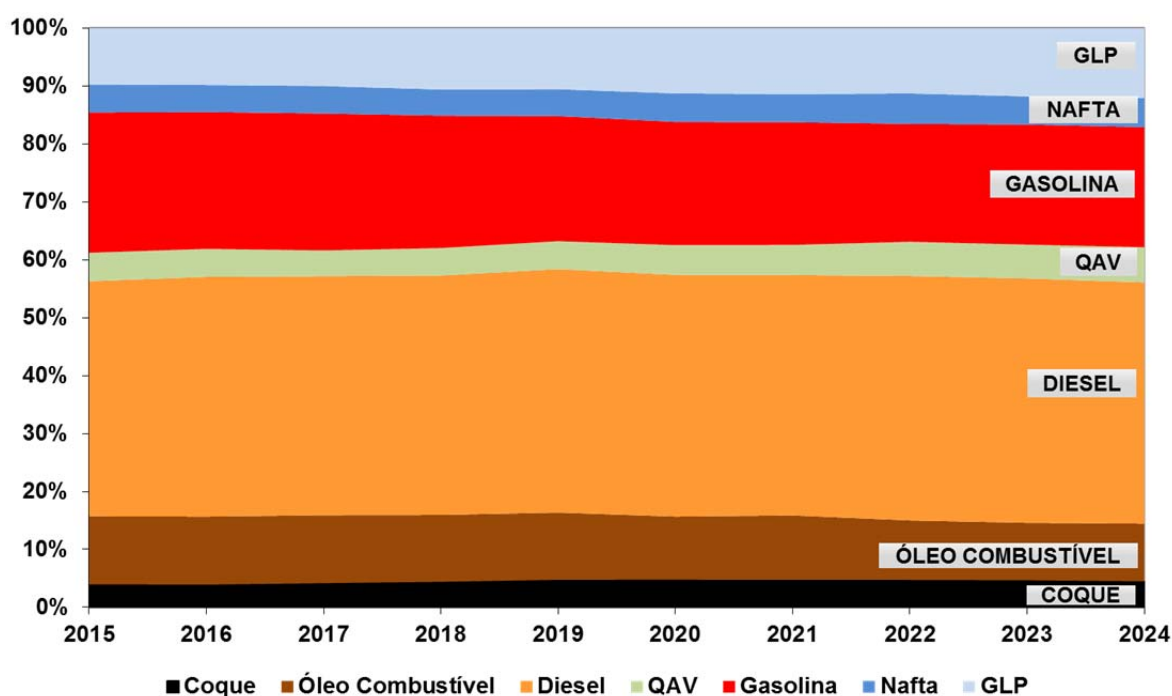
Fonte: EPE

2.6 Resultados

2.6.1 Balanço entre oferta e demanda de derivados e perfil de produção

O Gráfico 106 e a Tabela 128 mostram, respectivamente, a evolução do perfil da produção e o balanço entre oferta e demanda dos principais derivados.

Gráfico 106 – Perfil da produção de derivados (%) – 2015 a 2024



Fonte: EPE

Tabela 128 – Balanço produção x demanda dos principais derivados – 2015 a 2024

Discriminação		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
		mil m ³ /d									
GLP	Produção	32,6	33,8	34,4	37,4	38,6	42,0	43,0	45,9	48,6	50,9
	Refinarias ⁽¹⁾	24,9	25,0	25,1	25,4	26,1	26,3	26,5	27,8	28,0	28,5
	UPGN ⁽²⁾	7,7	8,8	9,3	12,0	12,4	15,6	16,5	18,1	20,5	22,4
	Demanda	38,3	39,0	39,7	40,4	41,1	41,9	42,7	43,5	44,3	45,0
	Saldo líquido	(5,7)	(5,2)	(5,3)	(3,0)	(2,5)	0,1	0,3	2,4	4,3	5,9
Nafta	Produção	16,4	16,2	16,4	16,2	16,9	18,4	17,6	20,9	19,6	21,0
	Demanda	27,1	27,8	28,3	29,0	29,7	30,2	30,8	31,3	31,8	32,9
	Saldo líquido	(10,7)	(11,6)	(11,9)	(12,8)	(12,8)	(11,8)	(13,2)	(10,4)	(12,2)	(11,9)
Gasolina	Produção ⁽³⁾	81,8	81,9	81,9	81,8	79,8	79,9	81,1	83,5	86,3	86,9
	Demanda	88,0	88,3	88,5	88,1	88,1	88,7	90,1	93,8	97,8	100,7
	Saldo líquido	(6,2)	(6,4)	(6,6)	(6,3)	(8,3)	(8,8)	(9,0)	(10,3)	(11,5)	(13,8)
QAV	Produção	16,7	16,9	15,5	17,0	18,0	19,4	20,0	24,3	24,7	25,6
	Demanda	20,2	21,0	21,2	22,0	22,9	23,8	24,9	26,1	27,4	28,7
	Saldo líquido	(3,5)	(4,1)	(5,7)	(5,0)	(4,9)	(4,4)	(4,9)	(1,8)	(2,7)	(3,1)
Óleo Diesel	Produção	137,3	140,5	144,1	147,7	156,4	158,1	158,6	173,1	174,8	175,4
	Demanda	163,3	167,1	170,5	175,8	180,6	186,2	191,9	197,8	204,7	211,9
	Saldo líquido⁽⁴⁾	(26,0)	(26,6)	(26,4)	(28,1)	(24,2)	(28,1)	(33,3)	(24,7)	(29,9)	(36,5)
Óleo Combustível	Produção	39,9	40,8	40,7	41,4	43,1	41,4	42,7	42,2	41,8	42,0
	Demanda	20,7	20,6	21,3	22,1	23,0	23,8	24,7	25,7	26,8	27,9
	Saldo líquido	19,2	20,2	19,4	19,3	20,1	17,6	18,0	16,5	15,0	14,1
Coque	Produção	13,4	13,6	14,2	15,8	17,7	18,1	18,1	19,4	19,4	18,9
	Demanda	16,7	16,7	16,8	17,2	17,7	18,5	19,5	20,2	21,0	21,8
	Saldo líquido	(3,3)	(3,1)	(2,6)	(1,4)	0,0	(0,4)	(1,4)	(0,8)	(1,6)	(2,9)
Total	Produção	338,1	343,7	347,2	357,3	370,3	377,3	381,1	409,2	415,0	420,8
	Demanda	374,4	380,5	386,3	394,7	403,0	413,1	424,6	438,4	453,7	468,9
	Saldo líquido	(36,3)	(36,8)	(39,1)	(37,4)	(32,7)	(35,8)	(43,5)	(29,2)	(38,7)	(48,1)
	Importação	55,5	57,1	58,6	56,7	52,9	53,6	61,8	48,2	58,0	68,0
	Exportação	19,2	20,3	19,5	19,3	20,2	17,8	18,3	19,0	19,3	19,9

Notas: (1) Inclui a produção das centrais petroquímicas e da Usina Industrial do Xisto (SIX). Não considera a produção de GLP oriunda de gás natural, nem o GLP não energético.

(2) Inclui também o total da produção de GLP oriundo das Unidades de Fracionamento de Líquidos de Gás Natural (UFL) e das UPGNs que estão localizadas nas refinarias. Estes valores poderão sofrer variações significativas, dependendo da decomposição efetiva do gás processado e da tecnologia das UPGNs, da intensidade do despacho das usinas termelétricas a gás natural, bem como do crescimento do mercado não térmico deste combustível e da necessidade de injeção de gás nas unidades produtoras de petróleo.

(3) Inclui a produção nas refinarias e centrais petroquímicas.

(4) Ocorrem importações de óleo diesel S500 em todo o período, atingindo um volume máximo de 37,0 mil m³/d em 2024, além de importações de 2,5 a 4,1 mil m³/d de óleo diesel S10 de 2015 a 2017.

Fonte: EPE

2.6.2 Balanço nacional dos principais derivados

Com base nos resultados apresentados na Tabela 128, é possível verificar que o País mantém-se como importador líquido dos principais derivados (leves e médios) durante todo o horizonte deste estudo, sendo que a partir de 2020, passa a ser exportador líquido de GLP. Com relação ao óleo combustível, o mercado interno obrigatório (usos industriais, para usinas termelétricas e *bunker* para cabotagem) e o mercado opcional de *bunker internacional* são totalmente atendidos em todo o período, havendo excedentes exportáveis de óleo combustível até 2024, porém, de forma decrescente a partir de 2020.

Vale ressaltar que as novas refinarias são voltadas principalmente para a produção de destilados médios (QAV e óleo diesel), que possuem um maior valor agregado. Nesse sentido, já em 2019, há uma redução significativa da importação de óleo diesel, decorrente da entrada do 2º trem da RNEST, e em 2022, com a operação plena do 1º trem do COMPERJ, verifica-se nova queda nas importações deste produto. Entretanto, observa-se em 2017 e 2018, um déficit considerável no balanço total de derivados, devido ao atraso na operação a plena carga do 1º trem da RNEST e à postergação da data de partida de seu 2º trem. Tal comportamento também é verificado nos anos de 2021 e 2024.

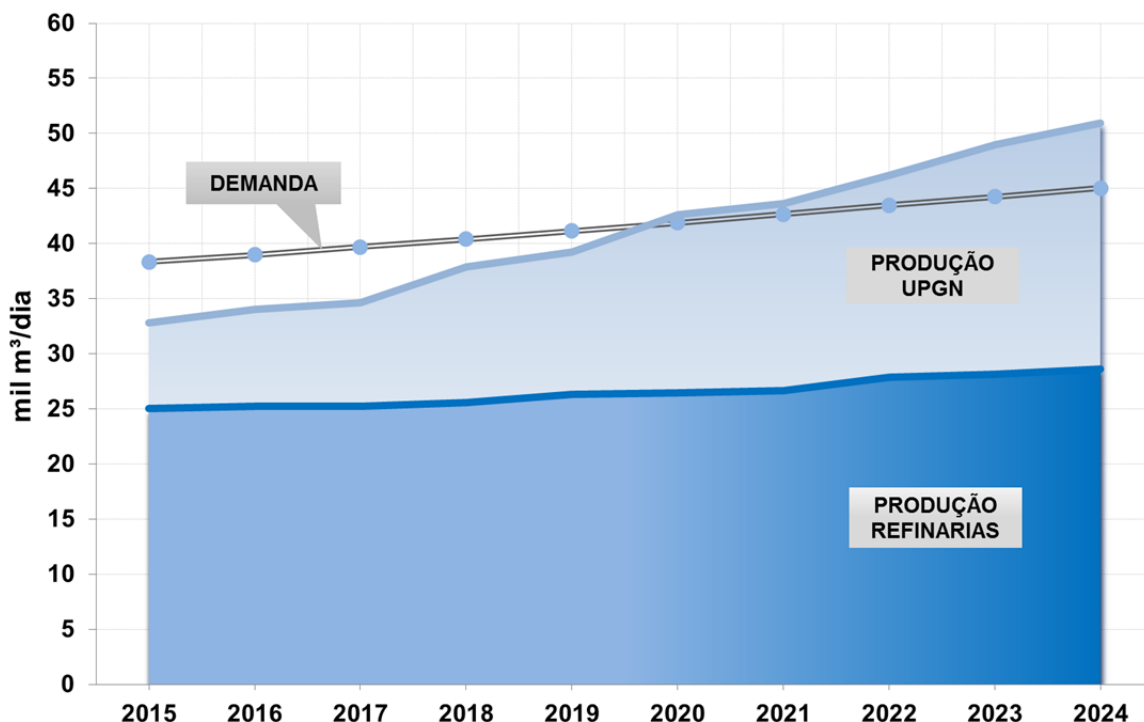
Os Gráfico 107 ao Gráfico 118 apresentam os balanços dos principais derivados de petróleo.

Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

O crescimento da produção de GLP deve-se ao incremento de produção das novas refinarias e, principalmente, ao aumento do processamento de gás natural em UPGNs. Com o aumento da capacidade de refino, aliado ao acréscimo da produção das UPGNs, o País passa a ter excedentes deste derivado, de 2020 até o final do horizonte decenal, que devem atingir cerca de 6 mil m³/d em 2024.

No entanto, conforme observado anteriormente, os volumes de GLP produzidos pelas UPGNs poderão sofrer variações significativas, dependendo dos seguintes fatores: ritmo de entrada dos projetos de E&P, composição efetiva do gás processado e tecnologia das UPGNs, intensidade do despacho das usinas termelétricas a gás natural, crescimento do mercado não térmico desse combustível, necessidade de injeção de gás nas unidades produtoras de petróleo, e estratégia comercial de recuperação do GLP a ser seguida pelos agentes da indústria, conforme detalhado no Capítulo VII.

Gráfico 107 – Balanço de GLP



Fonte: EPE

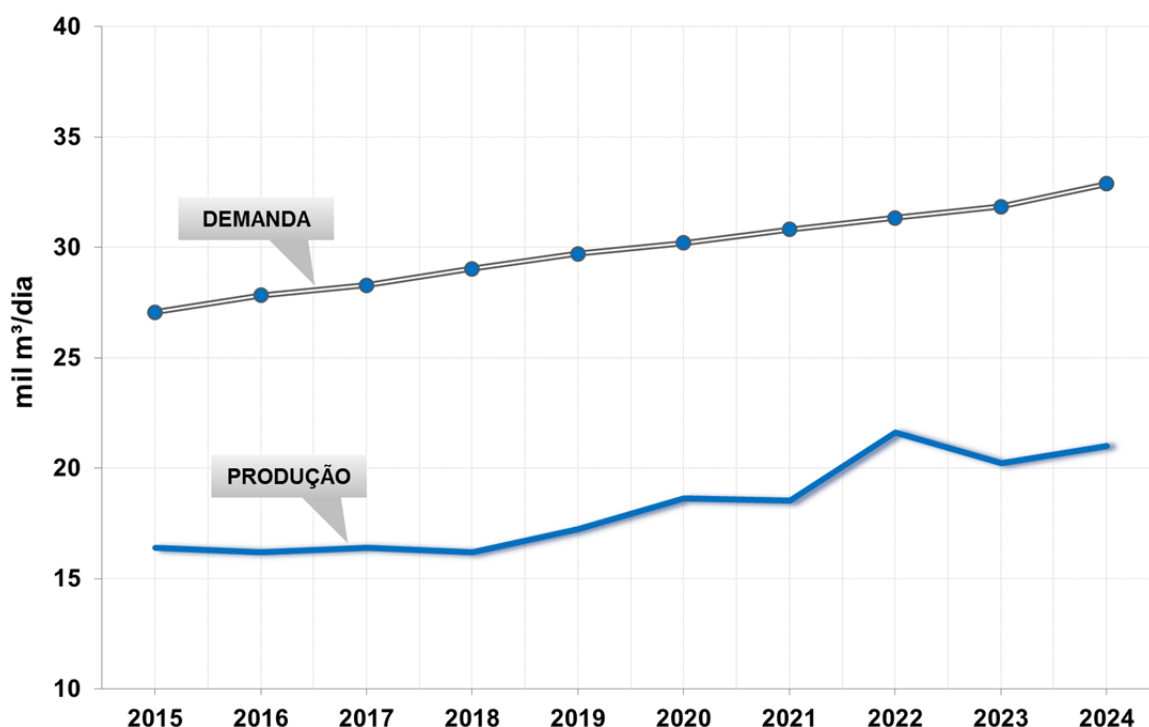
Nafta

O déficit de nafta para petroquímica mantém-se praticamente constante até 2020, em torno de 12 mil m³/d (75 mil b/d), suportado pelo incremento de produção da RNEST. Em 2022, com o início de operação do 1º trem do COMPERJ, as importações caem para 10 mil m³/d, mas, já no ano seguinte, o déficit retorna aos patamares do início do período. Isto se deve à premissa adotada no Capítulo II, de aumento gradativo da demanda por nafta para as centrais petroquímicas, decorrente da elevação da utilização das suas unidades. Vale ressaltar que a capacidade instalada das centrais que usam nafta como matéria-prima não terá acréscimo no decênio.

Note-se que a adoção de algumas alternativas para aumentar a produção nacional de gasolina, como, por exemplo, a implantação de novas unidades de reforma catalítica, terá influência direta na oferta de nafta, aumentando a necessidade de importação da mesma.

Cabe destacar que, além da nafta, a indústria nacional de petroquímicos consome também gás natural e outras matérias-primas.

Gráfico 108 – Balanço de nafta



Fonte: EPE

Gasolina

O parque nacional de refino planejado não tem condições de atender totalmente o mercado de gasolina projetado para o próximo decênio. A restrição de oferta de etanol carburante vivida pelo País nos primeiros anos do presente estudo, somada ao aumento da demanda de combustível pela frota crescente de veículos de Ciclo Otto, mostra seus efeitos já em 2015, através de importações de gasolina da ordem de 6 mil m³/d (38 mil b/d), correspondendo a cerca de 7% da demanda nacional deste derivado. Embora haja recuperação da produção de etanol ao longo do período e a demanda de gasolina permaneça praticamente estável até 2020, o mercado permanece importador de gasolina até 2024, já que não há aumento significativo da produção desse derivado. No final do período, as importações chegam a 14 mil m³/d (88 mil b/d), o que corresponde aproximadamente a 14% da demanda interna.

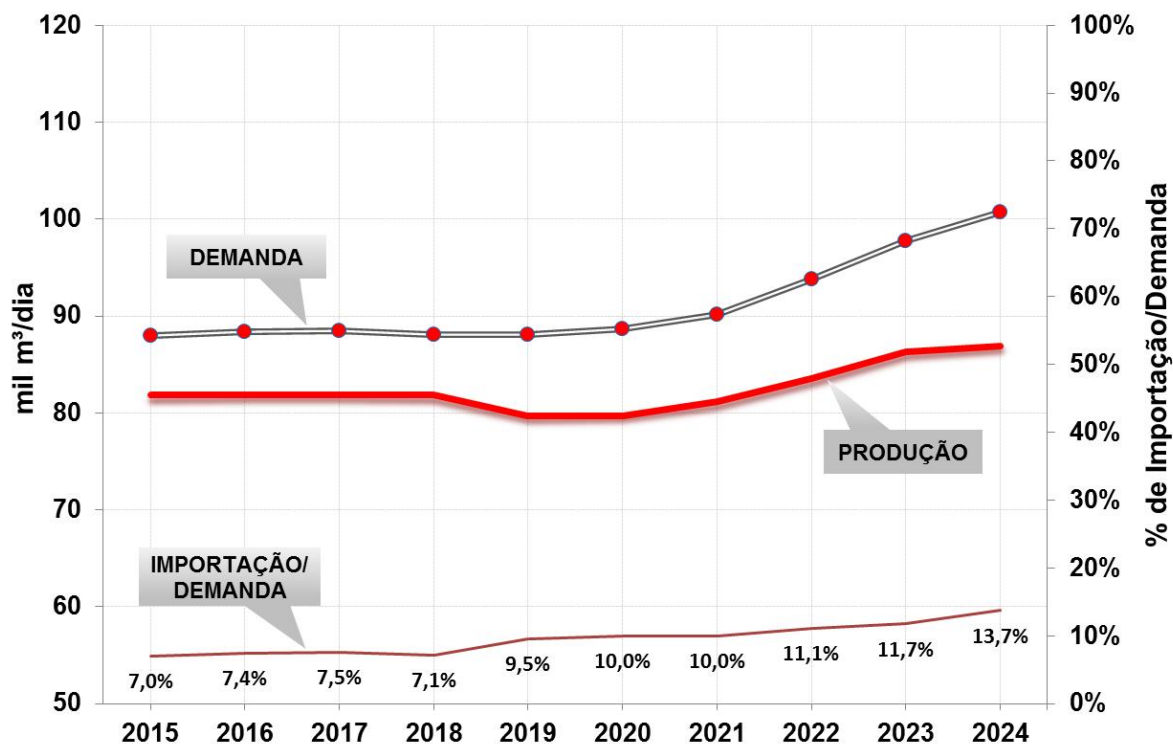
Cabe destacar que, em suas concepções atuais, as novas refinarias a serem implantadas não estão projetadas para produzir gasolina. A expansão da oferta de gasolina observada a partir de 2022 decorre, basicamente, do aumento da utilização das unidades de reforma catalítica existentes no parque atual de refino, além da entrada de uma nova unidade de reforma catalítica em 2022. Com isso, a produção de gasolina passa a crescer até o final do decênio, resultando um incremento de 5 mil m³/d (31 mil b/d)¹³⁸.

Note-se que, neste estudo, buscou-se, sempre que possível, limitar as importações de gasolina em 10% da demanda, como forma de garantir a segurança do abastecimento, o que, de fato, ocorreu em

¹³⁸ Cumpre ressaltar que as plantas formuladoras também podem ofertar gasolina, porém não foram consideradas neste estudo.

todos os anos analisados, exceto 2024. Nesse sentido, é possível concluir que, dada a demanda nacional de gasolina projetada neste PDE, os níveis de importação deste produto não oferecem maiores preocupações, pois podem ser facilmente atendidos pelo mercado internacional, já que o cenário de oferta mundial de gasolina tende a ser favorável (a Europa é estruturalmente exportadora e há expectativas de estabilização, ou mesmo redução, da demanda de gasolina nos EUA - tradicional destino para o excedente europeu) (IEA, 2014; OPEC, 2014; EIA, 2015).

Gráfico 109 – Balanço de gasolina



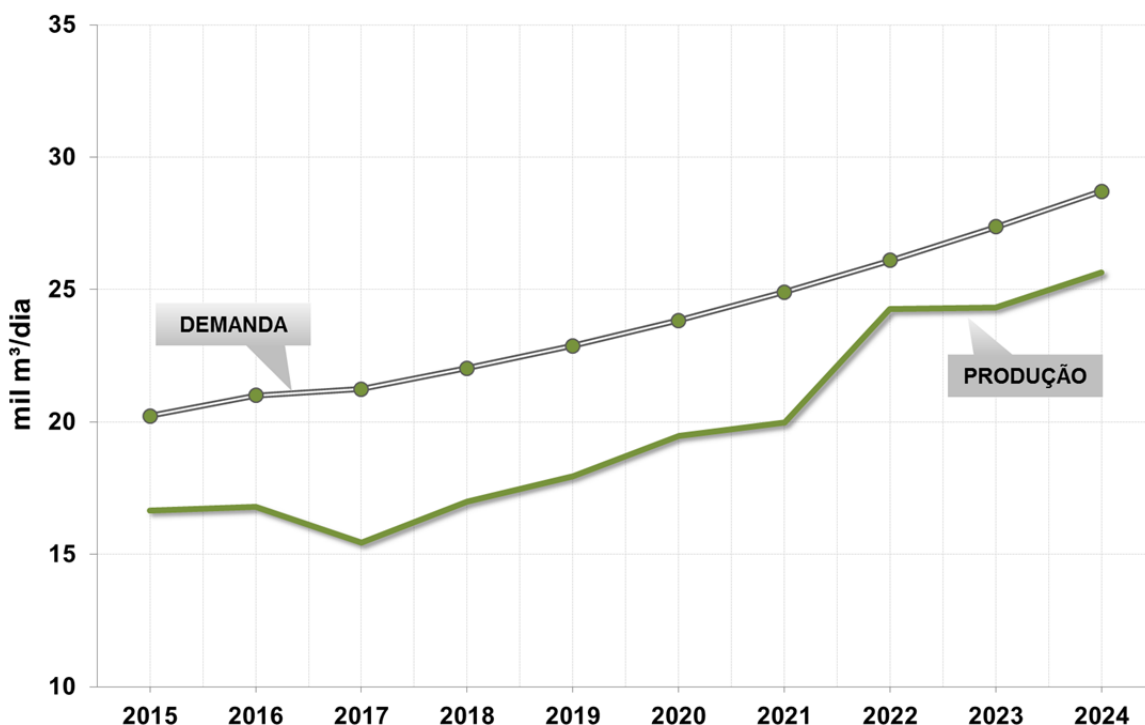
Fonte: EPE

Querosene de aviação (QAV)

O déficit deste derivado oscila entre 4 e 5 mil m³/d (25 e 31 mil b/d) até 2022, quando ocorre uma redução das importações para cerca de 2 mil m³/d (13 mil b/d), devido à entrada em operação do 1º trem do COMPERJ, cuja entrada no parque de refino resulta no acréscimo de aproximadamente 22% na produção de QAV, em relação ao ano anterior. Ao final da projeção, o déficit volta a ser de cerca de 3 mil m³/d (19 mil b/d), o que corresponde a um nível de dependência externa de 11% (importação/demanda nacional), quase a metade dos 19% registrados em 2014 (importação de 4 mil m³/d ou 13 mil b/d). Vale ressaltar que não há previsão de produção de QAV na RNEST.

Verifica-se ainda uma queda na produção deste derivado de aproximadamente 1 mil m³/d (6 mil b/d) em 2017, em decorrência de uma parada prevista em uma unidade de hidrotreatamento de diesel da REDUC, para fins de investimento em modernização. Dessa forma, a produção de óleo diesel é priorizada em detrimento da produção de QAV.

Gráfico 110 – Balanço de QAV



Fonte: EPE

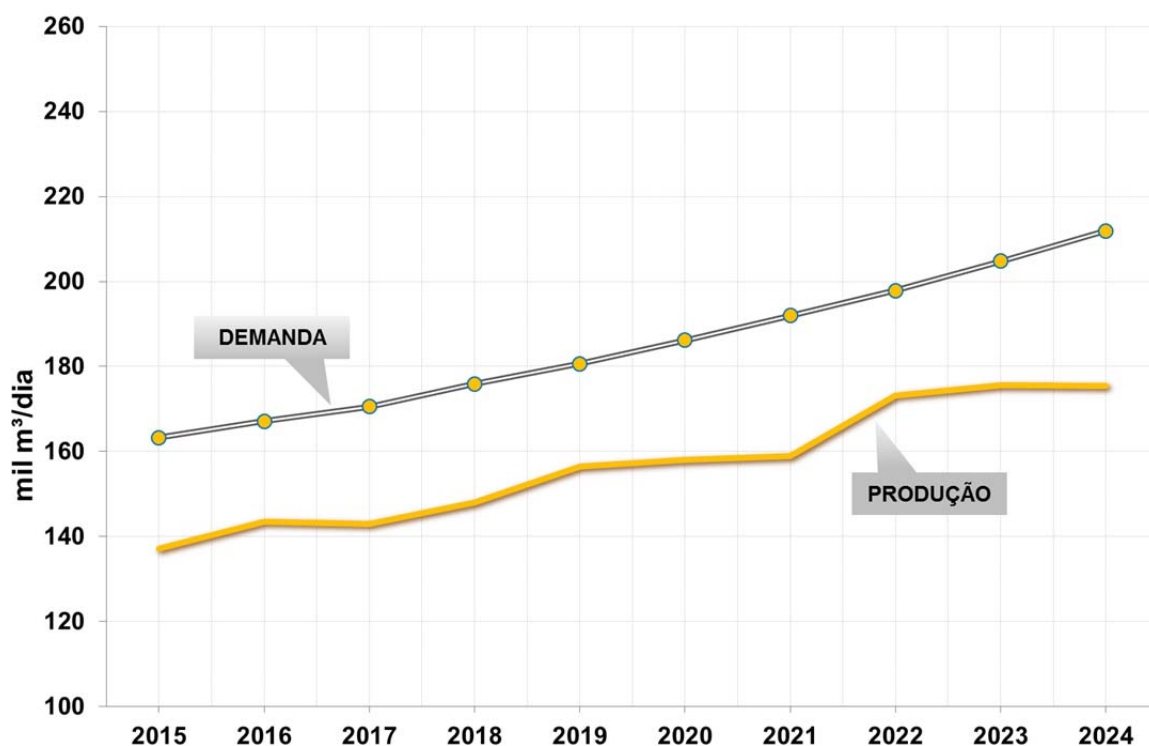
Óleo diesel

Em 2015, o óleo diesel, que corresponde ao derivado de maior mercado no Brasil, apresenta também o maior volume de importação, dentre todos os derivados. Sua produção nacional aumenta consideravelmente a partir de 2019, com a conclusão das obras do 2º trem da RNEST, mas o mercado nacional permanece deficitário durante todo o horizonte decenal, mesmo após o 1º trem do COMPERJ entrar em operação.

Com o cancelamento dos projetos das refinarias Premium no Nordeste, o País, que antes seria um potencial exportador deste produto, passa a permanecer importador até o final do decênio. O pico de importação é alcançado em 2024, sendo de aproximadamente 37 mil m³/d (233 mil b/d), o que corresponde a um nível de dependência externa de 17%. Note-se que, embora este percentual seja menor do que o registrado em 2014 (18%), os volumes importados em 2024 serão superiores aos de 2014 (31 mil m³/d ou 195 mil b/d), o que pode trazer alguma preocupação quanto à segurança do abastecimento.

Conforme já detalhado nas premissas adotadas para este estudo, o teor de enxofre no óleo diesel será reduzido gradativamente. Em vista disso e em função do volume requerido pelo mercado, haverá necessidade de importações de óleo diesel S500 durante todo o período. Contudo, observa-se a necessidade de importação de óleo diesel S10 apenas nos três primeiros anos, já que a entrada das unidades de hidrotreatamento de instáveis no parque atual e das novas refinarias garante plenamente o atendimento da demanda deste tipo de óleo diesel nos anos subsequentes.

Gráfico 111 – Balanço de óleo diesel



Fonte: EPE

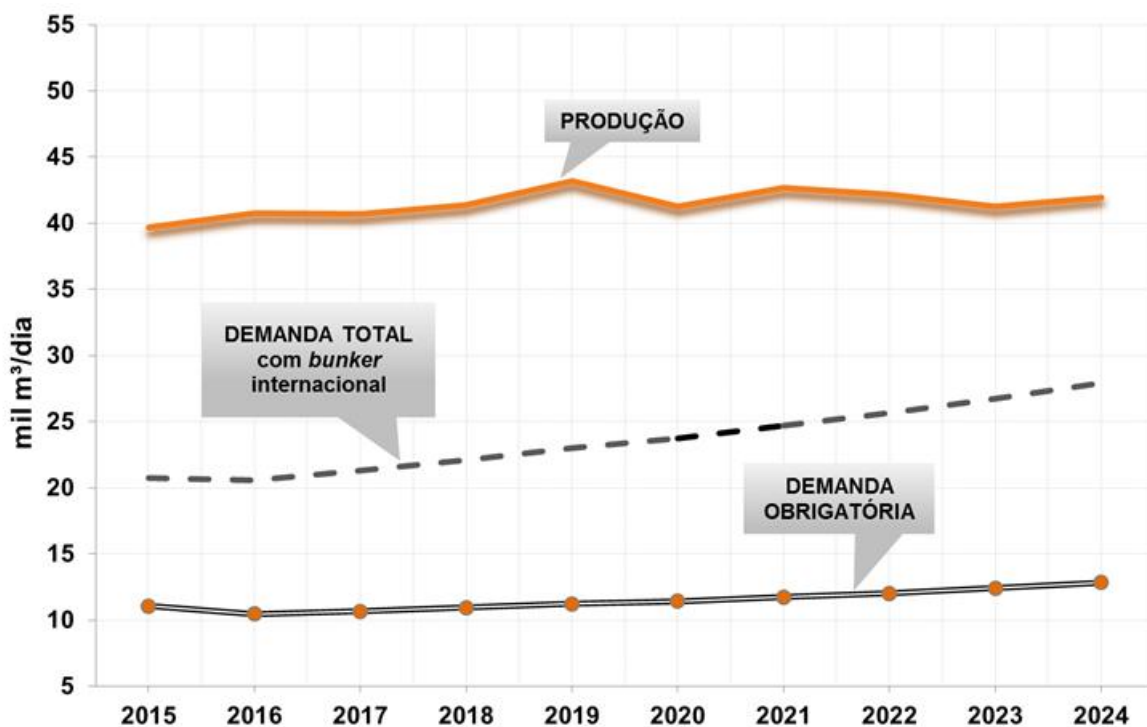
Óleo Combustível

Conforme mencionado anteriormente, o mercado de óleo combustível pode ser separado em três parcelas:

- mercado interno obrigatório, compreendendo todo o mercado nacional de óleo combustível, inclusive a demanda para usinas termelétricas e de *bunker* para transporte marítimo de cabotagem;
- mercado opcional de *bunker* internacional, correspondendo ao consumo dos navios estrangeiros que são abastecidos na costa brasileira, para o qual não há obrigatoriedade de atendimento. Sendo assim, admite-se, neste estudo, que ele pode ser suprido, total ou parcialmente, pelo óleo combustível doméstico, desde que limitado aos eventuais excedentes de produção em relação ao mercado interno obrigatório;
- mercado internacional de óleo combustível, que pode absorver todos os eventuais excedentes de produção em relação aos dois mercados anteriores.

Com relação ao balanço, verifica-se que o mercado interno obrigatório e o mercado opcional de *bunker* internacional são integralmente atendidos em todo o período, havendo excedentes exportáveis de óleo combustível (em particular, as novas refinarias são dotadas de alta capacidade de conversão, o que permite reduções consideráveis de produção de óleo combustível, em benefício de uma maior oferta de derivados médios – QAV e óleo diesel).

Gráfico 112 – Balanço de óleo combustível



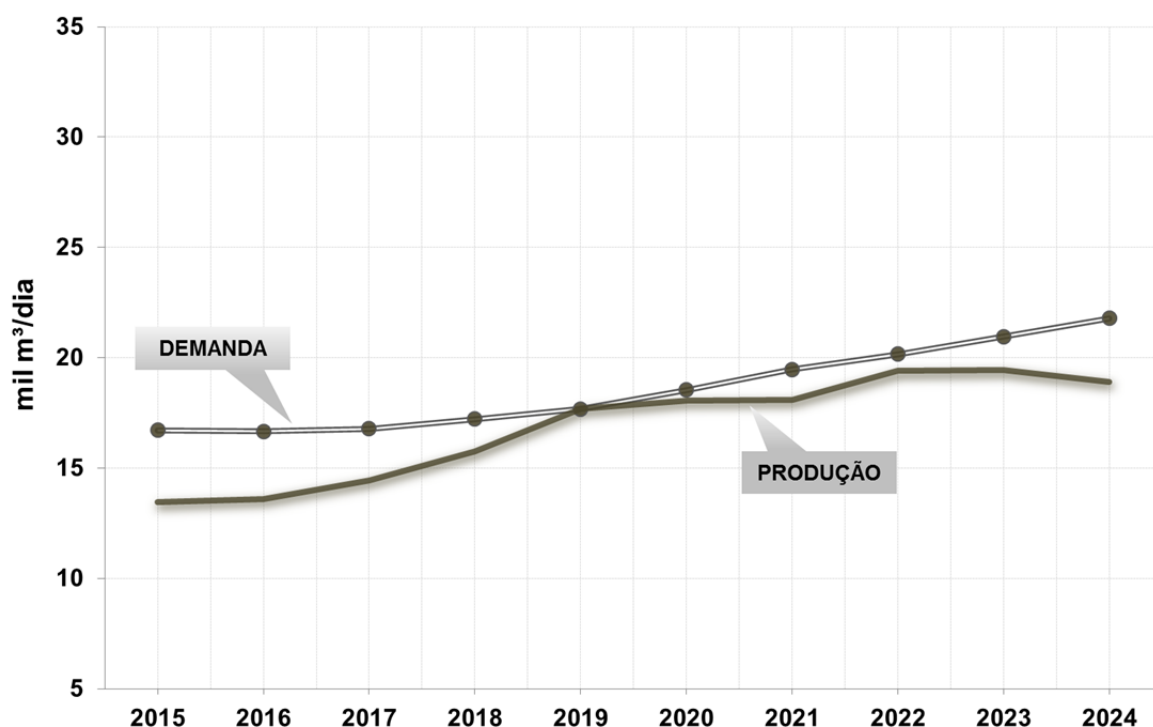
Fonte: EPE

Coque

A produção de coque cresce significativamente até 2019, apresentando um aumento mais expressivo em 2022, devido à operação das unidades de coqueamento retardado das novas refinarias, mantendo-se estável a partir de então. O País permanece como importador líquido de coque durante todo o período estudado, com exceção de 2019, em que há um equilíbrio no balanço desse derivado.

Cabe ressaltar que o objetivo principal das unidades de coqueamento retardado não é o atendimento do mercado nacional de coque, mas, sim, a conversão de resíduos em destilados mais nobres (como o óleo diesel, o QAV e a gasolina). Assim, o coque obtido é apenas um subproduto decorrente do processo e o pequeno déficit constatado ao longo do período não deve ser motivo de preocupação.

Gráfico 113 – Balanço de coque



Fonte: EPE

2.6.3 Balanço nacional de petróleo

O balanço nacional de petróleo é apresentado na Tabela 129. Em função das características e necessidades de processamento do parque de refino brasileiro, determina-se qual a destinação para os petróleos nacionais e importados, ao longo do período considerado.

Tabela 129 – Balanço nacional de petróleo

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
mil m³/d										
Produção	398	433	435	524	550	641	685	717	771	812
Processamento	329	336	336	344	358	362	366	392	396	401
Importação	30	42	34	35	18	23	19	16	22	24
Exportação	99	139	133	215	210	302	338	342	397	436
Exportação Líquida	69	97	99	180	192	279	319	326	375	412
Participação relativa (%)										
Importação/ Processamento	9,1%	12,5%	10,1%	10,2%	5,0%	6,4%	5,2%	4,1%	5,6%	6,0%

Fonte: EPE

O parque refinador brasileiro foi adaptado para o processamento de petróleos mais pesados, que possuem menor valor de mercado. Com isso, será possível exportar crus do tipo mediano, de maior valor, previstos de serem encontrados na região do Pré-sal e que constituirão a maior parcela do petróleo nacional, conforme projeção de produção apresentada anteriormente no Gráfico 105. A exportação líquida de petróleo atinge aproximadamente 412 mil m³/d (2,6 milhões b/d) em 2024.

Devido à produção de óleos básicos lubrificantes na REDUC, considera-se a importação contínua de petróleo Árabe Leve em todo o horizonte de estudo. Além disso, objetivando suplementar e ajustar o elenco de petróleo nacional, outros crus do tipo leve poderão ser importados, mas em volumes bastante reduzidos. Nesse quadro francamente exportador de petróleo, devem ser estudadas as possibilidades de se vincular o processamento de refinarias no exterior ao petróleo brasileiro, por meio de parcerias e contratos de longo prazo, estratégia que deverá ser compatibilizada com as novas refinarias no Brasil.

2.7 Refino – considerações finais

A entrada das novas refinarias, RNEST e COMPERJ, dotadas de esquemas de refino de alta conversão, voltados principalmente para a produção de destilados médios, causa um impacto substancial no parque de refino, resultando em um acréscimo de aproximadamente 51 mil m³/d (320 mil b/d) na produção de derivados. No entanto, esse incremento de volume não é suficiente para suprir a demanda nacional. Esse déficit decorre, em grande parte, da redução dos investimentos na expansão do refino.

De acordo com o cenário adotado, o País deverá continuar como importador líquido de quase todos os principais derivados, durante todo o horizonte de estudo, com destaque para os grandes volumes importados de óleo diesel, nafta e gasolina, sendo que os de óleo diesel são mais representativos. A grande exceção é o óleo combustível, que permanece com excedentes até 2024, sendo que os volumes produzidos são suficientes para atender a todo o mercado opcional de *bunker* para navios estrangeiros. O GLP também possui excedentes de produção a partir de 2020, devido principalmente à produção das UPGNs.

A importação de gasolina ocorre em todo o período, em face da ausência de investimentos expressivos para aumento de sua produção, mas os volumes importados não são preocupantes. Entretanto, é importante ressaltar que, caso a demanda de gasolina cresça acima do previsto, ou haja interesse para o País em reduzir sua dependência externa, seja por considerações econômicas, seja por questões de segurança do abastecimento, é possível produzir mais gasolina internamente. Para tanto, existem alternativas, de curto e longo prazos, tais como a construção de novas unidades de reforma catalítica e a importação de *boosters* de octanagem (componentes de alta octanagem, principalmente reformado). Note-se que, em ambos os casos, seria necessária a utilização de volumes de nafta que, de outra forma, seriam destinados à indústria petroquímica.

Vale ressaltar que, no cenário de preços internacionais definido neste estudo, no longo prazo, os produtos médios são mais valorizados do que a gasolina, devido à expectativa de menor crescimento da sua demanda mundial. Dessa forma, do ponto de vista estritamente econômico, a expansão da produção de gasolina, em detrimento dos derivados médios, não deverá ser a melhor opção.

Em um cenário de demandas crescentes de QAV e óleo diesel em todo o período, torna-se recomendável que o processo de hidrocraqueamento catalítico seja introduzido no parque brasileiro de refino, em que pese seu alto custo, inclusive pela necessidade da produção de óleo diesel de alta qualidade. O óleo diesel S10 é obtido através desta rota que, adicionalmente, permite a produção de QAV de excelente qualidade. O projeto do COMPERJ prevê a construção desse tipo de unidade. Nas demais refinarias, faz-se necessário que o óleo diesel S10 seja obtido através do processo de hidrotratamento severo para a remoção do enxofre, daí a necessidade de modernização das unidades

existentes e de novos projetos específicos para este fim, que já foram concluídos ou que se encontram em andamento ou reavaliação.

É importante notar que as datas adotadas neste cenário para início de operação a plena carga do 1º trem da RNEST e para a partida do 1º trem do COMPERJ poderão ocorrer antes do previsto, em função de diversos fatores. No que se refere ao 1º trem da RNEST, caso as exigências ambientais sejam satisfatoriamente atendidas, seu processamento a plena carga poderia ser antecipado. A entrada do 1º trem do COMPERJ também poderia ser adiantada, caso seja efetivada uma parceria da Petrobras com eventuais investidores privados, o que permitiria a retomada imediata de suas obras. Nessas circunstâncias, sua entrada em operação poderia ser antecipada em até dois anos.

Caso o início de operação do COMPERJ ocorresse antes do previsto, a importação líquida total dos principais derivados diminuiria consideravelmente em 2021, reduzindo um dos maiores déficits apontado no período. Ainda assim, permaneceriam os elevados déficits de derivados em 2017 e 2018. Já a antecipação da operação a plena carga do 1º trem da RNEST reduziria a necessidade de importação em 2017, mas, em 2018, a questão permaneceria inalterada. Independentemente de tais possibilidades, a necessidade de volumes consideráveis de importação de derivados nesses anos continuará exigindo atenção do ponto de vista operacional dos processos logísticos, de forma a se garantir o suprimento em todo o território nacional.

Além disso, deve-se também considerar que, dado o déficit de derivados indicado no final do decênio, principalmente de médios, cujo crescimento da demanda é maior que a dos demais, haveria espaço para a construção de mais uma refinaria ao final do horizonte de estudo, o que levaria à redução do nível de dependência externa do País, podendo alcançar até mesmo a autossuficiência de derivados.

De qualquer forma, dada a elevada incerteza relacionada à evolução do mercado nacional de combustíveis, a melhor estratégia parece ser monitorar sua tendência para que, caso se confirme uma necessidade futura de maiores volumes desses derivados, novos investimentos sejam direcionados na expansão do parque de refino, de forma a se preservar a segurança do abastecimento do País.

3. Infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados

3.1 Introdução

A análise da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados contemplou o panorama atual, a evolução da oferta de derivados até 2024, conforme apresentada no item 2.6 deste capítulo e o último plano de investimentos do Grupo Petrobras.

Com relação ao transporte dutoviário de petróleo bruto, é importante notar que os investimentos considerados referem-se tão somente ao transporte para o atendimento das refinarias e/ou das exportações. Os investimentos em dutos a serem realizados nas regiões de produção, por sua vez, são pertinentes à área de exploração e produção, não sendo aqui considerados.

3.2 Panorama atual da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados

3.2.1 Infraestrutura dutoviária de petróleo e derivados

A infraestrutura nacional dutoviária para movimentação de petróleo e derivados é composta de 454 dutos, conforme indicado na Tabela 130.

Tabela 130 – Quantidade e extensão de dutos em operação, por função

Produto	Função	Nº de Dutos	Extensão (km)
Derivados	Total	422	5.951
	Transferência	324	1.157
	Transporte	98	4.794
Petróleo	Total	32	1.985
	Transferência	32	1.985
Total Geral	Total	454	7.936
	Transferência	356	3.142
	Transporte	98	4.794

Fonte: ANP (2015c).

3.2.2 Infraestrutura de terminais e capacidade de armazenamento de petróleo e derivados

Para viabilizar a movimentação de petróleo e seus derivados no território nacional, o Brasil dispõe de 99 terminais autorizados a funcionar, compreendendo 56 terminais aquaviários (TA) e 43 terminais terrestres (TT), os quais possuem uma capacidade total de armazenamento de 13 milhões de m³, conforme a Tabela 131.

Tabela 131 – Capacidade de armazenamento de petróleo e seus derivados em terminais

Terminais	Número de Terminais	Número de Tanques	Petróleo ⁽¹⁾	Derivados ⁽²⁾	GLP	Total
			mil m ³			
Aquaviários	56	1442	3.857	5.204	283	9.344
Terrestres	43	476	1.465	2.424	87	3.976
Total	99	1.918	5.322	7.628	370	13.320

Notas: (1) Há também armazenamento de petróleo nas refinarias e nos campos de produção (terra e mar).

(2) Exceto GLP.

Fonte: ANP (2015c).

Além da tancagem existente nos terminais, refinarias e campos de produção, a infraestrutura de armazenamento conta ainda com a tancagem de uma rede de bases de distribuição, pertencentes às empresas de distribuição de derivados, com uma capacidade total de 3,7 milhões de m³, conforme a Tabela 132.

Tabela 132 – Capacidade de armazenamento de derivados em bases de distribuição

Regiões	Número de Bases	Derivados	GLP	Total
		mil m ³		
Região Norte	46	539	17	556
Região Nordeste	38	692	28	720
Região Sudeste	94	1.448	61	1.509
Região Sul	64	635	26	661
Região Centro-Oeste	49	280	9	289
Total	291	3.594	141	3.735

Nota: Exceto GLP
Fonte: ANP (2015c).

3.2.3 Transporte marítimo de petróleo e derivados

A Transpetro, maior armadora¹³⁹ da América Latina e principal empresa de logística e transporte do Brasil, atende, entre outras, às atividades de transporte marítimo, operando uma frota de 53 embarcações, conforme a Tabela 133.

Tabela 133 – Frota de navios da Transpetro

Tipo	Nº de Navios	TPB ⁽¹⁾
Petroleiros	47	4.115.942
Aliviadores	18	2.174.741
Petróleo	5	788.500
Petróleo e Produtos Escuros	2	308.500
Produtos Escuros e Claros	7	387.900
Produtos Claros	15	456.301
Gases	5	35.800
Rebocador	1	1.920
Total	53	4.153.662

Nota: Tonelada de Porte Bruto (TPB) é a tonagem total que pode ser embarcada por tipo de navio. Além da carga comercial, inclui combustível, tripulação, etc.
Fonte: Transpetro (2015a).

Os petroleiros, navios especialmente projetados para o transporte de petróleo e derivados líquidos (produtos claros e escuros), em cabotagem e longo curso, totalizam 47 navios, com capacidade de 4,1 milhões de TPB. Para o transporte de gases liquefeitos, a Transpetro possui 5 navios, com capacidade total de 35.800 TPB. Além dessas embarcações, a Transpetro dispõe de uma embarcação de apoio, de 1.920 TPB.

3.3 Expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados

A seguir, são descritos apenas os projetos de expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados sob a responsabilidade da Petrobras e suas subsidiárias, pois ainda não se obteve confirmação efetiva da participação de outros agentes do setor na área.

¹³⁹ Armadora é a empresa proprietária de navios.

3.3.1 Investimentos da carteira de projetos do Grupo Petrobras

A carteira de projetos de investimentos do Grupo Petrobras para a área de logística de petróleo e derivados, constante do Plano de Negócio e Gestão para o período de 2015 a 2019, apresenta um total de US\$ 3,01 bilhões em implantação. Essa carteira é composta, não só de projetos para expansão da capacidade de movimentação de petróleo e derivados, como também de projetos de manutenção e de segurança ambiental da infraestrutura existente. Dentre os projetos em expansão, destacam-se aqueles apresentados na Tabela 134.

Tabela 134 – Principais investimentos do Grupo Petrobras em navios, dutos e terminais

Projetos
PDD 2B - Aumento de vazão de dutos a partir do Terminal de Guararema
Ampliação da Capacidade de Escoamento OSPLAN 24
Substituição por obsolescência das bombas do Terminal de Cubatão
PLANGÁS GLP - T. de Barra do Riacho e T. Ilha Comprida e dutos
Programa de ampliação do OSBRA - Aumento da vazão
Infraestrutura Logística para movimentação de produtos claros na refinaria RPCC
Ampliação da Frota de Navios (Promef 1 e Promef 2)

Fonte: Petrobras (2015e).

PDD 2B - Aumento de vazão de dutos a partir do Terminal de Guararema

Realização de adaptações nos terminais de Guararema e Guarulhos e na REPLAN, visando o aumento da vazão dos dutos OSVAT II 16, OSVAT 22 e OSPLAN 24, com o objetivo de atender ao mercado de São Paulo.

Ampliação da Capacidade de Escoamento OSPLAN 24

Ampliação da capacidade de bombeio do duto OSPLAN 24 polegadas (São Sebastião-Guararema) da vazão nominal 1200m³/h para até 2400m³/h a fim de atender o aumento da demanda de derivados.

Substituição por obsolescência das bombas do Terminal de Cubatão

Substituição de bombas de petróleo e escuros do Terminal de Cubatão, garantindo o aumento da vazão de petróleo para a RECAP de 8,5 mil m³/d para 10 mil m³/d.

PLANGÁS GLP - T. de Barra do Riacho e T. Ilha Comprida e dutos

Permitir o escoamento de 4.080 t/d de GLP, provenientes do Terminal de Cabiúnas (TECAB) e REDUC para o Terminal da Ilha Redonda (TAIR) e Terminal da Ilha Comprida (TAIC), além de viabilizar o escoamento de 1.000 t/d de GLP e 3.000 m³/d de C5+, provenientes de Cacimbas (ES), através do terminal de Barra do Riacho (TABR).

Programa de ampliação do OSBRA - Aumento da vazão

Prover instalações e adequações para ampliação da capacidade de bombeamento no Poliduto São

Paulo/Brasília (OSBRA) de 1.200 m³/h para 1.450 m³/h a fim de atender o aumento de demanda na área de abrangência do poliduto.

Infraestrutura logística para movimentação de produtos claros na refinaria RPCC

Permitir a formulação de gasolina a partir da Nafta Destilação Direta (DD) produzida na Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC), o enquadramento do óleo diesel nas especificações da ANP e a entrega dos produtos à Base da BR em Guamaré, através da implantação de infraestrutura.

Ampliação da frota de navios (Promef 1 e Promef 2)

Por meio do Programa de Modernização e Expansão da Frota (PROMEF), a Transpetro ampliará sua frota. O programa prevê que os novos navios sejam construídos em estaleiros nacionais, com pelo menos 65% de nacionalização na primeira fase e de 70% na segunda. A Tabela 135 elenca todos os navios encomendados no âmbito do PROMEF, dos quais 11 entraram em operação e 17 serão entregues no horizonte 2015-2019 (PETROBRAS, 2015e; TRANSPETRO, 2015a).

Tabela 135 – Navios do PROMEF já encomendados

Estaleiro	PROMEF 1 ⁽²⁾		PROMEF 2	
	Quantidade	Tipo de navio	Quantidade	Tipo de navio
Atlântico Sul	10	Suezmax	4	Suezmax DP
Atlântico Sul	5	Aframax	3	Aframax DP
Ilha S.A.	4	Panamax	8	Produtos
Mauá	4	Produtos	-	-
Vard Promar	-	-	8	Gaseiros
A ser licitado	-	-	3	Bunker
Total	23		26	

Notas: (1) Até julho de 2015 entraram em operação 11 navios do PROMEF 1 e 2: os suezmax André Rebouças, Henrique Dias, Dragão do Mar, Zumbi dos Palmares e João Cândido; o panamax Anita Garibaldi; os navios de produtos José Alencar, Rômulo Almeida, Sérgio Buarque de Holanda e Celso Furtado; e o gaseiro Oscar Niemeyer.

(2) Produtos transportados por tipo de navio: Suezmax (petróleo); Aframax (petróleo); Panamax (petróleo e produtos escuros); Bunker (combustível para navios); Gaseiros (GLP); Produtos (produtos claros ou escuros).

Fonte: Transpetro (2015a)

3.4 Impactos das movimentações previstas sobre a infraestrutura existente

A evolução das movimentações de petróleo e derivados até 2024 foi projetada com auxílio do modelo PLANDEPE, admitindo a infraestrutura de transporte atual, acrescida de investimentos programados e inseridos no item 3.3. Qualquer nova refinaria considerada já aporta os investimentos em dutos e terminais necessários a sua operação (petróleo e derivados).

No que diz respeito às movimentações de petróleo, verifica-se que a infraestrutura existente ou programada atende às necessidades das refinarias atuais, no horizonte considerado.

No que tange às movimentações de derivados, as projeções do modelo indicam que alguns polidutos

de transporte deverão atingir a saturação no horizonte estudado, destacando-se o OPASC (Oleoduto Araucária – Biguaçu), o ORSUB (Oleoduto Recôncavo – Sul da Bahia), o OSPLAN 24 (Oleoduto São Sebastião – Paulínia) e o OSBRA (Oleoduto São Paulo – Brasília), a seguir analisados.

OPASC (Oleoduto Araucária - Biguaçu)

O oleoduto OPASC é responsável pelo escoamento de derivados de petróleo da refinaria REPAR, em Araucária (PR), até o terminal terrestre de Biguaçu (SC), movimentando principalmente óleo diesel, gasolina, gás liquefeito de petróleo e ainda álcool. A Tabela 136 resume as principais características deste duto.

Tabela 136 – Principais características do oleoduto OPASC

Nome	Extensão (Km)	Diâmetro (Pol.)	Origem	Destino	Capacidade máx. (Mm³/a)
OPASC	200	10	REPAR	TT Itajaí	2.078
OPASC	66	8	TT Itajaí	TT Biguaçu	1.116

Fonte: Transpetro (2015b).

Os resultados do PLANDEPE mostram que o OPASC 10” será utilizado em sua capacidade máxima em todo o período do estudo, confirmando a saturação que já vem ocorrendo atualmente. (TRANSPETRO, 2015b).

ORSUB (Oleoduto Recôncavo – Sul da Bahia)

Este duto conecta o terminal aquaviário de Madre de Deus – Temadre (BA), próximo à refinaria RLAM, em São Francisco do Conde (BA), aos terminais terrestres de Jequié e Itabuna, no sul da Bahia, escoando gasolina, óleo diesel e gás liquefeito de petróleo.

O trecho inicial do duto (ORSUB 10”), interliga o terminal Temadre à estação de bombeamento de Ipiaú, dividindo-se, em seguida, em dois trechos (ORSUB 8”) até os terminais terrestres de Jequié e Itabuna. A Tabela 137 apresenta as principais características desse duto.

Tabela 137 – Principais características do oleoduto ORSUB

Nome	Extensão (Km)	Diâmetro (Pol.)	Origem	Destino	Capacidade máx. (Mm³/a)
ORSUB	225	10	TA Temadre	Estação Ipiaú	1.601
ORSUB	75	8	Estação Ipiaú	TT Jequié	1.282
ORSUB	94	8	Estação Ipiaú	TT Itabuna	1.306

Fonte: Transpetro (2015b).

Os resultados do PLANDEPE indicam que ocorrerá saturação no trecho de 10” do ORSUB, dentro do horizonte do estudo.

OSPLAN (Oleoduto São Sebastião – Paulínia)

Este oleoduto está localizado no Estado de São Paulo, fazendo a ligação entre o terminal aquaviário Almirante Barroso – TEBAR (São Sebastião) e a refinaria REPLAN (Paulínia), tendo o terminal terrestre de Guararema como intermediário. É constituído por dois dutos, denominados OSPLAN 24” e 18”,

responsáveis pela movimentação de derivados de petróleo (gasolina, óleo diesel, querosene e nafta) e ainda etanol. A Tabela 138 apresenta as características deste duto:

Tabela 138 – Principais características do oleoduto OSPLAN

Nome	Extensão (Km)	Diâmetro (Pol.)	Origem	Destino	Capacidade máx. (Mm ³ /a)
OSPLAN	82	24	TA São Sebastião	TT Guararema	7.549
OSPLAN	153	24	TT Guararema	REPLAN	8.813
OSPLAN	153	18	REPLAN	TT Guararema	4.340

Fonte: Transpetro (2015b).

As projeções do modelo de abastecimento indicam saturação do OSPLAN 24" no trecho São Sebastião – Guararema, no período decenal, caso o investimento previsto pela Petrobras na ampliação desse duto não se concretize.

OSBRA (Oleoduto São Paulo – Brasília)

É o maior oleoduto do Brasil, com 964 km de extensão, interligando três estados brasileiros (São Paulo, Minas Gerais, Goiás) e o Distrito Federal (Brasília). O OSBRA escoar derivados de petróleo, principalmente gasolina e óleo diesel, da refinaria REPLAN, em Paulínia (SP), até o terminal terrestre de Brasília (DF). Os derivados são bombeados, para os terminais terrestres de Ribeirão Preto (SP), Uberaba (MG), Uberlândia (MG), Senador Canedo (GO) e Brasília (DF). A Tabela 139 resume as principais características deste duto.

Tabela 139 – Principais características do oleoduto OSBRA

Nome	Extensão (Km)	Diâmetro (Pol.)	Origem	Destino	Capacidade máx. (Mm ³ /a)
OSBRA	964	20/12	REPLAN	TT Brasília	8.813

Fonte: Transpetro (2015b).

As projeções do modelo de abastecimento indicam saturação deste duto no período analisado, caso o investimento previsto pela Petrobras na ampliação desse duto não se concretize.

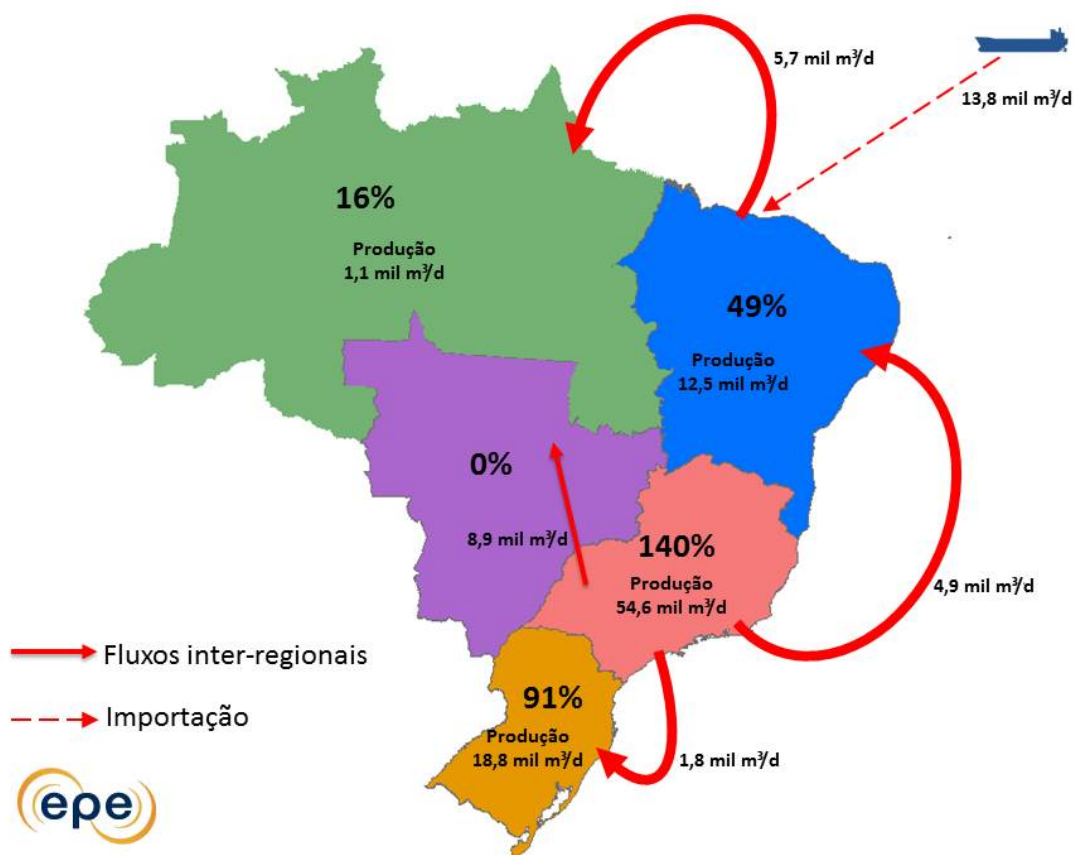
3.5 Principais movimentações inter-regionais e importações de gasolina A e óleo diesel A

A produção de derivados em cada região e o atendimento a sua demanda foi obtido a partir dos resultados do PLANDEPE. O percentual¹⁴⁰ desse atendimento será mostrado a seguir, para os principais derivados consumidos no país: gasolina A e óleo diesel A. Também serão destacados os fluxos inter-regionais e as importações destes derivados. Cabe explicitar que o Centro-Oeste permanece sem produção de derivados até 2024, o que mantém a região totalmente dependente do transporte inter-regional de derivados.

O cenário considerado sinaliza a importação de 14% da demanda nacional de gasolina A em 2024. As principais movimentações inter-regionais, as importações e a relação percentual entre produção e demanda de gasolina A projetada para cada região do país podem ser visualizados na Figura 34.

¹⁴⁰ Percentual da demanda regional atendido pela produção local.

Figura 34 – Atendimento à demanda por região e principais movimentações inter-regionais e importações de gasolina A em 2024

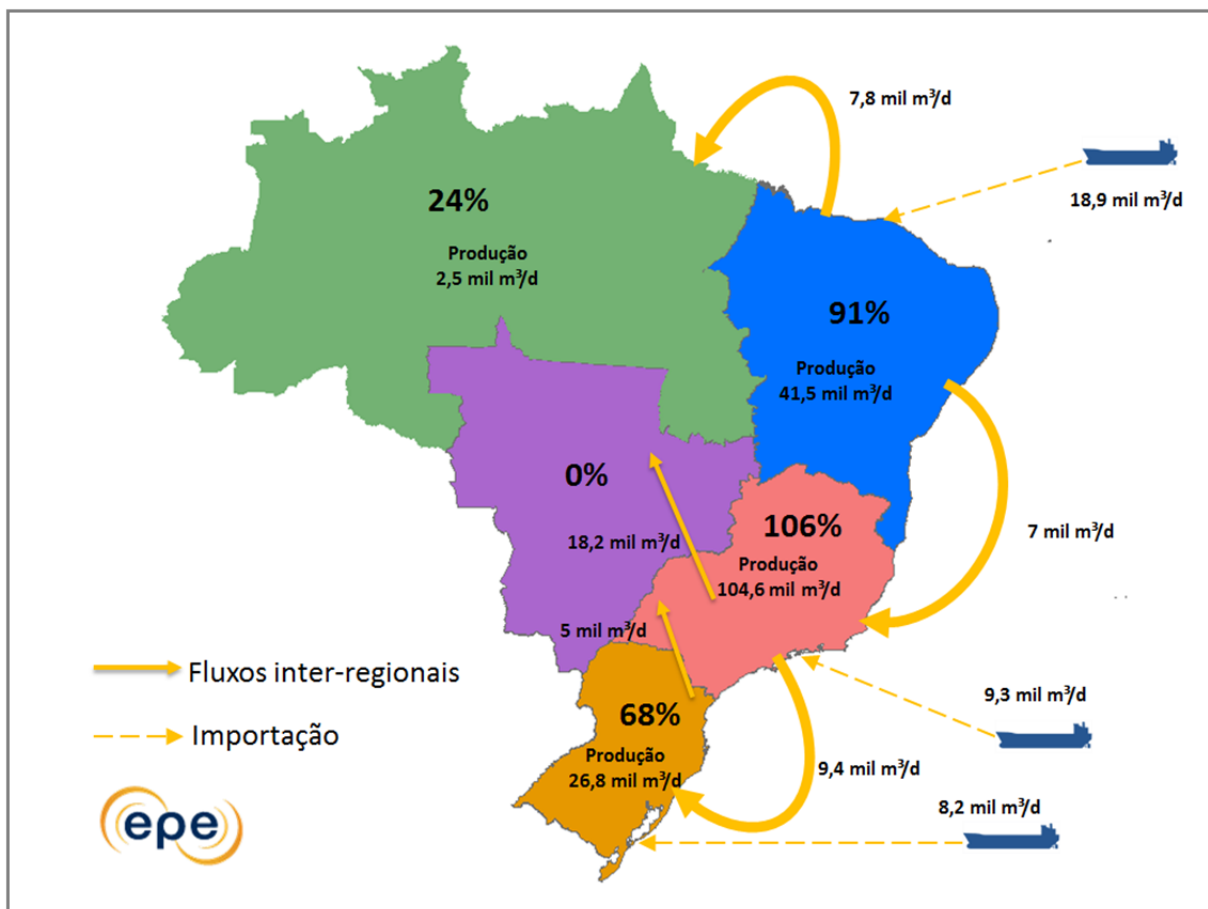


Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.
 Fonte: EPE.

Observa-se que as importações de gasolina A ocorrem pelo Nordeste (em grande medida pelo TA São Luís), o qual, por sua vez, abastece parte da Região Norte. Destaca-se, ainda, que o excedente de oferta previsto para o Sudeste, não só abastece a Região Centro-Oeste, como ainda complementa as demandas das regiões Sul e Nordeste. Vale notar que o volume de importação em 2024 (13,8 mil m³/d ou 86,8 mil b/d) supera o pico histórico, ocorrido em 2012, em 33% (ANP, 2015d).

Em relação ao óleo diesel A, o estudo sinaliza a importação de 17% da demanda nacional em 2024. A Figura 35 apresenta as principais movimentações inter-regionais, as importações e a relação percentual entre produção e demanda de óleo diesel A projetada para cada região.

Figura 35 – Atendimento à demanda por região e principais movimentações inter-regionais e importações de óleo diesel A em 2024



Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.
Fonte: EPE.

Conforme premissa citada anteriormente, em função do teor de enxofre, serão comercializados no país dois tipos de óleo diesel em 2024: óleo diesel S10 e óleo diesel S500. Cabe destacar que as importações pelas regiões Nordeste (com destaque para TA São Luís, TA Suape e TA Madre de Deus), Sudeste (especialmente pelo TA São Sebastião) e Sul (em grande medida pelo TA Osório) referem-se ao óleo diesel S500. Já nos fluxos inter-regionais, a movimentação é tanto de óleo diesel S10 quanto de S500. O Nordeste complementa as demandas de óleo diesel S10 e S500 do Norte via cabotagem. O Sudeste, mesmo com produção 6% superior a sua demanda, recebe diesel S10 do Nordeste e transfere, sobretudo por meio de dutos, para o Centro-Oeste e via cabotagem, ao Sul do país. Há, ainda, uma parte da produção do Sul que vai para o Sudeste por via terrestre, para atender municípios fronteiriços.

Conforme citado anteriormente, o nível de dependência externa nesse cenário é reduzido de 19% em 2014 para 17% em 2024. Contudo, a importação brasileira de óleo diesel A em 2024 (37 mil³/d ou 233 mil b/d) supera em 18% o pico histórico ocorrido em 2014 (ANP, 2015d).

Esse quadro, tanto de importação de diesel, quanto de gasolina, poderá exigir maior atenção em relação à infraestrutura e logística do País, visando a garantia do abastecimento em todo o território nacional.

Vale destacar, que a necessidade de volumes consideráveis de importação de derivados exigirá, além dos investimentos descritos anteriormente, maior eficiência operacional nos processos logísticos, uma vez que tais operações serão de fundamental importância para o pleno atendimento do mercado de combustíveis no País.

Atenção especial deve ser dada à operação em portos públicos, tais como Santos, Suape e Itaqui, onde as operações de importação, transbordo e cabotagem poderão se tornar mais críticas, pois, nestes terminais, poderá haver gargalos nas movimentações de combustíveis vis-à-vis a movimentação dos outros produtos não combustíveis. Vale ressaltar que tais movimentações deverão ser regidas sob a ótica das novas concessões de operação de portos públicos, de que trata a Lei nº 12.815/2013 (Lei dos Portos) (BRASIL, 2013).

VII – OFERTA DE GÁS NATURAL

Neste capítulo são apresentados os resultados dos estudos da evolução do balanço entre a oferta de gás natural nacional e importado e a demanda, no período de 2015 a 2024.

Visando uma melhor apresentação das análises realizadas para a oferta de gás natural nacional, promoveu-se uma reestruturação do Capítulo VII em relação aos ciclos anteriores do PDE.

Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente e em construção. No que concerne à atividade de processamento de gás natural, passou-se a utilizar o conceito de Polos de Processamento para tratar de conjuntos de Unidades de Processamento, as quais, por sua vez, são compostas por módulos (módulo de remoção de mercúrio, módulo de remoção de H₂S, etc.), conforme a Resolução ANP nº 17/2010. A seção de projeção de preços de gás natural também foi reestruturada, apresentando uma abordagem que abrange, além da faixa mais provável de preços nacionais, outras projeções de preços (GNL *spot* e a termo/longo prazo, preço de oferta nacional, preço de realização e preço máximo competitivo).

O capítulo apresenta ainda, a perspectiva de oferta potencial de gás natural seco no Brasil (composto pela oferta nacional e pelo gás natural importado), o balanço entre a oferta e demanda de gás natural da malha integrada e, ainda, a simulação termofluido-hidráulica para a malha integrada de gasodutos de transporte. Finalmente, são apresentadas estimativas dos investimentos previstos, no decênio em estudo, para projetos de expansão da infraestrutura de transporte de gás natural no País.

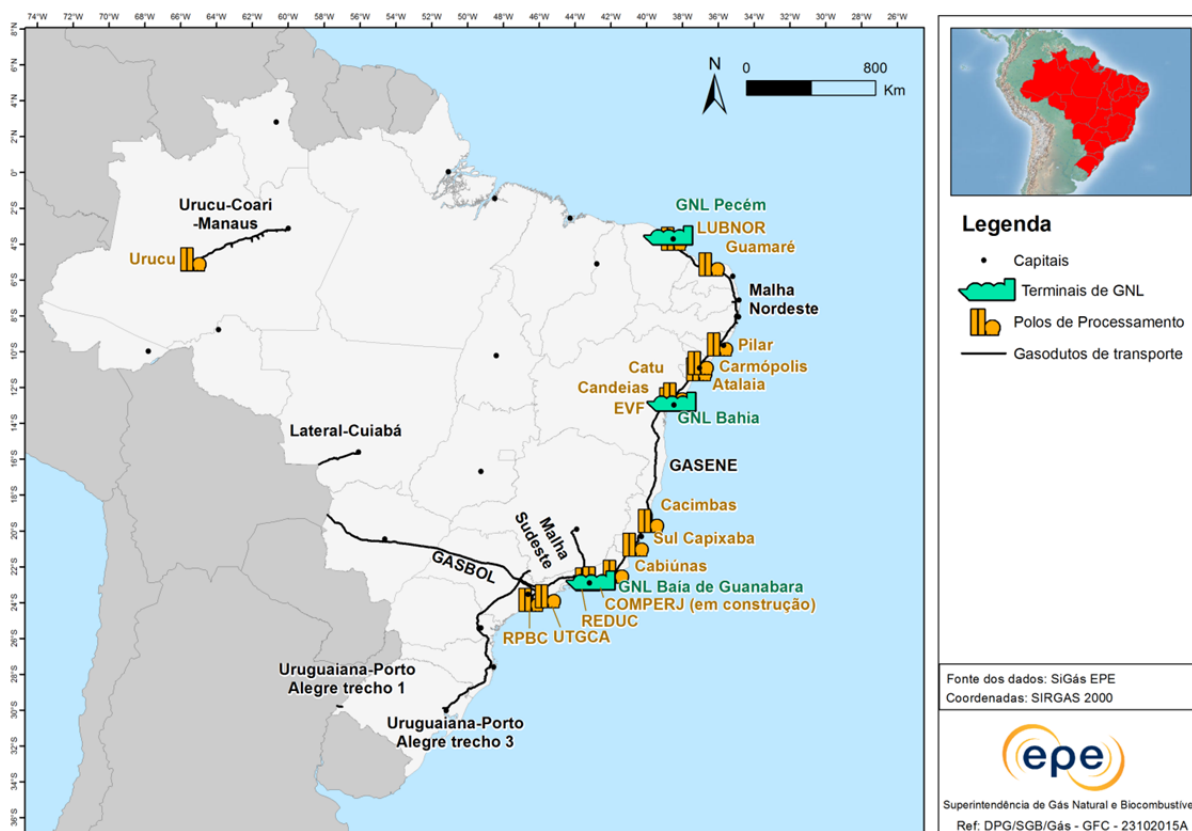
1. Infraestrutura existente e em construção

Após ser produzido, e deduzidos as reduções de E&P (injeção, queimas, perdas, consumo próprio) e os volumes não disponibilizados para unidades de processamento de gás natural (UPGNs), o gás natural úmido (GNU) é transferido para as UPGNs, onde é especificado (Resolução ANP nº 16/2008).

Uma vez especificado em UPGNs, o gás natural é injetado na malha integrada de gasodutos de transporte ou em gasodutos isolados para o atendimento da demanda. A malha nacional de gasodutos de transporte registrou, em dezembro de 2014, uma extensão total de 9.410 km, distribuídos, por todas as regiões brasileiras (MME, 2015). Tal extensão já considera a reclassificação do gasoduto GASDUC I como oleoduto OSDUC IV, e a desativação do Gasoduto de Vitória (GASVIT) e de um trecho do Gasoduto Lagoa Parda – Vitória.

Além do gás natural produzido nacionalmente, este energético é também importado por meio de gasodutos de transporte internacionais ou na forma de gás natural liquefeito (GNL) por meio de terminais de regaseificação. A Figura 36, a seguir, apresenta a infraestrutura de processamento e transporte de gás natural existente e em construção atualmente no Brasil, assim como os terminais de regaseificação de GNL em operação.

Figura 36 – Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural



Além das instalações existentes, encontram-se em construção o polo de processamento de gás natural (UPGNs) do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro - COMPERJ e o trecho Horizonte – Caucaia (Fortaleza/CE), com 83,2 km, integrante do projeto original do Gasoduto de Transporte Serra do Mel – Pecém (GASFOR II)¹⁴¹, localizado na Região Nordeste.

Atualmente, cinco transportadoras atuam na malha nacional de gasodutos de transporte (incluindo seus pontos de entrega e estações e serviços de compressão):

- i. Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB): responsável pelo gasoduto Uruguaiiana-Porto Alegre, no Rio Grande do Sul, cujos trechos atualmente em operação compreendem o duto que vai de Porto Alegre ao Polo Petroquímico de Triunfo e o duto que vai da divisa da Argentina até a cidade de Uruguaiiana;
- ii. Transportadora GasOcidente: responsável pelo gasoduto Bolívia-Mato Grosso (Lateral Cuiabá) que atende a usina termelétrica de Cuiabá, sendo considerado um sistema isolado por estar conectada somente no trecho boliviano do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) administrado pela Gas TransBoliviano S.A. (GTB) administrado pela Gas TransBoliviano S.A. (GTB);

¹⁴¹ O gasoduto Serra do Mel - Pecém (GASFOR II) será implantado em duas fases. A primeira consiste na construção do trecho Horizonte-Caucaia, denominado trecho I (extensão de 83 km), o qual será interligado ao gasoduto existente GASFOR I. A segunda fase consiste na construção do trecho Serra do Mel-Horizonte (ANP, 2011).

- iii. Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG): detém os contratos de transporte do GASBOL, que é responsável pelo atendimento da Região Sul, parte da Região Sudeste e parte da Região Centro-Oeste através de gás importado boliviano;
- iv. Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG): responsável pelos contratos referentes aos gasodutos Cabiúnas-Vitória (GASCAV), Cacimbas-Vitória, Cacimbas-Catu (GASCAC), Japeri-REDUC (GASJAP), Rio de Janeiro-Belo Horizonte (GASBEL II), Guararema-São Paulo (GASPAL II), São Paulo-São Bernardo do Campo (GASAN II), Paulínia-Jacutinga (GASPAJ), Cabiúnas-REDUC III (GASDUC III), Caraguatatuba-Taubaté (GASTAU), Pilar-Ipojuca, Atalaia-Laranjeiras (GAL), Urucu-Coari (GARSOL) e Coari-Manaus;
- v. Consórcio Malhas Sudeste Nordeste: formado entre a TAG, a Nova Transportadora do Sudeste S/A (NTS), a Nova Transportadora do Nordeste S/A (NTN) e a Petrobras Transporte S.A. (Transpetro). Detém os contratos do restante dos gasodutos localizados nas Regiões Nordeste e Sudeste.

Quanto à infraestrutura de importação de GNL, o Brasil dispõe, em operação, de três terminais de regaseificação, os quais podem ofertar diariamente 41,0 milhões de m³ de gás natural à malha de transporte. Eles estão localizados na costa dos Estados do Ceará, Bahia e Rio de Janeiro.

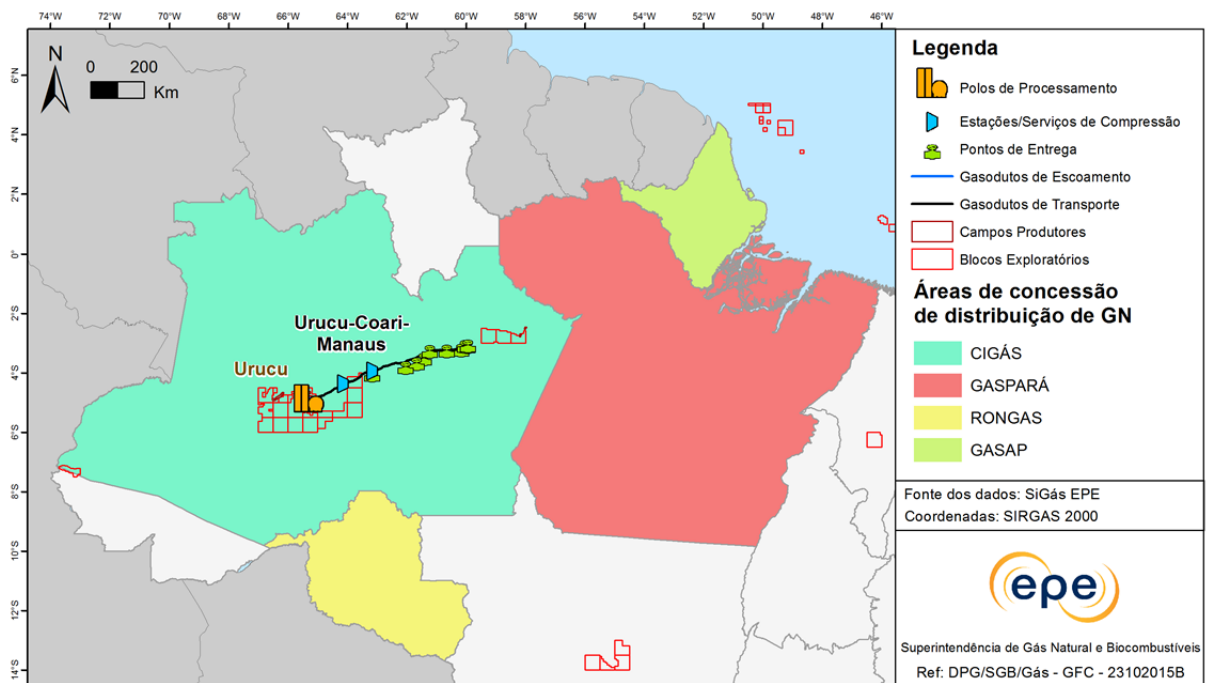
Cabe ressaltar que as malhas do Nordeste e do Sudeste, assim como os gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 3), são interligados e fazem parte da malha integrada. Os gasodutos Lateral-Cuiabá, Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 1) e Urucu-Coari-Manaus (assim como o Polo de Processamento de Urucu) fazem parte de seus respectivos sistemas isolados. Merece registro também o sistema isolado de Santo Antônio dos Lopes/MA, na Bacia do Parnaíba, cujo volume de gás natural produzido é tratado em uma unidade de propósito específico e utilizado localmente, nas usinas termelétricas (UTES) do Complexo Parnaíba, próximo a boca do poço. A seguir, a infraestrutura existente em cada região do País é apresentada mais detalhadamente. Ressalve-se que a malha integrada é seccionada por região apenas para facilitar sua análise.

1.1 Região Norte

A Região Norte conta com um único gasoduto, dividido em dois trechos (Urucu – Coari e Coari – Manaus), na região produtora de petróleo e gás natural de Urucu (AM), interligando esta região produtora até Manaus. O gasoduto e seus ramais possuem 802 km de extensão total (MME, 2015). O Polo de processamento de Urucu é constituído por quatro UPGNs independentes (Urucu I, Urucu II, Urucu III e Urucu IV), que apresentam capacidade total de processamento de 12,2 milhões de m³/dia (MME, 2015).

A infraestrutura da Região Norte, conforme ilustrado na Figura 37, consiste em um sistema isolado. Portanto, os volumes referentes a este sistema não foram considerados no balanço de gás natural da malha integrada de gasodutos de transporte apresentado nos itens subsequentes.

Figura 37 – Infraestrutura de oferta e transporte de gás natural da Região Norte

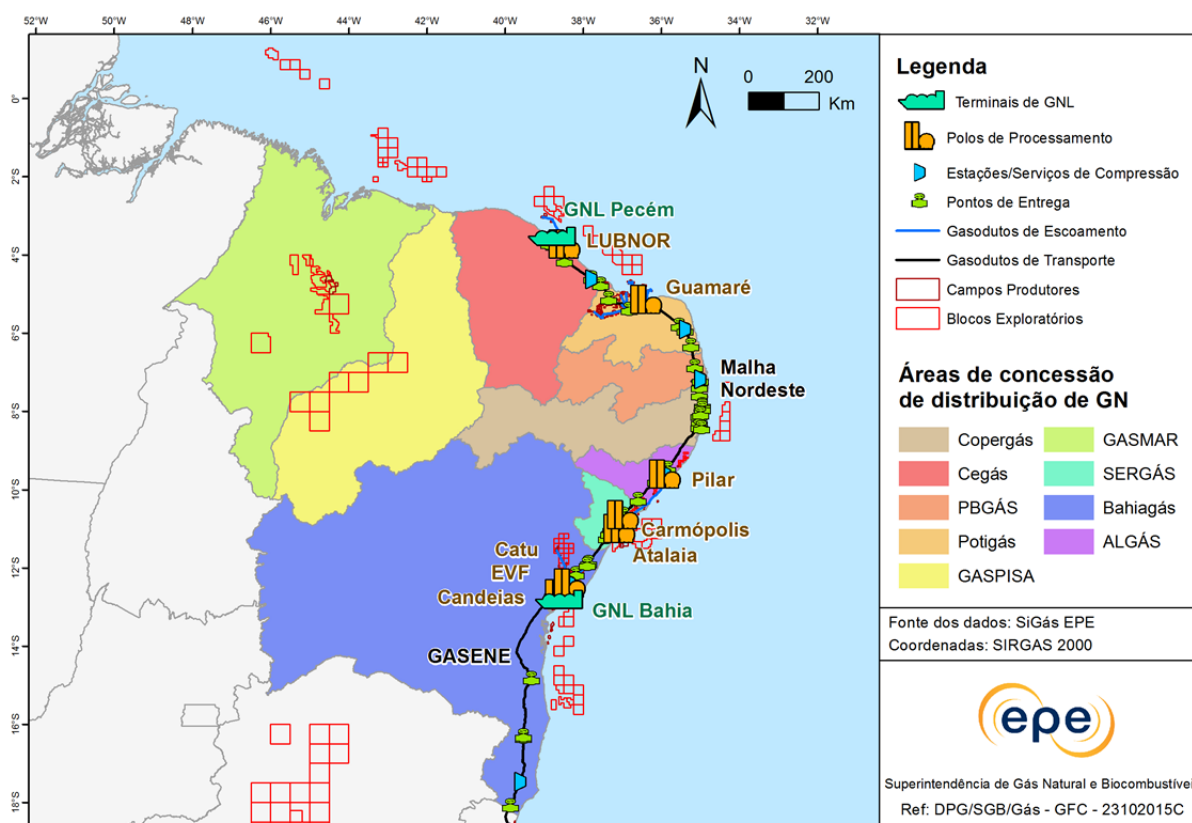


1.2 Seção da Malha Integrada na Região Nordeste

A malha de gasodutos da Região Nordeste é atualmente composta por 2.968 km de dutos, sendo, aproximadamente, 788 km relativos à parte do Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC) na Região Nordeste (constituente do sistema GASENE, que interliga as malhas Nordeste e Sudeste). Há, ainda, um gasoduto em construção nesta região, denominado GASFOR II, com extensão total aproximada de 293 km (Despacho ANP nº 406/2005).

Essa região possui oito Polos de Processamento de gás natural, que apresentam capacidade total de processamento de 24,5 milhões de m³/dia. Além das UPGNs, a Região Nordeste conta com dois terminais de regaseificação de GNL, sendo um no Ceará, com capacidade de regaseificação de 7,0 milhões de m³/dia, e outro na Bahia, com capacidade de regaseificação de 14,0 milhões de m³/dia (MME, 2015). Ambos os terminais estão conectados à malha integrada de gasodutos de transporte (Figura 38).

Figura 38 – Infraestrutura de oferta e transporte de gás natural da Região Nordeste

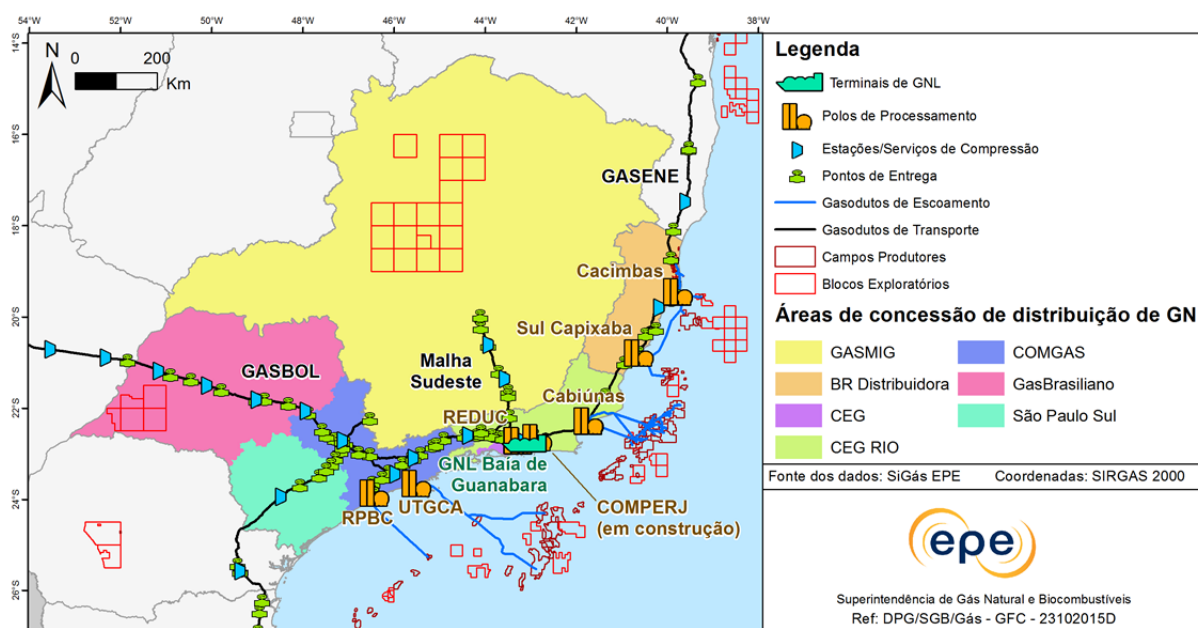


1.3 Seção da Malha Integrada na Região Sudeste

Atualmente, a malha de gasodutos da Região Sudeste engloba 3.770 km de dutos, presentes nos quatro estados, sendo 158 quilômetros relativos ao GASCAC. A capacidade total das unidades de processamento de gás natural localizadas na Região Sudeste é de 62,5 milhões de m³/dia.

Além da infraestrutura existente, um novo Polo de Processamento, denominado COMPERJ (composto pelas UPGNs COMPERJ I e II), está sendo construído em Itaboraí/RJ, e terá capacidade de processar 21,0 milhões de m³/dia de GNU (Autorização ANP nº. 276/2014). O Estado do Rio de Janeiro conta, ainda, com um terminal de regaseificação de GNL, localizado na Baía de Guanabara, com capacidade de regaseificação de 20,0 milhões de m³/dia (MME, 2015).

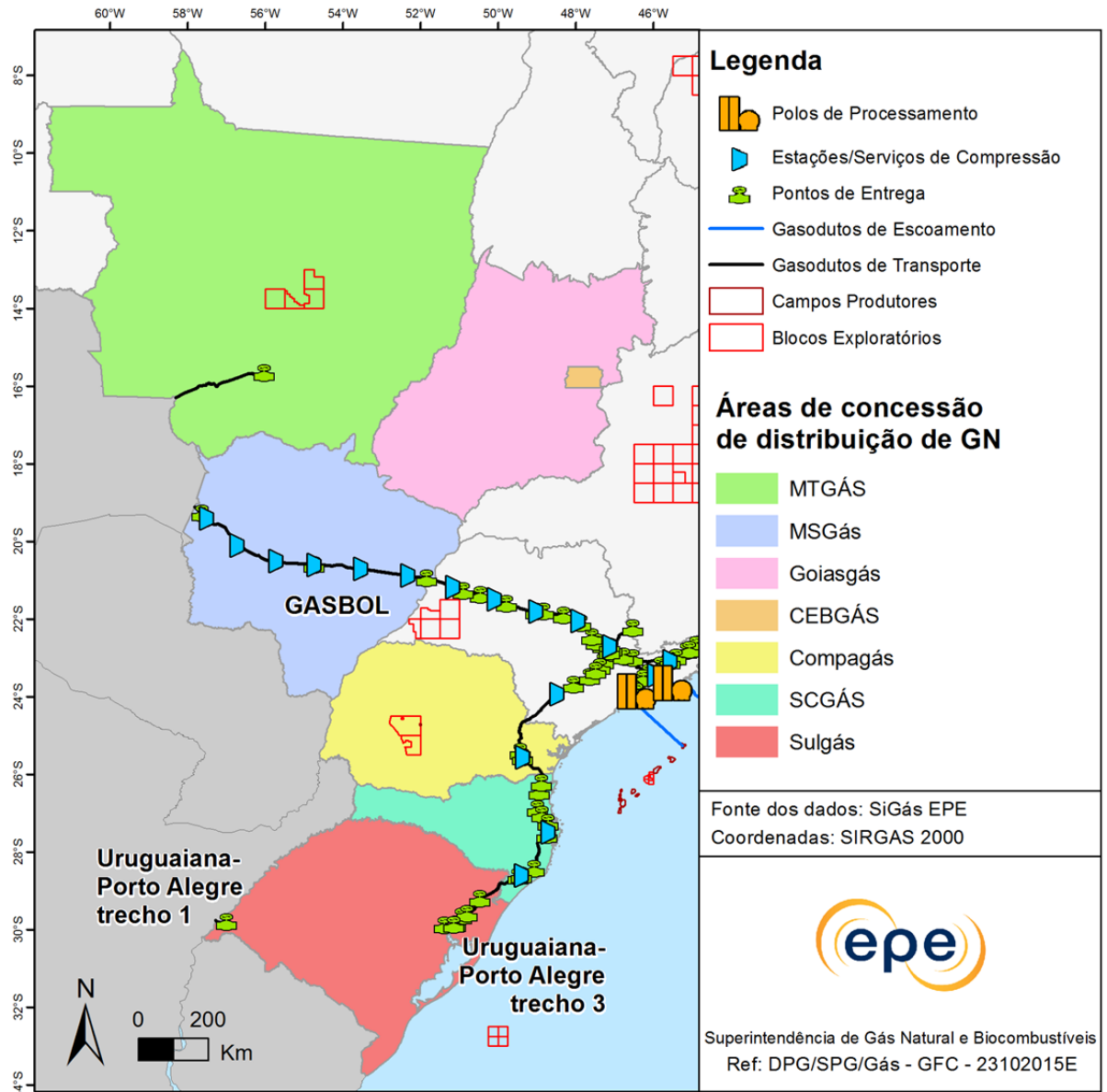
Figura 39 – Infraestrutura de oferta e transporte de gás natural da Região Sudeste



1.4 Seção da Malha Integrada nas Regiões Centro-Oeste-SP-Sul

A Região Centro-Oeste contém 984 km de gasodutos, sendo 717 km do trecho norte do GASBOL, e 267 km do Gasoduto Lateral Cuiabá, que importa gás natural da Bolívia para atendimento à UTE Mário Covas (antiga Termo Cuiabá), no Estado de Mato Grosso. Já a malha de gasodutos da Região Sul totaliza a extensão de 885 km, englobando 835 km do trecho sul do GASBOL, e dois trechos do Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre (GASUP) com 25 km cada (MME, 2015). A oferta de gás natural para estas Regiões advém do GASBOL e da Malha Integrada, sobretudo da porção localizada na Região Sudeste (vide Figura 40).

Figura 40 – Infraestrutura de oferta e transporte de gás natural da Região Centro-Oeste-SP-Sul



Cabe ressaltar que os gasodutos Uruguiana-Porto Alegre (trecho 1) e Lateral-Cuiabá, assim como as usinas termelétricas Uruguiana/RS e Governador Mário Covas/MT, fazem parte de sistemas isolados, e não estão conectados à malha integrada de gasodutos de transporte de gás natural. Portanto, os volumes referentes a estes sistemas não foram considerados no balanço de gás natural apresentado nos itens subsequentes.

2. Preços de gás natural

2.1 Mercado internacional de gás natural liquefeito - GNL

Nos últimos anos, o mercado mundial de gás natural, assim como o de petróleo, tem apresentado grande instabilidade em seus preços. Essa instabilidade encontra-se associada tanto a fatores conjunturais quanto estruturais, como: conjuntura e transformações na dinâmica da economia mundial (crise financeira/econômica mundial); geopolítica do petróleo e do gás natural (Organização dos Países Exportadores de Petróleo, conflito Rússia-Ucrânia, etc.); revolução do gás não convencional; acidente nuclear em Fukushima; dentre outros.

Com relação ao GNL, prevê-se que a sua oferta sofrerá um substancial incremento. A Austrália, com sete terminais de liquefação em construção, poderá se tornar um dos maiores exportadores de GNL até 2035 (Ripple, 2014; BP, 2015). Os Estados Unidos e Canadá tem grande quantidade de projetos propostos, apesar de apenas um (Sabine Pass, nos EUA) ter iniciado as construções até outubro de 2014 (IEA, 2014). O leste africano também tem grande potencial de exportação de GNL a partir dos campos descobertos em Moçambique e Tanzânia (IEA, 2014).

Ressalte-se que parte importante dessa oferta adicional de GNL tem alto custo (E&P, terminais de liquefação e frete), o que se refletirá em seu preço de oferta. Estima-se, por exemplo, que a Austrália tenha um custo do gás natural na boca do poço de US\$ 4,46/MMBtu, implicando um preço de oferta (*break-even*) do GNL para o Japão de US\$ 11,51/MMBtu, incluindo neste valor os custos de movimentação do gás natural da boca do poço até o terminal de liquefação, o custo de liquefação, o frete marítimo (*shipping*), o custo de regaseificação no Japão e o custo de movimentação do gás natural do terminal de regaseificação até a entrada do *citygate* (Baron *et al.*, 2014). O Canadá também apresenta estimativas de custo do gás natural na boca do poço da ordem de US\$ 3,25/MMBtu, implicando em preço de oferta do GNL para o Japão de US\$ 10,16/MMBtu (Baron *et al.*, 2014). Mesmo no caso dos EUA, o preço de oferta do GNL no mercado japonês tem sido estimado na faixa de US\$ 9,81/MMBtu. Ou seja, espera-se maior oferta de GNL, mas não necessariamente a patamares de custos reduzidos.

Por outro lado, espera-se também o aumento da demanda por GNL no mundo. A China se apresenta como o maior demandante potencial de novos incrementos da oferta de GNL mesmo se houver o desenvolvimento de seu potencial de recursos não convencionais e expansão de importação por gasodutos de países vizinhos (Corbeau *et al.*, 2014). O Japão, que hoje é o maior demandante de GNL do mundo, deve manter um papel destacado nesse mercado, ainda que haja incertezas acerca da magnitude dos volumes importados devido à possibilidade de retorno da geração nuclear e da utilização de carvão mineral para geração de energia (Cornot-Gandolphe, 2014; Credit Suisse, 2014). A Europa pretende diversificar suas fontes de obtenção de gás natural e, para isso, a importação de GNL poderá ter um incremento nos próximos anos (Comissão Europeia, 2014).

Embora ainda haja incertezas, tanto pelo lado da oferta quanto pelo lado da demanda de GNL, é provável que o mercado de GNL se mantenha balanceado no decênio. Até porque, se houver uma queda acentuada dos preços de gás natural (choque de oferta), o mercado tenderá a se reequilibrar com a postergação ou o cancelamento dos projetos de liquefação de maior custo (visto que estes teriam sua atratividade econômica afetadas). Aliás, essa dinâmica de mercado também se impõe no caso da queda dos preços do GNL induzidas pela queda dos preços do petróleo, podendo afetar a

atratividade econômica de diversos projetos e contrabalançando a tendência de queda dos preços de GNL em um prazo mais longo (Agosta *et al.*, 2014).

De qualquer forma, em função da indexação da maior parte dos contratos de GNL a cestas de óleos, os preços do GNL ainda serão fortemente impactados pelos preços do petróleo, com o rebalanceamento de mercado ocorrendo nas quantidades demandadas e ofertadas. Fenômeno este que tem sido registrado recentemente em decorrência da estratégia geopolítica da Arábia Saudita dentro da OPEP.

Com os novos terminais de regaseificação no Brasil (Rio Grande/RS, Suape/PE e Porto de Sergipe I/SE), a importação de cargas de GNL poderá ser intensificada, impactando a formação dos preços domésticos do gás natural (alcançando a capacidade total de GNL de 88,5 milhões de m³/dia em 2024, representando 44,8% da oferta total de gás natural para a malha integrada). Entretanto, cabe alertar que o aumento da capacidade de importação de GNL pode não acarretar uma queda no nível de preços do gás natural nacional. Isto porque a capacidade de importação pode não ser utilizada em sua plenitude e pelo fato de o País ser tomador de preços no mercado internacional de GNL. Dessa forma, o preço de gás natural oriundo do GNL no Brasil será afetado pelo preço do mercado internacional e não pela expansão da oferta de GNL no País.

2.2 Projeção de preços de gás natural

Visando aprimorar e adequar a metodologia de projeção de preços com outros estudos produzidos pela EPE (PNE e PEMAT), houve mudança na forma de apresentação dos preços neste ciclo do PDE. A metodologia de cálculo é descrita na sequência.

Com base nas diversas fontes de oferta de gás natural, buscou-se estimar a trajetória provável dos preços do gás natural nacional no horizonte de 2015 a 2024. Em particular, procurou-se não apenas identificar a faixa mais provável de preços nacionais, mas também apresentar outras projeções de preços (GNL *spot* e a termo/longo prazo, preço de oferta nacional, preço de realização e preço máximo competitivo), que permitissem ter uma visão mais abrangente da formação do preço do gás natural no Brasil.

Primeiramente, considerou-se que o preço mínimo do gás natural nacional seria seu preço de oferta (custos econômicos), que considera projetos típicos de E&P para cada tipo de gás natural (em terra, em mar, associado ou não ao petróleo), conforme estimados no PEMAT 2022 (MME-EPE, 2014a). Estes seriam os preços mínimos que motivariam os ofertantes a vender o energético. O preço de oferta do gás natural nacional foi calculado como a média dos preços de cada tipo de gás natural ponderada por sua respectiva possibilidade de participação na oferta nacional.

Considerou-se também que o preço máximo do gás natural seria o preço do GNL *spot* importado, uma vez que esta é a alternativa para o atendimento da demanda incremental, quando não há mais disponibilidade de oferta de gás natural nacional e importação firme (sob *take or pay*). Este preço foi estimado com base no custo de oportunidade do NBP europeu (o qual foi projetado a partir do preço do petróleo *Brent*), como descrito em MME-EPE (2014b).

Definida essa banda de preços ampla (preços inferior e superior), buscou-se estimar a faixa de preços mais provável para a oscilação do patamar esperado de preços. Assumiu-se, então, que tal patamar

ocorreria numa faixa mais estreita para boa parte do volume demandado. O limite inferior desta faixa foi definido como o preço de realização¹⁴², e como limite superior foi adotada uma estimativa para o preço do GNL a termo (contrato de longo prazo), assumindo-se um desconto de 30% sobre o preço do GNL *spot* (Mahajan, 2012; Gomes, 2014).

Ressalve-se, contudo, que a precificação a termo é bastante variável, havendo diversas fórmulas de reajuste que podem ser distintas de contrato para contrato, e que há conjunturas em que podem haver inversões (preços *spot* menores que os a termo/longo prazo). Apenas como exemplo, os preços definidos em contratos de GNL de longo prazo podem ser indexados ao *Henry Hub*, NBP ou ao JCC¹⁴³, ou a uma combinação destes¹⁴⁴, o que resultaria em preços de GNL a termo nesta mesma ordem de grandeza.

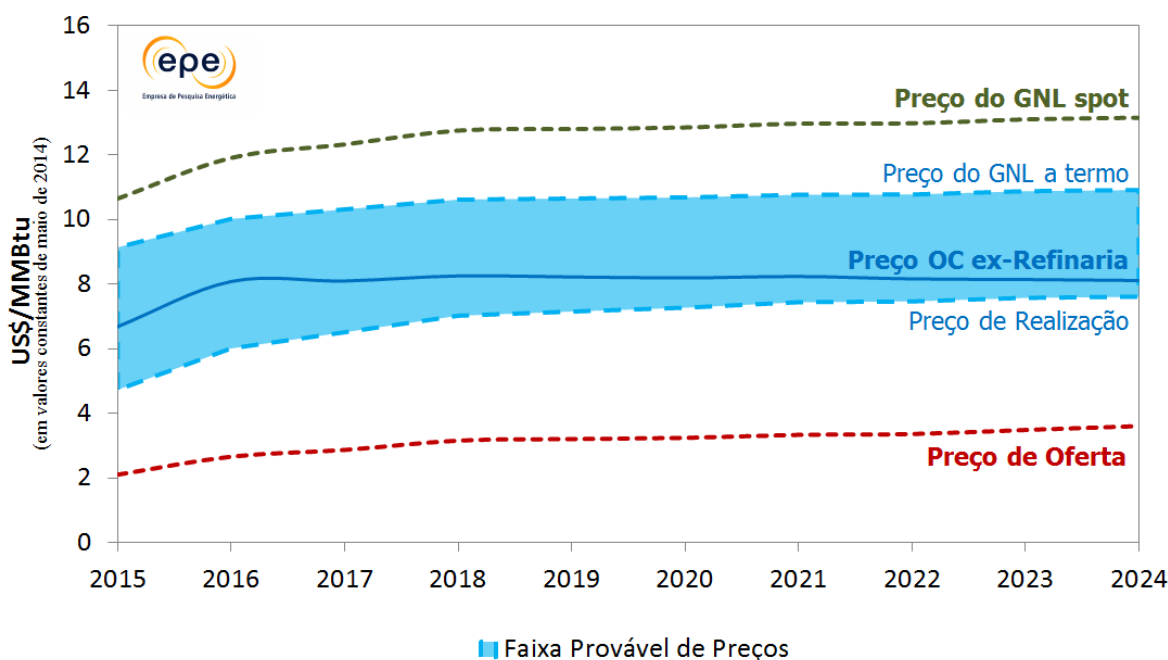
De qualquer forma, para fins de planejamento, é razoável assumir que, ao garantir a viabilidade econômica do projeto do ofertante de GNL e conferir maior regularidade e menor incerteza no fluxo de caixa para o empreendedor, o comprador obtenha na negociação preços de longo prazo menores do que no caso de se manter como comprador no mercado *spot*. Também é apresentado no gráfico, apenas para referência, o preço do Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) imediatamente na saída da Refinaria, excluindo PIS/COFINS e ICMS.

O Gráfico 114 mostra a faixa provável de oscilação de preços do gás natural (molécula) no Brasil, sem tributos, tarifa de transporte e margens de distribuição, dados os condicionantes considerados neste ciclo do PDE, até 2024, assim como as projeções de preço de oferta e de GNL *spot* e a termo.

¹⁴² O preço de realização do gás natural é superior a seu preço de oferta, sendo consideradas nesse estudo premissas de alocação de custos entre o gás e o óleo a partir do teor energético, assim como uma taxa de sucesso exploratório tipicamente alcançada pelas companhias petrolíferas em atividade do mundo. O preço de realização foi estimado para cada tipo de gás e ponderado pela participação na oferta nacional.

¹⁴³ Acrônimo para *Japan Customs-Cleared Crude Oil*, ou *Japan Crude Cocktail*.

¹⁴⁴ Tradicionalmente, os contratos firmados na Ásia utilizam o JCC, que é uma cesta de óleos importados pelo Japão. Entretanto, os altos preços que este tipo de precificação causou, nos últimos anos, levaram-no a ser questionado pelos países importadores Asiáticos (Rogers ; Stern, 2015). Outras formas de precificação estão surgindo, principalmente dos projetos de exportação americanos, em que o *Henry Hub* é utilizado como a base para o cálculo (Maugeri, 2014). Há casos em que os acordos preveem uma combinação entre os preços do JCC e do *Henry Hub* (Credit Suisse, 2014; Quantum, 2013).

Gráfico 114 – Faixa provável de preços do gás natural excluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição

Nota: O preço de oferta é o custo econômico do gás natural; o limite inferior da faixa provável de preços é dado pelo preço de realização, enquanto o superior é dado pelo preço do GNL a termo; o preço OC ex-refinaria refere-se ao Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) imediatamente na saída da Refinaria, excluindo PIS/COFINS e ICMS.

Fonte: Elaboração própria EPE.

Dessa forma, a trajetória do preço do gás natural no Brasil dentro da faixa provável que baliza os preços será definida em função da competitividade com combustíveis substitutos, da necessidade de monetização do gás natural associado, da competição entre os agentes e seu poder de negociação nas diferentes etapas de negociação da cadeia de valor, e do balanço entre oferta e demanda. Estes fatores, por sua vez, podem se refletir em descontos maiores ou menores em relação ao preço definido pelos contratos, ou na celebração de novos contratos partindo de preços menores.

Não obstante, a maior quantidade de importação de GNL nos últimos anos e a entrada de novos terminais de regaseificação podem ampliar o papel do mercado internacional de GNL na dinâmica de formação de preços de gás natural no País.

Cabe ressaltar que a estratégia comercial dos ofertantes pode resultar tanto na definição de um preço médio para a "cesta" de gás natural (origem diversas) disponibilizada ao mercado quanto em uma curva de preços em degrau (preço por volume) por origem do gás natural (preços distintos por volume). Outro fator que também pode influenciar os preços internos de gás natural é a forma de precificação de GNL, que pode considerar indexação ao *Henry Hub*, ao NBP, ao JCC, ou a uma combinação destes.

3. Perspectiva de oferta potencial de gás natural seco

A oferta de gás natural no País é proveniente de três fontes principais¹⁴⁵:

- i. gás natural produzido nacionalmente;
- ii. gás natural importado por meio de gasodutos internacionais; e
- iii. gás natural importado na forma de GNL em terminais de regaseificação.

3.1 Oferta nacional

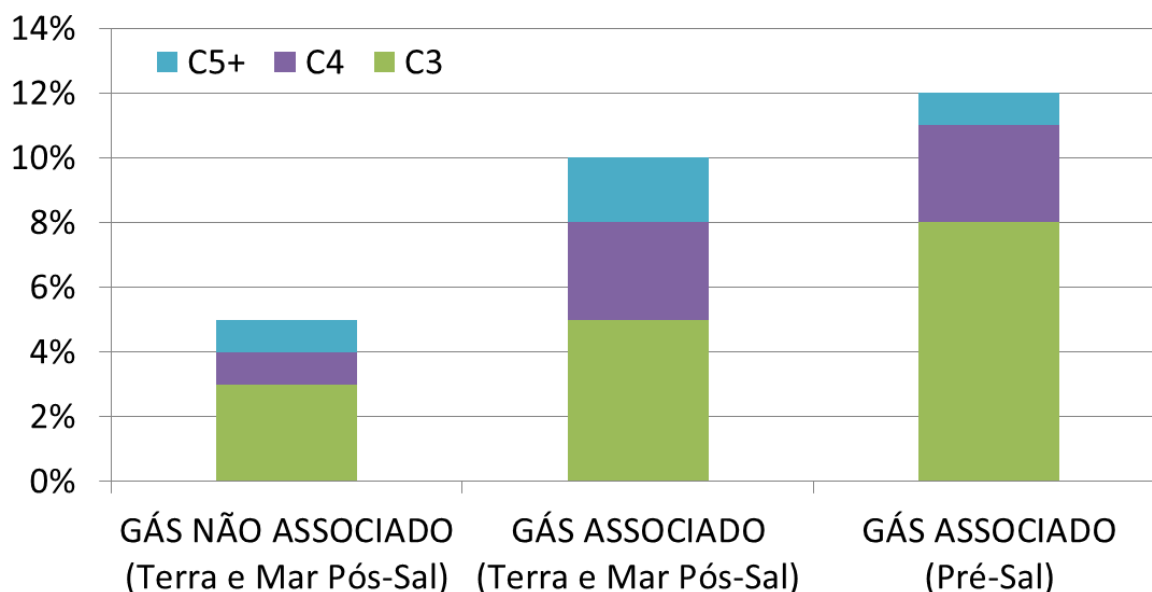
Com base nas previsões de Produção Líquida de Gás Natural (vide Capítulo V – *Produção de Petróleo e Gás Natural*) para o cálculo da Oferta Potencial, foram primeiramente deduzidos os volumes de gás não disponíveis para UPGNs. Em seguida, o Gás Natural Úmido (GNU) proveniente de cada um dos campos foi direcionado para um dos Polos de Processamento considerados. Este direcionamento foi definido com base na proximidade dos polos em relação às Unidades de Produção (UP), e nas capacidades instaladas em cada um dos polos. Considerou-se que, caso um polo de processamento receba volumes de GNU acima de sua capacidade instalada, este poderia ser ampliado por meio da instalação de outras UPGNs adjacentes às já existentes, desde que isto ocorra a partir do quinto ano do horizonte do estudo (devido ao tempo necessário à elaboração do projeto e sua construção).

Após o direcionamento do gás natural produzido em cada localidade para os respectivos Polos de Processamento, e utilizando coeficientes técnicos, calcularam-se os volumes de gás natural seco (GNS) e de outros produtos (etano, propano, GLP e C₅₊) do processamento. A este respeito, cabe ressaltar que, a partir do levantamento de novas informações e elaboração de modelagem mais detalhada de UPGNs, neste PDE 2015-2024, houve aperfeiçoamento da metodologia do cálculo de absorção (em relação aos PDEs anteriores), para que pudessem ser incorporadas mudanças que vêm ocorrendo nos perfis de composição e de processamento do gás natural nacional.

Na metodologia anterior, os coeficientes técnicos utilizados levavam em conta uma composição média do gás natural e uma eficiência média das UPGNs em cada Polo de Processamento, que correspondem a um fator médio de geração de cada um dos produtos citados. Porém, com a produção crescente no Pré-Sal, é previsto que a composição do gás natural processado no País irá sofrer mudanças substanciais no que diz respeito ao teor de frações mais pesadas que o metano (notadamente, etano e C₃₊). Para fins de comparação, é apresentada no Gráfico 115 a riqueza média (referente a compostos com mais de dois carbonos) do gás natural proveniente de três tipos de campos produtores.

¹⁴⁵ Outras fontes, menos destacadas, são biogás e biometano (biogás purificado). Há também pesquisas no Brasil, acompanhadas pelo MME, com o metano em camadas de carvão (*coalbed methane*), ainda sem utilização comercial.

Gráfico 115 – Riqueza média de três tipos de gás natural



Fonte: Elaboração EPE, com base em ANP, 2014.

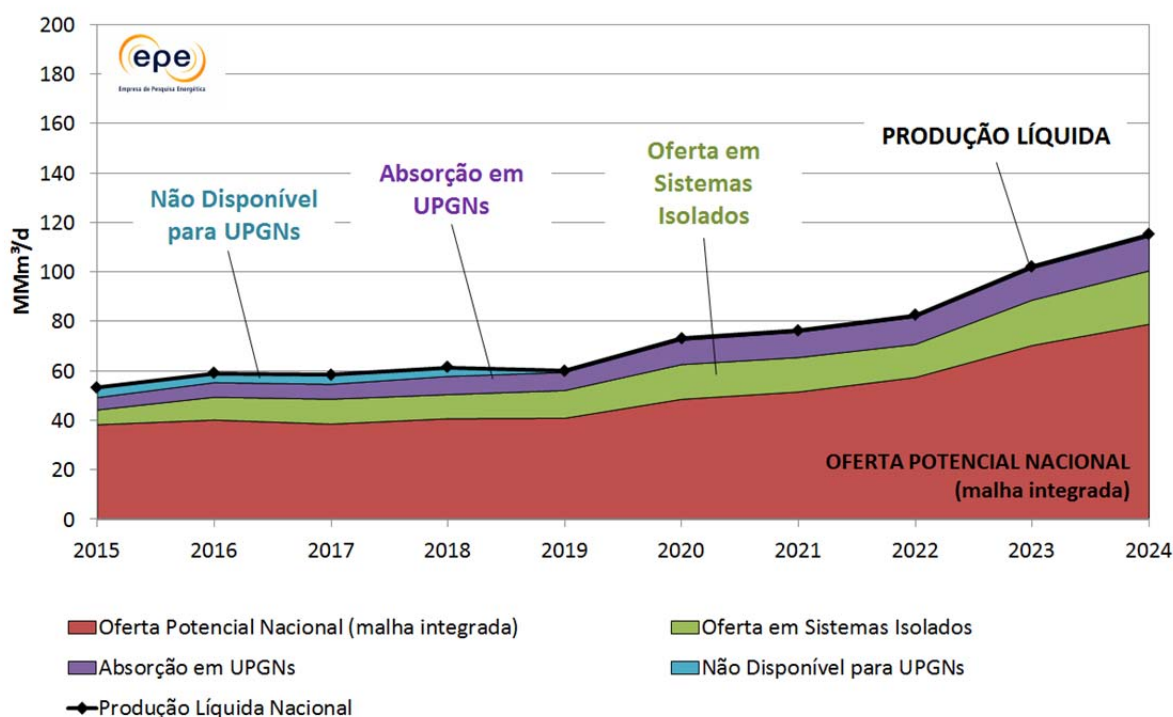
Além da maior riqueza do gás natural produzido, as UPGNs que entrarão em operação nos próximos anos possuem tecnologias mais novas e mais eficientes, como a turboexpansão, além de possuírem a capacidade de gerar maiores quantidades dos produtos de maior valor agregado a partir do GNU (etano, propano, GLP e C₅₊).

Sendo assim, a nova metodologia utiliza coeficientes técnicos específicos para cada tipo de gás, levando em conta sua composição média, e para cada tipo de UPGN, levando em conta sua eficiência de recuperação para cada fração. Esta mudança metodológica acarretou em diferenças pequenas na oferta potencial de gás natural seco. Porém, no que se refere à produção de GLP e outras frações, foram verificados resultados superiores aos apresentados no PDE 2023. Estes resultados foram incorporados no Capítulo VI – *Oferta de Derivados de Petróleo*, nas projeções de balanço de GLP e de outros derivados de petróleo.

Cabe destacar que se trata de uma produção potencial, visto que: pode haver variação na composição esperada; a especificação do gás natural admite uma tolerância de líquidos; e, em função de questões econômicas, as frações pesadas do processamento podem ser incorporadas à carga de petróleo ou vendidos como intermediários petroquímicos. Assim, a projeção de etano, propano, GLP e C₅₊ do PDE 2015-2024 assume uma premissa de recuperação comercial dessas frações, não havendo, contudo, indicação da estratégia comercial a ser seguida pelos agentes da indústria.

O cálculo da oferta potencial na malha integrada, por sua vez, é feito descontando-se os volumes de gás natural processado em Polos de Processamento que atendem a sistemas isolados, sendo eles o polo existente em Urucu/AM e os polos hipotéticos considerados na Bacia do Parecis/MT e em Santo Antônio dos Lopes/MA. O Gráfico 116 apresenta esquematicamente o cálculo da oferta potencial com base nas previsões de produção líquida.

Gráfico 116 – Produção líquida e oferta potencial nacionais de gás natural



3.2 Importação via gasodutos e GNL

As importações totais de gás natural, em 2014, corresponderam a aproximadamente 51,7% da oferta total de gás natural ao mercado nacional, com as importações pelo GASBOL correspondendo a 32,8% do total (MME, 2015). No que concerne à oferta de gás natural importado por meio de gasodutos, foi considerada para o atendimento da demanda da malha integrada apenas a importação por meio do GASBOL, que ingressa no País pelo município de Corumbá/MS, visto que os demais volumes restringem-se a sistemas isolados. Quanto ao volume importado, considerou-se a manutenção dos contratos vigentes de 30,1 milhões de m³/dia durante todo o horizonte de estudo¹⁴⁶.

O governo boliviano vem promovendo um ambiente mais favorável para o investimento nas atividades de E&P, tendo obtido êxito na atração de empresas estrangeiras de O&G (inclusive a Petrobras) nas licitações de áreas de exploratórias em dezembro de 2012 e em outubro de 2013. Ademais, o governo boliviano lançou o *Plan Estratégico Corporativo 2015-2019* (PEC), da *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPBF) visando, entre seus objetivos aumentar a produção de petróleo

¹⁴⁶ A TBG mantém os seguintes contratos de serviços de transporte de gás natural, na modalidade *ship-or-pay*, para o GASBOL: (i) Contrato de transporte de quantidades básicas (TCQ) - para 18 milhões de m³/dia, com prazo de duração de 20 anos e vigência até dezembro de 2019; (ii) Contrato de transporte de quantidades adicionais (TCO) - para 6 milhões de m³/dia, com pagamento antecipado e prazo de duração de 40 anos e vigência até setembro de 2041; (iii) Contrato de transporte de quantidades complementares (TCX) - para 6 milhões de m³/dia, com prazo de duração de 20 anos e vigência até dezembro de 2021; (iv) Contrato de transporte resultante do Concurso Público de Alocação da Capacidade - CPAC 2007 - para uma capacidade adicional de 5,2 milhões de m³/dia no trecho sul do gasoduto, entre Paulínia e Araucária, com prazo de duração de 20 anos e vigência até setembro de 2030 (TBG, 2015).

e gás natural, no próximo quinquênio, a fim de garantir o cumprimento dos compromissos de exportação para o Brasil e Argentina¹⁴⁷.

Na agenda do PEC há metas de aumento na incorporação de reservas e desenvolvimento da produção de hidrocarbonetos, além de maior agilidade nos processos de autorização e aprovação de contratos e licenciamentos ambientais. Nas metas (projeções) de exportações de gás natural, está considerada a renovação do contrato com a Petrobras a partir de 2019 – premissa que também é considerada pela Petrobras em seu Plano Estratégico 2030. Para tal, o PEC apresenta como um de seus objetivos ampliar as reservas bolivianas em 152,8 bilhões de m³ de gás natural e aumentar a produção de gás natural para o patamar de 65,58 milhões de m³/dia em 2019 (YPBF, 2015).

Cabe ressaltar que a Petrobras tem atuado nos blocos exploratórios de San Alberto, de San Antonio e de Itau (Petrobras, 2015). Novas descobertas são essenciais para garantir o suprimento de gás ao mercado brasileiro em meio ao declínio natural dos campos na Bolívia.

A importação por meio dos gasodutos Lateral-Cuiabá (MT) e Uruguaiana/RS-Porto Alegre/RS (trecho 1) destina-se a atender exclusivamente às usinas UTE Governador Mário Covas e UTE Uruguaiana, respectivamente. Sendo assim, conforme já mencionado, os volumes provenientes destes dois dutos não foram considerados para atendimento da demanda nacional na malha integrada. Da mesma forma, a oferta potencial das UPGNs de Urucu, no Amazonas, não está contabilizada na malha integrada, uma vez que atende à demanda do Sistema Isolado da Região Norte.

Quanto à importação na forma de GNL, foram considerados, primeiramente, os três terminais de regaseificação existentes descritos anteriormente, sendo um no Porto de Pecém, no Ceará, com capacidade de regaseificação de 7,0 milhões de m³/d; um na Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, com capacidade de 20,0 milhões de m³/dia; e um terceiro na Baía de Todos os Santos, na Bahia, com capacidade para regaseificar 14,0 milhões de m³/dia. Estes terminais já se encontram conectados à malha integrada de gasodutos de transporte, permitindo o direcionamento das cargas de GNL regaseificados para o mercado.

Adicionalmente, considerou-se para a importação via GNL e, conseqüentemente, para a elaboração do balanço de gás natural do PDE 2024, a instalação de um novo terminal de GNL no Brasil (19,5 milhões de m³/dia adicionais), ancorado no projeto termelétrico vencedor do 20º Leilão de Energia Nova A-5, realizado em 28 de novembro de 2014, a saber, UTE Rio Grande/RS (1.238 MW). Associada a esta UTE será instalado o terminal de regaseificação de GNL, no porto de Rio Grande, no Rio Grande do Sul. Cerca de 5,9 milhões de m³/dia de gás natural serão destinados à usina termelétrica e o restante será disponibilizado ao mercado, uma vez que considerou-se a premissa de que o terminal estará integrado à malha de gasodutos de transporte (por meio de um novo gasoduto e de sua interconexão com o trecho sul do GASBOL, sendo que o gasoduto em questão, que vai de Rio Grande/RS a Porto Alegre/RS, encontra-se atualmente em fase de avaliação). A entrada em operação deste terminal de regaseificação de GNL está prevista para 2019, quando a usina termelétrica começará a fornecer energia elétrica ao SIN.

Optou-se por incluir a premissa de um único novo terminal de GNL (Rio Grande/RS) no de balanço de gás natural da malha integrada do PDE 2024 devido ao fato de que somente esse empreendimento

¹⁴⁷ Apesar da previsão de crescimento médio de 3,5% a.a., para o decênio de 2015 a 2024, o consumo doméstico de gás natural na Bolívia continua baixo (cerca de 20% do gás boliviano é direcionado para o mercado doméstico), permitindo disponibilizar gás natural para ampliar as exportações para mercados próximos, como Brasil e Argentina (BMI Research, 2015).

possuir projeto de gasoduto de transporte já definido e em estágio de maturação compatível com sua inclusão nas projeções do presente ciclo (foi submetido ao MME um requerimento de construção de gasoduto de transporte por provocação de terceiros, conforme estabelecido na Portaria MME nº. 94/2012). Assim, considera-se premissa razoável contabilizar o gás natural, proveniente do terminal de regaseificação de GNL de Rio Grande/RS, no balanço de gás natural da malha integrada de gasodutos.

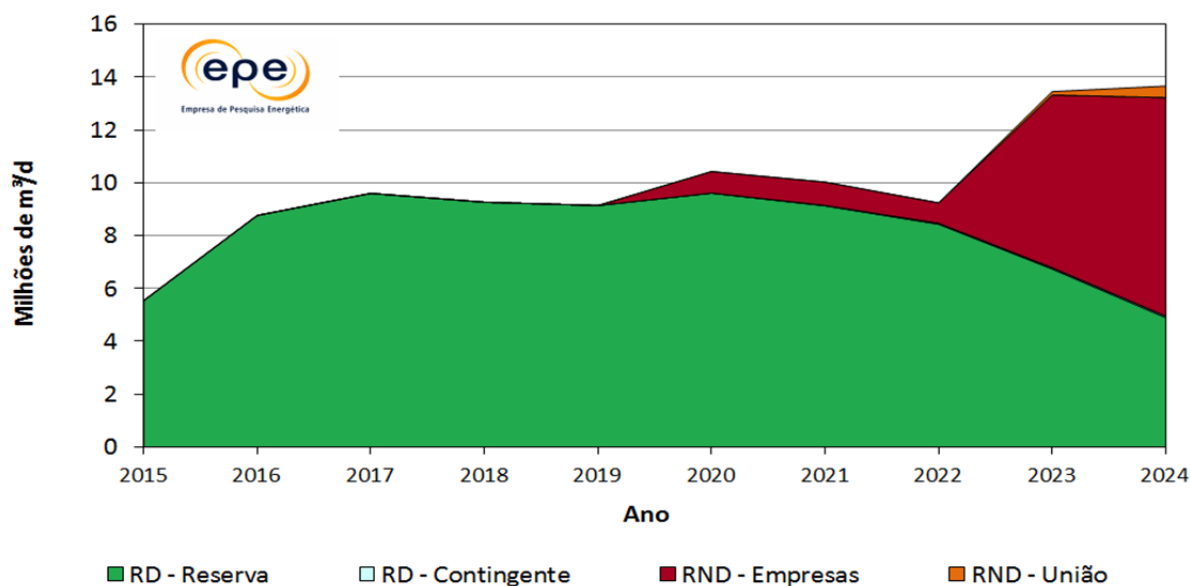
Além desse terminal, há a possibilidade de outros dois novos terminais de regaseificação de GNL no Brasil, no decênio 2015-2024, serem interconectados à malha integrada de gasodutos de transporte. O primeiro também está associado a um projeto termelétrico vencedor do 20º Leilão de Energia Nova A-5: UTE Novo Tempo/PE (1.238 MW, com consumo previsto de 5,9 milhões de m³/dia), cujo terminal de regaseificação associado será instalado no Porto de Suape, em Pernambuco, com capacidade de regaseificação de 14,0 MM m³/dia de gás natural, com possível entrada em operação em 2019. O segundo terminal (também com capacidade de regaseificação de 14,0 milhões de m³/dia) está ancorado a uma termelétrica que obteve sucesso no 21º Leilão de Energia Nova A-5, realizado em 30 de abril de 2014: UTE Porto de Sergipe I (1.516 MW, com consumo previsto de 6,1 milhões de m³/dia). A previsão de entrada de operação deste projeto está estimado para 2020.

Apesar dos projetos de terminais de regaseificação de Suape/PE e Sergipe I/SE estarem cogitados no horizonte estratégico das empresas vencedoras dos leilões de energia, eles não foram contabilizados no balanço de gás natural do PDE 2015-2024 (foram considerados como sistemas isolados, juntos às respectivas UTEs), pois as estratégias dos empreendedores ainda não estavam completamente definidas até o momento de elaboração do plano (disponibilização do excedente ao mercado da malha integrada ou aproveitamento em eventuais expansões nos projetos originais de geração elétrica em outros Leilões de Energia Nova).

3.3 Previsão de oferta potencial

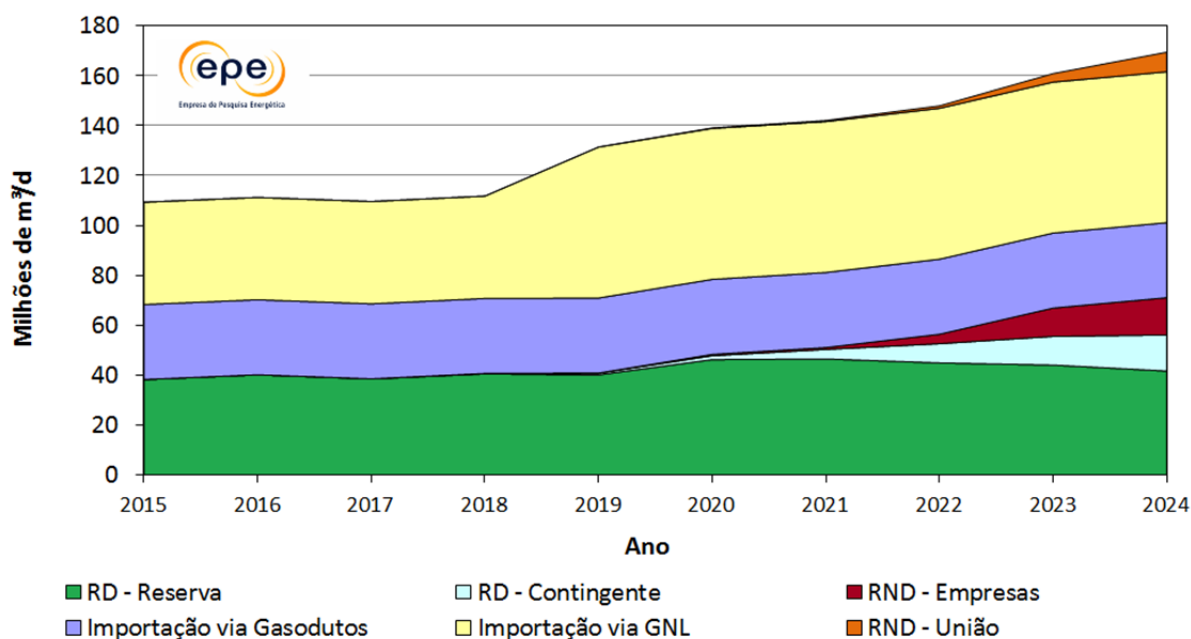
A projeção da oferta de gás natural de produção nacional foi calculada a partir das previsões de produção dos Recursos Descobertos (RD) com campos em produção, das estimativas dos RD em fase de avaliação (RD-Contingente), das perspectivas de produção provenientes dos Recursos Não Descobertos (RND) tanto das áreas já contratadas por empresas (RND-Empresas) quanto das ainda pertencentes à União (RND-União), todas agrupadas nos pontos de oferta.

A projeção de Oferta Potencial, no período decenal, para o Sistema Isolado da Região Norte é apresentada no Gráfico 117 a seguir:

Gráfico 117 – Oferta potencial do sistema isolado da Região Norte

Para o PDE 2024, considerou-se que a produção de GNA das bacias da região ocorrerá após o horizonte do decênio 2015-2024. Ressalte-se também que, a partir de 2022, a projeção de queda da oferta potencial oriunda da RD – Reserva é mais do que compensada pela oferta dos recursos RND – Empresas. Em 2024, a oferta potencial total, considerando, inclusive os recursos RND – União, é projetada em 13,7 milhões de m³/dia.

Já as projeções de Oferta Potencial para a Malha Integrada são apresentadas no Gráfico 118, a seguir. A oferta potencial prevista apresentou uma taxa de crescimento médio de 5,0% a.a. no decênio em estudo, totalizando 169,4 milhões de m³/dia no ano de 2024.

Gráfico 118 – Oferta potencial (malha integrada)

Percebe-se a grande participação do gás natural importado na oferta potencial total da malha integrada. Em 2015, a participação total do gás importado (GNL e GASBOL) corresponde a cerca de 65,0% da oferta total disponível para a malha integrada (37,5% somente de GNL), chegando a 2024 com 53,5% de participação (35,7% de GNL), redução esta ocasionada pelo aumento da oferta de recursos descobertos – contingente (RD-Contingente) e de recursos não descobertos das empresas e da União (respectivamente, RND-Empresas e RND-União).

Conforme explicado anteriormente, considerou-se, como integrados à malha integrada de gasodutos, além dos três terminais já existentes (Baia de Guanabara/RJ; Pecém/CE e Terminal de Regaseificação da Bahia/BA), um novo terminal de regaseificação em Rio Grande/RS, com capacidade de regaseificação de 19,5 milhões de m³/dia. A interligação do terminal de regaseificação de Rio Grande/RS à malha integrada, a partir de 2019, foi assumida em virtude de já haver uma provocação de terceiros revelando essa estratégia empresarial.

Cabe destacar, também, que nas Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste há um incremento da oferta total nos anos que se seguem, em função do crescimento nas produções das Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos. Ao contabilizar o aumento de capacidade de regaseificação de GNL, a partir de 2019, devido ao novo terminal de Rio Grande/RS, haveria a possibilidade de oferta do excedente de gás natural (após o abastecimento da térmica associada) para a malha integrada de até 13,6 milhões de m³/dia, além do volume de gás natural oriundo do terminal de regaseificação, já existente, da Baia de Guanabara/RJ.

Ademais, considera-se na oferta potencial o gás natural movimentado a partir do gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ, que levará gás natural especificado das UPGNs do COMPERJ até a malha integrada de gasodutos de transporte, conectando-se ao gasoduto GASDUC III em Guapimirim/RJ. Esse gasoduto já teve seu processo de chamada pública concluído e encontra-se em processo de licitação junto à ANP. Trata-se do primeiro gasoduto de transporte sob o regime de concessão, conforme estabelecido pela Lei do Gás (Lei nº 11.909/2010), tendo sido objeto de Provocação por Terceiros pela Petrobras, junto ao MME, em 2013. Também estão previstas ampliações correspondentes a cerca de 13,5 milhões de m³/dia nos Polos já existentes em Caraguatatuba/SP (Autorização ANP nº 107/2014) e Cabiúnas/RJ (Autorização ANP nº 273/2014).

4. Balanço de oferta e demanda de gás natural

Desde a entrada em operação do GASBOL (trecho norte e sul) no ano 2000, o gás natural vem aumentando a sua participação na matriz energética brasileira, tendo alcançado, em 2014, o valor de 13,6% da oferta interna de energia (EPE, 2015). A entrada de novas áreas produtoras e a necessidade de atender ao aumento das demandas, tanto as não termelétricas quanto as termelétricas, resultarão em maiores volumes de gás natural produzidos, importados, transportados e comercializados.

As projeções de demanda de gás natural, bem como sua metodologia e premissas, são apresentadas no Capítulo II deste Plano. As demandas não termelétricas englobam o consumo da Petrobras, no segmento *downstream* (refinarias e Unidades de Fertilizantes Nitrogenados - UFNs) e demais demandas das Companhias Distribuidoras Locais (CDLs). As demandas termelétricas englobam as

térmicas a gás natural e as térmicas bicomcombustíveis, em sua capacidade nominal efetiva, para efeito de impactos em termos de infraestrutura. Adicionalmente, os gráficos indicam o despacho médio previsto para as termelétricas (gás natural e bicomcombustível), de maneira a possibilitar a visualização dos valores, que serão alcançados pela demanda efetiva nesse setor. Ademais, foram considerados 4,8 GW em térmicas indicativas em 2024, conforme mencionado no Capítulo III – *Geração de Energia Elétrica*, consumindo o equivalente a 20,6 milhões m³/dia de gás natural.

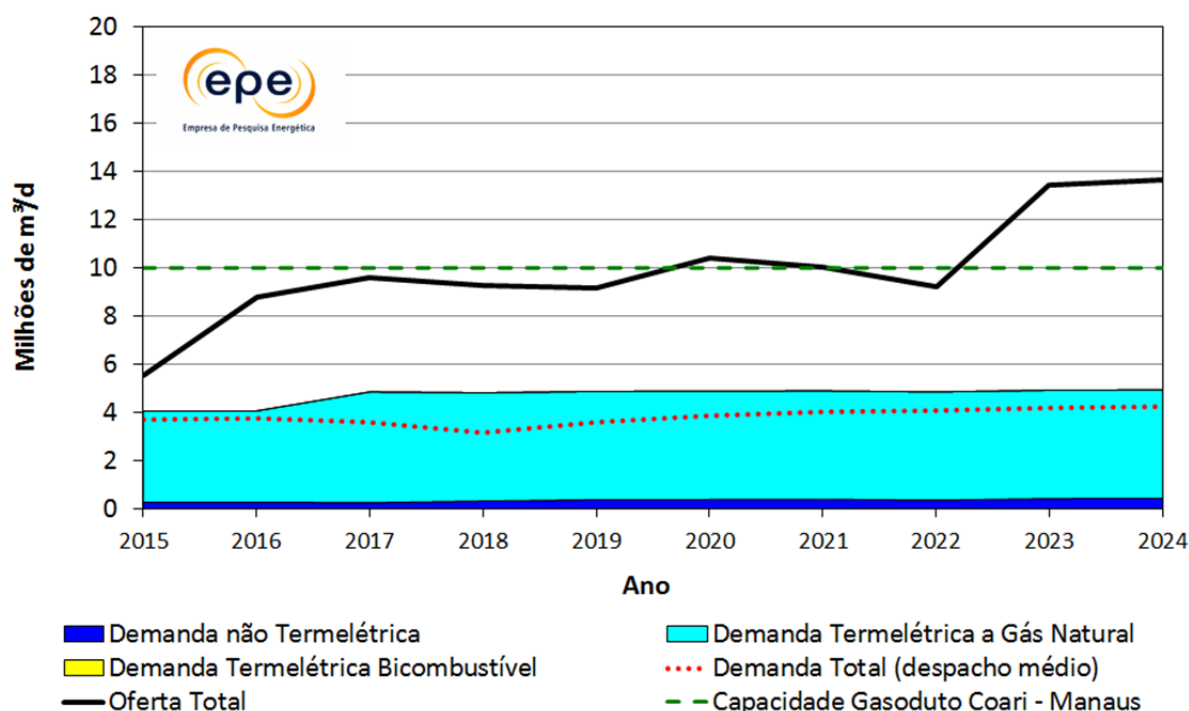
São apresentados, nas seções que se seguem, os balanços de gás natural da Região Norte e o balanço da malha integrada, elaborado com base nos cenários de ofertas e demandas previstos, para as regiões que estão interligadas por gasodutos de transporte.

4.1 Região Norte e Sistemas Isolados

Na Região Norte, a oferta de gás natural será proveniente da Bacia do Solimões (Polo de Urucu e área do Juruá), com destinação ao mercado de Manaus, consistindo em um sistema isolado por intermédio do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Ressalta-se que a ocorrência de áreas e campos de gás natural não associado nesta região permite que a oferta tenha uma relativa flexibilidade (vazão x tempo) ao longo do período analisado, podendo ser ajustada à medida que a demanda for se efetivando, ou, de acordo com os prazos contratuais.

Nessa região, as reservas são capazes de atender, com folga, à demanda projetada para o decênio em estudo (vide o balanço da Região Norte no Gráfico 119). A possibilidade de uma tendência de decréscimo da oferta potencial, em 2022, devido à redução da produção líquida de gás natural (conforme explicado anteriormente), é revertida nos anos seguintes, proporcionando um saldo de aproximadamente 8,7 milhões de m³/dia em 2024.

Gráfico 119 – Região Norte: Projeção do balanço de gás natural



Nota: A capacidade autorizada do Gasoduto Coari-Manaus, pela ANP, é de 6,85 MM m³/dia sendo a vigente 5,5 MMm³/dia. Não obstante, a capacidade desse gasoduto pode alcançar 10 MM m³/d, considerando a construção de novas estações de compressão conforme projeto informado à ANP (Despacho do Superintendente No 201/2008 – DOU 07/03/2008 e Despacho do Superintendente No 930/2009 – DOU 26/05/2009). Essas informações de projeto não implicam em autorização prévia da ANP, estando sujeito ao disposto na Lei 11.909, de 04/03/2009.

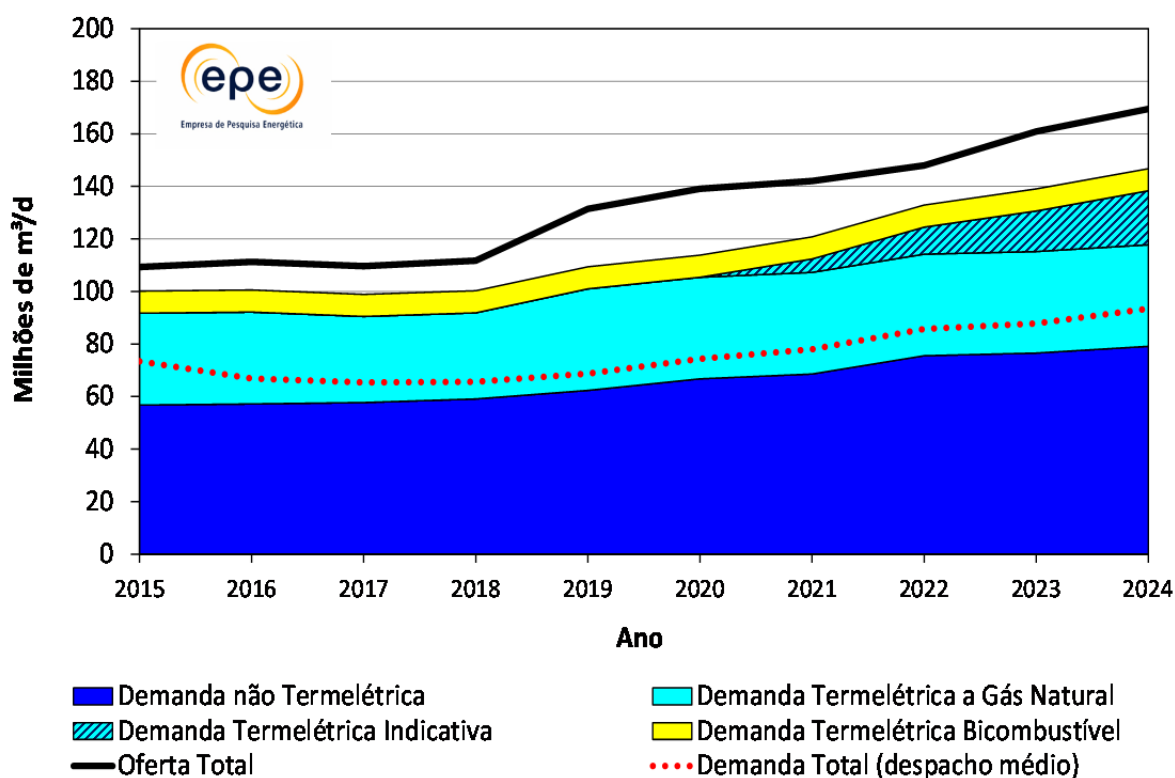
Além da Região Norte, outras regiões são consideradas sistemas isolados, para efeito de balanço de gás natural (como o Maranhão e do trecho Lateral Cuiabá/MT), os quais totalizam uma oferta de 7,9 milhões de m³/dia em 2024. Não são apresentados aqui balanços desses sistemas isolados, uma vez que os mesmos tem foco no atendimento exclusivo, respectivamente, das UTEs do Complexo do Parnaíba (ENEVA) e Governador Mario Covas (Pantanal Energia).

No caso dos Polos de Processamento de Gás Natural, além dos quinze já existentes, foram considerados um Polo de Processamento adicional a ser instalado no COMPERJ e três UPGNs indicativas (hipotéticas), sendo uma em João Pinheiro/MG, na Bacia do São Francisco e outras duas em sistemas isolados, a saber: Bacia do Parecis (MT) e Santo Antônio dos Lopes, na Bacia do Parnaíba, devido às projeções de produção potencial de gás natural nestas regiões. Ressalve-se, contudo, que essas projeções ainda tem por base recursos contingentes e/ou não descobertos.

4.2 Balanço de oferta e demanda da Malha Integrada do Brasil

O Gráfico 120, a seguir, ilustra o balanço consolidado de gás natural da malha integrada no Brasil, excluindo-se os sistemas isolados. Percebe-se, neste período, que a curva de oferta é capaz de atender toda a demanda de gás natural projetada. A parte hachurada representa a demanda de gás natural das termelétricas indicativas consideradas para o decênio, atingindo um consumo estimado em 20,6 milhões de m³/dia em 2024 (correspondendo a uma potência de 4,8 GW).

Gráfico 120 – Balanço de gás natural no Brasil – Malha integrada



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as termelétricas a gás quanto as termelétricas bicombustíveis.
 Fonte: EPE

Considerou-se, conforme discutido no item anterior (Oferta Potencial), a renovação do contrato de suprimento de gás natural da Bolívia em 2019¹⁴⁸, mantendo-se os volumes atuais do GASBOL, de 30,1 milhões de m³/dia, ao longo de todo o período analisado. Ressalva-se, contudo, que a atividade exploratória de petróleo e gás natural é inerente de risco e, por isso, pode não haver descobertas na Bolívia em tempo hábil (essa não é a premissa básica adotada no PDE 2024). Nesse caso, haveria uma confortável situação de oferta no balanço de gás natural brasileiro, caso, além do terminal de regaseificação de GNL do Rio Grande/RS, os terminais de Suape/PE e Sergipe I/SE também se interconectassem à malha integrada. Isto amplia a robustez de oferta da malha integrada no caso de uma eventual redução, ainda que temporária, do fluxo de gás natural advindo da Bolívia¹⁴⁹.

O saldo entre a oferta potencial e a demanda total em 2015 contabiliza 9,2 milhões de m³/dia, alcançando, em 2018, 11,5 milhões de m³/dia. Após a entrada do novo terminal de regaseificação em 2019, o saldo total ao final do decênio alcançará 22,7 milhões de m³/dia, sendo capaz de atender, com folga, toda a demanda prevista.

¹⁴⁸ É válido mencionar que, em 18 de agosto de 2014, a Petrobras firmou acordo com a YPBF, solucionando as divergências existentes na execução do contrato de importação de gás natural boliviano para o mercado brasileiro (GSA). O acordo contempla a solução para as diferentes interpretações do GSA, por meio de pagamentos e compensações de parte a parte, além da celebração de um contrato de fornecimento de gás natural para viabilizar a operação da UTE Cuiabá até dezembro de 2016 (Petrobras, 2015).

¹⁴⁹ Para este ciclo do PDE, os volumes de gás natural oriundos dos novos terminais de GNL de Suape/PE e Sergipe I/SE não foram incorporados à contabilidade do gás natural disponível na malha integrada, uma vez que, apesar de já terem avançado no estágio de planejamento, não há, até o momento, um posicionamento formal de que os excedentes de oferta serão interligados e disponibilizados à malha integrada de gasodutos de transporte ou se serão utilizados na própria estratégia empresarial dos empreendedores.

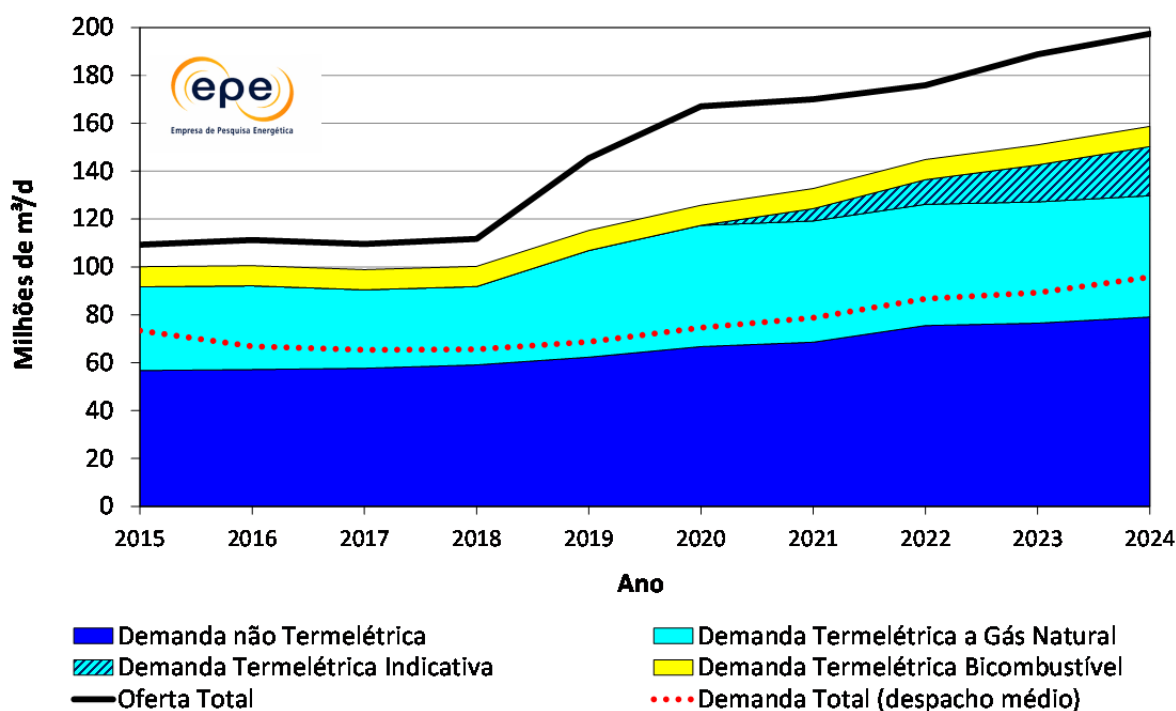
Para as Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, a oferta local (composta pela oferta interna, importação da Bolívia e importação de GNL) é superior à demanda em todo o período analisado, permitindo exportar o excedente para as Regiões Nordeste (através do gasoduto GASENE) e Centro Oeste-Sul.

Com relação à demanda, o destaque é a elevação do consumo previsto para Regiões Sudeste e Sul, devido à ampliação, tanto da demanda termelétrica quanto da demanda não termelétrica. Nesse contexto, é relevante a inclusão do consumo de gás natural para o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), em Itaboraí, a partir do ano de 2022 e a previsão da implantação de duas novas unidades de fertilizantes durante o período decenal em estudo. Todavia, cabe ressaltar que foram consideradas postergações de investimentos e do cronograma de projetos da Petrobras nas áreas de Fertilizantes e Refino (*downstream*), a saber: (i) postergação da entrada de operação da UFN III (unidade de produção de ureia e amônia em Três Lagoas/MS) para 2019 e da UFN V (unidade de amônia em Uberaba/MG, visando atendimento da região do Triângulo Mineiro) para 2020; e (ii) postergação da entrada de operação do primeiro trem do COMPERJ para 2022 e retirada da entrada do 2º trem do COMPERJ do horizonte decenal em estudo.

Na Região Nordeste, no período após 2018, há uma tendência de crescimento da demanda de gás natural, alavancado principalmente pelo aumento da demanda de gás para geração termelétrica. Essa necessidade adicional será atendida não somente pelo intercâmbio com a Região Sudeste, por intermédio do GASENE, mas também pelo gás natural oriundo dos terminais de regaseificação de GNL existentes (Terminal de Regaseificação da Bahia/BA e Pecém/CE).

Apesar de ter sido adotada a premissa da entrada de somente um novo terminal de regaseificação (Rio Grande/RS, em 2019, com capacidade de 19,5 milhões de m³/dia) na malha integrada, há a possibilidade, caso a estratégia de interconexão à malha integrada de gasoduto de transportes seja decidida pelos empreendedores, de se incorporar no próximo ciclo do PDE os volumes adicionais de gás natural oriundo de importações de GNL dos novos terminais de Pernambuco (14 milhões de m³/dia a partir de 2019) e Sergipe (14 milhões de m³/dia a partir de 2020). Isto representaria, aproximadamente, até 29,6 milhões de m³/dia adicionais a partir de 2020, tornando o balanço de gás natural ainda mais favorável no horizonte decenal. O Gráfico 121 mostra uma análise de sensibilidade do balanço de gás natural da malha integrada, considerando também os terminais de regaseificação de Pernambuco e Sergipe, bem como as demandas por gás natural das termelétricas associadas aos mesmos.

Gráfico 121 – Análise de sensibilidade para o balanço de gás natural no Brasil – Malha Integrada (inclusão de três novos terminais de regaseificação)



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as termelétricas a gás quanto as termelétricas bicombustíveis.
Fonte: EPE

Observa-se que, com a entrada dos outros dois novos terminais de regaseificação em Pernambuco e Sergipe, o saldo entre a oferta e a demanda total a partir de 2020 é significativo, totalizando, ao final do decênio, 38,7 milhões de m³/dia. A oferta total estimada seria de 197,4 milhões de m³/dia em 2024, neste caso.

Em suma, com os condicionantes considerados no presente ciclo do PDE, a situação do balanço de demanda e oferta de gás natural da malha integrada é extremamente confortável em todo o horizonte decenal, havendo, inclusive, a possibilidade de ampliar a oferta potencial caso os novos terminais de regaseificação de GNL do Nordeste sejam interconectados à malha integrada.

5. Simulação termofluido-hidráulica e infraestrutura de gasodutos

Esta seção tem por objetivo apresentar os resultados das simulações termofluido-hidráulicas realizadas para a avaliação da malha integrada de transporte de gás natural no período de 2015-2024. Para o presente trabalho, foram simulados os anos de 2015, 2019 e 2024.

As premissas de simulação adotadas são as seguintes:

- Consideram-se as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia e GNL importado (assume-se que os terminais Suape/PE e Sergipe I/SE não são interligados à malha e um terminal de GNL em Rio Grande/RS conectado à malha do sul do Brasil);
- Consideram-se as demandas por gás natural não termelétricas (demanda *downstream* e demais demandas das Companhias Distribuidoras Locais);
- Consideram-se as demandas máximas termelétricas, incluindo a operação a gás natural pelas térmicas bicombustíveis;
- Não se consideram as térmicas indicativas devido as mesmas ainda não terem localização na malha;
- Consideram-se as infraestruturas em construção e indicativas em seus respectivos anos de entrada em operação.

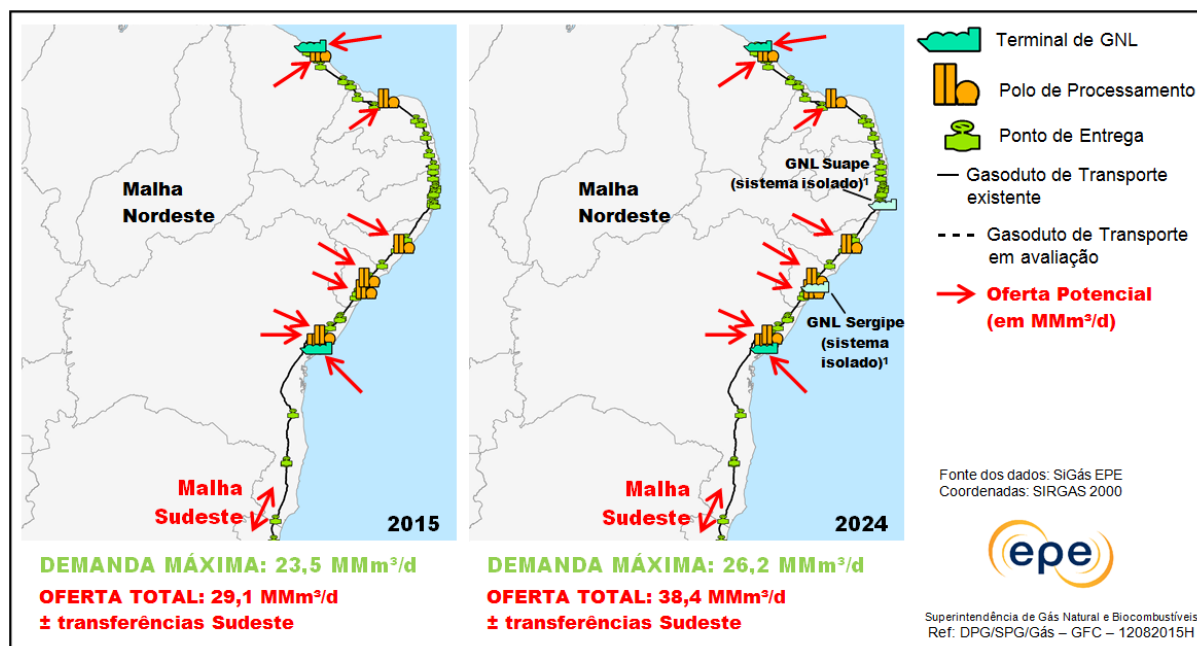
Ressaltam-se os seguintes empreendimentos com significativo potencial de impacto na malha e suas datas de início de operação: UFN III (MS) em 2019, UFN V (MG) em 2020, UPGN e Refinaria do COMPERJ em 2018 e 2022, respectivamente. Foi considerado que a UFN-V (MG) permanece como uma alternativa de interligação a partir do GASBEL, na região de Betim/MG.

Uma análise da expansão da infraestrutura de transporte, com caráter indicativo, é apresentada nesta seção, tomando como base as simulações efetuadas, as eventuais restrições identificadas e as sugestões consideradas pela EPE, destinadas ao atendimento da demanda do sistema.

5.1 Malha Nordeste

Como caso base para simulação, considerou-se a malha atualmente existente, a inclusão do trecho Horizonte/CE – Caucaia/CE do gasoduto GASFOR II (com extensão aproximada de 83 quilômetros e diâmetro nominal de 20 polegadas e início de operação em 2015) e que os terminais de GNL e térmicas de Suape/PE e Sergipe I/SE constituem sistemas não interligados à malha. A Figura 41, a seguir, permite a visualização do sistema simulado considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 41 – Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2015 e 2024 para a Região Nordeste



Nota: Considerou-se para fins de simulação da malha que os terminais de GNL de Suape/PE e do Sergipe, assim como as respectivas usinas termelétricas Novo Tempo e Porto de Sergipe I, não iriam se conectar à malha integrada.

Como pode-se verificar na Figura 41, o somatório das ofertas potenciais são superiores aos da demanda máxima projetada para o período, indicando que as demandas do Nordeste poderiam ser atendidas pelas ofertas da própria região. Portanto, não há necessidade de grandes movimentações de gás natural vindo da malha Sudeste para a malha Nordeste, resultando em um atendimento mais localizado das demandas regionais. Observa-se que a entrada em operação do terminal de regaseificação de GNL na Bahia em 2014 contribuiu para o atendimento dessa demanda. Portanto, a malha Nordeste não apresentou restrições de infraestrutura para o atendimento das demandas projetadas no horizonte de tempo analisado para o caso base. Vale ressaltar que, com o aumento das demandas no Sudeste e aumento de pontos de oferta no Nordeste, verifica-se a tendência de formação de gargalos na infraestrutura.

Ademais, devido às características dos terminais de GNL e suas demandas associadas (capacidades de regaseificação superiores às demandas térmicas associadas), foram realizadas análises de sensibilidade de modo a determinar o efeito da eventual entrada destes pontos de oferta e demanda na malha simulada.

No primeiro caso da análise de sensibilidade simulado considerou-se a malha existente e a inclusão dos terminais de GNL e demandas térmicas a eles associados (terminal de GNL em Suape, associado à UTE Novo Tempo e; terminal de GNL em Sergipe à UTE Porto de Sergipe). Nesta situação, as térmicas foram abastecidas com o gás natural disponibilizado apenas pelos terminais e o excedente do GNL é disponibilizado para a malha. Assim, em razão de proximidade, a entrada do GNL aumenta as possibilidades de suprimento de oferta, diminuindo a necessidade de movimentação de gás de outras regiões e aumentando a tendência de atendimento das demandas localmente. Para este caso, não foram observadas restrições à movimentação.

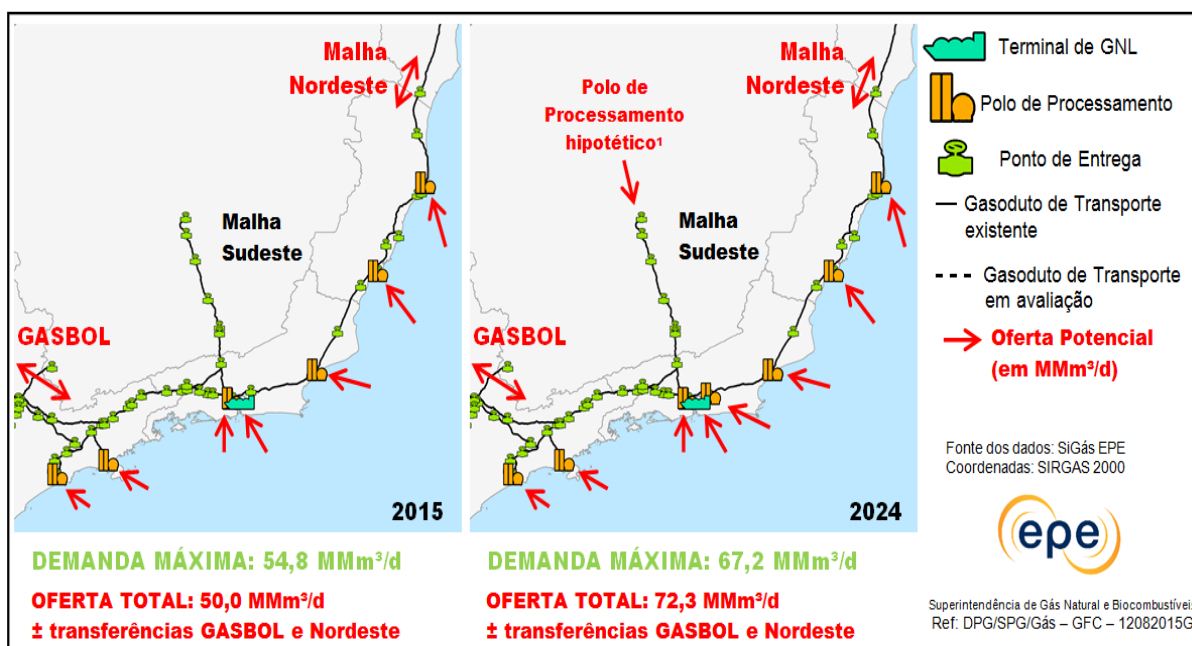
Simulou-se um segundo caso de análise de sensibilidade onde a térmica em Sergipe e o terminal de GNL no Porto de Sergipe seriam interligados à malha. Como resultado verificou-se que haveria possibilidade de atendimento da demanda da térmica e disponibilidade para o restante das demandas existentes na malha.

Por fim, em uma terceira análise de sensibilidade, ao utilizar a mesma premissa na segunda análise, para a entrada do conjunto UTE Novo Tempo e terminal de GNL de Suape, verificou-se que haveria possibilidade de atendimento da demanda da térmica e disponibilidade para o restante das demandas existentes na malha.

5.2 Malha Sudeste

O caso base considera a entrada do Gasoduto Itaboraí-Guapimirim em 2018 (devido à aprovação deste duto, pelo MME, através do processo de Provocação por Terceiros) e a entrada da UPGN do COMPERJ, em 2018, que será um novo ponto de oferta na malha. A Figura 42 permite a visualização do sistema simulado considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 42 – Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2015 e 2024 para a Região Sudeste



Nota: No final do horizonte de estudo, foi considerada a instalação de um Polo de Processamento indicativo na bacia do São Francisco para o processamento do gás natural proveniente de campos em terra. Porém, a disponibilidade de gás natural nesta região está associada à confirmação dos volumes de gás natural previstos, além da instalação de infraestrutura de escoamento e/ou transporte nesta área.

Como pode-se verificar, o total de oferta é inferior ao de demanda máxima em 2015, indicando a possibilidade de movimentação de gás vindo do GASBOL ou do Nordeste para a região. O mesmo não deve se verificar em 2024, onde a oferta potencial estimada supera a demanda máxima prevista e, dessa forma, menor ou nenhuma movimentação das outras malhas (GASBOL e Nordeste) para a região seria necessária.

No ano de 2019 haveria necessidade de complementação das ofertas para a região Sudeste por meio do GASENE e por meio do GASBOL, caso a malha opere nas condições máximas. Observa-se que o atendimento à demanda da UFN V, possivelmente através do gasoduto de distribuição Queluzito/MG-Uberaba/MG, com origem na região metropolitana de Belo Horizonte, não impediria o atendimento das demais demandas da região. Destaque-se que, com o patamar de demanda identificados no presente ciclo, dados os condicionantes considerados (vide Capítulo 2 – *Demanda de Energia*), verificou-se que a infraestrutura tem folga para o atendimento das demandas ao longo da malha Sudeste. Assim, diferentemente das perspectivas apontadas em ciclos anteriores, não foi identificada restrição de infraestrutura nessa região da malha integrada. É relevante observar que a entrada de recursos provenientes da Bacia do São Francisco (MG), prevista pra ocorrer a partir de 2022, contribui para reduzir a possibilidade de ocorrência de gargalos de infraestrutura no final do período.

Considerando os casos analisados, observa-se a tendência de crescimento da disponibilidade de gás natural na região da malha do Nordeste (pelo crescimento da oferta) ao contrário do que ocorre no Sudeste (que apresenta maiores demandas). Dessa forma, há possibilidade de intercâmbio de gás natural vindo do Nordeste (ou do GASBOL) para a Região Sudeste, em especial, no início do período analisado. Porém, as ofertas disponíveis no Sudeste são suficientes, ao final do período analisado, para o atendimento das demandas.

5.3 Malha Centro-Oeste-SP-Sul (GASBOL)

Essa malha é composta pelo GASBOL que tem características telescópicas e se caracteriza pela redução do diâmetro ao longo de sua extensão, em especial a partir do trecho Sul. Por essa razão, observa-se considerável perda de carga durante a movimentação do gás natural, principalmente quando associada a altas vazões, o que pode gerar restrições no atendimento dos consumos. O incremento da demanda ao longo do período decenal tem por consequência o esgotamento da capacidade de suprimento do duto e a necessidade de prover infraestrutura adicional para o atendimento da Região Sul.

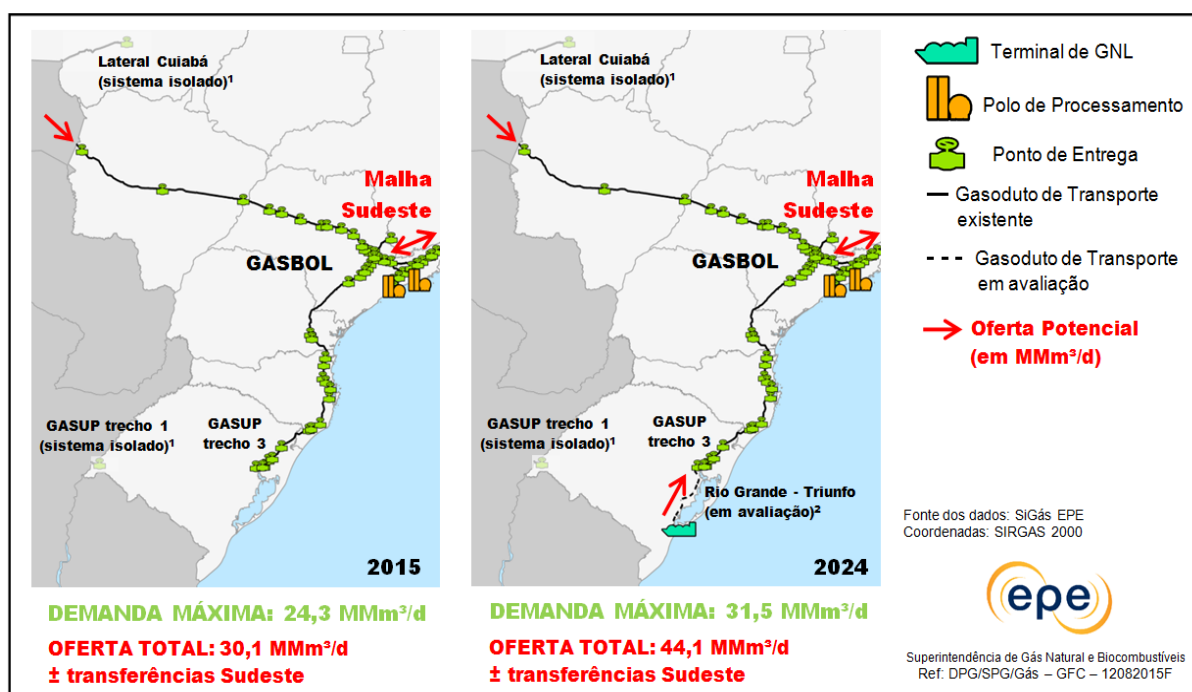
Há algumas alternativas para o atendimento das demandas da Região Sul. A interligação do terminal de GNL (previsto na região em função do atendimento da térmica em Rio Grande/RS), através de um duto de transporte, ao trecho sul do GASBOL pode ser apontada como uma solução de infraestrutura para o atendimento de demandas na extremidade final do GASBOL e foi considerada como o caso base para o PDE.

O caso base para simulação é composto pelo GASBOL com suas instalações nos estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo e Região Sul do País. Além disso, foi considerado o terminal de GNL do Rio Grande, a ser instalado em 2019 interligado à térmica Rio Grande, vencedora do leilão A-5 de 2014. A capacidade excedente do terminal poderia ser disponibilizada por um duto de transporte com origem em Rio Grande e destino para Triunfo (Projeto Regás). Esse duto, associado ao Terminal de GNL do Rio Grande e ainda na fase de planejamento, foi considerado na malha integrada no PDE 2024 por ter sido encaminhado ao MME um requerimento de construção por meio de uma Provocação de Terceiros, conforme Portaria nº. 94/2012. Vale ressaltar que o atendimento a térmica pelo GNL não foi simulado uma vez que será um sistema não interligado à malha integrada de gasodutos de transporte.

No sistema do GASBOL, os 30,1 milhões de m³/dia importados são suficientes para atendimento da demanda até o meio do período considerado neste Plano (ano de 2019). Existe ainda a possibilidade de envio de gás natural para a malha Sudeste através de interconexões em Guararema e em Paulínia. A partir do ano de 2019, essa tendência diminui em função do aumento das demandas no trecho sul do GASBOL e ocasionalmente a malha Sudeste pode vir a enviar gás para o atendimento das demandas atualmente supridas pelo GASBOL.

A Figura 43 permite a visualização do sistema simulado considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas. A entrada da oferta disponibilizada pelo terminal de GNL em Rio Grande, interconectado à malha através de gasoduto de transporte, permite atendimento das demandas do GASBOL nesse caso base simulado.

Figura 43 – Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2015 e 2024 para o GASBOL



Notas: (1) Os gasodutos Lateral Cuiabá e GASUP trecho 1 não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistemas isolados.
(2) O gasoduto que liga o terminal de GNL de Rio Grande/RS à malha integrada por meio do GASBOL trecho Sul encontra-se atualmente em fase de avaliação.

Em uma análise de sensibilidade na qual o terminal de GNL não fosse conectado à malha do GASBOL, verificou-se que haveria necessidade, a partir do meio do período, de a térmica bicombustível Sepé-Tiaraju (Canoas/RS), despachar com combustível substituto devido a limitações de infraestrutura. Adicionalmente, ocorreriam dificuldades de pleno atendimento dos outros pontos de entrega na extremidade sul do gasoduto, como a REFAP, com a aproximação do fim do período decenal analisado nessa sensibilidade.

Portanto, verificou-se que, para o caso base simulado, não houve restrição de infraestrutura no sentido de atendimento das demandas projetadas para o período. Tal resultado foi possível devido a inserção do ponto oferta do terminal de GNL, uma vez que a análise de sensibilidade realizada mostrou que restrições de atendimento ocorreriam caso não houvesse tal oferta. Ressalva-se ainda

que existe a possibilidade de ampliação de capacidade do trecho sul do GASBOL. No PEMAT 2022, foram estudadas cinco alternativas por meio de gasodutos de transporte, que não foram aprofundadas devido a condições restritivas de balanço de demanda-oferta de gás natural naquele estudo. Essas soluções poderiam atuar de maneira complementar à interligação do terminal do Rio Grande, ampliando a abrangência geográfica da infraestrutura de oferta.

6. Estimativa de investimentos

Os investimentos previstos nesse item incluem aqueles contemplados pelo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), aqueles já previstos e que não são considerados no PAC, bem como os projetos indicativos relacionados ao setor de infraestrutura de oferta e transporte de gás natural.

Ao final de 2014, a Petrobras reavaliou seus projetos futuros e em andamento, implementando ações que visavam preservar o caixa e reduzir o volume de investimentos. A Tabela 140 mostra o resumo dos investimentos previstos para os projetos do PAC, para os que estão fora do PAC e para os projetos indicativos a partir de 2015 com foco em infraestrutura de oferta de gás natural (UPGNs, gasodutos de transporte e terminais de GNL).

Tabela 140 – Investimentos previstos em projetos de expansão da infraestrutura

Classificação	PAC		Fora do PAC		Indicativo	
	Projetos	R\$ bilhões	Projetos	R\$ bilhões	Projetos	R\$ bilhões
Gasodutos de Transporte	1	0,12	1	0,11	1	Em avaliação
GNL	0	-	0		3	1,50
UPGN	2	2,12	0		3	3,40
Total	3	2,24	1	0,11	5	4,90

Nota: Os investimentos do PAC contemplam apenas o período de 2015-2017, já os indicativos englobam o horizonte de 2015-2024, e não incluem aqueles que já estão previstos no PAC. O investimento indicativo em gasoduto de transporte refere-se ao Gasoduto Rio Grande-Triunfo encaminhado ao MME por meio de requerimento de Provocação de Terceiros, que se encontra em processo de avaliação.

Fontes: PAC – MME, (2014); Fora do PAC - ANP ; indicativo - estimativas EPE.

No que tange aos gasodutos de transporte, o PAC prevê investimentos na construção do gasoduto GASFOR II, entre os municípios de Horizonte e Caucaia no Estado do Ceará.

Os investimentos do PAC para Unidades de Processamento de Gás Natural contemplam a instalação no site do COMPERJ de unidades para processamento de até 21 milhões de m³/dia provenientes do polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Consideraram-se, também, os projetos não contemplados pelo PAC. Dessa forma, o gasoduto de transporte denominado Itaboraí-Guapimirim, em processo de licitação pela ANP, foi considerado neste item. O investimento previsto também consta na Tabela 140. Esse duto de transporte irá interligar as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) do COMPERJ à estação de entrega de Guapimirim, no Gasoduto Cabiúnas-REDUC (GASDUC III). Sua extensão alcançará 11 km, sua capacidade nominal será de 17 milhões de m³/dia e o diâmetro nominal será de 24 polegadas. O investimento total estimado pela EPE para o gasoduto é de R\$ 112,32 milhões (valor de referência).

São previstos, ainda, outros projetos indicativos de infraestrutura na área de gás natural no período analisado, além dos investimentos PAC e não PAC. Tais projetos indicativos são descritos a seguir.

Conforme explanado anteriormente, há indicativo de três novos terminais de regaseificação de GNL (ancorados em térmicas): um no porto de Suape/PE, um no porto de Rio Grande/RS e um no Porto de Sergipe/SE. Realizou-se uma estimativa de custos a partir das configurações de terminais existentes no Brasil. Adotou-se a premissa de não incluir os custos relativos a gasodutos integrantes, pelo fato de os terminais estarem localizados dentro ou perto de zonas portuárias, o que reduz a possibilidade de se necessitar de dutos submarinos. Da mesma forma, existe a possibilidade de as térmicas demandantes estarem localizadas próximas aos terminais, o que faria com que o gasoduto terrestre integrante do terminal tenha uma extensão reduzida. Estima-se que cada um dos terminais necessite de investimentos de aproximadamente R\$ 500 milhões. Portanto, estima-se em R\$ 1,5 bilhão o total de investimento para viabilizar esses empreendimentos.

No que concerne a gasodutos de transporte, considerou-se a interligação do novo terminal de GNL de Rio Grande/RS à malha integrada por meio do gasoduto de transporte Rio Grande-Triunfo. Esse projeto, provocado por terceiro, encontra-se em avaliação (inclusive sua estimativa de investimento).

Além disso, considerando o horizonte de crescimento exploratório analisado, há possibilidade de expansão da infraestrutura para tratar e processar, em UPGNs, o gás natural produzido. Baseando-se nessa informação e no volume de gás a ser processado, o CAPEX típico para o tipo de UPGN foi estimado através de metodologia de determinação dos custos baseada nos diferentes tipos de configurações técnicas e de analogia com plantas de processamento nacionais e internacionais.

Até o fim do período considerado, poderá haver um incremento na oferta potencial de cerca de 15 milhões de m³ diários de gás natural. Dessa forma, considerou-se a possibilidade da inserção de novos Polos de Processamento (polos hipotéticos) onde há previsão de produção de gás natural e ausência da infraestrutura necessária para processá-lo. O valor total de investimento para tais polos hipotéticos foi estimado em 1,3 bilhão de dólares, ou cerca de 3,4 bilhões de reais (data base dezembro de 2014, com dólar a R\$2,65). Tal valor foi obtido considerando-se que as UPGNs utilizarão como tecnologia criogênica a turboexpansão.

VIII – OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

Neste capítulo, são apresentadas as perspectivas de expansão da oferta de etanol, para o atendimento à demanda interna e à parcela do mercado internacional abastecida pelo Brasil, assim como as projeções de biodiesel e de biomassa de cana-de-açúcar para a geração de energia elétrica, no horizonte do PDE.

1. Etanol

1.1 Projeções da demanda total de etanol

A demanda total de etanol é constituída pelas parcelas nacional (combustível e outros usos) e internacional (a ser atendida pelo Brasil). A seguir, são apresentados as premissas consideradas e os resultados obtidos.

1.1.1 Demanda do mercado interno

No Capítulo II deste plano, já foi apresentada a projeção da demanda de etanol combustível – anidro e hidratado – para o Brasil, no período decenal¹⁵⁰, a qual parte de aproximadamente 29 bilhões de litros em 2015 e atinge cerca de 39 bilhões de litros em 2024.

No Brasil, estima-se que a demanda de etanol para uso não combustível, concentrada basicamente na produção de bebidas, cosméticos, produtos farmacêuticos, petroquímicos e compostos oxigenados¹⁵¹, alcançará 1,5 bilhões de litros em 2024, o que representa uma taxa de crescimento de 3,1% ao ano, no período compreendido entre 2014 e 2024.

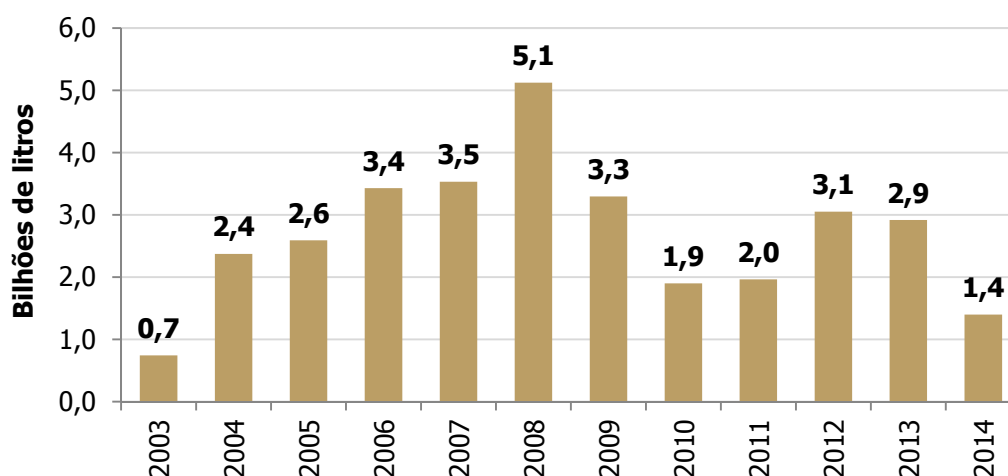
1.1.2 Demanda internacional

O mercado internacional de etanol deverá manter as características atuais: tendência de diminuição dos incentivos para os biocombustíveis de primeira geração e modestos volumes transacionados, como reflexo da crise econômica, aliada à adoção de tecnologias mais eficientes e à preocupação, por parte dos principais mercados consumidores, com sua independência energética. O Gráfico 122 indica os volumes exportados entre 2003 e 2014.

¹⁵⁰ Esta projeção foi elaborada com a metodologia EPE [178].

¹⁵¹ Compostos oxigenados, tais como: ácido acético, acetato de etila e butanol.

Gráfico 122 – Histórico de exportação brasileira de etanol



Fonte: MDIC [188].

Brasil e Estados Unidos concentram, atualmente, cerca de 80% da produção mundial e devem permanecer nesta situação durante todo o período decenal.

Apresenta-se, a seguir, uma perspectiva do mercado internacional de etanol para os próximos dez anos, com ênfase nos EUA e União Europeia, de forma a embasar a avaliação do potencial de exportação brasileira do produto.

Estados Unidos

Os Estados Unidos devem manter sua política de independência e segurança energética, traduzida na forma da lei *Energy Independence and Security Act* de 2007 (EISA) e cujo elemento mais expressivo é o Padrão de Combustíveis Renováveis (*Renewable Fuels Standard - RFS*), que determina a participação de biocombustíveis em volumes crescentes no consumo final de combustíveis fósseis, no período de 2007 a 2022.

No entanto, o governo americano já se declarou comprometido com a melhoria na eficiência energética do país, o que pode, no longo prazo, resultar numa estagnação ou diminuição da demanda de combustíveis pela frota de veículos leves, com consequências na demanda final de etanol. A própria demanda americana de gasolina já tem se mantido estável, em torno dos 520 bilhões de litros, pelos últimos 10 anos. Estando o volume de etanol consumido atrelado ao da gasolina através da mistura E10, não há indicação de que a demanda pelo biocombustível tenha um aumento significativo para os próximos anos.

A restrição do uso do etanol em função da adoção da mistura E10 nos EUA, chamada de *Blend Wall*, está no centro das discussões acerca da efetividade da RFS. Atualmente, os volumes de etanol misturados à gasolina são suficientes apenas para o cumprimento da parcela de biocombustível convencional (o etanol de milho) estabelecida pela RFS, a qual deverá permanecer constante em cerca de 50 bilhões de litros, a partir de 2015. As próprias projeções do relatório *Annual Energy Outlook* de 2014, da *Energy Information Administration* – EIA [175], indicam um consumo de etanol carburante praticamente constante em torno de 50 bilhões de litros, até 2040.

Em 29 de maio de 2015 a Agência de Proteção Ambiental dos EUA (*Environmental Protection Agency - EPA*) publicou os volumes mandatórios para biocombustíveis para os anos de 2015 e 2016 sendo que o etanol total a ser misturado na gasolina nestes anos é, respectivamente, 54,8 e 58,2 bilhões de litros. O etanol de cana foi contemplado com volumes de 0,9 bilhão e 1,9 bilhão de litros para os respectivos anos [177].

Segundo a EIA, em 2014, a produção e o consumo de etanol nos EUA foram de 54,3 e 51,0 bilhões de litros, respectivamente, e a exportação líquida foi de 2,9 bilhões de litros, tendo inclusive o Brasil como comprador [176]. Em janeiro de 2015, a capacidade operacional de produção de etanol era de 57 bilhões de litros/ano [201].

Para a projeção do volume de etanol a ser exportado pelo Brasil para os Estados Unidos, tomaram-se como referência as estimativas de importação total americana do produto, elaboradas pela EIA, e novas diretrizes da EPA, ajustadas por análises de mercado, como por exemplo, as restrições na produção brasileira de etanol.

União Europeia

A União Europeia tem a Diretiva 2009/28/CE como principal instrumento de promoção à utilização de fontes renováveis, para as quais estabelece metas indicativas de 10% e 20%, respectivamente, do consumo final automotivo e da matriz energética total, a serem atingidas em 2020 [207]. Além disso, o bloco mantém metas, também de 20%, de mitigação de Gases de Efeito Estufa - GEEs (em relação aos níveis de 1990) e de aumento da eficiência energética, ambas para o mesmo ano de 2020. Este conjunto de medidas é denominado "Triplo 20" ou *Climate and Energy Package* [206].

Recentemente, os países do bloco concordaram com um novo plano de mitigação de GEE's de 40% (em relação a 1990) e de participação de renováveis em 27% no consumo final de energia até 2030, o qual foi divulgado em um comunicado da Comissão Europeia de 22 de janeiro de 2014 [208]. Este plano se soma às metas anteriores estabelecidas para 2020.

Entretanto, há um forte questionamento quanto ao papel dos biocombustíveis de primeira geração nos planos de independência energética do bloco europeu. O novo conjunto de metas não especifica o papel dos biocombustíveis tradicionais e, além disso, ainda existe discussão quanto à sua participação nas metas antigas. Recentemente, três propostas elaboradas por diferentes órgãos da União Europeia sugerem reduzir a meta de 10% de biocombustíveis tradicionais no consumo automotivo para 5%, 6% ou 7%. O restante seria oriundo de fontes tecnologicamente mais avançadas, como os biocombustíveis de segunda geração.

Ainda são sentidos os efeitos das crises político-econômicas recentes na região e os países têm dirigido esforços para a recuperação de suas economias, em detrimento de ações de incentivo às fontes renováveis. O aprofundamento da crise no bloco e a intenção de limitar a participação dos biocombustíveis tradicionais são fatores decisivos para que não haja grandes expectativas quanto à utilização de biocombustíveis importados, principalmente o etanol.

Para a projeção do volume de etanol a ser exportado pelo Brasil para a União Europeia, foram realizadas análises de mercado, que consideraram, entre outras, as restrições na produção brasileira de etanol.

Outros países

Na Ásia, Japão, China, Coréia do Sul e Índia se destacam no consumo de combustíveis líquidos.

O Japão, tradicionalmente, não é um grande consumidor de biocombustíveis e, hoje, a penetração de novas tecnologias de propulsão de veículos leves já se encontra em estágio avançado em relação aos demais países industrializados. Os deslocamentos médios realizados no país por veículos leves são curtos, o que favorece o uso de tecnologias híbridas e, no futuro, elétricas. Assim, sua estratégia está muito mais voltada para a redução do consumo total de combustíveis automotivos, do que para o uso de biocombustíveis.

Embora a extensão territorial da China permita que grandes deslocamentos possam ser feitos em veículos leves, a tendência é que os incentivos governamentais priorizem outros modais, mais eficientes que o automóvel. Dessa forma, assumiu-se que a utilização de biocombustíveis não deverá ser estimulada e que os incentivos serão dirigidos principalmente para os modais ferroviários, para deslocamentos de longo curso, e para a utilização de tecnologias híbridas e, principalmente, elétricas, para deslocamento dentro das megalópoles.

Notadamente, a Coréia do Sul tem se destacado como um importante polo importador de etanol brasileiro nos últimos anos, mantendo-se entre os três maiores importadores desde 2010. No entanto, o país não apresenta uma política mandatária de mistura carburante e praticamente todo o etanol importado é insumo para a alcoolquímica.

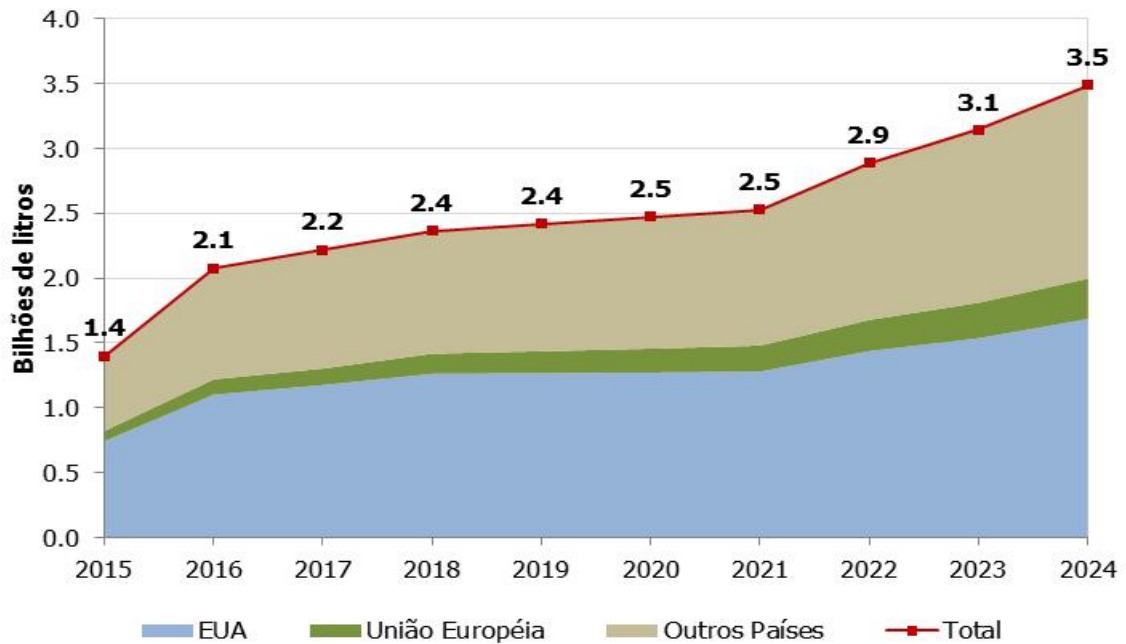
A Índia atualmente não adota políticas firmes de consumo de biocombustíveis, mas apresenta grande potencial para a produção de etanol, uma vez que é um grande produtor de cana-de-açúcar. Entretanto, não há expectativa de que o país se torne no futuro um importante *player* no mercado internacional, direcionando sua produção doméstica para o consumo interno.

No horizonte decenal, alguns países, principalmente africanos e latino-americanos, poderão se tornar produtores relevantes de etanol. Entretanto, sua participação no mercado internacional ainda será modesta, quando comparada à dos dois maiores produtores: Estados Unidos e Brasil.

1.1.3 Total de exportação brasileira de etanol

Considera-se que as restrições à demanda internacional de etanol, por efeito das crises econômicas e do tradicional protecionismo de mercado, aliadas às restrições de oferta de etanol no Brasil, fazem com que as perspectivas de exportação deste produto sejam modestas, sem expectativas de grandes variações no horizonte decenal (com crescimento anual de 9,6%). Com isso, mesmo o volume exportado em 2024 (3,5 bilhões de litros) continuará inferior ao recorde histórico de 2008 (5,1 bilhões de litros). No período em estudo, o país se limitará praticamente a atender os contratos já existentes de exportação, principalmente entre empresas brasileiras e americanas. O Gráfico 123 consolida as projeções de exportação do etanol brasileiro.

Gráfico 123 – Exportações brasileiras de etanol

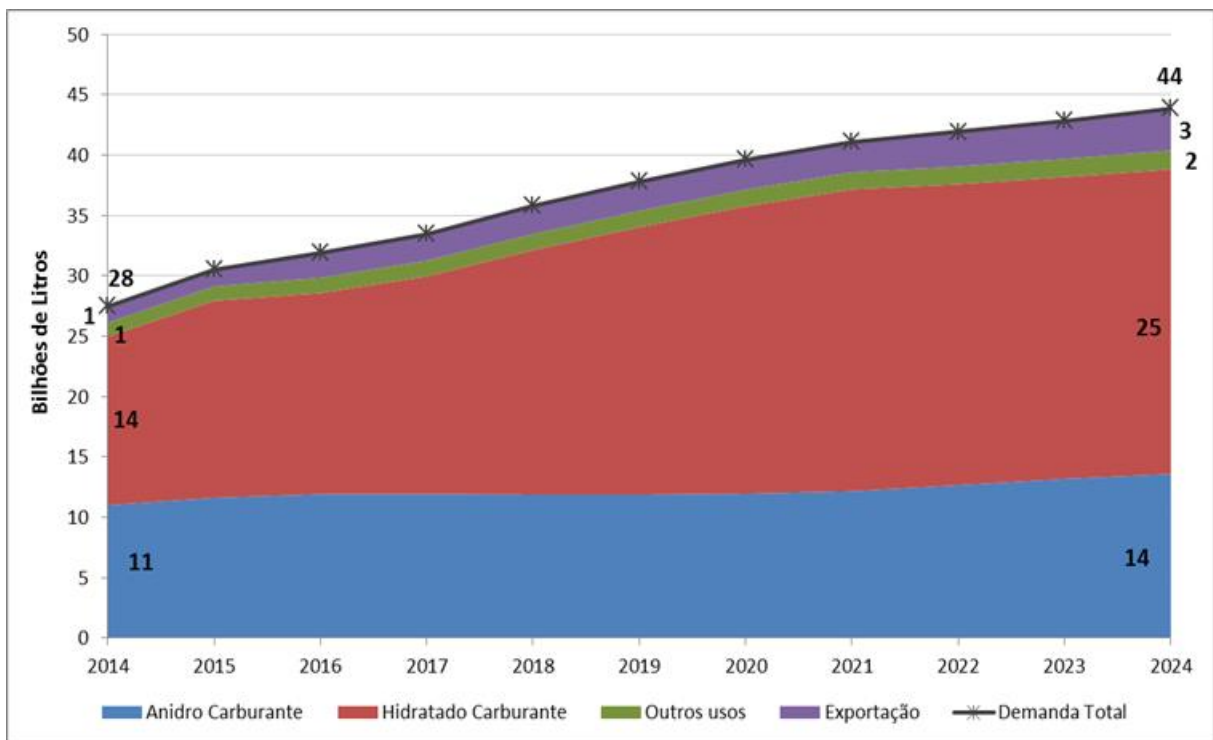


Fonte: Elaboração EPE a partir de EIA [175].

1.1.4 Demanda total

O Gráfico 124 consolida as demandas nacional (carburante e outros usos) e internacional de etanol no horizonte decenal.

Gráfico 124 – Projeção da demanda total de etanol



1.2 Projeções da oferta de etanol no Brasil

1.2.1 Situação atual

As ações conjuntas do governo com o setor privado proporcionaram a retomada dos investimentos na renovação e expansão dos canaviais, com a consequente recuperação dos indicadores de produtividade no país, que saíram de 67,1 tc/ha na safra 2011/12 para 74,8 tc/ha na safra 2013/14. Porém, devido à seca ocorrida em 2014, este índice caiu para 70,5 tc/ha na safra 2014/15, segundo a Conab [171]. Esta queda reduziu a quantidade de cana-de-açúcar moída nesta safra para aproximadamente 635 milhões de toneladas, ainda segundo a Conab. O Centro-Sul respondeu por aproximadamente 575 milhões de toneladas e o Nordeste por cerca de 59 milhões de toneladas.

A parcela de açúcar total recuperável (ATR) direcionada para a produção de açúcar sofreu nova redução, caindo de 45% na safra 2013/14 para 43% na safra 2014/15. O motivo foi a manutenção da trajetória de queda de seu preço médio¹⁵², consequência de quatro anos de sucessivos superávits no balanço mundial, o que proporcionou a criação de altos estoques desta *commodity* em diversos países. Em valores absolutos, a produção de açúcar para a safra 2014/15 é de 37,3 milhões de toneladas [171]. Consequentemente, a parcela de ATR para a produção de etanol aumentou, resultando em uma produção de 29,2 bilhões de litros na safra 2014/15, com incremento de aproximadamente 540 milhões de litros em relação à safra anterior (aumento de 1,8%). Deste total, 12,7 bilhões foram de etanol anidro e 16,5 bilhões de litros, de etanol hidratado.

Os índices pluviométricos registrados nas regiões canavieiras do Centro-Sul, entre dezembro de 2014 e março de 2015¹⁵³, ocorreram dentro da normalidade e não prejudicaram o desenvolvimento da planta [171]. Desta forma, a safra 2015/16 deverá retomar a trajetória de melhoria da produtividade da cana, atingindo 72,2 tc/ha.

As perspectivas para a safra 2015/16 são de aumento do consumo de anidro carburante, devido ao aumento de seu teor de mistura na gasolina e ao aumento da frota de veículos leves, assim como à manutenção de preços do açúcar no mercado internacional em patamares baixos, devido ao pequeno superávit esperado em seu balanço mundial (cerca de 1 milhão de toneladas).

1.2.2 Metodologia para projeção da oferta de etanol

A metodologia utilizada para realizar as projeções da oferta de etanol considera uma série de premissas, tais como:

- ciclo da cana;
- expansão da capacidade produtiva;
- evolução dos fatores de produção:
 - produtividade agrícola (tc/ha);
 - qualidade da cana (ATR/tc);

¹⁵² Preço médio do açúcar bruto em 2014: 360 US\$/t ou 16,3 cents/pound.

¹⁵³ À exceção de janeiro de 2015, que apresentou um volume de chuva 44% menor do que a normal climatológica.

- rendimentos da conversão do ATR em etanol e açúcar;
- produção de açúcar;
- custos do etanol e sua competitividade em relação ao açúcar e à gasolina;
- estágio tecnológico do etanol de segunda geração.

Foi considerada uma média de cinco cortes para o ciclo da cana-de-açúcar, após os quais a respectiva área deverá ser reformada. A partir de um ano base e do conhecimento do ciclo da cana, é possível projetar, para os anos subsequentes, as áreas plantadas por estágio de corte, sendo também necessário estimar as áreas em reforma e reincorporadas¹⁵⁴.

A área ocupada pela cana planta, ou cana de primeiro corte, é calculada a partir das áreas de plantio das novas unidades industriais, da expansão das existentes e da área reincorporada. A área relativa ao segundo corte será igual ao primeiro corte do ano anterior, e assim sucessivamente, até o sexto ano, no qual a área em reforma será igual à de quinto corte do ano anterior. As áreas em reforma serão reincorporadas dentro de dois anos, dependendo do tipo de cana.

A cana bisada é aquela que não foi colhida na safra anterior por motivos climáticos ou econômicos e será colhida na safra corrente. Teoricamente, as canas mais velhas (4º e 5º cortes) são as que têm maior probabilidade de não serem colhidas, pois têm menor produtividade e, com isso, trarão menor rentabilidade ao produtor.

Segundo a UNICA [209], a quantidade de cana bisada e de sexto corte tem apresentado médias históricas correspondentes a 1% e 9,6% da área total, respectivamente. Entretanto, em momentos de crise financeira e/ou problemas climáticos, podem ocorrer alterações desses valores.

Para se determinar a projeção de etanol de primeira geração, é necessário calcular a produção total de cana a partir da área colhida e da produtividade, ambas estimadas por estágio de corte. Sobre este total, aplica-se o rendimento esperado a cada ano, em kg ATR/tc, para obter o ATR total disponível.

A divisão do ATR entre o açúcar e o etanol é feita a partir dos estudos dos mercados internacional e nacional de açúcar. Considerando a importância do Brasil no comércio mundial desta *commodity*, retira-se do ATR total a quantidade necessária para atender às demandas interna e externa de açúcar, obtendo-se, como resultado, a parcela destinada ao etanol.

Para se obter a projeção da oferta de etanol, aplicam-se os índices de transformação industrial para o anidro e o hidratado sobre o ATR destinado ao biocombustível. A eficiência de conversão do ATR para etanol depende do estágio tecnológico da indústria.

No cenário considerado, assume-se que a penetração da tecnologia de lignocelulose (segunda geração) não será representativa até 2024, embora existam, no período decenal, duas unidades operando e outros projetos em implantação.

¹⁵⁴ Área em reforma é aquela que não será colhida, pois se encontra em período de recuperação para o replantio da cana ou outros usos. Área reincorporada é aquela recuperada no ano da safra anterior e que já está disponível para colheita.

1.2.3 Premissas para produção de açúcar, rendimento, produtividade e índice de transformação industrial

As projeções de produção de açúcar e de ATR/tc utilizadas neste estudo foram elaboradas a partir de dados fornecidos pelo MAPA [187], conforme descrito a seguir.

Produção de açúcar

A projeção da produção brasileira de açúcar, apresentada na Tabela 141, é composta por duas partes: a parcela para consumo interno e a parcela a ser exportada.

A projeção do consumo interno de açúcar considerou a evolução do consumo per capita brasileiro (kg/hab/ano), relacionado ao aumento da renda e ao envelhecimento da população [187].

A projeção de exportação de açúcar foi estimada a partir da premissa de que o Brasil atenderá de 41% a 48% do fluxo de comércio mundial, no período decenal, com base em três fatores:

- O aumento de oferta necessário para atender ao crescimento da demanda nos países importadores, especialmente os países em desenvolvimento da África e Ásia [181] e [182];
- O fim das restrições (cotas) para produção de açúcar a partir de 2017 pela União Europeia, que poderá aumentar sua produção de açúcar de beterraba;
- O crescimento da produção em países como Tailândia e China. No entanto, o primeiro ainda permanece como exportador e o segundo, como importador.

Assumiu-se ainda que o setor sucroalcooleiro do Brasil investirá em ganhos de rendimento (ATR/tc) e de produtividade da cana (tc/ha) para melhorar sua competitividade.

A partir das considerações anteriores, estimou-se que a taxa média de crescimento da produção nacional de açúcar no período deverá ser de 3% ao ano.

Tabela 141 – Projeção de produção brasileira de açúcar

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	milhões de toneladas										
Açúcar	35,6	36,5	37,3	39,3	41,7	43,8	44,8	45,5	46,2	46,9	47,6

Fonte: EPE a partir de MAPA [187] e FAO [181] e [182].

Rendimento (ATR/tc)

Quanto à projeção dos valores de ATR/tc, o MAPA [187] estima que, em 2015 e 2016, seu crescimento será pequeno, pois não haverá total adequação do plantio ao sistema de colheita mecanizada, permanecendo numa média de 136,9 kg de ATR/tc. Já entre 2017 e 2024, admite-se que o rendimento médio será de 142,8 kg de ATR/tc.

Produtividade (tc/ha)

A produtividade da cana atingirá 85,3 tc/ha em 2024, resultado das ações iniciadas na safra 2012/13 e que se estenderão até o fim do período decenal, tais como: tratamentos culturais adequados, introdução

de novas variedades mais produtivas e aumento da área de cana planta (expansão e renovação). O ganho esperado de produtividade torna necessária a expansão da capacidade instalada de moagem de cana das unidades existentes, para atender à quantidade total de cana produzida.

Índice de transformação industrial

O aumento da eficiência na área industrial deverá ocorrer, principalmente, no processo de fermentação, a partir da disseminação do uso da tecnologia de alto teor alcoólico e da viabilização da fermentação a vácuo. Ao longo do período decenal, o fator de conversão do hidratado variará de 1,672 para 1,657 kg ATR/litro e o do anidro, de 1,749 para 1,734 kg ATR/litro, ambos por efficientização do processo de transformação do ATR em etanol. Já o fator de conversão do açúcar permanecerá constante, em 1,049 kg ATR/kg [169].

1.2.4 Expansão da capacidade industrial

Premissas adotadas

Em abril de 2015, o MAPA [185] registrou 369 unidades produtoras de etanol e açúcar em seu cadastro. Pesquisas adicionais junto a agentes do setor evidenciaram que somente 362 estavam efetivamente operando em 2015. Posteriormente realizou-se um estudo sobre a capacidade instalada de moagem de cana do Brasil, tendo como base a Conab, consultorias especializadas do setor e contatos diretos com as empresas, a partir do qual estimou-se que a capacidade total de moagem, ao final do primeiro trimestre de 2015, seria de cerca de 720 Mtc¹⁵⁵ [172]. Considerando a moagem realizada na safra 2014/15, conclui-se que sua utilização está em torno de 88%.

A utilização da capacidade instalada de produção de etanol e de açúcar varia de acordo com a remuneração dos produtos. A partir de dados da ANP [162], estimou-se que a capacidade brasileira de produção de etanol hidratado das unidades em operação seria de 37,9 bilhões de litros¹⁵⁶, sendo que parte desta capacidade - estimada em 19,3 bilhões de litros - é passível de ser utilizada para a produção do etanol anidro. Assim, caso fosse atingida a produção máxima de anidro, a capacidade resultante de hidratado seria de 18,6 bilhões de litros.

Vinte e três unidades em operação estavam em recuperação judicial ao fim do primeiro trimestre de 2015, representando um montante de 34 milhões de toneladas de cana.

A seguir, a projeção da capacidade de produção de etanol é analisada em dois períodos distintos: de 2015 a 2017 e de 2018 a 2024.

Período 2015-2017

Entre 2015 e 2017, os investimentos para expansão da capacidade podem ser identificados com razoável precisão, pois o tempo médio para construção e partida de uma usina é de três anos. Além desse horizonte, incertezas do mercado de etanol e de açúcar impedem uma quantificação precisa da expansão da capacidade industrial do setor através de unidades *greenfield*.

¹⁵⁵ Considerando um fator de capacidade de 90% e o fechamento de 11 unidades em 2015.

¹⁵⁶ Considerando o número máximo de dias de moagem ocorrido entre as safras 2010/11 e 2012/13.

Neste período, está prevista a implantação de apenas três novas usinas, reflexo da crise global de crédito em 2008 e 2009 e de consecutivas margens de lucro negativas. Estes projetos devem acrescentar uma capacidade nominal de moagem de aproximadamente 8 milhões de toneladas de cana. Ressalta-se que, na entrada em operação, uma usina não utiliza imediatamente sua capacidade máxima de moagem, levando, em média, quatro anos para atingi-la.

Por outro lado, espera-se que, entre 2015 e 2017, ocorra a reativação de sete unidades produtoras, como resultado do processo de recuperação judicial¹⁵⁷, adicionando mais 14 milhões de toneladas em capacidade nominal de moagem de cana.

Período 2018-2024

Entre 2018-2024, o cenário de expansão da capacidade de moagem da indústria sucroenergética adotado neste estudo considera a implantação de 9 unidades, com capacidade de moagem específica de cerca de 3,7 milhões de tc/ano/usina [192], [205] e [209], baseada em observações de mercado.

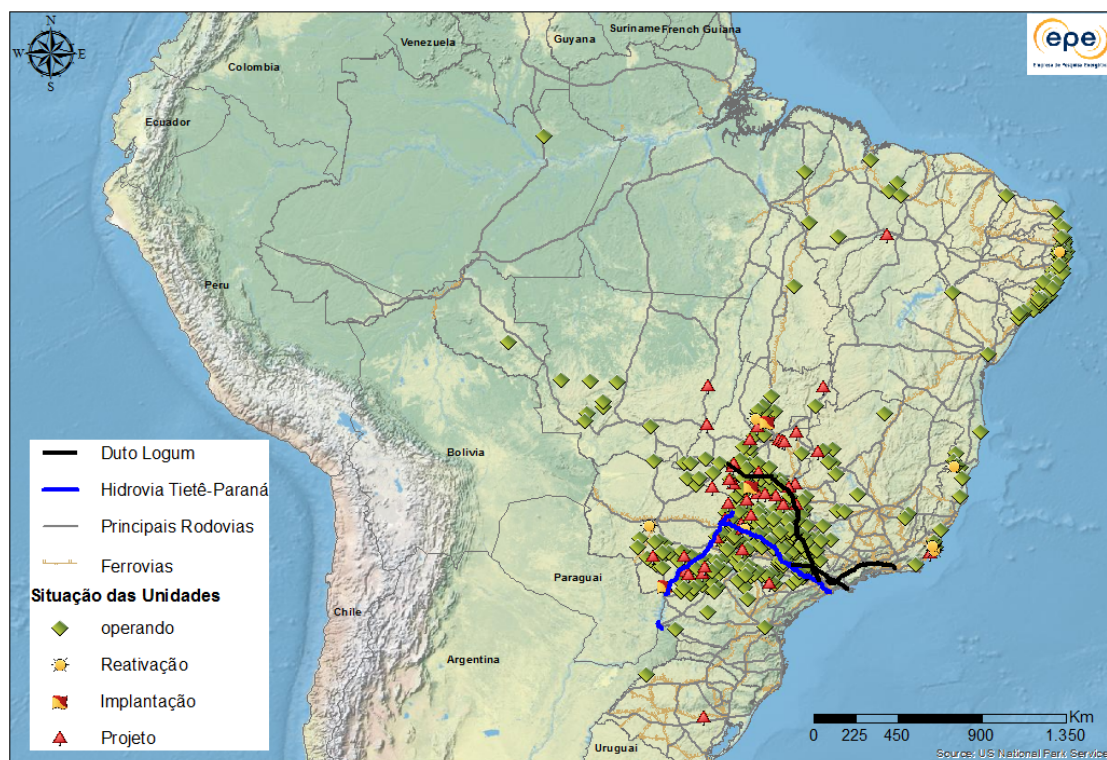
Além disso, considera-se que haverá uma expansão da capacidade instalada de moagem das usinas existentes, num total de cerca de 66 milhões de toneladas para atender o total de cana produzido em 2024. Após a análise das unidades do setor, estratificadas por data de implantação e capacidade média, estimou-se que essa expansão da indústria é plausível.

Ressalta-se que a construção das novas usinas e das expansões das unidades existentes pode ser perfeitamente atendida pela indústria de base brasileira, que tem capacidade de fornecer equipamentos e recursos necessários à expansão do setor.

A Figura 44 mostra a distribuição georreferenciada das usinas existentes, das que devem entrar em operação até 2017, além de 44 projetos divulgados nos últimos anos. O cenário de médio prazo considera que apenas 9 unidades deste universo de projetos serão implantadas entre 2018 e 2024. Ainda continua o movimento de expansão para a região central do País, fato que motiva a implantação de novos projetos de logística para o etanol.

¹⁵⁷ Resultado, principalmente, de ações dos governos estaduais de Pernambuco e Rio de Janeiro, assim como da reativação de unidades em outros estados que paralisaram suas atividades temporariamente, indicando seu retorno em uma data específica.

Figura 44 – Plantas produtoras de etanol e açúcar no Brasil



Fonte: Elaboração EPE a partir de MAPA [185], UDOP [205] e UNICA [209]

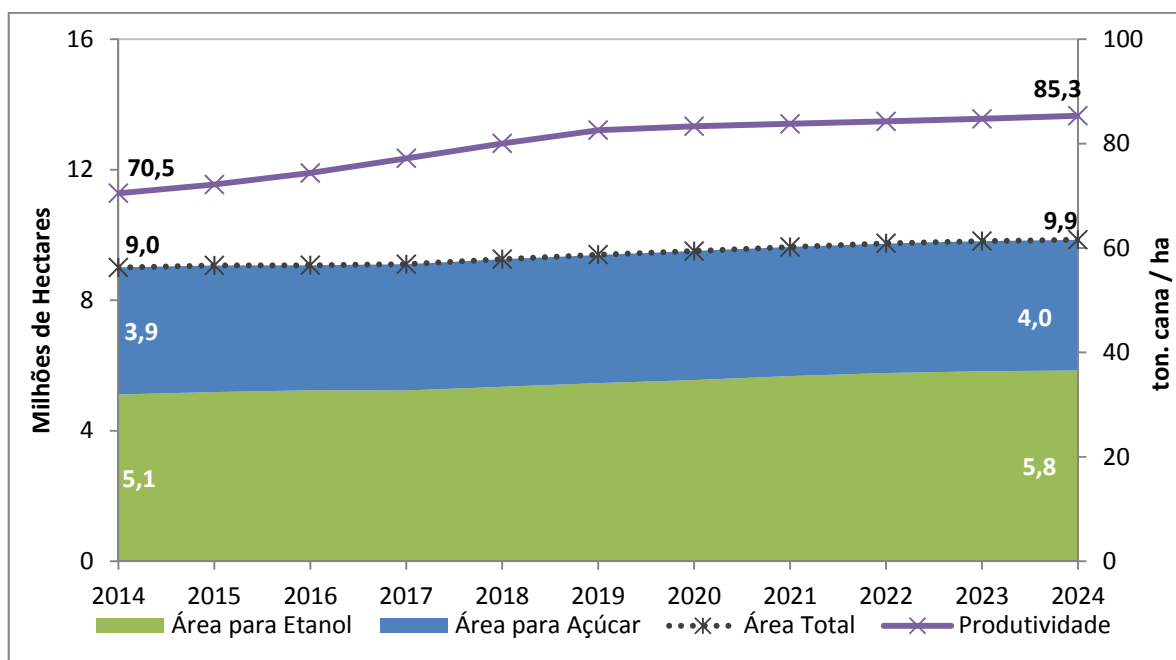
1.2.5 Resultados

Esse tópico apresenta os resultados das projeções de área colhida, produtividade, cana colhida, tipo e quantidade de usinas implantadas e oferta de etanol, a partir da metodologia e das premissas expostas anteriormente.

Área e Produtividade

O Gráfico 125 mostra que a área colhida aumentará de 9,1 Mha em 2015 para 9,9 Mha em 2024, correspondendo a um crescimento de 0,9% a.a., tendo como base a área da safra 2014/15. No horizonte de estudo, a produtividade sairá de 70,5 tc/ha em 2014 para 85,3 tc/ha em 2024. Vale ressaltar que o ganho de produtividade (tc/ha) e de qualidade (ATR/tc) da cana-de-açúcar será suficiente para atender ao crescimento da produção de açúcar, sem um grande aumento da área destinada à sua produção.

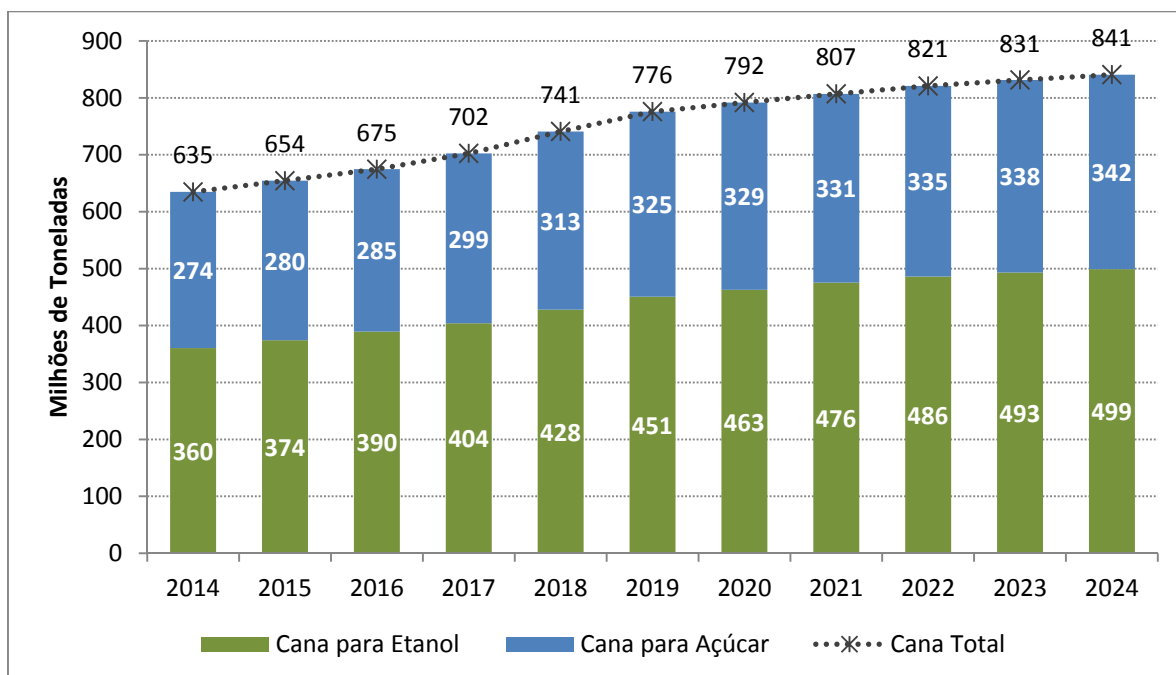
Gráfico 125 – Área colhida e produtividade do setor sucroenergético



Canas colhidas e mudas

A partir da projeção de área e de produtividade, obtém-se a projeção total de cana colhida. Os estudos do mercado de açúcar e das demandas de etanol da EPE determinam a destinação deste insumo, conforme o Gráfico 126. O percentual de cana para o etanol¹⁵⁸ varia de 57% em 2015 a 59% em 2024, aumento que se deve à maior taxa de crescimento da demanda de etanol.

Gráfico 126 – Cana colhida e destinação para etanol e açúcar



Fontes: EPE e MAPA [187]

¹⁵⁸ Atualmente, 19% da capacidade instalada de moagem de cana pode produzir somente etanol e 2%, somente açúcar. A capacidade total de moagem das unidades mistas corresponde a 79%. Considerando que as unidades mistas tenham sua produção dividida igualmente entre açúcar e etanol, o percentual destinado ao etanol seria de cerca de 58%. Caso tivessem um mix de produção maior que 50%, o percentual do parque sucroalcooleiro nacional destinado ao etanol seria ainda maior.

Considerando que, em 2024, o plantio mecanizado já estará implantado em quase todo o canavial, a quantidade de mudas utilizadas nesse sistema (18 t cana/ha) será de 27 milhões de toneladas [198]. No entanto, considerando a implantação do sistema de Mudas Pré-Brotadas – MPB (2 t cana/ha), a produção de mudas poderá cair para 3 milhões de toneladas em 2024, disponibilizando uma maior quantidade de cana para moagem e aumentando o faturamento do produtor.

Para que se alcancem os resultados desejados de produtividade e um melhor aproveitamento do ATR/tc disponível, é necessário realizar o manejo varietal e agrônômico adequados, assim como reduzir a defasagem entre mecanização do plantio e a da colheita. Pelos dados registrados até 2013, 88,8% da cana processada no Centro-Sul foi colhida mecanicamente [173]. Esse avanço na colheita não foi devidamente acompanhado pela mecanização do plantio, que atingiu 71% em 2013 nessa região [191].

Novas unidades sucroenergéticas

A Tabela 142 apresenta a estimativa das novas unidades produtoras a serem construídas para atender a demanda de açúcar e etanol entre 2015 e 2024, para o cenário proposto.

Tabela 142 – Estimativa de novas unidades produtoras a serem construídas

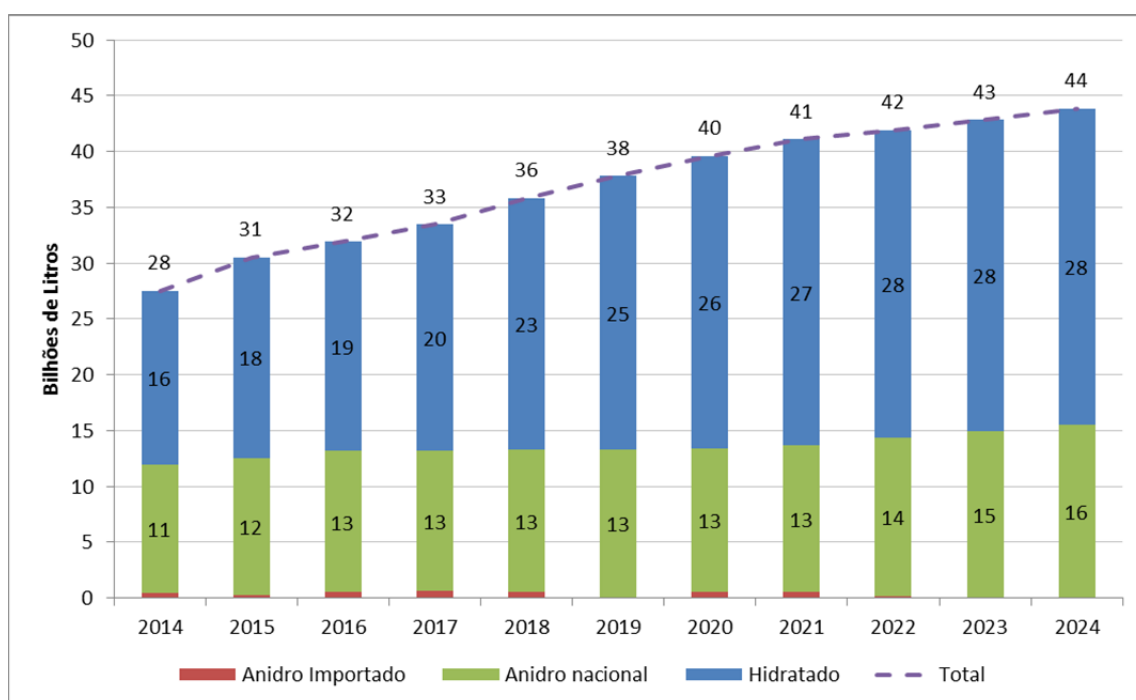
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total de unidades	1	2	0	0	1	1	1	2	2	2

Fonte: Elaboração EPE

Oferta total de etanol

Considerando-se as premissas estabelecidas, a oferta total de etanol passará de 31 bilhões de litros em 2015 para 36 bilhões de litros em 2018. A partir de 2019, estima-se a retomada dos investimentos em novas unidades e, com isso, a produção deverá atingir 44 bilhões de litros em 2024, conforme o Gráfico 127.

Além disso, admitiu-se que será necessário realizar pequenas importações ocasionais de etanol anidro para atender a demanda esperada. A média dos volumes de importação estimados no período decenal foi cerca de 300 milhões de litros.

Gráfico 127 – Projeção da oferta de etanol (produção brasileira e importação)

1.2.6 Etanol celulósico

O Brasil começa a se inserir na realidade mundial dos biocombustíveis avançados, como o etanol celulósico, produzido a partir do bagaço da cana-de-açúcar. O País conta atualmente com duas plantas em escala comercial para produção de etanol celulósico, nos estados de Alagoas e São Paulo. O Plano Conjunto BNDES-FINEP de Apoio à Inovação Tecnológica Industrial dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico – PAISS, lançado em 2011 pelo Governo Federal, procurou estimular a indústria sucroalcooleira com um orçamento de um bilhão de reais de crédito para o desenvolvimento, implementação e avanço das tecnologias referentes à produção de etanol de segunda geração, à eficiência da cogeração e aos novos bioprodutos [167].

A capacidade de produção de etanol celulósico do Brasil poderá atingir, nos próximos anos, 429 milhões de litros (cerca de 1% da produção total em 2024), distribuídos em sete plantas construídas e em construção [156]. As capacidades, as datas de entrada em operação e as localizações podem ser conferidas na Tabela 143.

Tabela 143 – Capacidade produtiva de etanol celulósico

Empresa(s)	Cidade (UF)	Capacidade Nominal (milhões de litros)	Operação	Investimentos (milhões de reais)
Granbio/Carlos Lyra	São Miguel dos Campos (AL)	82	2014/15	350
Raízen ⁽¹⁾	Piracicaba (SP)	160	2015/16	710 ⁽²⁾
Odebrecht Agroindustrial	Sem definição	80	2016/17	Sem definição
Petrobras/São Martinho	Quirinópolis (GO)	40	Sem definição	240 ⁽²⁾
CTC	São Manoel (SP)	3	2014/15	71
Abengoa	Pirassununga (SP)	64	2017	310
Total		429		1.680

Notas: (1) Duas plantas da Raízen. A empresa anunciou, no fim de 2014, o projeto de sua segunda planta de etanol 2G. A previsão é um incremento na capacidade adicional de 120 milhões de litros anuais. A companhia pretende operar, até 2024, oito plantas de etanol 2G. No total, os aportes previstos até 2024 deverão chegar a R\$ 2,5 bilhões, entretanto este valor ainda não possui financiamento governamental garantido, o que é um condicionante no planejamento da empresa. A capacidade total das oito usinas em operação será de 1 bilhão de litros, correspondendo a 50% da capacidade atual das plantas de primeira geração da empresa, segundo a própria Raízen [156] e [199].

(2) Valor estimado a partir do investimento total.

Fonte: Elaboração própria.

O principal desafio para o gerenciamento destas usinas, durante o período em estudo, permanece sendo a mudança da atual configuração do processo de produção de açúcar, etanol convencional e bioeletricidade, para outra em que se produza, além destes, o etanol celulósico. O projeto que se julga mais econômico é aquele que integra a produção convencional à de segunda geração.

As usinas que implantaram a cogeração de alta eficiência poderão ter dificuldades para fabricar o etanol de segunda geração em plantas comerciais, num horizonte de dez anos, pois, neste caso, quase todo o bagaço já está comprometido. Para fazê-lo, terão que utilizar a palha e ponta ou a cana energia. No primeiro caso, a viabilidade econômica terá que ser avaliada, devido aos custos adicionais com equipamentos para enfardamento e processamento da palha.

1.2.7 Investimentos para o aumento da produção de etanol

A Tabela 144 apresenta o investimento médio industrial estimado para a construção de uma nova unidade de produção mista e de uma destilaria.

Tabela 144 – Investimento médio para construção de novas unidades produtoras

Custo Industrial	USD/tc	R\$/tc
Usina Mista	100	265
Destilaria	85	225,3
Cogeração	25	66,3
Despesas Pré-operacionais	1	2,7
Equipamentos Agrícolas	25	66,3
Custo total para usinas mistas	151	400,2
Custo total para Destilarias	136	360,4

Nota: Taxa de câmbio utilizada de R\$ 2,65 /US\$

Fonte: Elaboração EPE a partir de [187].

A produção estimada de açúcar e de etanol, no horizonte decenal, considera a construção de 12 novas unidades produtoras. Dessa forma, os investimentos nas áreas industrial e agrícola¹⁵⁹ deverão

¹⁵⁹ Custo de Formação do Canavial (inclui preparo do solo, plantio e tratos da planta, mas não inclui arrendamento da terra). Foi usado o valor para a região de expansão da cana, estimado em 17,1 R\$/tc [193].

ser da ordem de R\$ 17,1 bilhões referentes às novas unidades e de R\$ 14,2 bilhões referentes às expansões necessárias, totalizando R\$ 31,3 bilhões [193].¹⁶⁰

1.3 Logística de transporte do etanol

Com a expansão do mercado de etanol nos próximos dez anos, faz-se necessário investir na diversificação dos modais utilizados para exportação e distribuição interna, tornando possível um transporte mais barato e eficiente e aumentar a capacidade de armazenamento de etanol.

O modal rodoviário continua representando a maior parte do transporte de etanol no Brasil, apesar de possuir maiores custos energéticos e ambientais do que o ferroviário. Abaixo estão descritos alguns investimentos para a diversificação dos modais de transporte do etanol.

Com relação ao armazenamento do anidro, a Resolução ANP nº 67/2012 [163] estabeleceu que o produtor de etanol anidro, a cooperativa de produtores de etanol ou a empresa comercializadora deverá possuir, estoque próprio em volume compatível com sua comercialização de etanol anidro combustível no ano civil anterior.

1.3.1 Investimentos dutoviários e hidroviários

A Logum Logística S.A., cuja composição acionária é integrada por grandes produtores de etanol, Petrobras e outras empresas, foi criada com o objetivo de transportar etanol por polidutos e hidrovias para o mercado interno e externo.

Apesar de prever a construção de uma longa extensão de dutos, o projeto utiliza-se também de uma infraestrutura já existente e operada pela Transpetro. Existe ainda a possibilidade de integração deste sistema com ferrovias também existentes. Quando todos os trechos estiverem concluídos, o sistema¹⁶¹ atravessará cinco estados e 45 municípios, conforme a Figura 45.

¹⁶⁰ O valor dispendido em formação do canal e trato cultural das unidades existentes é considerado como custo operacional.

¹⁶¹ A Logum Logística S.A. divulgou no início de 2015 o cronograma de inauguração das próximas etapas do programa. No entanto, devido à lenta ocupação dos dutos em funcionamento, às incertezas no setor sucroalcooleiro e ao não cumprimento do cronograma, a empresa poderá redefinir as datas e prioridades na implantação do sistema.

Figura 45 – Sistema integrado de logística de etanol



Fonte: Logum [164].

As principais características deste projeto encontram-se na Tabela 145.

Tabela 145 – Principais características do projeto

Modal	Extensão total (km)	Volume máximo escoado (milhões m ³ /ano) ⁽¹⁾	Início de Operação	Investimento (R\$ bilhões)
Dutos	1.330	22	2013	7
Hidrovia	662	4	2015	

Nota: Para Dutos, considera-se a soma dos trechos entre Ribeirão Preto – Paulínia e Anhembi - Paulínia. Para Hidrovia, considera-se o trecho Araçatuba – Anhembi.

Fonte: Logum [164]

A capacidade de armazenamento do projeto é de 920.000 m³, sendo Paulínia e Caraguatatuba os principais *hubs* do sistema, com 224.000 m³ e 240.000 m³ respectivamente.

O primeiro trecho construído, inaugurado em agosto de 2013, liga Ribeirão Preto a Paulínia e tem capacidade autorizada para transportar 12 milhões de m³ de etanol por ano [164]. O volume movimentado neste trecho em 2014 foi de cerca de 498 mil m³ de etanol hidratado e 221 mil m³ de etanol anidro¹⁶². Em abril de 2015, o trecho entre Uberaba (MG) e Ribeirão Preto (SP) recebeu a licença de operação e sua capacidade nominal de movimentação é de 9 bilhões de litros de etanol por ano [189].

¹⁶² O volume total de etanol movimentado por dutos em 2014 foi de 1.275 mil m³, sendo 556 mil m³ pela Transpetro [204] e o restante pela Logum.

A implantação do sistema hidroviário considera a realização de melhorias nas vias existentes e a construção de 80 barcaças e 20 empurradores, através do Promef Hidrovia. Cada comboio (um empurrador e 4 barcaças) terá capacidade de transporte de 7,6 milhões de litros. O investimento total será de R\$ 415 milhões. Quando a hidrovia estiver em plena operação, os 20 comboios substituirão o equivalente a 80 mil viagens de caminhão por ano, o que corresponde a um transporte de cerca de 4 bilhões de litros de etanol.

1.3.2 Ferrovias

No Brasil, o volume de etanol movimentado pelo modal ferroviário cresceu fortemente de 2006 a 2009, juntamente com o aumento da produção nacional, mas se estabilizou na casa dos 2,5 bilhões de litros/ano, devido às oscilações de safra ocorridas desde 2010. A Tabela 146 apresenta os volumes de etanol movimentados por ferrovia no Brasil de 2006 a 2013.

Tabela 146 – Movimentação ferroviária de etanol no Brasil

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	m^3							
Etanol	1.553.209	1.922.477	2.733.876	3.485.604	2.996.086	2.694.803	2.434.957	2.750.552

Fonte: EPE a partir de ANTT [165]

A necessidade de redução de custos na cadeia do etanol, visando aumentar sua competitividade frente à gasolina, compreende, também, o desenvolvimento e construção de alternativas mais baratas para o transporte de etanol em longas distâncias, quando comparado ao modal rodoviário. Abaixo, são expostos alguns investimentos em melhorias ferroviárias para o transporte de carga, que poderão beneficiar o transporte de etanol, diminuindo seus custos e aumentando as margens.

Em 2013, a América Latina Logística (ALL), concessionária com maior malha ferroviária na região Centro-Sul, obteve um financiamento de R\$ 1,7 bilhão junto ao BNDES e tem realizado obras de modernização e reestruturação de sua infraestrutura ferroviária, com término previsto para o fim de 2015 [158] [197]. Seu objetivo é a redução de custos e o aumento da capacidade de transporte de produtos em geral.

Com a intenção de aumentar a capacidade de carga da malha ferroviária no Estado de São Paulo, reduzindo gargalos logísticos e tornando mais competitiva e eficiente a movimentação de diversos produtos, inclusive etanol, foram investidos R\$ 600 milhões de reais na duplicação de 264 km de trilhos. A obra tem prazo de conclusão para 2015 e cortará 16 municípios.

Em fevereiro de 2015, o CADE aprovou, com restrições¹⁶³, a fusão entre a Rumo Logística e a ALL, duas grandes empresas de logística, sendo a primeira com forte atuação no setor sucroalcooleiro e a segunda uma concessionária da região Centro-Sul [202]. Esse acordo deve impactar diretamente os futuros investimentos na logística de transporte de açúcar e etanol na região.

¹⁶³ Estabelecimento de uma cota para o transporte de suas próprias cargas, devendo o restante ser oferecido a outras empresas; determinação de que seus concorrentes terão prioridade de uso, caso haja ociosidade da malha ferroviária; fixação das tarifas de transporte ferroviário em sua malha e destinação a seus concorrentes de 40% do volume total de uso de dois de seus terminais no porto de Santos.

A seguir, descrevem-se aspectos relacionados ao transporte e armazenamento de biocombustíveis nas ferrovias Norte-Sul (FNS) e Centro-Atlântica.

Em 2014 foi inaugurado parte do trecho Sul da FNS, ligando Porto Nacional (TO) a Anápolis (GO). Na cidade goiana, esta ferrovia se encontra com a malha da Ferrovia Centro-Atlântica que, por sua vez, movimentava cerca de 200.000 m³ de etanol por ano e tem capacidade ociosa para transportar mais 120.000 m³/ano de etanol entre Brasília e Paulínia. Uma das vantagens dessa integração é a possibilidade de levar o etanol das áreas produtoras da região Centro-Sul para Candeias, na Bahia.

O trecho Norte da FNS, que liga Palmas (TO) ao Porto de Itaqui, em São Luiz (MA), possui capacidade de transporte de 100.000 m³/ano, oferecendo aos produtores de biocombustíveis das áreas de expansão uma alternativa ao modal rodoviário para distribuição interna ou para exportação, já que o Porto de Itaqui tem a vantagem de ser mais próximo dos mercados europeu e americano e aos estados do Norte e Nordeste do Brasil.

Alguns estudos de viabilidade técnica, econômica e ambiental (EVTEA) de novas ferrovias estão sendo conduzidos no âmbito do PAC, para uma integração contínua de toda a malha ferroviária, ligando os principais polos produtores do país¹⁶⁴. A implantação desses trechos proporcionará uma nova logística regional de transporte para diversos produtos, inclusive o etanol, uma vez que o combustível já é movimentado na FNS [210].

Em consonância com os investimentos ferroviários apresentados, uma grande empresa do setor sucroalcooleiro, a Raízen, anunciou em 2014 que está finalizando um cronograma de investimentos em bases de distribuição de combustíveis em sete cidades: Cuiabá (MT), Rondonópolis (MT), Campo Grande (MS), Goiânia (GO), Alto Taquari (MT), Brasília (DF) e Porto Nacional (TO). Seu objetivo é transportar gasolina e diesel, provenientes de Paulínia (SP) e de Itaqui (MA), para o Centro-Oeste, enquanto os biocombustíveis, produzidos no Centro-Oeste, fariam o percurso reverso [166].

1.3.3 Portos

Segundo a Secretaria de Portos da Presidência da República (SEP/PR), responsável por gerir o Programa Nacional de Dragagem Portuária e Hidroviária (PND), aproximadamente 90% do comércio internacional do Brasil passa por portos. Portanto, o investimento em melhorias dos mesmos aumentará a capacidade logística do país, reduzindo o custo dos produtos brasileiros no exterior. Particularmente, haverá a possibilidade de uso de navios maiores para transporte do etanol [203].

Destacam-se oito portos para movimentação de etanol, sendo que Santos, Paranaguá e Ilha D'Água possuem 74% da tancagem total e 73% da capacidade de escoamento de etanol dos portos brasileiros (Tabela 147).

¹⁶⁴ Os principais projetos são: expansão da Ferrovia Norte-Sul até Barcarena (PA), a partir de Açailândia (MA); Ferrovia Transcontinental, que integra a FNS, ligando Campinorte (GO) a Porto Velho (RO); Extensão da FNS, ligando as cidades de Estrela d'Oeste (SP), Panorama (SP), Chapecó (SC) e Rio Grande (RS).

Tabela 147 – Características dos principais portos para etanol

Característica	Santos	Paranaguá	Ilha D'Água	Vitória	Maceió	Suape	Cabedelo	Itaqui	Total
	milhões de litros								
Tancagem	295	102,5	40	24,6	30	43,4	37,8	15	588,3
Capacidade de movimentação por ano	5.300	1.800	1.000	600	500	800	700	400	11.100

Fonte: PMCC [173]

Os portos de Santos e Paranaguá são responsáveis por 97% das exportações brasileiras, sendo que o primeiro exportou 1,3 bilhões de litros em 2014, 90% do volume total [188]. Por ser a principal via de escoamento marítimo de etanol, o Porto de Santos tem recebido investimentos em terminais e píeres de atracação.

Para a importação de etanol, os principais portos, responsáveis por 86% do volume total – média entre 2011 e 2014 – são Itaqui (32,7%), Santos (33%) e Suape (20,6%) [188]. A partir de 2013, Itaqui e Suape apresentaram maiores volumes importados de etanol que o porto de Santos.

1.4 Etanol - considerações finais

Para atendimento à crescente demanda de combustível pelos veículos do ciclo Otto (2,3% a.a.), projeta-se um crescimento da oferta de etanol hidratado carburante a uma taxa média elevada (6,8% a.a.). Ao mesmo tempo, estima-se a necessidade de uma oferta crescente de gasolina C entre 2014 e 2024, à taxa média de 1% a.a., para atendimento, tanto à frota dedicada a gasolina, quanto à parcela da frota *flex fuel* que consome esse combustível.

As exportações brasileiras de etanol, no período decenal, serão limitadas, pois, embora a inclusão dos biocombustíveis na matriz energética mundial seja considerada estratégica para o cumprimento dos programas de redução de gases de efeito estufa, as metas de uso de biocombustíveis estão sendo adiadas, devido à crise econômica e ao maior protecionismo dos mercados.

No horizonte decenal, espera-se uma recuperação dos indicadores de produção da cana (produtividade agrícola e rendimento industrial em ATR/tc), devido ao retorno dos investimentos em renovação e tratos culturais e à evolução do plantio mecanizado. Isto deverá proporcionar uma redução dos custos de produção, que contribuirá para um aumento da competitividade do etanol frente à gasolina, o que, associado à necessidade de aumento da capacidade de moagem, deverá levar a investimentos em unidades *greenfields* e à expansão da capacidade de moagem existente.

Apesar da implantação e operação de algumas unidades de produção de etanol de segunda geração no período decenal, estima-se que a efetiva competitividade deste biocombustível, sem os incentivos governamentais atuais, somente ocorrerá ao final do período.

Os projetos para melhoria da infraestrutura de transporte e armazenagem de etanol, tais como o sistema integrado de dutos e hidrovias e os investimentos na malha ferroviária e nos portos, representam um avanço importante nas estratégias de expansão do setor.

2. Biodiesel

2.1 O consumo obrigatório de biodiesel

De 2005 a 2014, foram adicionados 17,1 bilhões de litros de biodiesel ao diesel fóssil. O percentual mandatório de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado ao consumidor final, que era de 5% em volume desde janeiro de 2010, foi alterado pela Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014. Tal regulamentação estabeleceu que a adição obrigatória de biodiesel passou para 6%, a partir de 1º de julho e 7%, a partir de 1º de novembro de 2014. Para garantia de suprimento, o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) poderá reduzir o percentual de 7% para 6%, caso haja algum fator que possa desequilibrar a oferta do biocombustível [195].

Para este PDE, assumiu-se, como premissa de cenário, que a mistura obrigatória permanecerá em 7% até o ano de 2024. Desta forma, considerando a previsão do consumo regional de óleo diesel apresentada no Capítulo II, foram obtidas as estimativas de consumo mandatório de biodiesel apresentadas na Tabela 148.

Tabela 148 – Brasil e regiões: Consumo obrigatório de biodiesel

Região	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	milhões de litros									
Norte	473	482	499	519	541	564	583	602	621	642
Nordeste	670	699	730	761	794	818	841	863	885	906
Sul	812	839	865	895	926	955	980	1.003	1.027	1.049
Sudeste	1.829	1.843	1.839	1.867	1.879	1.925	1.984	2.053	2.148	2.252
Centro-Oeste	576	595	615	643	669	692	714	735	755	774
Brasil	4.359	4.459	4.547	4.685	4.809	4.954	5.102	5.257	5.436	5.623

Fonte: Elaboração EPE

2.2 Perspectivas de preços do biodiesel

A matéria-prima é responsável por cerca de 80% do custo de produção do biodiesel [183] e estima-se que, nos próximos dez anos, o preço do óleo de soja deverá acompanhar os preços das *commodities* em geral. Adotou-se, como cenário mais provável, que a demanda pelo biocombustível manter-se-á nos limites do consumo mandatório definido por lei.

2.3 Os leilões de biodiesel

O Governo Federal, por meio da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), promove leilões para aquisição de biodiesel, preferencialmente produzido por empresas contempladas com o Selo Combustível Social (SCS)¹⁶⁵, garantindo a compra e entrega do biocombustível para períodos especificados. A primeira etapa do leilão, que em geral envolve 80% do volume total a ser comercializado, é restrita a empresas que possuam o SCS (Selo Combustível Social), enquanto os 20% restantes são abertos à participação de qualquer empresa produtora. Os editais dos leilões

¹⁶⁵ A Instrução Normativa nº 01, de 19 de fevereiro de 2009, dispõe sobre os critérios e procedimentos relativos ao enquadramento de projetos de produção de biodiesel ao Selo Combustível Social.

descrevem com detalhes as características técnicas do biodiesel, as condições de entrega do produto e os Preços Máximos de Referência Regionais (PMR). Até abril de 2015 foram realizados 42 leilões, sendo os resultados dos mais recentes apresentados na Tabela 149.

Tabela 149 – Resultado dos leilões mais recentes de compra de biodiesel pela ANP

Leilões	35°	36°	37°	38°	39°	40°	41°	42°
Volume arrematado (1.000 m ³)	550	464	638	626	645	668	699	671
Preço médio (R\$/m ³)	1.965	1.880	1.884	1.914	2.105	2.194	1.975	2.022

Nota: O volume comercializado no leilão complementar foi de 56,1 milhões de litros ao preço médio de R\$ 2.051,00 por metro cúbico. Estes valores não foram computados acima.
 Fonte: Elaboração EPE a partir de dados ANP [160].

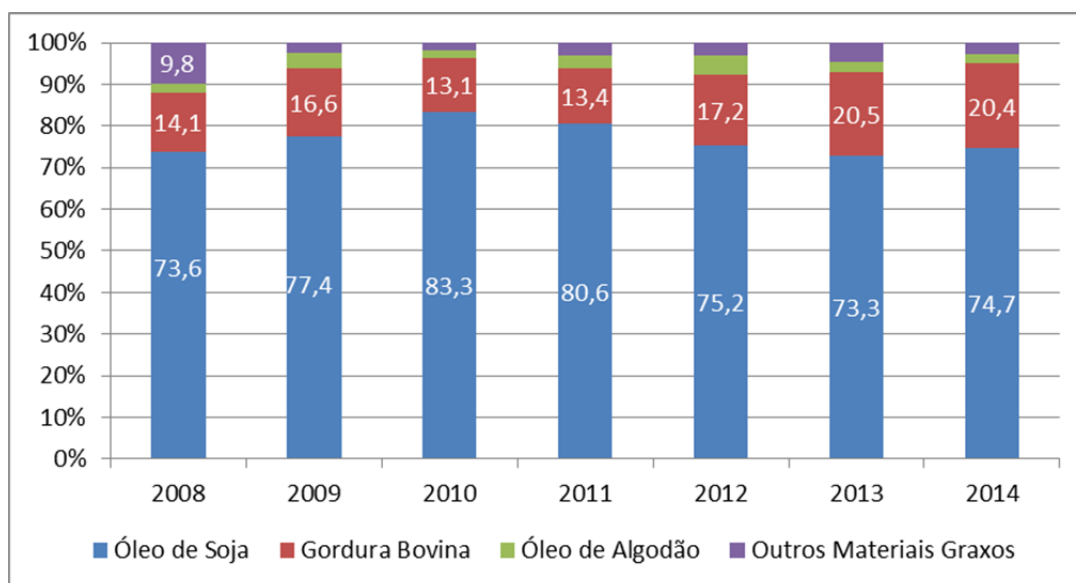
O 39º leilão, primeiro realizado após a implantação do B7, foi marcado pela baixa oferta de biodiesel em relação ao volume demandado. Com isso, houve a necessidade de se realizar um leilão complementar para atender a demanda.

A portaria MME nº116 (04/04/2013) incluiu a modalidade de leilão com opção de compra, possibilitando a transferência de responsabilidade sobre o estoque regulador e estratégico para as usinas de biodiesel, sendo aplicada desde julho de 2013 [190].

2.4 Oferta de biodiesel

2.4.1 Disponibilidade de insumos para a produção de biodiesel

Para os próximos anos, espera-se que a soja seja ainda o insumo mais importante para a produção de biodiesel, o que acontece desde a implantação do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB), em 2005. Nesse período, o sebo bovino foi o segundo insumo mais utilizado, seguido pelo óleo de algodão. No horizonte decenal, o sebo deverá manter posição de destaque, embora possa ter seu percentual de participação diminuído, devido à entrada de novos insumos e ao aumento da participação do óleo de soja. As demais culturas produtoras de óleo (mamona, dendê e girassol) não foram expressivas, desde o início do Programa. O Gráfico 128 apresenta a evolução da participação das diferentes matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel nos últimos anos, segundo informações prestadas pelos produtores à ANP.

Gráfico 128 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel

Fonte: ANP [161].

No horizonte decenal, não há perspectivas de mudança significativa na matriz de insumos para biodiesel. A diversificação do *mix* dependerá do sucesso de programas governamentais, tais como o Programa de Produção Sustentável de Palma de Óleo (Propalma)¹⁶⁶.

Assim, existe alguma possibilidade de que, no longo prazo, o óleo de palma (dendê) possa ter uma contribuição expressiva como insumo para biodiesel, ultrapassando a gordura animal. Os resultados positivos a serem obtidos pelo programa deverão surtir efeito no fim do período decenal, não apenas para a fabricação de biodiesel, mas também para atendimento a outras demandas, já que o Brasil é importador desse óleo.

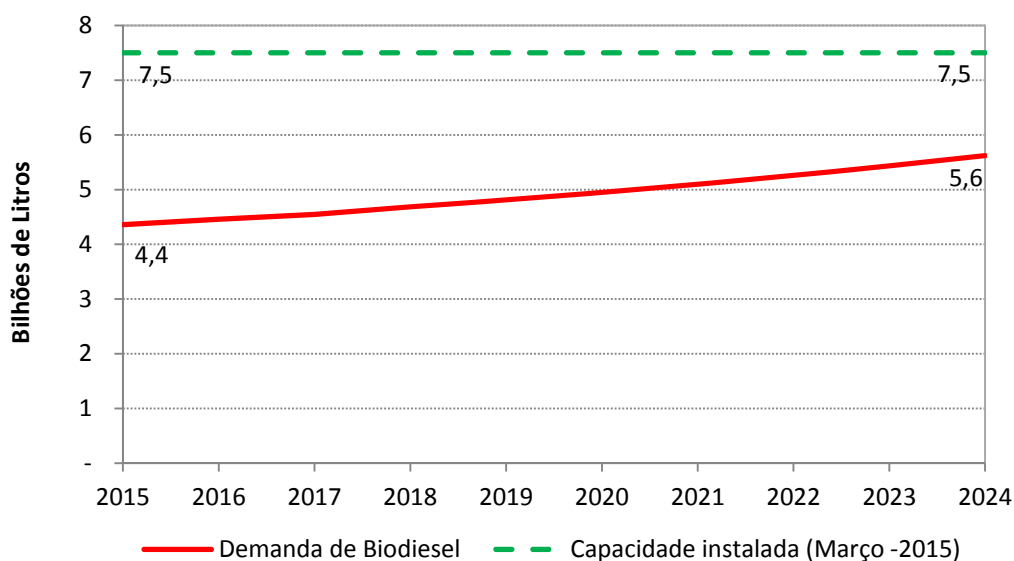
Novas matérias-primas, como óleo de algas e pinhão manso, poderão vir a compor o *mix*, entretanto, sem participação relevante neste decênio.

2.4.2 Balanço de capacidade instalada e demanda de biodiesel

A demanda total de biodiesel projetada pela EPE, mantendo-se o percentual mandatório em 7% em todo o período decenal, assim como a capacidade instalada de produção, com licença para comercialização, em março 2015, são apresentadas no Gráfico 129.

¹⁶⁶ O Programa tem por objetivo ordenar a expansão da cultura da palma, garantir a competitividade do setor com investimentos em pesquisa e aumentar a renda de agricultores familiares. Institui, ainda, o Zoneamento Agroecológico para sua cultura, indicando como áreas aptas à expansão produtiva somente terras onde há ocupação do homem exercendo diversas atividades (antropizadas).

Gráfico 129 – Demanda de biodiesel vs. capacidade instalada



Fonte: Elaboração EPE a partir de ANP [161].

Aproximadamente 95% das usinas autorizadas pela ANP para operação possuem licença para comercialização. A capacidade de processamento de biodiesel, a projeção do consumo obrigatório e os balanços regionais e nacional para 2015 e 2024 são indicados na Tabela 150. Para esta avaliação, considerou-se as usinas que já possuem autorização para comercialização, fornecida pela ANP até março de 2015. Para 2024, foram também consideradas aquelas já autorizadas para construção e ampliação.

Tabela 150 – Capacidade instalada processamento de biodiesel e consumo obrigatório

Região	2015			2024		
	Capacidade Instalada	Consumo Obrigatório	Balanco	Capacidade Instalada	Consumo Obrigatório	Balanco
	milhões de litros/ano			milhões de litros/ano		
Norte	191	473	-282	242	642	-400
Nordeste	476	670	-194	476	906	-430
Sul	2.653	812	1.842	2.887	1.049	1.838
Sudeste	1.044	1.829	-785	1.044	2.252	-1.208
Centro-Oeste	3.143	576	2.567	3.228	774	2.454
Brasil	7.507	4.359	3.148	7.876	5.623	2.254

Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados da ANP [161].

De acordo com a Tabela 150, as regiões Norte e Nordeste e Sudeste não serão autossuficientes em 2015, condição que deve perdurar até 2024. Quanto ao balanço nacional entre a capacidade instalada e a demanda obrigatória, este mostra-se positivo em todo o horizonte decenal, restando uma capacidade adicional de 3.148 e 2.254 milhões de litros, em 2015 e 2024, respectivamente.

Note-se que essa significativa capacidade excedente de produção vem sendo observada desde a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira, visto que havia a expectativa de sucessivos aumentos do mandatório, por parte do setor. Tal expectativa se traduziu em aumento da capacidade instalada, mesmo após 2010, quando o mandatório ficou estacionado em 5% por quatro anos. Nesse

período, os investimentos industriais foram realizados majoritariamente por empresas do complexo da soja, configurando o processo de verticalização do setor.

As empresas do complexo soja possuem a vantagem econômica de produzir a matéria-prima (óleo de soja), que representa cerca de 80% do custo final do biodiesel, e conseguem ofertar o biocombustível nos leilões com maiores descontos em relação ao preço máximo de referência da ANP. Com essa vantagem comparativa, as companhias verticalizadas se mantêm economicamente mais flexíveis que as pequenas empresas, as quais necessitam comprar o insumo para a produção. Neste cenário, verificou-se, nos últimos dois anos, a paralisação das atividades de várias empresas, principalmente pequenas, que não conseguiram ofertar biodiesel a preços competitivos nos leilões.

Dado que a capacidade instalada atende plenamente o consumo projetado até 2024, dentro do mandatório de 7%, o total de investimentos em usinas de biodiesel considerado neste PDE será aquele referente às solicitações para ampliação e construção de novas unidades já autorizadas pela ANP. O conjunto destes investimentos totaliza aproximadamente R\$ 200 milhões durante o período decenal.

2.4.3 Mercado internacional de biodiesel

A comercialização internacional de biodiesel está distribuída entre Estados Unidos, Argentina, Indonésia e Europa. Segundo a EIA, em 2014, os Estados Unidos produziram 4,7 bilhões de litros e consumiram 5,4 bilhões, permanecendo como o maior produtor e consumidor mundial [176].

Em 2014 o Brasil se tornou o segundo maior produtor e consumidor de biodiesel, com praticamente toda sua produção destinada ao consumo interno (3,4 bilhões de litros). Nesse ano, o país exportou apenas 35 mil toneladas de biodiesel para a União Europeia, praticamente a mesma quantidade de 2013.

A capacidade ociosa prevista (29% em 2024) poderá ser aproveitada para exportação, caso as expectativas com relação aos biocombustíveis se revertam nos próximos anos, principalmente na União Europeia.

2.4.4 Incentivos ao uso adicional de biodiesel

Algumas iniciativas locais, visando ações de mobilidade sustentável, poderão impulsionar o uso adicional de biodiesel. Assim é que governos estaduais e prefeituras de grandes cidades deverão manter os incentivos para o aumento da participação de biocombustíveis, além dos mandatórios, no transporte público, por meio de políticas públicas para o setor.

As cidades de São Paulo (SP), Rio de Janeiro (RJ) e Curitiba (PR) já possuem leis ou acordos voltados às mudanças climáticas e melhoria da qualidade do ar, que procuram minimizar as emissões de gases de efeito estufa (GEE) e outros poluentes locais. Nessas três capitais, circula uma frota de aproximadamente 26 mil ônibus, com um consumo médio de 1.000.000 m³/ano de diesel (base

2013). Apenas a capital paulista possui o compromisso em lei de, até 2018, movimentar toda a frota com alguma parcela de energia renovável.

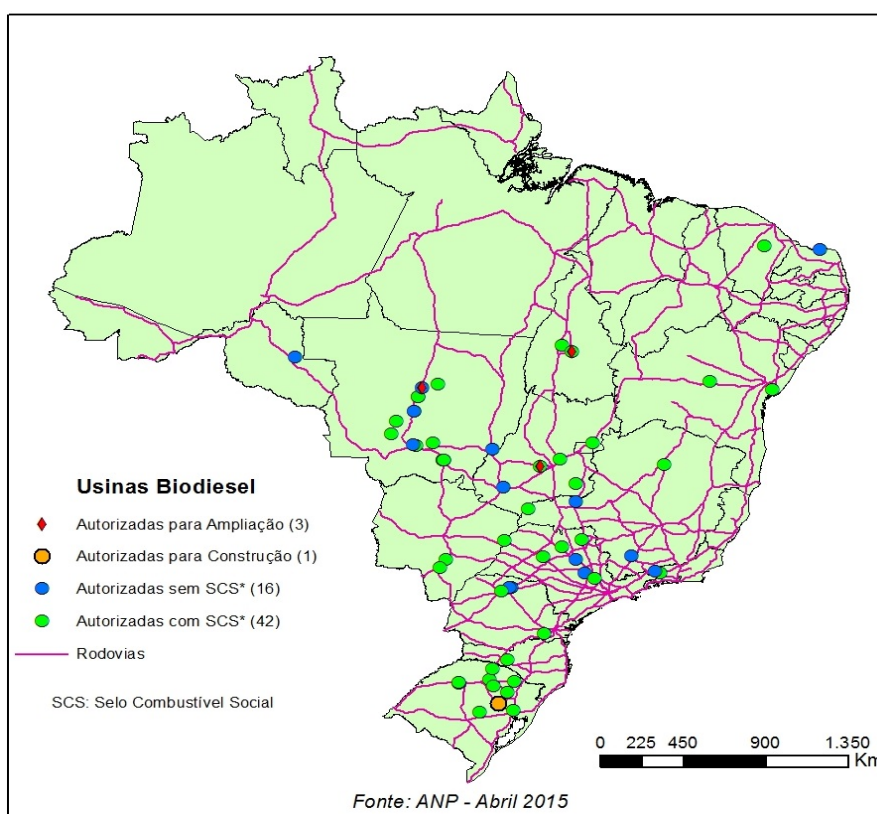
As opções para o cumprimento dessas metas adicionais ainda não estão definidas e podem envolver várias alternativas, dentre elas o aumento da porcentagem de biodiesel no diesel fóssil além do mandatório.

O uso de combustíveis que se enquadram no escopo da Lei 11.097 de 2005, porém não especificados pela ANP como biodiesel¹⁶⁷ (diesel de cana, óleos vegetais hidrotratados¹⁶⁸ e *biomass to liquids* - BTL), também se configuram como alternativas, porém de mais longo prazo. Dessa forma, não se considerou seu uso nas projeções de demanda e oferta de biodiesel no horizonte decenal.

2.4.5 Infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel

A atual infraestrutura de escoamento de biodiesel entre as regiões/localidades produtoras e as refinarias/bases das distribuidoras é apresentada na Figura 46. A figura exhibe também as usinas de produção de biodiesel¹⁶⁹ já autorizadas pela Agência e distingue aquelas que possuem ou não o Selo Combustível Social.

Figura 46 – Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de transportes



Fonte: Elaboração EPE a partir de ANP [161].

¹⁶⁷ O termo biodiesel refere-se ao éster de ácido graxo, conforme Resolução ANP 42/2004: "combustível composto de alquil-ésteres de ácidos graxos de cadeia longa, derivados de óleos vegetais ou de gorduras animais".

¹⁶⁸ Obtidos por processos termoquímicos.

¹⁶⁹ As usinas detentoras do Selo Combustível Social (SCS) possuem benefícios fiscais, por utilizarem matéria-prima oriunda de agricultura familiar.

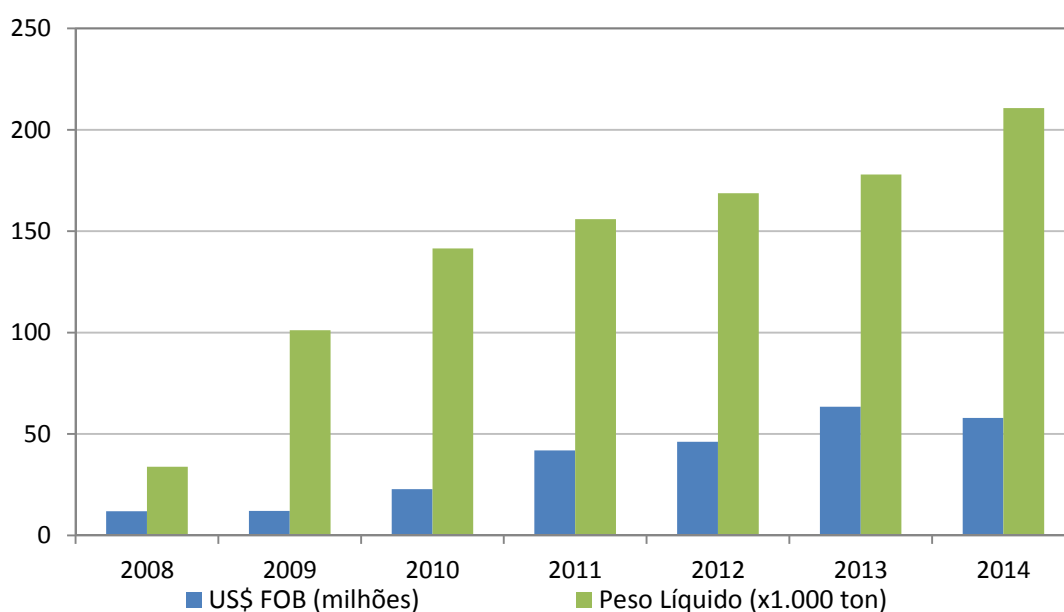
Praticamente todas as usinas produtoras de biodiesel e bases das distribuidoras de combustíveis são atendidas por estradas federais. O transporte entre elas é feito basicamente pelo modal rodoviário.

No médio prazo, o transporte de biodiesel tende a permanecer neste modal, por questões de escala. Consumos maiores que os previstos na legislação atual poderão implicar em uma revisão da logística de transporte, utilizando o modal ferroviário como alternativa para algumas regiões. Pequenos volumes já foram transportados por esse modal a partir da região Sul. Em junho de 2015, foi realizado o primeiro transporte de biodiesel por linha férrea a partir da região Centro-Oeste (Rondonópolis-MT) para Paulínia (SP) [200].

2.4.6 Glicerina

A glicerina é um coproduto da reação química para obtenção do biodiesel, e corresponde a 10% em peso do biocombustível produzido. Desde a implantação do PNPB, as exportações brasileiras de glicerina vêm se destacando, como mostra o Gráfico 130. Em 2014, a indústria do biodiesel gerou cerca de 310 mil toneladas de glicerina bruta e a exportação total atingiu 210 mil toneladas, tendo a China como o maior destino, com cerca de 80% do total.

Gráfico 130 – Exportação de glicerina bruta

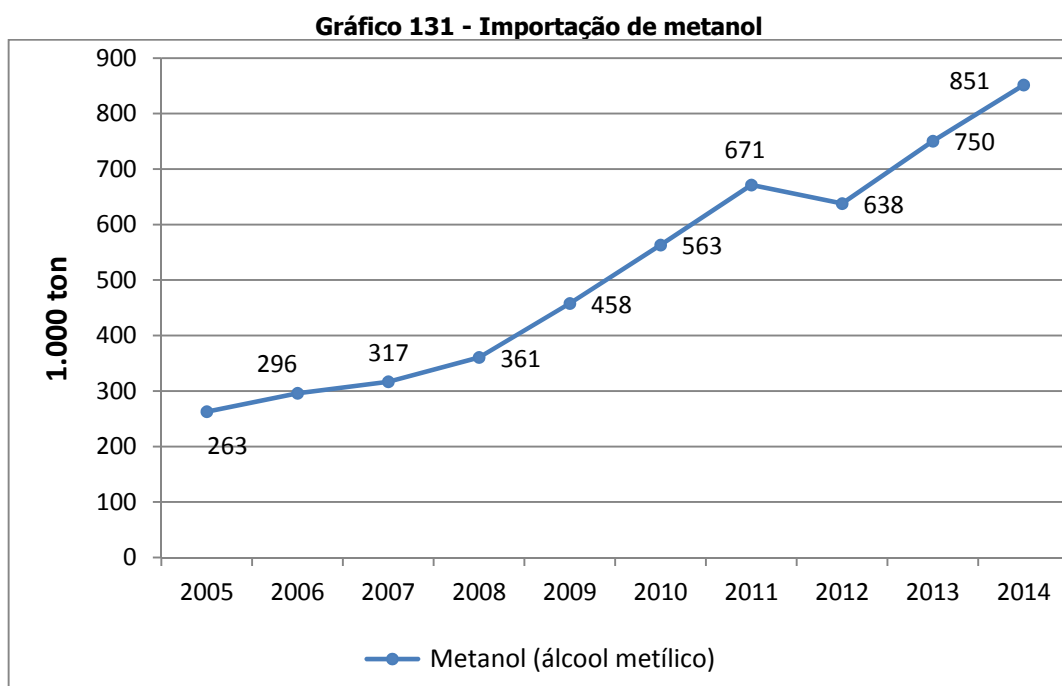


Fonte: EPE a partir do MDIC [188].

Segundo dados do MDIC, em 2014, o valor por tonelada da glicerina purificada para exportação foi o dobro do valor pago pela glicerina bruta. O mercado do produto purificado tem crescido substancialmente, o que aumenta sua importância como coproduto da produção de biodiesel. Assim, o setor poderá direcionar investimentos para obtenção de glicerina de melhor qualidade, o que contribuirá para a melhoria da rentabilidade da indústria de biodiesel.

2.4.7 Metanol

O metanol (álcool metílico) é o álcool mais utilizado pela indústria do biodiesel no processo de transesterificação. Obtido a partir do gás natural, esse produto é, em quase sua totalidade, importado, principalmente dos EUA, onde hoje se concentra grande parte da produção mundial, devido ao baixo preço do gás natural. As importações de metanol dobraram desde o início do PNPB, em 2005, saindo de 263 mil toneladas para 850 mil em 2014. O Gráfico 131 mostra o movimento de importação de metanol desde 2005. Não há perspectivas, no médio prazo, de que haja um substituto brasileiro para este produto.



Fonte: EPE a partir do MDIC [188].

2.4.8 Biodiesel – considerações finais

A grande mudança no panorama do setor de biodiesel em 2014 foi a elevação do percentual obrigatório de mistura no diesel para 7%, por meio da Lei 13.033. Desde 2010, o teor mandatório estava em 5%. O cenário considerado neste PDE assumiu que este permanecerá em 7% até 2024.

Em 2014, a produção de soja no Brasil atingiu 86,3 milhões de toneladas, com um crescimento de 5,8% em relação ao ano anterior ([156] e [185]) e com boas perspectivas para aumento em 2015 e nos próximos anos. Espera-se, assim, que o óleo de soja permaneça como a principal matéria-prima no decênio, devido à sua maior disponibilidade.

Estima-se que o preço do óleo de soja deverá acompanhar os preços das *commodities* em geral e que a demanda pelo biocombustível manter-se-á nos limites do consumo mandatório definido por lei.

O consumo voluntário, no horizonte decenal, deverá se concentrar principalmente em instituições governamentais, com metas e políticas específicas de substituição dos combustíveis fósseis. Prefeituras de São Paulo, Rio de Janeiro e Curitiba são exemplos dessas iniciativas.

Em 14 de abril de 2015, a Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle do Senado Federal emitiu parecer favorável ao Projeto de Lei que tramita no Senado Federal, instituindo o Propalma. Em termos estratégicos, é importante, para o PNPB, o desenvolvimento de cultivos energéticos alternativos, como a palma, a preços mais competitivos.

O balanço nacional entre a capacidade instalada e a demanda obrigatória permanecerá positivo ao longo de todo o decênio. Estima-se um excedente de 2,4 bilhões de litros de capacidade em 2024.

A exportação de glicerina tem se tornado importante para as usinas de biodiesel e para a balança comercial brasileira. Com o aumento de produção de biodiesel, não só no Brasil, mas também em outros países, há uma tendência de excesso de oferta deste produto. Para superar este efeito, é importante que as usinas de biodiesel passem a oferecer glicerina purificada em maior quantidade.

3. Biomassa de cana-de-açúcar para oferta de energia elétrica

A principal biomassa residual gerada no processamento industrial da cana-de-açúcar é o bagaço. O aproveitamento da energia deste subproduto como insumo, tanto na produção de calor quanto na de eletricidade, vem ocorrendo desde a implantação das primeiras usinas sucroalcooleiras. Sua utilização tinha como destino, a princípio, o autoconsumo, suprimindo as necessidades destas unidades produtoras. Posteriormente, a evolução da eficiência energética do setor permitiu a produção de excedentes de energia elétrica, que passaram a ser exportados para o Sistema Interligado Nacional (SIN), o que ampliou a importância do seu uso na matriz energética nacional.

O Governo Federal vem adotando uma série de incentivos, com vistas ao aumento da participação da bioeletricidade no panorama energético nacional, com destaque para os leilões de energia dedicados às fontes renováveis. Desde 2004, com a reestruturação ocorrida no setor elétrico nacional, a participação da biomassa de cana tem aumentado nesse segmento, uma vez que as políticas nacionais formuladas fomentaram a diversificação da geração elétrica, a adoção de um mercado competitivo descentralizado e a necessidade do uso mais racional da energia (diminuindo os impactos ambientais das fontes energéticas nacionais). Dados do Banco de Informação da Geração (BIG-ANEEL) [159] registram um aumento, no último ano, de aproximadamente 17% na capacidade instalada das produtoras independentes de energia (PIE) que usam como fonte a biomassa de cana-de-açúcar. No início de 2014, havia 7,9 GW instalados e, em outubro de 2015, este montante já era de 9,2 GW.

No caso do setor sucroalcooleiro, grande parte das usinas existentes utilizam caldeiras de baixa pressão. As iniciativas governamentais visam fomentar a renovação e modernização das instalações de cogeração, além de facilitar as conexões ao SIN. Assim, pretende-se aumentar a eficiência de conversão da energia da biomassa e, conseqüentemente, a geração de excedentes e sua distribuição.

Embora alguns passos já tenham sido dados neste sentido, ainda há grande número de caldeiras de baixo rendimento que poderiam ser trocadas por outras mais eficientes.

Dentro desse contexto, a inserção da cogeração a partir do bagaço de cana-de-açúcar vem se mostrando uma alternativa competitiva no mercado de eletricidade, além de contribuir para a diversificação do setor sucroalcooleiro e o aumento de sua receita. Contudo, ainda é possível ampliar consideravelmente o aproveitamento da energia da cana na matriz elétrica nacional, conforme será mostrado adiante, quando se estimará o potencial de bioeletricidade que pode ser produzido a partir desta biomassa, sob diferentes pontos de vista.

Além do bagaço, a cana-de-açúcar também gera biomassa residual composta por palhas e pontas. Devido à prática tradicional de queima antes do corte, grande parte desse resíduo é quase integralmente descartada. No entanto, a atual legislação ambiental estabeleceu prazos para a mecanização da colheita, o que tornará possível disponibilizar esta biomassa residual para o aproveitamento energético. Acredita-se que, dentro do horizonte decenal, os principais estados produtores já terão sua colheita feita de forma mecanizada na totalidade de seu canavial, produzindo uma quantidade significativa de palhas e pontas passíveis de aproveitamento energético [173].

A expansão da geração de energia com biomassa de cana sofreu o reflexo das dificuldades financeiras enfrentadas pelo setor. Contudo, a contribuição desta fonte para o cenário energético nacional pode vir a ser mais relevante, caso seu potencial técnico venha a ser plenamente aproveitado.

Cabe ainda acrescentar que, no futuro, a biomassa de cana poderá ser destinada em parte à produção de etanol lignocelulósico. A tecnologia de segunda geração está evoluindo e é possível que uma quantidade dessa fonte já seja destinada ao aumento da produção de etanol ao fim do período decenal analisado. A biomassa para este fim poderá ser advinda das palhas e pontas, do bagaço excedente, decorrente do processo de eficiência das usinas ou, ainda, do plantio de cana energia.

A seguir, são apresentados o montante de bioeletricidade contratado através dos leilões de energia, o potencial técnico de geração de eletricidade que poderia ser alcançado com biomassa de cana e a quantidade que poderia ser disponibilizada, considerando-se o comportamento histórico da oferta de bioeletricidade.

3.1 O setor sucroalcooleiro e os leilões de energia elétrica

As usinas do setor sucroalcooleiro têm comercializado energia elétrica nos dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Contudo, dentre as 362 usinas em operação, cerca de 200 unidades comercializam energia e, dentre estas, somente 40% o fazem através de leilões de energia. Dentre as medidas adotadas pelo Governo Federal para alavancar a participação das fontes alternativas na matriz elétrica, cabe ressaltar, além dos leilões de energia, o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado por decreto em 2004. Por seu intermédio, foram contratados 215 MW méd advindos de usinas de biomassa de cana-de-açúcar.

Até outubro de 2015, foram realizados trinta e dois leilões de energia¹⁷⁰, ocorrendo venda de energia de usinas sucroalcooleiras em dezenove deles. A energia total contratada pelas usinas sucroalcooleiras no ACR atingirá aproximadamente 1,8 GWméd ao fim de 2020, valor que poderá ser ampliado com a realização de futuros leilões.

Tabela 151 – Energia do bagaço de cana comercializada nos certames (exclusive PROINFA)

Leilão	Ano de realização do Leilão	Tipo	Energia Negociada (MW médio)	Participação (%)
1º Leilão de Energia Nova	2005	A-3	91,6	5,66
2º Leilão de Energia Nova	2006	A-3	58,0	3,58
3º Leilão de Energia Nova	2006	A-5	61,0	3,77
7º Leilão de Energia Nova	2008	A-5	35,0	2,16
8º Leilão de Energia Nova	2009	A-3	10,0	0,62
8º Leilão de Energia Existente	2008	A -1	1,0	0,06
13º Leilão de Energia Nova	2011	A-3	58,1	1,30
13º Leilão de Energia Nova	2011	A-5	21,0	3,59
16º Leilão de Energia Nova	2013	A-5	133,6	8,25
18º Leilão de Energia Nova	2013	A-5	69,3	4,28
20º Leilão de Energia Nova	2014	A-5	89,7	5,54
21º Leilão de Energia Nova	2015	A-5	37,1	2,29
22º Leilão de Energia Nova	2015	A-3	14,5	0,90
1º Leilão de Fontes Alternativas	2007	FA	115,0	7,10
2º Leilão de Fontes Alternativas	2010	FA	22,3	1,38
3º Leilão de Fontes Alternativas	2015	FA	67,2	4,15
1º Leilão de Energia de Reserva	2008	ER	543,0	33,54
3º Leilão de Energia de Reserva	2010	ER	168,3	10,40
4º Leilão de Energia de Reserva	2011	ER	23,3	1,44
TOTAL			1.619,0	100,0

Notas: (1) Não inclui o PROINFA (215,4 MWMed).

(2) O Leilão de Energia de Reserva de 2008 foi exclusivo para usinas de biomassa, enquanto os demais contemplaram também a geração de origem eólica e as PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas).

Fonte: Elaboração EPE, base CCEE [168].

A energia elétrica contratada das usinas vencedoras dos leilões é inferior à sua garantia física¹⁷¹ total. Dessa forma, ainda existe um montante extracertame que pode ser comercializado no ACL, superior a 900 MWméd, em 2020.

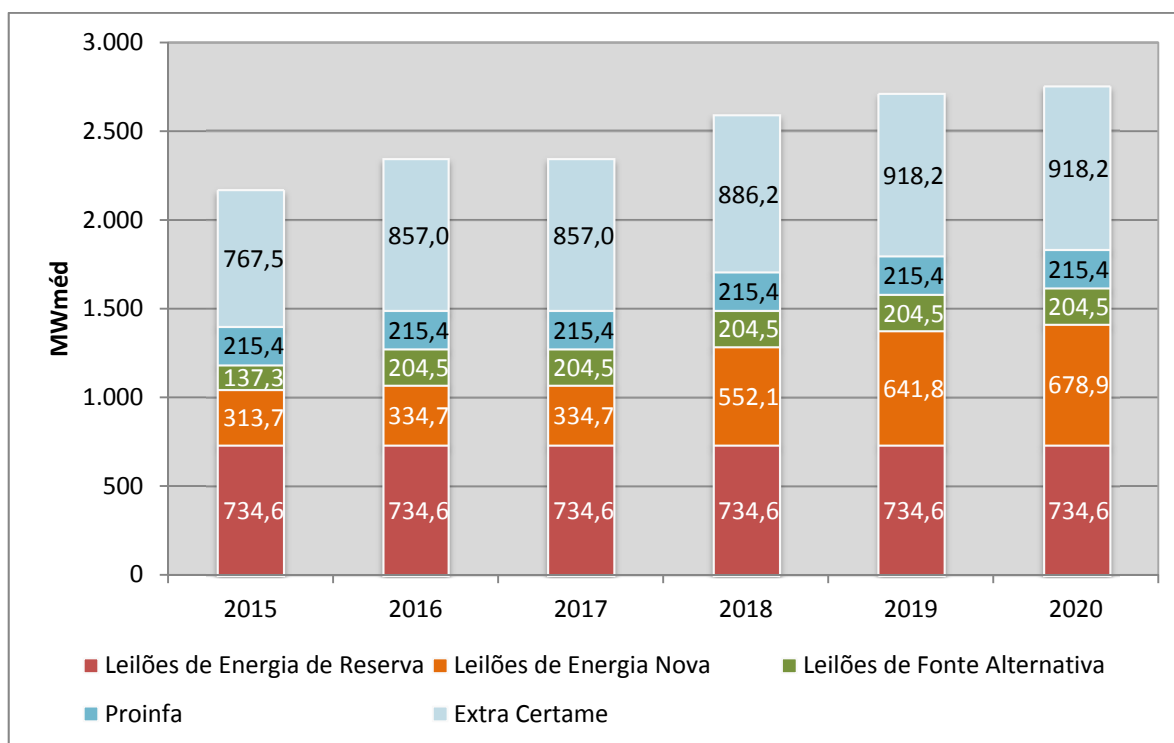
O Gráfico 132 apresenta a quantidade de energia já contratada no ambiente regulado e aquela passível de comercialização no mercado livre, em acordos bilaterais. A energia comercializada através de contratos anteriores ao novo modelo do setor elétrico, estabelecido em 2004, não foi considerada.

¹⁷⁰ Leilões de Energia Nova, de Energia Existente, de Fontes Alternativas e de Energia de Reserva:

Leilão A-3 em 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2011 e 2015; Leilão A-5 em 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2013 e 2015; Leilão de Fontes Alternativas em 2007, 2010 e 2015; Leilão de Energia de Reserva em 2008, 2009, 2010, 2011, 2013, 2014 e 2015; Leilão de Energia Existente A - 1 em 2008. [168]

¹⁷¹ Garantia física representa a quantidade máxima permitida de energia que as usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação de energia disponibilizam para comercialização [179].

Gráfico 132 – Energia contratada e extracertame das usinas vencedoras nos leilões de energia



3.2 Oferta de biomassa de cana-de-açúcar

Com vistas a subsidiar o cálculo do potencial de geração de energia elétrica, o presente estudo estimou a oferta decenal de biomassa advinda da quantidade de cana-de-açúcar que deverá ser processada para atender à produção de etanol e açúcar. Para tanto, foram utilizadas as projeções de oferta de etanol e de açúcar apresentadas neste PDE.

A Tabela 152 apresenta a projeção da oferta de cana-de-açúcar no período decenal, assim como o bagaço e as palhas e pontas resultantes.

Tabela 152 – Projeção da oferta de biomassa de cana-de-açúcar

Ano	Cana-de-açúcar	Bagaço	Palhas e pontas
	Milhões de toneladas (Mt)		
2015	654	177	101
2016	675	182	105
2017	702	190	109
2018	741	200	115
2019	776	209	120
2020	792	214	123
2021	807	218	125
2022	821	222	127
2023	831	225	129
2024	841	227	130
Acréscimo (Mt)			
2014-2024	206	56	32
Variação (% a.a.)			
2014-2019	4,1		
2019-2024	1,6		
2014-2024	2,9		

Nota: Considerou-se que cada tonelada de cana de açúcar dá origem a 270 kg de bagaço e disponibiliza 155 kg de palhas e pontas para uso [174].

Fonte: EPE

3.3 Estudos prospectivos para estimativa da oferta de energia elétrica proveniente da biomassa de cana-de-açúcar

A análise referente às possibilidades de exportação de energia elétrica proveniente do setor sucroalcooleiro para o SIN no período decenal, apresentada a seguir, considerou a produção já estimada de cana-de-açúcar e as características técnicas das usinas sucroalcooleiras. Foram realizados dois estudos prospectivos para estimativa da oferta de bioeletricidade: (1) o cálculo do potencial técnico e (2) a curva de conversão baseada no comportamento histórico do setor.

Potencial técnico

Inicialmente, foi realizado um levantamento das usinas de biomassa de cana que venceram os leilões de energia de reserva de 2008, 2010 e 2011, o leilão de fontes alternativas de 2010 e 2015, os leilões A-3 de 2009, 2011 e 2015, A-1 de 2009 e o A-5 de 2013, 2014 e 2015. Avaliando-se a quantidade de cana-de-açúcar processada por cada usina (em toneladas) e a garantia física (em MW_{méd}) por elas declarada, foi possível calcular um fator médio de exportação de energia de 74,4 kWh/t cana processada.

O cálculo do potencial técnico de exportação de energia elétrica oriunda dessa fonte que poderia ser exportado ao SIN fundamentou-se na premissa de que todo o bagaço gerado no processamento da cana colhida para produção de açúcar e etanol seria utilizado para geração de energia (seja para autoconsumo – vapor ou eletricidade, seja para exportação). A aplicação do fator médio de exportação de eletricidade previamente calculado (74,4 kWh/tc) ao total de cana processada nas

usinas do parque sucroalcooleiro, a cada ano, resultou na obtenção do potencial técnico de energia elétrica advinda do bagaço da cana-de-açúcar que poderia ser adicionado ao SIN.

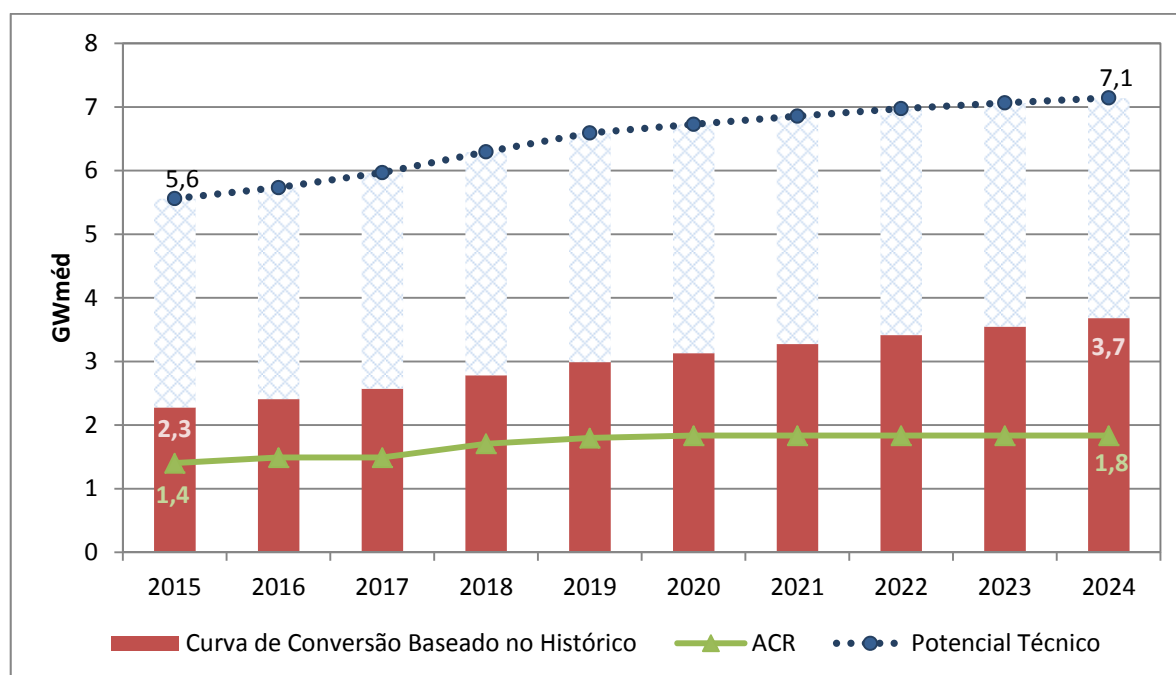
Curva de conversão

A curva de conversão baseada no histórico considerou o montante de energia exportada pelo setor sucroalcooleiro (em kWh) e a quantidade de cana processada (em tc) anualmente, no período de 2007 a 2014, o que possibilitou calcular um fator de exportação de energia (kWh/tc) para cada ano e analisar sua evolução neste período. Verificou-se que, em todos os anos, houve um aumento deste fator. Para esta projeção decenal, optou-se por adotar o menor crescimento anual observado. Aplicando os fatores de exportação projetados à quantidade de cana estimada para cada ano, obteve-se uma curva mais moderada para o decênio.

O Gráfico 133 contrapõe a curva de potencial técnico de energia elétrica advinda do bagaço que pode ser adicionado ao SIN, a curva de conversão baseada no histórico e a energia das usinas que já está contratada no ambiente regulado. A diferença entre o potencial técnico e a energia contratada sinaliza uma possível oferta adicional de energia cujo valor máximo é superior a 5 GW_{méd} em 2024.

Pode-se também observar que, de acordo com o estudo, em 2024, a exportação de eletricidade ao SIN, a partir do aproveitamento do bagaço de cana, poderá variar entre 1,8 GW_{méd} e 7,1 GW_{méd}.

Gráfico 133 – Energia contratada x potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço



Além disso, elaborou-se uma estimativa do potencial técnico de aproveitamento das palhas e pontas, considerando que esta biomassa estará disponível apenas para as usinas da região Centro-Sul¹⁷², dado que, neste horizonte, a maior parte da região Nordeste não estará utilizando a colheita mecanizada. Para o cálculo deste potencial, foram utilizados dois fatores de exportação de energia

¹⁷² As usinas do Centro-Sul processaram cerca de 90% do total de cana do Brasil, na safra 2014/2015.

distintos, encontrados na literatura: 500 kWh/tonelada de palha [170] e 787,5 kWh/tonelada de palhas e pontas [180]. Os resultados indicam que o potencial técnico de exportação de energia a partir destas biomassas seriam de 7,4 GW_{méd} e 11,7 GW_{méd}, respectivamente, ao fim do período decenal.

3.4 Biomassa de cana-de-açúcar – considerações finais

O setor sucroalcooleiro desempenha um relevante papel no cenário energético nacional, através da produção do etanol para consumo no setor de transportes e da oferta interna de eletricidade, a partir da biomassa de cana.

Considerando as premissas apresentadas, estima-se que o setor sucroenergético poderia aumentar sua relevância na matriz energética nacional através do incremento da inserção da energia elétrica gerada a partir da biomassa de cana. Esta ocorreria, não somente em virtude do aumento da produção de açúcar e álcool, que proporcionará uma oferta crescente de biomassa residual, como também através da modernização das usinas sucroalcooleiras, no que tange à produção de energia elétrica, que tem se tornado mais eficiente a cada ano.

Além da participação nos leilões de energia, a participação da biomassa, nos últimos anos, tem aumentado nos ambientes de contratação livre – ACL. O preço da energia no mercado de curto prazo tem se mantido acima do valor contratado nos leilões, o que tem incentivado a expansão do período de geração de bioeletricidade além da safra, incorporando, em alguns casos, as palhas e pontas e até cavacos de madeira.

A maior integração dos sistemas Norte/Sul pelas linhas de transmissão e a pluralidade das fontes energéticas evitaram a restrição do consumo energético, apesar do estresse hídrico observado nos últimos anos. A maioria das usinas hidrelétricas viáveis para o horizonte decenal são enquadradas na categoria “fio d’água”, com baixa capacidade de armazenamento, conforme descrito no Capítulo III – Geração de Energia Elétrica - deste PDE. Esta configuração gera consequências diversas, dentre as quais ampliar o despacho térmico para atender as demandas sazonais de carga. Assim, a entrada acentuada de fontes intermitentes como a eólica, e sazonais, como a biomassa, são complementares à geração hídrica, diversificando a matriz, o que contribui para a segurança energética do SIN. Adiciona-se, como vantagem para as usinas do setor sucroenergético, a proximidade aos centros consumidores.

Pode-se observar que a energia comercializada no ambiente regulado representa apenas uma pequena parcela do potencial do setor. Caso todo o bagaço gerado na produção sucroalcooleira fosse destinado à exportação de energia, com a eficiência média das usinas vencedoras dos leilões, estima-se que, em 2024, haveria cerca de 7,1 GW_{méd} disponíveis para comercialização.

Este valor poderia ser ainda maior, caso se considerasse a participação incisiva das palhas e pontas como insumo para a cogeração. Através de legislação federal específica, cujo objetivo principal é o fim das queimadas da cana, a colheita manual será, em grande parte, eliminada das práticas nacionais e haverá grande quantidade deste insumo disponível para uso energético. Cabe registrar que há

legislações estaduais com cronogramas mais rígidos em relação a esse tema. Há de se considerar, contudo, que parte desta biomassa poderá ser direcionada para a produção de etanol lignocelulósico.

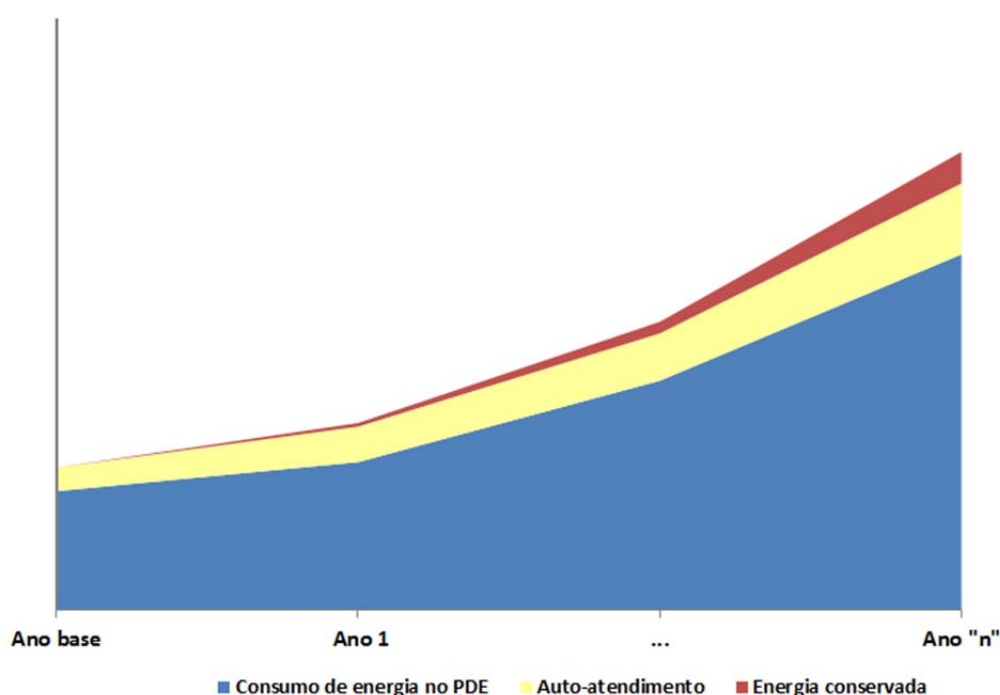
Dentre os principais fatores que inibem a maior contribuição da bioeletricidade no cenário nacional, destaca-se a localização de algumas usinas, longe dos pontos de distribuição de energia e os problemas de licenciamento, por descasamento entre os prazos de leilões e as respostas dos órgãos ambientais.

Por outro lado, como fator positivo, vale ressaltar que uma significativa vantagem para as indústrias do setor, associada à bioeletricidade, é a garantia de aporte financeiro constante propiciado pela comercialização de energia, em contraposição à sazonalidade da produção de cana a que as mesmas estão sujeitas.

IX – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As ações pelo lado do consumidor final de energia consideram tanto os ganhos de eficiência energética quanto a penetração de geração distribuída nestes consumidores finais. Juntas, tais alternativas contribuem com parcela importante do atendimento da demanda de energia no horizonte decenal e permitem reduzir a necessidade de expansão da geração centralizada no SIN. Esta contribuição pode ser visualizada através da representação estilizada apresentada na Figura 47.

Figura 47 – Representação esquemática da projeção da demanda de energia



Nota: Auto-atendimento corresponde à geração distribuída.

Fonte: EPE

Neste ciclo de estudos do PDE, a inclusão da análise mais detalhada acerca da geração distribuída decorre da crescente importância que a mesma deverá desempenhar nos próximos anos: de fato, o país tem caminhado na direção de incentivar a penetração da geração distribuída de pequeno porte, por exemplo, com a Resolução Normativa nº 482/2012, que, entre outras, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além do sistema de compensação de energia elétrica. Ademais, também este capítulo explicita melhor a contribuição de setores que tradicionalmente já investem em alternativas de geração distribuída de grande porte, como as grandes indústrias, citando-se como exemplos, as produções siderúrgica, química, celulose e papel e de açúcar e álcool.

1. Conceitos e definições

1.1 Eficiência energética

Para efeito da quantificação dos ganhos de eficiência energética neste estudo, os seguintes conceitos foram utilizados:

1. Eficiência energética está associada à quantidade efetiva de energia final utilizada e não à quantidade mínima necessária para realização de determinado serviço ou produção de um bem – o que se aproximaria de um potencial técnico.
2. O conceito de eficiência é aplicável tanto à manufatura, onde há um bem físico cujo conteúdo energético pode ser delimitado, quanto para serviços, onde a energia contida no serviço não é tão claramente definida, sendo mais próprio considerar a energia requerida mínima para a prestação do serviço.

Assim, os valores de energia conservada apresentados neste capítulo indicam a diferença entre a projeção do consumo final de energia, incorporando ganhos de eficiência energética, e o consumo de energia que ocorreria caso fossem mantidos os padrões tecnológicos observados no ano base, 2014. Dessa forma:

1. As premissas descritas e os resultados apurados consideram um mesmo volume de saídas – produção física de bens industriais, prestação de serviços e conforto, sendo variável apenas a quantidade de energia necessária a sua produção ou realização;
2. Não são consideradas mudanças de hábitos de consumo ou de regimes de operação de equipamentos, mas apenas ganhos associados ao consumo específico de cada equipamento ou processo avaliado.

Outra consideração importante é que efeitos sistêmicos advindos de alterações na estrutura de cada setor não foram contabilizados nos ganhos de eficiência energética estimados no PDE 2024, excetuando-se o caso do setor de transportes de carga, em que o impacto do Plano Nacional de Logística de Transporte (PNLT) foi incorporado à estimativa dos ganhos de eficiência energética. Cumpre destacar também que o Plano Nacional de Mobilidade Urbana (PNMU) não teve o impacto quantificado nos ganhos de eficiência energética, uma vez que as ações específicas serão mais bem detalhadas futuramente pelos órgãos e instituições com competência e delegação formal para essa atividade.

As avaliações prospectivas da eficiência energética consideraram a existência de dois movimentos: o primeiro, denominado aqui de *progresso tendencial*, corresponde ao aumento da eficiência em uma trajetória do tipo *business-as-usual* e inclui a reposição tecnológica pelo término da vida útil de equipamentos e os efeitos de programas e ações de conservação já em execução no País; o segundo, denominado *progresso induzido*, refere-se à instituição de programas e ações adicionais orientados para determinados setores, refletindo políticas públicas; programas e mecanismos ainda não implantados no Brasil. Portanto, os montantes de conservação indicados são decorrentes dos efeitos combinados dos progressos tendencial e induzido, ainda que com predominância do progresso

tendencial, no qual o impacto de novos programas e políticas foi considerado limitado, dado o horizonte do período de análise.

Outras expressões serão utilizadas neste capítulo para eficiência energética, a despeito de questionamentos sobre a conveniência ou atualização. Assim, a expressão “energia conservada”, por exemplo, é utilizada como sinônimo de consumo evitado ou reduzido. Embora não se busque a conservação de energia, no sentido físico da expressão, mas sim a redução efetiva do consumo, expressões como “conservação de energia” e “energia conservada” são utilizadas para indicar o processo (conservação) ou resultado da redução no consumo final de energia, tendo em vista sua larga aplicação na literatura.

Por fim, deve-se salientar que os resultados aqui apresentados são consistentes com os valores considerados no Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf), mesmo levando em conta as diferenças metodológicas e de extensão do horizonte temporal de análise existentes entre o PNEf e o PDE 2024.

1.2 Geração distribuída

Adota-se como definição para geração distribuída aquela geração de energia, abrangendo eletricidade e outros energéticos, localizada próxima ao consumidor final, cuja instalação objetiva seu atendimento prioritário, podendo ou não gerar excedentes energéticos comercializáveis para além das instalações do consumidor final.

Nesse sentido, a geração distribuída pode ser classificada por tamanho: grande porte e o agrupamento de médio/pequeno porte, de modo a tratar empreendimentos com lógica similar do ponto de vista do investimento, modo de operação e barreiras à implementação. Enquanto, em geral, as unidades de grande porte estão associadas fortemente à lógica industrial, a geração distribuída de menor porte apresenta uma lógica mais vinculada à realidade de residências e do setor comercial.

Considera-se na geração distribuída de grande porte somente a autoprodução de energia elétrica, isto é, a geração de eletricidade do consumidor com instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas junto às unidades de consumo, que não utiliza ou utiliza parcialmente, a rede elétrica das concessionárias de transmissão/distribuição, para o autossuprimento de eletricidade. A principal forma de autoprodução considerada é a cogeração, uma forma de uso racional da energia, uma vez que o rendimento do processo de produção de energia é significativamente aumentado a partir da produção combinada de energia térmica e elétrica, com melhor aproveitamento do conteúdo energético do combustível, muitas vezes a partir de correntes residuais do processo de produção de uma indústria específica.

Dentre as tecnologias de geração distribuída de pequeno porte destaca-se a baseada no aproveitamento solar fotovoltaico; esta tecnologia se apresenta com maior potencial de penetração no horizonte decenal, dadas as iniciativas regulatórias recentes observadas no país.

A principal iniciativa com intuito de reduzir as barreiras para a penetração da geração distribuída de pequeno porte foi através da resolução nº 482/2012 publicada pela ANEEL, que estabeleceu regras que incluem a microgeração, com até 100 KW de potência, e a minigeração, de 100 KW a 1 MW, e também cria o sistema de compensação de energia, que permite ao consumidor instalar pequenos

geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. As condições do regulamento são válidas para geradores que utilizem fontes incentivadas de energia: hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada¹⁷³ (ANEEL, 2012b). Contudo, o CONFAZ orientou aos estados que a energia compensada seja também tributada. Da publicação da Resolução em 2012 até maio deste ano, segundo a ANEEL, já foram instaladas 670 centrais geradoras, sendo 631 com a fonte solar fotovoltaica, 22 eólicas, 11 híbridas (solar/eólica), 4 biogás, 1 biomassa e 1 hidráulica.

2. Principais resultados agregados

2.1 Ganhos de eficiência energética

Na Tabela 153 é apresentada a evolução do consumo total de energia (eletricidade e combustíveis) adotada neste Plano e da conservação implicitamente considerada nessa projeção. As projeções relativas especificamente ao consumo de eletricidade, incluindo autoprodução, e à parcela de energia conservada, são apresentadas na Tabela 154.

Tabela 153 – Consumo final de energia e eficiência energética

Consumo ⁽¹⁾	2015	2019	2024
	mil tep		
Consumo potencial, sem conservação	247.450	287.815	350.174
Energia conservada	391	6.045	16.583
Energia conservada, %	0,2	2,1	4,7
Consumo final, considerando conservação	249.350	281.769	333.591
Energia conservada por setor		mil tep	
Setor industrial ⁽²⁾	92	3.471	8.754
Setor transporte	76	1.155	4.606
Setor serviços	148	467	935
Setor residencial ⁽³⁾	53	638	1.632
Setor agropecuário	22	314	655

Notas: (1) Corresponde ao consumo total de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis nos setores industrial, energético, agropecuário, comercial, público e de transportes. Não inclui, portanto, o consumo de combustíveis no setor residencial.

(2) Inclui setor energético.

(3) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.

Fonte: EPE

¹⁷³ Cogeração Qualificada: Atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos definidos na Resolução Normativa nº 235 de 14.11.2006, da ANEEL, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração. Resolução Normativa ANEEL n. 235, de 14 de novembro de 2006 (Diário Oficial, de 22 nov. 2006, seção 1, p. 78).

Tabela 154 – Consumo de energia elétrica e eficiência energética

Consumo ⁽¹⁾	2015	2019	2024
	GWh		
Consumo potencial, sem conservação	527.637	635.845	835.121
Energia conservada	2.366	19.390	44.254
Energia conservada, %	0,4	3,0	5,3
Consumo final, considerando conservação	525.271	616.455	790.867
Energia conservada por setor		GWh	
Setor industrial ⁽²⁾	0	6.074	13.445
Setor transporte	12	75	171
Setor serviços	1.721	5.435	10.874
Setor residencial ⁽³⁾	620	7.423	18.982
Setor agropecuário	14	384	781

Notas: (1) Inclui autoprodução.
(2) Inclui setor energético.
(3) Compreende domicílios urbanos e rurais.

Fonte: EPE

Como se considerou como base o ano de 2014, o efeito da conservação de energia foi contabilizado a partir de 2015. Observe-se ainda que, a partir dessas informações, pode-se projetar a eficiência energética no consumo de combustíveis em 12 milhões de tep em 2024. O volume de combustível poupado nesse mesmo ano, se expresso em barris equivalentes de petróleo, é de cerca de 255 mil barris por dia, ou aproximadamente 12% da média do consumo de petróleo no País em 2014.

Nessas condições, a energia elétrica conservada em 2024, 44 TWh, corresponde à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 11.700 MW, equivalente a uma UHE de Itaipu (parte Brasileira) e uma UHE Xingó.

Outra forma de avaliar a importância ou o impacto da eficiência energética nas projeções de consumo é a apresentada na Tabela 155, na qual se indica, para cada setor, a proporção dos ganhos de eficiência obtidos no ano de 2024 e o incremento de consumo no horizonte decenal. A eficiência energética intrinsecamente considerada nas projeções do consumo representam 20% do aumento da demanda de combustíveis, 17% do aumento da demanda de eletricidade e 19% do aumento da demanda energética total.

Tabela 155 – Eficiência energética e aumento da demanda

Setor	Energia conservada em 2024 / Aumento do consumo entre 2014 e 2024		
	Eletricidade (%)	Combustíveis (%)	Energia Total (%)
Indústria ⁽¹⁾	11	20	18
Transportes	13	18	18
Serviços	17	0	5
Residencial ⁽²⁾	29	0	28
TOTAL	17	20	19

Notas: (1) Inclui o setor energético.
(2) Compreende os domicílios urbanos e rurais. Para os combustíveis foi considerada a substituição entre fontes, que neste estudo não foi contabilizada como ganho de eficiência energética.

Fonte: EPE

Nessas condições, os principais indicadores associados ao consumo total de energia no País são os apresentados na Tabela 156.

Tabela 156 – Indicadores do consumo de energia

Indicador	2015 sem conservação	2024	
		sem conservação	com conservação
Energia total			
Intensidade, tep/ R\$ mil de 2010	63	64	61
Consumo per capita, tep/hab	1,217	1,608	1,532
Eletricidade			
Intensidade, kWh / R\$ mil de 2010	133	153	145
Consumo per capita, kWh/hab	2.571	3.835	3.631
Consumo residencial médio mensal, kWh/mês/cons.	167	214	196

Fonte: EPE

2.1.1 Setor industrial

A energia conservada em cada segmento industrial foi estimada pela diferença, para um mesmo volume de produção ou atividade setorial, entre a projeção do consumo de energia considerando a evolução dos rendimentos energéticos dos processos e usos finais e a projeção do consumo considerando constante (e igual ao do ano base) o rendimento energético dos equipamentos. Cabe destacar que neste estudo o setor energético¹⁷⁴ foi contabilizado no setor industrial.

A estimativa dos ganhos de eficiência energética na indústria segue duas abordagens distintas e complementares entre si, a depender do tipo de indústria. Para os segmentos energo-intensivos, esta estimativa foi realizada considerando-se a partir de premissas de evolução dos consumos específicos ao longo do horizonte. Exemplificando, no caso da indústria de alumínio, o consumo específico em kWh/t de alumínio foi a variável utilizada nessa estimativa. Para outros segmentos mais agregados e pulverizados com o é o caso da produção de alimentos e bebidas (exceto produção de açúcar), esta estimativa partiu de premissas de evolução dos rendimentos energéticos por serviço energético, tendo como referência as séries históricas do BEN (EPE, 2014) e o potencial de conservação de energia e os ganhos energéticos apurados com base nas duas últimas edições do BEU (anos bases: 1994 e 2004). Admitiu-se a mesma dinâmica histórica com relação a esses ganhos no horizonte deste trabalho (2015-2024). Na Tabela 157 é apresentado o consumo específico de energia para os segmentos industriais selecionados.

Tabela 157 – Setor industrial: consumo específico de energia

Segmento	2015	2019	2024
	tep/t		
Cimento	0,074	0,073	0,071
Ferro-Gusa e Aço	0,483	0,465	0,446
Ferro-Ligas	1,743	1,698	1,642
Papel e Celulose	0,414	0,412	0,402

Nota: Inclui a conservação de energia.
Fonte: EPE

¹⁷⁴ Compreende o consumo próprio em atividades industriais de produção de energia a saber: produção de petróleo e gás natural, refinarias de petróleo, UPGN's, destilarias de álcool, coquearias, carvoarias e plantas de geração elétrica.

A projeção de conservação de energia na indústria é apresentada na Tabela 158. Considerou-se a participação de todas as fontes energéticas, inclusive eletricidade, utilizadas especialmente para aquecimento direto e calor de processo.

Tabela 158 – Setor industrial: consumo de energia e eficiência energética

Discriminação	2015	2019	2024
Consumo	mil tep		
Consumo sem conservação	111.659	135.062	167.770
Energia conservada	92	3.471	8.754
Energia conservada (%)	0,1	2,6	5,2
Consumo com conservação	111.567	131.591	159.017
Intensidade energética	tep/R\$ milhões de 2010		
Sem conservação	131	142	142
Com conservação	131	139	135

Nota: Inclui o setor energético
Fonte: EPE

Projeta-se, para o agregado industrial, conservação de 5,2% em relação à demanda de energia final prevista para 2024, equivalente a aproximadamente 8,7 milhões de tep.

O mesmo tipo de abordagem metodológica foi aplicado para a análise da eficiência energética no consumo de eletricidade na indústria. Na Tabela 159 são mostrados os principais resultados obtidos. Como se observa destes resultados, a intensidade elétrica apresenta, no horizonte decenal, trajetória descendente, derivada do contínuo crescimento de eficiência energética em todos os segmentos industriais.

Tabela 159 – Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência energética

Discriminação	2015	2019	2024
Consumo	GWh		
Consumo sem conservação	225.627	278.155	369.109
Energia elétrica conservada	0	6.074	13.445
Energia elétrica conservada (%)	0	2,2	3,6
Consumo com conservação	225.627	272.081	355.664
Intensidade elétrica	kWh/R\$ mil de 2010		
Sem conservação	264	293	313
Com conservação	264	287	302

Nota: Inclui o setor energético
Fonte: EPE

Projeta-se, para o agregado industrial, conservação de 3,6% em relação à demanda de eletricidade prevista para 2024, equivalente a aproximadamente 13 TWh ou à geração de uma usina hidroelétrica de cerca de 3,2 MW, potência comparável à usina de Xingó, no Rio São Francisco.

2.1.2 Setor de transportes

O setor de transportes foi tratado de forma a contemplar apenas o ganho do efeito intensidade, ou seja, os ganhos associados ao rendimento por tipo de transporte (melhorias tecnológicas).

A metodologia desenvolvida pela EPE para a elaboração das projeções de demanda de energia no setor de transportes consistiu na conjugação de duas abordagens complementares: *top-down* e

bottom-up. Tais projeções foram obtidas por segmento (cargas e passageiros), por modal (rodoviário, aquaviário, ferroviário e aéreo), segundo os principais energéticos empregados, em um processo iterativo e convergente.

De forma geral, na abordagem *bottom-up* (ou contábil) são empregados modelos do tipo técnico-paramétricos, que partem de dados e informações desagregadas para a obtenção das projeções de demanda para cada segmento, modal e energético, tais como: vendas de veículos, curvas de sucateamento, consumo específico e quilometragem média.

Na abordagem *top-down* utilizam-se formulações econométricas e dados agregados para a obtenção das projeções de demanda por segmento, modal e energético, expressos em função de variáveis-chave, tais como nível de atividade e intensidade energética. Destaca-se que, nesta abordagem, tanto para o segmento de cargas quanto para o segmento de passageiros, o nível de atividade (a saber: tonelada-quilômetro e passageiro-quilômetro, respectivamente) é determinado, basicamente, a partir de sua correlação com o PIB do País.

Ressalte-se, adicionalmente, que a metodologia empregada nas projeções de demanda de energia para o setor de transportes considera o incremento de eficiência técnica (veículos novos com melhor desempenho no rendimento energético).

Para estimar a energia conservada no setor transporte, subtrai-se a projeção de consumo de energia realizada por fonte do consumo que ocorreria na ausência dos ganhos de eficiência energética (ou “consumo sem conservação”). O “consumo sem conservação” é obtido aplicando-se a mesma intensidade energética por fonte registrada no ano-base¹⁷⁵ à projeção da atividade de transporte por modal¹⁷⁶.

Os ganhos de eficiência calculados para o setor de transportes são apresentados na Tabela 160.

Tabela 160 - Setor de transportes: consumo de energia e eficiência energética

Consumo	2015	2019	2024
	mil tep		
Consumo sem conservação	89.163	98.515	117.858
Energia conservada	76	1.155	4.606
Energia conservada (%)	0,1	1,2	3,9
Consumo com conservação	89.088	97.360	113.252

Fonte: EPE

2.1.3 Setor residencial

Para este setor, foram utilizadas duas metodologias, complementares entre si, para projeção da demanda de energia elétrica. Em suma, o comportamento agregado do consumo residencial é avaliado a partir de dois indicadores, a saber: relação entre o número de consumidores residenciais e a população (que permite obter a projeção do número de consumidores a partir da projeção da população), e o consumo médio por consumidor residencial. A segunda metodologia baseia-se em uma análise desagregada da demanda por uso final, que considera o número de domicílios, a posse

¹⁷⁵ Por isso, o “consumo sem conservação” também é chamado “consumo com intensidade energética congelada”.

¹⁷⁶ Cabe destacar que, ao se optar por uma abordagem de energia conservada por fonte e por modal, não se consegue mensurar todo o ganho sistêmico de eficiência energética (como ocorreria numa abordagem agregada para o total de energia do setor transporte). Todavia, para que as emissões de CO₂ evitadas fossem avaliadas, foi necessário desagregar estimar a energia economizada por fonte.

média e o consumo específico dos equipamentos – variável que internaliza possíveis ganhos de eficiência. Ambas as metodologias foram aplicadas simultaneamente, obtendo-se a convergência dos resultados por meio de processo iterativo, envolvendo ajustes de parâmetros e calibragem de indicadores, sempre de forma consistente com o cenário macroeconômico e com as premissas básicas adotadas.

Ressalta-se que os valores aqui reportados correspondem ao consumo de energia na totalidade dos domicílios, contemplando, portanto, o uso da energia consumida nas residências urbanas e rurais.

Considerando a metodologia de análise desagregada, a energia conservada é calculada como a diferença entre o consumo previsto com base nas premissas adotadas para a projeção da demanda e o consumo que ocorreria na hipótese de não haver alteração no rendimento energético dos equipamentos. Dessa forma:

- O cálculo da energia conservada tem por referência a mesma base de número de domicílios e atendimento pela rede elétrica;
- Para efeito de cálculo, não foram consideradas diferenças de posse, mudanças de hábitos ou regime de operação de equipamentos, mas apenas ganhos associados ao consumo específico de cada equipamento;
- A energia conservada deve-se, exclusivamente, ao aumento da eficiência dos novos equipamentos consumidores.

Considera-se que a oferta de equipamentos no mercado evolui na direção de disponibilizar aos consumidores dispositivos mais eficientes. Assim, por hipótese, a eficiência média do estoque de equipamentos em poder das famílias aumenta progressivamente, seja devido à reposição do equipamento ao final de sua vida útil, seja devido à expansão do estoque, associada ao movimento de equipar os novos domicílios. Nesse sentido, considerou-se a regulamentação específica sobre as lâmpadas incandescentes (portaria interministerial nº 1.007, de 31 de dezembro de 2010) e a eficiência dos novos equipamentos adquiridos pelas famílias, conforme crescimento apresentado na Tabela 161.

Tabela 161 – Aumento da eficiência de equipamentos eletrodomésticos no horizonte decenal

Equipamento	Ganho Anual (%)	Fundamentação geral
Ar condicionado	0,2	Reposição tecnológica natural do estoque e ações dos fabricantes com melhorias de eficiência impulsionadas principalmente pelo PBE e PROCEL.
Geladeira	0,2	
Freezer	0,2	
Máquina de lavar roupas	0,2	
Televisão	0,2	
Lâmpadas	5,2	Substituição das lâmpadas incandescentes
Chuveiro elétrico	-0,5	Tendência de aquisição de equipamentos com maior potência.

Fonte: EPE

Adotou-se como ponto de partida o consumo específico por equipamento em 2005, estimado com base nos dados da “Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Uso” do PROCEL (Eletrobras, 2007), das tabelas de eficiência do PBE – Programa Brasileiro de Etiquetagem (INMETRO, 2015), além de dados de potência e tempo de uso, disponibilizados pelas concessionárias de energia elétrica. Na Tabela 162 são apresentados os resultados obtidos para o setor residencial.

Tabela 162 – Setor residencial: consumo de eletricidade e eficiência energética

Consumo	2015	2019	2024
	GWh		
Consumo sem conservação	135.966	163.690	216.175
Energia conservada	620	7.423	18.982
Energia conservada (%)	0,5	4,5	8,8
Consumo com conservação	135.346	156.267	197.193

Nota: Considera domicílios urbanos e rurais.
Fonte: EPE

Com relação ao uso de combustíveis, o aquecimento direto (energia térmica) é o mais importante uso final da energia nas residências (MME, 2005) sendo a finalidade principal o processamento de alimentos (cocção). O equipamento típico do aquecimento direto residencial é o fogão e os principais energéticos são a lenha, o gás natural e o GLP. Admitiu-se que, nesse uso, parte da lenha será substituída pelo GLP devido ao crescimento da renda e a melhorias na logística de distribuição. Tais premissas se justificam pelo fato de que, enquanto o crescimento de renda aumenta o poder aquisitivo propiciando o acesso a combustíveis mais nobres, a infraestrutura mais eficiente expande o número de pontos de oferta de GLP. Supôs-se também que, ao mesmo tempo, o gás natural promoverá deslocamento do GLP, em decorrência da expansão da malha de distribuição, especialmente em áreas urbanas.

Adicionalmente, no caso do GLP, admitiu-se a hipótese de redução do consumo específico (consumo por domicílio) devido ao aumento de eficiência energética em razão da etiquetagem compulsória, com rendimento mínimo estabelecido, de fornos e fogões. Esse efeito, contudo, é em parte compensado pelo aumento no consumo de alimentos nos domicílios, especialmente daqueles que demandam mais energia em seu preparo, como é o caso de carnes, em decorrência do ganho de renda das famílias ao longo do horizonte de análise.

Para o aquecimento de água para banho, estimou-se o consumo evitado de eletricidade de 6,7 TWh em 2024. Além do maior uso de gás natural em substituição a chuveiros elétricos, admitiu-se forte crescimento na utilização de sistemas de aquecimento solar (SAS) atingindo uma penetração de 13,6% em 2024, resultado conjunto do mercado autônomo de SAS no Brasil, do Programa Minha Casa Minha Vida e do Programa de Eficiência Energética do PEE da ANEEL, com instalação de SAS em mais de 3 milhões de residências até 2018, meta da terceira fase do Programa. Após 2018, o incremento anual é mantido até que o país atinja 3 m² de painel solar por domicílio que usa o sistema de aquecimento solar (SAS), que é considerado como meta conservadora para a Europa em 2020.

Ressalte-se, por fim, que, conforme já salientado, a substituição entre fontes não foi contabilizada neste estudo como ganho de eficiência energética, ainda que tenha sido intrinsecamente considerada na projeção de demanda.

2.1.4 Setor de serviços

O setor de serviços, que considera o comercial e público, de acordo com o BEN 2013 (EPE, 2014), o consumo de energia corresponde a 5% do consumo final energético do país, exclusive o setor energético. A fonte preponderante é a eletricidade, que concentra cerca de 90% da energia total consumida nesse setor, em seguida o GLP com 4%, esse exclusivo do setor comercial. A expansão do setor se dá com sustentação desta proporção em todo o horizonte, visto que o consumo relacionado à

iluminação, refrigeração e força motriz, usos mais relevantes neste setor, é praticamente exclusivo desta fonte.

As projeções de demanda do setor serviços decenal foram obtidas utilizando o MIPE (Modelo Integrado de Planejamento Energético). A metodologia empregada compreendeu duas etapas sequenciais: obtenção da projeção da demanda de energia útil e o cálculo da demanda de energia final.

O montante de racionalização de eletricidade foi estimado utilizando os coeficientes de rendimento do BEU (MME, 2005). Admitiu-se a mesma dinâmica histórica com relação a esses ganhos no horizonte decenal.

As projeções do consumo de eletricidade indicam forte crescimento até 2024. A energia conservada foi calculada em 5,2% do consumo projetado em 2024, reduzindo o consumo final em aproximadamente 10,8 TWh nesse ano. Observa-se uma leve queda da "intensidade elétrica", conforme apresenta a Tabela 163.

Tabela 163 – Setor de serviços: consumo de energia elétrica e eficiência energética

Discriminação	2015	2019	2024
Consumo (GWh)			
Consumo sem conservação	136.652	158.987	207.259
Energia conservada	1.721	5.435	10.874
Energia conservada (%)	1,3	3,4	5,2
Consumo com conservação	134.931	153.552	196.385
Intensidade elétrica (kWh/R\$ mil de 2010)			
Sem conservação	58,7	61,7	64,1
Com conservação	57,9	59,6	60,8

Fonte: EPE

Quanto à utilização de outros energéticos, fundamentalmente para usos térmicos, foram admitidas premissas similares ao caso do setor residencial. Para cocção, admitiu-se que parte da lenha tende a ser substituída pelo GLP, refletindo as melhorias na logística de distribuição. Ao final do horizonte, restaria à lenha apenas os usos cativos dessa fonte. Considerou-se também que o gás natural promoverá deslocamento do GLP, em decorrência da expansão da malha de distribuição, especialmente em áreas urbanas. A projeção de conservação de energia no setor serviços considerando, além da eletricidade, as demais fontes, foi calculada em 4,8% do consumo projetado em 2024, reduzindo o consumo final para aproximadamente 935 mil tep nesse ano, conforme apresentada na Tabela 164.

Tabela 164 – Setor de serviços: consumo de energia e eficiência energética

Discriminação	2015	2019	2024
Consumo (mil tep)			
Consumo sem conservação	12.912	14.935	19.315
Energia conservada	148	467	935
Energia conservada (%)	1,1	3,1	4,8
Consumo com conservação	12.764	14.467	18.380
Intensidade energética (tep/R\$ milhões de 2010)			
Sem conservação	5,5	5,8	6,0
Com conservação	5,5	5,6	5,7

Fonte: EPE

2.1.5 Setor agropecuário

No setor agropecuário os ganhos de eficiência energética na evolução da demanda desse setor indicam que os efeitos combinados dos progressos tendenciais e induzidos resultam em um abatimento da demanda setorial de energia em torno de 4,8% ou 655 mil tep em 2024 (Tabela 165), sendo que o grande potencial de economia está concentrado no diesel equivalente (óleo diesel e biometano), com 82% e a eletricidade com apenas 10%.

Tabela 165 – Setor agropecuário: consumo de energia e eficiência energética

Discriminação	2015	2019	2024
Consumo (mil tep)			
Consumo sem conservação	11.404	12.267	13.554
Energia conservada	22	314	655
Energia conservada (%)	0,2	2,6	4,8
Consumo com conservação	11.382	11.953	12.899

Fonte: EPE

2.2 Geração distribuída

Para as projeções de geração de energia em sistemas de grande porte, autoprodução de eletricidade, consideraram-se, as seguintes premissas:

- Toda a expansão nova de produção de celulose será autossuficiente em energia elétrica;
- Para a siderurgia, a expansão da capacidade instalada considerada foi classificada em diversos tipos de rota tecnológica, cada um dos quais apresenta diferentes características de consumo de eletricidade e de potencial de cogeração. Para cada um dos três tipos de rota tecnológica considerada (rota integrada com coqueria própria, rota integrada sem coqueria própria e rota semi-integrada), foi avaliado o respectivo potencial de cogeração, com base na cogeração existente no atual parque siderúrgico brasileiro;
- Para a indústria petroquímica, admitiu-se que praticamente toda a expansão da produção de eteno a partir de insumo petroquímico seja atendida por autoprodução;

- A autoprodução nos segmentos de açúcar e álcool, de exploração e produção de petróleo e gás natural, além do segmento de refino, foi calculada a partir das premissas sobre os respectivos níveis de atividade setorial. Assim, a autoprodução no segmento de açúcar e álcool se correlaciona com a produção de cana para a produção de açúcar e para a produção de etanol;
- A autoprodução em refinarias se correlaciona com o montante de carga processada. E a autoprodução na exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) se correlaciona com a produção de petróleo, distinguindo-se entre produção no pós-sal e produção no pré-sal: admitiu-se que a extração de um barril de petróleo no pré-sal requer, em média, o dobro da geração de energia elétrica da extração de um barril no pós-sal.

Para as projeções de geração solar fotovoltaica¹⁷⁷, para as classes residencial e comercial, a metodologia é fundamentada na teoria da difusão de inovações de Rogers (2003), e construída sobre os alicerces matemáticos do modelo de Bass (1969). O modelo consiste no levantamento inicial do mercado potencial de acordo com características socioeconômicas da população, além de identificar os domicílios com características técnicas e condição de ocupação favoráveis para a instalação fotovoltaica. Na sequência, é calculado *payback* do investimento para cada distribuidora, em cada ano, para estimar a parcela do mercado potencial que estaria disposto a realizar o investimento. Finalmente, é aplicada uma curva "S" típicas de difusão, de acordo com parâmetros extraídos da literatura internacional, para compor a projeção da capacidade instalada de geradores fotovoltaicos distribuídos no Brasil. Para o setor comercial é feita uma análise análoga, partindo do número de unidades consumidoras de baixa tensão neste setor.

Destaca-se que na atual edição do PDE foi alterada a metodologia empregada na projeção da geração distribuída fotovoltaica, de forma a aprimorar o modelo utilizado. A projeção atual foi baseada na metodologia proposta por Konzen (2014), com uma adaptação que inclui o setor comercial no modelo.

Cabe, ainda, ressaltar que a autoprodução de "Outros" segmentos inclui uma parcela relativa à geração distribuída fotovoltaica, regulamentada através da REN 482/2012 da ANEEL. Em suma, estima-se uma geração de 148 GWh em 2019 e 1.593 GWh em 2024, o que equivale a 182 MW médio neste último ano. Os números finais apresentados não diferem muito da projeção do ano anterior, basicamente por não haver mudanças significativas no cenário regulatório ou tributário no país. Em relação a competitividade, o ano de 2014 trouxe um reajuste tarifário acima da inflação, que contribuiu com a diminuição do retorno do investimento. No entanto, no último ano também foi observada a valorização do dólar, encarecendo o preço dos equipamentos finais (majoritariamente importados), o que contrabalança o aumento das tarifas.

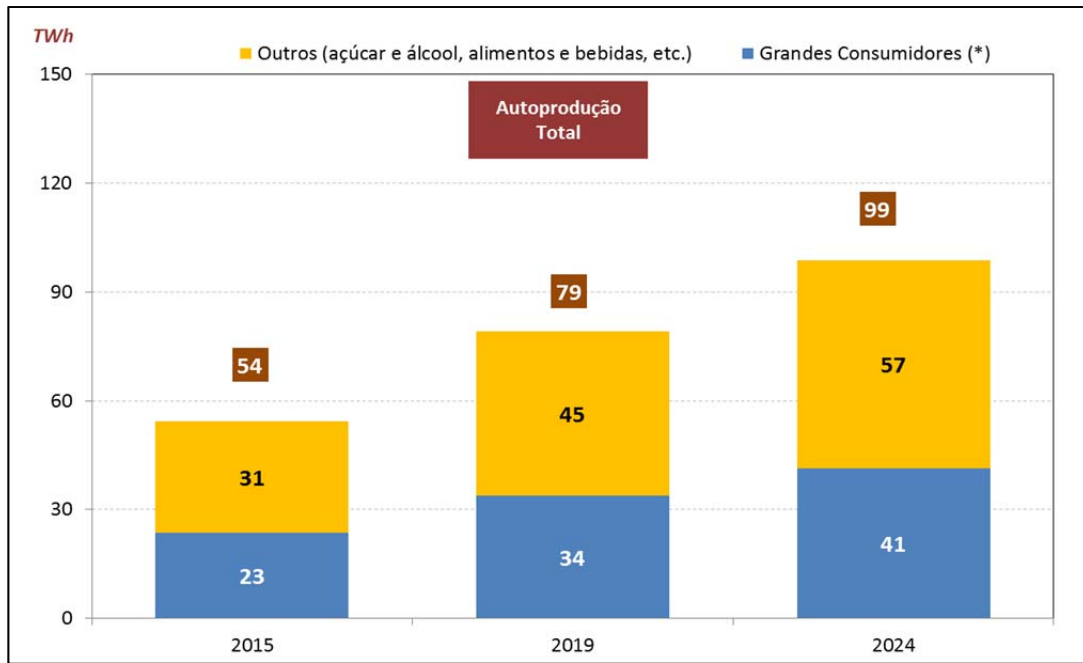
No horizonte decenal, estima-se que a geração distribuída (grande e pequeno porte) permita reduzir o consumo do SIN, em um total de 100 TWh em 2024:

- Em sistemas de pequeno porte: 1,6 TWh em 2024, devido à penetração de sistemas de geração solar fotovoltaica nas classes residências e comerciais.

¹⁷⁷ A descrição geral das premissas consideradas na expansão industrial é detalhada na Nota Técnica: "Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira", disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Paginas/Notat%C3%A9cnicaAn%C3%A1liseDaInser%C3%A7%C3%A3odaGera%C3%A7%C3%A3oSolarnaMatrizEl%C3%A9tricaBrasileira.aspx?CategoriaID=>

- Em sistemas de grande porte : estima-se que em 2024, 99 TWh, instalada em indústrias tais como produção siderúrgica, celulose e papel, petroquímica, refino, produção de açúcar e álcool, entre outras. Cabe destacar que este valor embute a estimativa realizada no setor comercial.

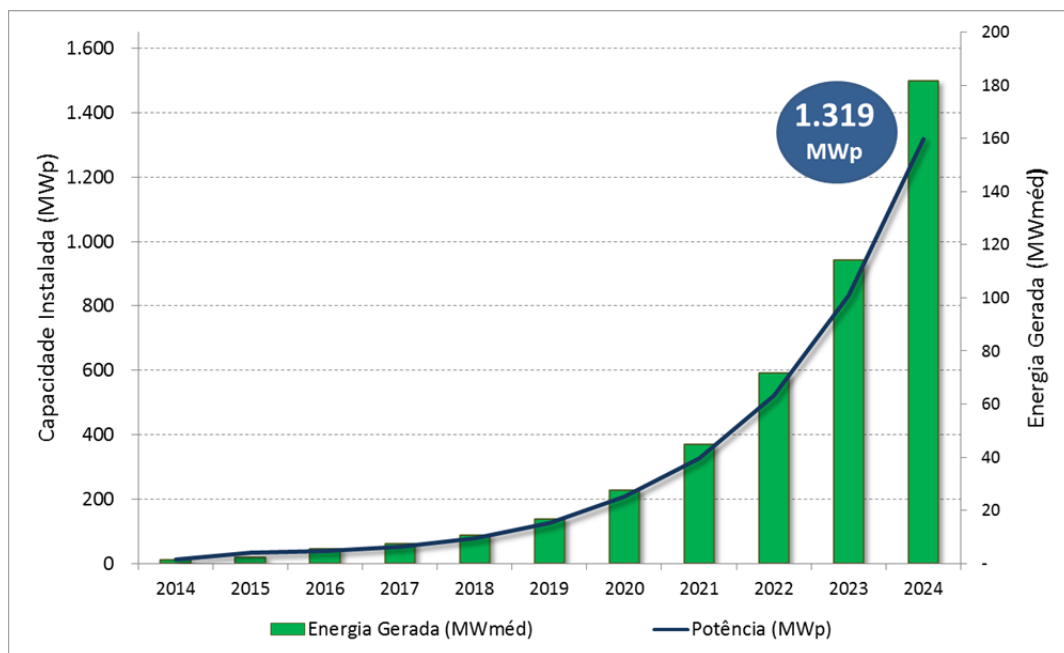
Gráfico 134 – Autoprodução de eletricidade



Nota: (*) Autoprodução concentrada nos segmentos de siderurgia, petroquímica e papel e celulose.
 Fonte: Elaboração EPE

A evolução da capacidade instalada e a respectiva energia gerada são apresentadas no Gráfico 135.

Gráfico 135 – Evolução de capacidade instalada e energia solar gerada



Fonte: EPE

2.3 Resultados Consolidados

No horizonte decenal, destaca-se o relevante papel da geração distribuída (autoprodução e fotovoltaica) no atendimento à demanda de eletricidade: estima-se que essa alternativa de atendimento permite abater em torno de 100 TWh da demanda solicitada à rede.

A parcela da autoprodução representa atualmente cerca de 10% do consumo total de eletricidade do País (valor verificado nos últimos anos) e passará para quase 13% ao final do horizonte. Prevê-se um crescimento da autoprodução nos próximos 10 anos, em torno de 7% ao ano, em média.

Na Tabela 166 são apresentados os resultados consolidados da eficiência energética e da geração distribuída estimada no horizonte decenal. O consumo atendido com a autoprodução e a fotovoltaica, representará cerca de 13% do consumo de eletricidade e 3% do consumo energético total em 2024.

O montante da geração distribuída no final do horizonte decenal, ou seja, 100 TWh, corresponderá a algo equivalente à soma das energias asseguradas das duas maiores usinas hidroelétricas atualmente existentes no país: Itaipu (incluindo a parcela Paraguaia) e Tucuruí I e II.

Tabela 166 – Brasil: eficiência energética e geração distribuída

Energia Total (mil tep)	2015	2019	2024
Consumo sem conservação	249.741	287.815	350.174
Energia conservada	391	6.045	16.583
Energia conservada (%)	0,2	2,1	4,7
Consumo com conservação	249.350	281.769	333.591
Autoprodução	4.674	6.799	8.491
Fotovoltaica	2,0	13	137
Consumo atendido por GD (%)	2	2	3
Energia elétrica (GWh)			
Consumo sem conservação	528.065	638.012	836.667
Energia conservada	2.366	21.649	48.937
Energia conservada (%)	0,4	3,4	5,8
Consumo com conservação	525.699	616.363	787.730
Autoprodução	54.352	79.061	98.731
Fotovoltaica	22	148	1.593
Consumo atendido por GD (%)	10	13	13

Fonte: EPE

X – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

O conceito de sustentabilidade orientou as premissas e os critérios utilizados na análise socioambiental do PDE 2024, como nos ciclos de planejamento anteriores. Dessa forma, os estudos socioambientais foram desenvolvidos de modo a considerar questões associadas:

- à redução dos impactos locais e globais na utilização das fontes de energia, em especial na geração hidrelétrica;
- ao uso de fontes renováveis;
- à minimização dos impactos sobre o meio ambiente;
- as discussões em âmbito nacional e internacional sobre mudança do clima.

A análise socioambiental do PDE 2024 compreende:

- *a análise das emissões de gases de efeito estufa (GEE)*, decorrentes da oferta de energia adotada no PDE 2024. A análise dos resultados toma por referência as negociações internacionais sobre mudança do clima e os compromissos assumidos pelo país, tendo em vista a importância do PDE¹⁷⁸ como plano setorial de mitigação e de adaptação às mudanças climáticas;
- *a análise de cada fonte energética*, com o objetivo de avaliar as condições em que as interferências dos projetos previstos poderiam ocorrer sobre o meio natural e a sociedade;
- *a análise integrada*, que, com subsídios da etapa anterior, identifica as interferências potenciais de cada fonte sobre as sensibilidades socioambientais mais significativas de cada região brasileira, permitindo compor uma visão de conjunto da expansão da oferta de energia. Como resultado, apresenta os temas prioritários para a gestão ambiental no âmbito do setor e os desafios socioambientais importantes a serem enfrentados no horizonte de planejamento.

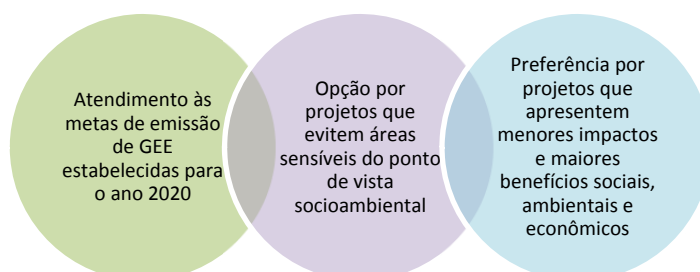
Este capítulo é composto pela projeção e avaliação das emissões de gases de efeito estufa, pela análise socioambiental da oferta de energia elétrica (geração hidrelétrica, geração termelétrica, geração de outras fontes renováveis e transmissão de energia elétrica), pela análise socioambiental da oferta de petróleo, gás natural e biocombustíveis (produção de petróleo e gás natural, oferta de gás natural, etanol e biodiesel) e, ainda, pela análise socioambiental integrada da expansão como um todo.

¹⁷⁸ O Decreto nº 7.390/2010, que regulamenta os arts. 6º, 11 e 12 da Lei nº 12.187/2009 (Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC), elenca o PDE como o plano de mitigação e de adaptação às mudanças climáticas do setor energético.

1. Premissas e critérios

A Figura 48 apresenta as premissas consideradas no desenvolvimento da análise socioambiental do PDE 2024:

Figura 48 – Premissas da análise socioambiental do PDE



No PDE 2024 foi considerada a mesma metodologia utilizada no PDE 2022 e no PDE 2023. A abordagem metodológica adotada é diferenciada para cada fonte energética em razão de suas particularidades. Destaca-se neste ciclo de planejamento uma análise socioambiental para a expansão termelétrica e um aprimoramento na abordagem socioambiental da expansão das seguintes fontes renováveis: eólica, solar, térmicas a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

1.1 Emissões de GEE

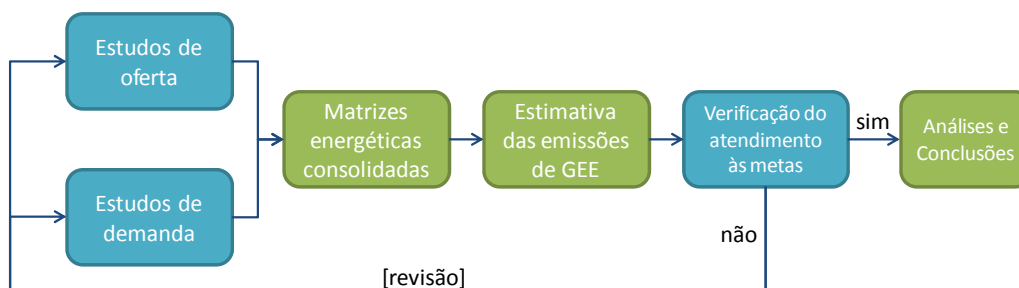
No que se refere às emissões de GEE devidas à produção e ao uso da energia, a análise abrangeu o Plano como um todo, considerando:

- o consumo final de energia nos diversos setores da economia: transportes, indústria, agropecuária, comércio e serviços, setor público e, ainda, o consumo final no setor residencial, conforme a classificação utilizada no Balanço Energético Nacional (BEN);
- a queima de combustíveis fósseis nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural;
- o uso de combustíveis fósseis nos processos de transformação, aí incluídas as unidades de refino e de processamento de gás e as usinas termelétricas.

As emissões de GEE foram calculadas utilizando a metodologia *bottom-up* aplicada no inventário brasileiro de emissões antrópicas de GEE elaborado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia e adotada pelo Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima – IPCC [277][278], tendo por base as matrizes energéticas consolidadas, projetadas para cada ano do horizonte decenal. Assim, pode-se conhecer o montante de emissões por tipo de combustível e por setor econômico, de acordo com a

expansão do consumo e da oferta de energia¹⁷⁹. A Figura 49 apresenta o encadeamento dos procedimentos para a projeção das emissões de GEE.

Figura 49 – Processo de análise das emissões de GEE



Fonte: Elaboração EPE

Para o cálculo das emissões de GEE dos diferentes combustíveis foram utilizados os fatores aplicados pelo IPCC [277]. Como a matriz consolidada tem como unidade-padrão a tonelada equivalente de petróleo – tep, os fatores foram convertidos para a unidade $tCO_{2-eq}/10^3tep$. Todos os resultados finais são expressos em $MtCO_{2-eq}$ (milhões de toneladas de CO_2 equivalente).

1.2 Energia elétrica

A análise socioambiental da geração hidrelétrica compreendeu a avaliação processual das usinas hidrelétricas (UHEs), na qual é estimado o ano possível para entrada em operação de cada um dos projetos hidrelétricos em estudo, e a avaliação socioambiental, que considera os potenciais impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHEs previstas na expansão decenal.

Para a geração termelétrica foram apresentados os aspectos ambientais e socioeconômicos da expansão decenal que compreende térmicas a gás natural, carvão e nuclear. Em adição, foram calculadas as emissões de GEE, com base na simulação da operação dessas usinas no SIN.

Para as outras fontes renováveis (energia eólica, térmicas a biomassa, solar e pequenas centrais hidrelétricas) foi realizado o mapeamento dos projetos planejados e elaborada uma análise socioambiental da expansão. Ressalta-se que nesse ciclo de planejamento maior ênfase foi dada a análise socioambiental de cada uma dessas fontes.

¹⁷⁹ São contabilizadas também as emissões fugitivas associadas à exploração e produção de petróleo e gás natural e ao transporte e beneficiamento do gás natural. Não estão contabilizadas apenas as emissões associadas à geração termelétrica em sistemas isolados (até a data prevista para a respectiva interligação ao SIN, quando for o caso). Ressalta-se que a geração termelétrica nesses sistemas é pouco representativa em relação ao sistema como um todo, sobretudo após a interligação dos sistemas Manaus e Macapá, assim, o quadro geral das emissões do setor energético não se altera em face da não consideração das emissões associadas à referida geração. No que diz respeito às emissões provenientes de reservatórios hidrelétricos, apesar de existirem vários estudos nessa seara, não há até o momento consenso acadêmico sobre um método de estimativa confiável e que possa ser aplicado a um conjunto de reservatórios. Nesse contexto, está em andamento o projeto de P&D estratégico denominado BALCAR – Balanço de Carbono em Reservatórios Hidrelétricos, coordenado pelo CEPREL e que conta com a participação de várias instituições de pesquisa, além do apoio da ANEEL e MME. Os dados já publicados do referido projeto indicam emissões significativamente baixas (com exceções) e bastante variáveis, em função das diferentes condições em que os reservatórios se encontram. Destaca-se também que vários dos estudos existentes se baseiam nas emissões brutas dos reservatórios, porém os estudos mais recentes apontam para a necessidade de se contabilizar não somente as emissões brutas, mas sim as emissões líquidas, ou seja, é necessário se descontar as emissões existentes antes da construção do reservatório e avaliar a influência de fatores externos, como o uso do solo da bacia contribuinte ao reservatório. Considerando este cenário, tais emissões não são contabilizadas.

Na transmissão de energia elétrica foram identificadas as principais áreas de interesse socioambiental que poderão ser afetadas pelas linhas de transmissão indicadas na expansão.

1.3 Petróleo, gás natural e biocombustíveis

Em relação à produção de petróleo e gás natural prevista, foi realizada a avaliação da sensibilidade ambiental das regiões onde se localizam os recursos, como subsídio à curva de produção e à análise de impactos regionais. Foram também estimados os potenciais benefícios socioeconômicos resultantes dos investimentos planejados.

A análise socioambiental da expansão da malha de gasodutos do PDE 2024 teve como referência a análise socioambiental realizada no Plano Decenal de Expansão da Malha de Transportes Dutoviário (PEMAT 2022).

Para os biocombustíveis efetuou-se a caracterização da produção e a análise socioambiental da expansão do etanol e do biodiesel. Com relação ao etanol, fez-se uma análise das prováveis áreas de expansão da cana-de-açúcar, sendo ainda analisados os aspectos sociais da expansão da produção deste setor.

1.4 Análise integrada

A análise socioambiental integrada teve como objetivo a avaliação qualitativa das principais interferências associadas ao conjunto de projetos energéticos previstos na expansão decenal sobre as sensibilidades socioambientais mais representativas das regiões brasileiras. Como resultado a análise indicou temas prioritários para a gestão ambiental do setor, oferecendo subsídios para a discussão antecipada de questões socioambientais importantes, contribuindo assim para a minimização de riscos e o aproveitamento de oportunidades relacionadas à expansão da oferta de energia.

2. Emissões de gases de efeito estufa (GEE)

A mudança global do clima causada pelas emissões antrópicas de GEE é uma das principais questões socioambientais a serem enfrentadas na atualidade. O Brasil, signatário da UNFCCC¹⁸⁰, por ser considerado um país em desenvolvimento econômico, não está obrigado a atender a metas quantitativas de redução de emissões de GEE no âmbito do Protocolo de Quioto. Já os países desenvolvidos, listados no Anexo 1 do Protocolo, comprometeram-se a reduzir, no período de 2008 a 2012, as respectivas emissões em 5% dos valores verificados em 1990. Na 18ª Conferência das Partes (COP-18), realizada em Doha, em dezembro de 2012, o protocolo de Quioto foi estendido até o ano 2020, porém alguns países optaram por não assinar essa prorrogação, o caso de Japão, Rússia, Canadá e Nova Zelândia.

A expectativa global em torno da convenção é de que na COP-21, a se realizar em dezembro de 2015 em Paris, um novo acordo com metas vinculantes para o período pós-2020 seja negociado e assinado, envolvendo compromissos por parte dos países desenvolvidos e países em desenvolvimento, respeitando o princípio das responsabilidades comuns, porém diferenciadas.

¹⁸⁰ Sigla em inglês da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (*United Nations Framework Convention on Climate Change*).

O Brasil, apesar de não estar vinculado ao compromisso de redução, tem empreendido esforços para mitigar suas emissões como forma de contribuir para o objetivo global e princípio basilar da Convenção, de estabilizar a concentração de GEE na atmosfera. Neste sentido, em dezembro de 2009, na 15ª Conferência das Partes (COP-15) da UNFCCC, realizada em Copenhague, o Brasil anunciou a meta voluntária de reduzir, em 2020, entre 36,1 e 38,9%, suas emissões totais de GEE projetadas para aquele ano. Essa meta foi formalizada pela Lei nº 12.187/09 [238] promulgada naquele mesmo dezembro que, entre outras providências, instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e pelo Decreto nº 7.390/10. [239]

De acordo com esses dispositivos legais, o PDE constitui o plano para mitigação e adaptação às mudanças climáticas do setor energético. Portanto, o PDE é o instrumento para a formulação da estratégia de atendimento à meta no que se refere à produção e ao uso da energia, assim como para seu monitoramento (art. 3º do Decreto nº 7.390/10 [239])¹⁸¹.

Desde então, os Planos Decenais de Energia têm entre seus objetivos¹⁸² atingir uma meta previamente fixada de emissões de GEE na produção e no uso da energia. Essa meta foi definida em conformidade com a Comunicação Nacional do Brasil na COP-15, a Lei nº 12.187/09 e o Decreto nº 7.390/10. Assim, foi considerado que, em 2020, as emissões de GEE não poderão ultrapassar 680 milhões de toneladas de CO₂eq. Com isso, pretende-se manter a grande participação das fontes renováveis na matriz energética e, como consequência, que a intensidade de carbono na economia (emissões/PIB) não ultrapasse aquela calculada para o ano 2005 com os dados do 2º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa¹⁸³ [286]. A Tabela 167 resume os valores considerados.

Tabela 167 – Meta setorial para emissões de GEE no setor de energia em 2020

		Emissões de GEE	Abatimento ⁽²⁾
Cenário de referência ⁽¹⁾		868	
Meta de emissões	Limite inferior	634	234
	Limite superior ⁽³⁾	680	188

Notas: (1) Conforme Decreto nº 7.390/10

(2) Abatimento em relação ao cenário de referência, conforme anexo ao Decreto nº 7.390/10

(3) Considerando margem de 20%, de acordo com o Comunicado Nacional do Brasil na COP-15

Fonte: EPE, baseado na Comunicação Nacional do Brasil na COP-15, Lei 12.187/09 e Decreto 7.390/10

Dessa forma, o PDE incorpora as medidas necessárias para alcançar os objetivos básicos postos desde sua formulação, entre os quais se insere a redução das emissões de GEE. De acordo com a classificação do IPCC, o PDE é reconhecido como um cenário de mitigação ou de intervenção, uma vez que incorpora meta específica de emissões de CO₂eq e compreende, explícita e implicitamente, políticas e medidas no sentido de viabilizar o atingimento da meta.

¹⁸¹ A escolha do PDE como plano de mitigação e adaptação às mudanças climáticas do setor de energia se apoia no processo de elaboração do plano que, além de adotar metodologia de ampla aceitação técnico-científica, incorpora medidas e ações que contribuem para o controle ou mitigação das emissões de GEE e é submetido à consulta pública. Como exemplo de medidas e ações preconizadas no PDE, podem ser citadas: aumento na participação dos biocombustíveis na matriz de transportes; expansão hidrelétrica; expansão de outras fontes renováveis; estímulo à eficiência energética. Em seu conjunto, essas medidas tem por objetivo manter a participação das fontes renováveis na matriz energética nacional, mitigando as emissões de GEE no setor de energia.

¹⁸² Outros objetivos são: segurança energética no atendimento da demanda, modicidade de preços e tarifas e universalização do acesso à energia.

¹⁸³ A Lei nº 12.187/09 estabeleceu o segundo inventário como referência para as iniciativas brasileiras de redução de emissões de GEE. O ano de 2005 é o último do período abrangido por este inventário.

2.1 Projeção

A Tabela 168 apresenta as estimativas de emissões de GEE em decorrência da queima de combustíveis fósseis na produção, transformação e uso da energia e também as emissões fugitivas.

Tabela 168 – Brasil: evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia

Setores ⁽¹⁾	2014	2020	2024	2014	2020	2024
	MtCO ₂ eq			Participação relativa (%)		
Setor Elétrico ⁽²⁾	85,2	46,3	62,4	17,4	9,2	10,7
Sistema Interligado Nacional	68,9	29,9	42,6			
Autoprodução	16,3	16,4	19,8			
Setor Energético	33,5	36,3	45,0	6,9	7,2	7,7
Residencial	18,5	20,9	22,2	3,8	4,2	3,8
Comercial	1,7	2,1	2,5	0,3	0,4	0,4
Público	0,8	0,8	0,8	0,2	0,1	0,1
Agropecuário	18,0	19,9	21,0	3,7	4,0	3,6
Transportes	211,2	234,4	267,9	43,1	46,6	45,8
Industrial	100,1	112,8	127,2	20,5	22,4	21,8
Consumo energético	92,0	100,1	113,2			
Consumo não energético	8,2	12,8	14,0			
Emissões fugitivas ⁽³⁾	20,5	29,4	35,5	4,2	5,8	6,1
TOTAL	490	503	585	100	100	100

Notas: (1) De acordo com o Balanço Energético Nacional.

(2) Não inclui sistemas isolados.

(3) Inclui emissões fugitivas no transporte e processamento de gás natural e perdas nas atividades de E&P e emissões fugitivas da mineração de carvão.

(4) As emissões de 2014 foram calculadas com base na matriz do Balanço Energético Nacional 2015 ano base 2014.

(5) GWP conforme AR5 do IPCC – CH₄=28; N₂O=265.

Fonte: EPE

O total de emissões ao longo do horizonte decenal é crescente, refletindo a perspectiva de crescimento econômico do país. No entanto, em virtude de uma substancial revisão no cenário econômico com consequente redução da demanda de energia, observa-se uma queda no total de emissões ao longo de todo o horizonte comparativamente às estimativas do PDE 2023. Em 2020, as estimativas indicam o montante de 503 MtCO₂eq, que representa uma redução de 16,3% em relação ao previsto para mesmo ano no PDE 2023.¹⁸⁴ Nesse contexto, os setores que apresentaram maiores quedas foram o de Transporte, Setor Energético e Setor Industrial. No final do horizonte, as emissões serão de 585 MtCO₂eq.

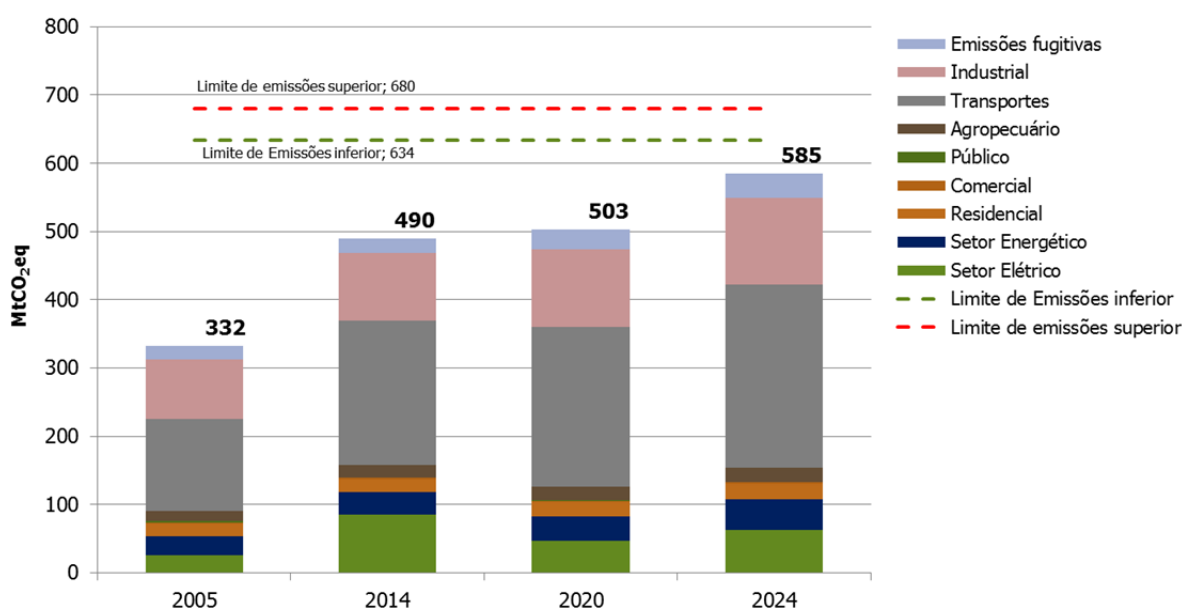
No SIN, as emissões foram altas em 2014, atingindo quase 70 MtCO₂. Este fato reflete as condições hidrológicas desfavoráveis verificadas nos últimos dois anos, o que obriga o sistema a acionar mais energia termelétrica com base fóssil. Espera-se que até 2020 esse efeito seja gradualmente atenuado, o que leva a menores volumes de emissão do SIN em 2020, voltando a patamares inferiores a 30 MtCO₂. Entre 2020 e 2024 a expectativa é de aumento das emissões no SIN acompanhando o crescimento da economia e da demanda de energia elétrica no período, ainda que a participação de fontes renováveis na matriz elétrica se mantenha bastante elevada.

¹⁸⁴ O PDE 2023 projetava 601 MtCO₂eq para o ano 2020.

Vale destacar o aumento da geração elétrica a partir das novas energias renováveis, sobretudo a eólica. Com isto, mesmo que se observe redução na expansão hidrelétrica ao longo do horizonte, a participação das outras renováveis compensa essa questão e os resultados da oferta de energia elétrica (simulação da operação) mostram que a geração elétrica a partir de fontes renováveis alcançará 89% em 2024. Ao se considerar a fonte nuclear, tem-se que a geração a partir de fontes não emissoras de GEE somam 92% do total da geração de energia elétrica em 2024.

Nos demais setores permanecem as mesmas tendências observadas no Plano anterior, com a ressalva da queda na demanda energética, comum a todos os setores. O Gráfico 136 apresenta a participação setorial nas emissões de GEE no início e no final do horizonte decenal.

Gráfico 136 – Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia



Fonte: EPE

Os dados apresentados no Gráfico 136 mostram que os principais responsáveis pelas emissões de GEE na produção e consumo de energia são os setores de Transportes e Industrial, que respondiam em 2014 por 43% e 21% do total de emissões, respectivamente. Ao longo do horizonte, esses setores continuarão, em conjunto, responsáveis pela maior parte das emissões do setor de Energia, somando quase 68% em 2024. O aumento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural se reflete no ganho de participação de quase 1 p.p. na rubrica Setor Energético e cerca de 2 p.p. na rubrica Emissões Fugitivas. A expectativa é que as participações dos demais setores não variem significativamente ao longo do horizonte.

Tomando como base o segundo inventário brasileiro de emissões [286], o crescimento das emissões devido à produção e consumo de energia será de 76% entre 2005 e 2024¹⁸⁵. Esse incremento é menor que o esperado para a oferta interna bruta¹⁸⁶ no mesmo período (80%). Isso significa que o cenário do PDE 2024 permite que o indicador de Intensidade de Emissões de GEE no uso da energia

¹⁸⁵ De acordo com o 2º inventário, em 2005 as emissões de GEE do setor energético foram de 329 MtCO₂eq, utilizando a métrica de GWP do AR2, ou seja, 21 para o metano e 310 para o óxido nitroso. O valor de 332 MtCO₂eq no ano 2005 corresponde à atualização desse valor para o GWP recomendado no AR5 do IPCC, qual seja: de 28 para o metano e 265 para o óxido nitroso.

¹⁸⁶ Oferta Interna Bruta – Quantidade de energia que se coloca a disposição do país para ser submetida aos processos de transformação e/ou consumo final.

(kgCO₂eq/tep) seja menor em 2024 que aquele verificado no ano de 2005. O indicador de Intensidade de emissões da economia (kgCO₂eq/PIB) também deverá fechar o horizonte decenal ligeiramente abaixo daquele verificado para o ano de 2005, chegando em 2024 a 105,5 kgCO₂eq/R\$ mil [2010]. Esse valor está bem abaixo, porém, daquele verificado no ano de 2014, quando esse indicador atingiu 122 kgCO₂eq/R\$ mil [2010] em virtude, principalmente, do aumento expressivo do uso das termelétricas com base fóssil para cobrir a menor geração hidrelétrica naquele ano. Os indicadores de emissões de GEE são apresentados na Tabela 169.

Tabela 169 – Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia

Item	Unidade	2005	2014	2020	2024
Emissões de GEE na produção e uso de energia	10 ⁶ tCO ₂ eq	332	490	503	585
PIB	R\$ bilhões [2010]	3.033	4.007	4.542	5.465
Oferta Interna Bruta	10 ⁶ tep	217,9	305,6	343,2	397,4
Intensidade de carbono no uso da energia	kgCO₂eq/tep	1.524	1.602	1.465	1.471
Intensidade de carbono na economia	kgCO₂eq/R\$ mil [2010]	109,5	122,2	110,7	107,0

Nota: A equivalência de CO₂ é dada pela métrica do GWP para 100 anos conforme AR5 do IPCC (CH₄=28 e N₂O=265).
 Fonte: EPE, considerando dados do MCT e IBGE (dados realizados de emissões e PIB).

Os resultados apresentados demonstram que o cenário de expansão da oferta e do consumo de energia no horizonte decenal atende com folga à meta expressa em termos do valor absoluto das emissões no ano 2020 (intervalo entre 634 e 680 MtCO₂eq). Mesmo em 2024, as emissões não atingem o limite inferior da meta estipulada para o ano de 2020 pela PNMC.

Em boa medida esse resultado é consequência da revisão para baixo do cenário econômico. Mesmo assim, pode-se afirmar que o objetivo do PDE 2024, no tocante às emissões de GEE, é atendido. As medidas incorporadas no plano como: a expansão da hidreletricidade; das outras fontes renováveis na geração de energia elétrica, do uso de biocombustíveis, das medidas de eficiência energética, entre outras, permitirão ao Brasil manter os indicadores de desempenho de sua matriz energética nos patamares dos países que menos emitem gases de efeito estufa na produção e consumo de energia.

Enquanto a matriz energética brasileira atual conta com mais de 40% de participação de fontes renováveis, a média mundial foi de somente 13,5% em 2012, conforme a Agência Internacional de Energia [272]. Como dito anteriormente, na matriz elétrica, a participação de fontes renováveis é ainda mais expressiva. Em 2013, cerca de 80% da energia elétrica consumida no Brasil foi gerada a partir de fontes renováveis [256].

Diante deste cenário, e considerando o potencial brasileiro para produção de energia elétrica e combustíveis a partir de fontes renováveis, a principal estratégia do setor para mitigação das mudanças climáticas continua sendo justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz, a fim de garantir que as emissões decorrentes da produção e uso de energia continuem baixas. A tendência apresentada neste Plano reflete as diversas medidas governamentais para manter essa característica da matriz energética brasileira.

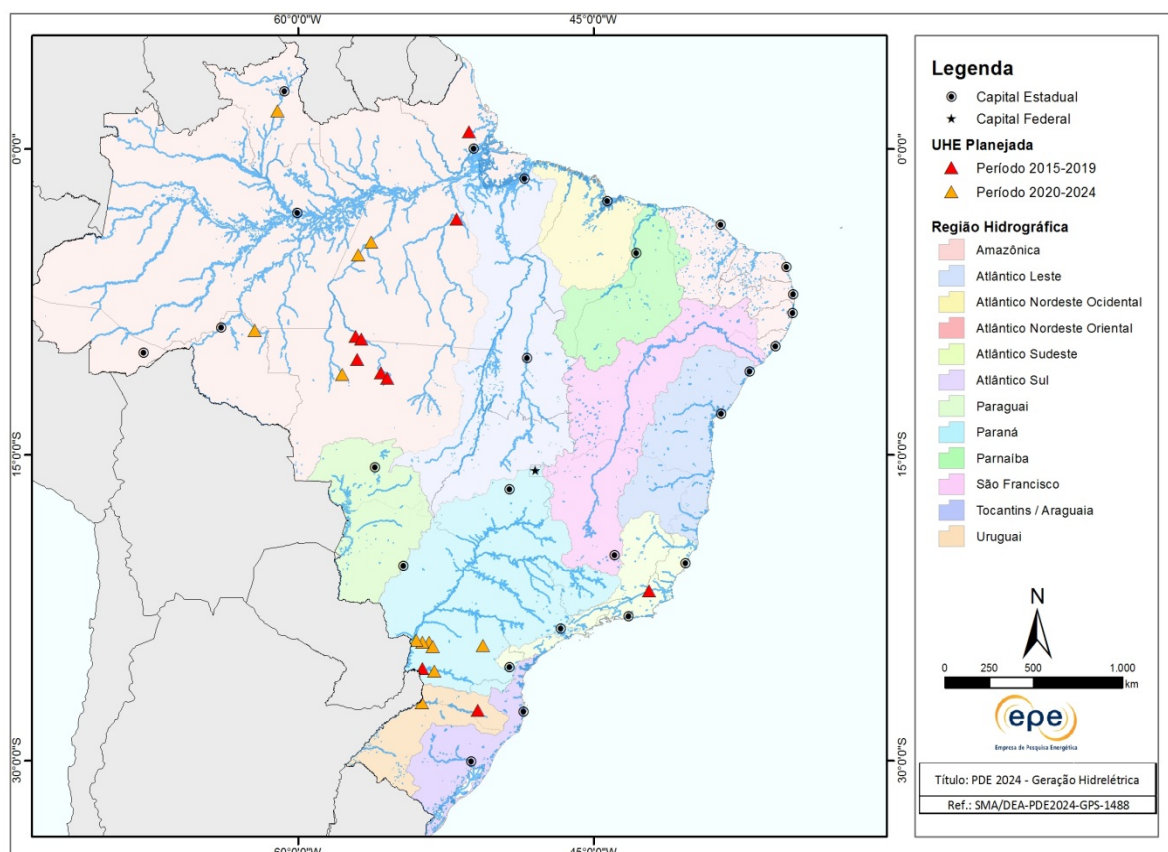
3. Análise socioambiental da oferta de energia elétrica

3.1 Geração hidrelétrica

A expansão da oferta de energia elétrica no horizonte decenal prevê a implantação de 22 usinas hidrelétricas (UHEs) distribuídas por quase todas as regiões do país, totalizando um aumento de 28.349 MW na potência instalada do parque hidrelétrico brasileiro. O primeiro período do horizonte (2015-2019) é composto por usinas que já dispõem de Licença Prévia (LP), passaram pela avaliação de sua viabilidade técnica, econômica e ambiental e pelo leilão de expansão da oferta de energia, estando em fase de implantação. Para esse período estão previstas 10 UHEs, que somam 15.352 MW de potência instalada. Para o segundo período (2020-2024) estão planejadas outras 12 UHEs, somando 12.997 MW.

A Figura 50 apresenta a distribuição espacial das UHEs por região hidrográfica e período de entrada em operação. Observa-se que a região Amazônica, onde se localiza grande parte do potencial hidrelétrico brasileiro ainda não explorado, é a que concentra a expansão hidrelétrica, tanto em número de projetos quanto, e principalmente, em termos de potência instalada (93%).

Figura 50 – Localização da usinas hidrelétricas planejadas no PDE 2024



Fontes: EPE, 2015; IBGE, 2009 [267] e ANA, 2012 [228].

Para o PDE 2024 foi mantida a metodologia da análise socioambiental de UHEs utilizada no ciclo de planejamento anterior, a qual é composta primeiramente por uma avaliação processual [258] e, num segundo momento, por uma avaliação socioambiental do conjunto previsto no decênio [259].

Avaliação processual

A avaliação processual tem como objetivo estimar o ano possível para entrada em operação das UHEs que compõem o conjunto de projetos hidrelétricos na fase de estudos. A avaliação considera os prazos necessários para o desenvolvimento dos estudos técnicos de engenharia e ambientais, para o licenciamento ambiental e para a construção da UHE. O resultado da avaliação contribui para a definição das UHEs que farão parte da expansão decenal no período 2020-2024, uma vez que as UHEs do período 2015-2019 têm sua data de entrada em operação determinada pelo contrato de concessão.

Para a estimativa da data de entrada em operação das UHEs foram considerados os prazos para desenvolvimento dos estudos anteriores ao leilão adicionados do prazo posterior ao leilão (cinco anos). Os prazos anteriores ao leilão representam o tempo necessário para a emissão do termo de referência (TR) pelo órgão ambiental para a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA), para a conclusão do Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE) e do EIA e para a obtenção da licença prévia (LP). De acordo com as características de cada projeto, foram ainda acrescentados prazos necessários para as tratativas de projetos com interferência em unidades de conservação (UC) ou em terra indígena (TI), e atendimento a eventuais demandas judiciais ou complementações solicitadas pelo órgãos ambientais e demais órgãos intervenientes.

O fato do potencial hidrelétrico localizar-se predominantemente na região Amazônica, onde se tem também a maior extensão de áreas legalmente protegidas do país, UC e TI, aumenta a probabilidade de haver interferências das UHEs planejadas nestas áreas. A falta de regulamentação quanto aos dispositivos legais e normativos referentes aos povos e comunidades tradicionais, além da incerteza quanto aos encaminhamentos do processo de licenciamento ambiental de UHEs com interferência em unidades de conservação, influencia de forma expressiva o prazo para a entrada em operação das usinas planejadas. Dessa forma, de modo a estimar uma data para a entrada em operação das UHEs é considerado um prazo adicional para tratativas de projetos que interfiram nessas áreas. Em muitos casos, a viabilização dessas UHEs implica em estudos adicionais, consultas diversas e processos complexos de licenciamento ambiental, dentre outras demandas. Tais casos explicam o motivo de certas usinas, mesmo com estudos em andamento, não terem operação prevista para o horizonte decenal.

Observa-se também que, independentemente da UHE interferir com área protegida, a data de entrada em operação das UHEs reflete os longos prazos verificados ultimamente no processo de licenciamento ambiental. Entre outros fatores, contribuem para a morosidade do processo as solicitações de complementações dos estudos cada vez mais frequentes, a demora dos órgãos intervenientes em manifestar-se, a demora na emissão do parecer técnico conclusivo do órgão licenciador e a tendência à judicialização do processo, evidenciada pelos diversos inquéritos e ações civis públicas movidos.

Das 12 UHEs do período 2020-2024, três usinas estão com o EIA/Rima finalizado, aguardando complementações para a obtenção da licença prévia. Outro grupo de quatro usinas está com o EIA/Rima finalizado, atendendo às complementações solicitadas pelo órgão ambiental ou na etapa de realização de audiências públicas. Três projetos estão com EIA/RIMA em elaboração. Por fim, duas usinas estão na etapa de discussão do TR, logo, ainda não iniciaram os estudos.

Avaliação socioambiental

A avaliação socioambiental contemplou as UHEs consideradas na expansão do PDE 2024. A avaliação considerou as características dos projetos e das regiões onde estão inseridos, atentando para os impactos e benefícios associados a cada UHE. Como na metodologia utilizada nos ciclos de planejamento anteriores, a avaliação foi baseada em nove indicadores de impactos (ambientais e socioeconômicos) e benefícios socioeconômicos mais frequentemente associados à implantação de UHEs. Os indicadores podem ser observados na Tabela 170.

Tabela 170 – Indicadores da avaliação socioambiental de UHEs

Classificação	Indicadores
Impactos ambientais	perda de vegetação nativa
	transformação de ambiente lótico em léntico
	interferência em unidade de conservação
Impactos socioeconômicos	população afetada
	interferência em terra indígena
	interferência na infraestrutura
Benefícios socioeconômicos	geração de empregos
	incremento temporário na arrecadação municipal (ISS)
	incremento permanente na arrecadação municipal (compensação financeira)

Fonte: EPE

Todos os indicadores foram avaliados em uma escala entre 0 e 1. Considera-se, portanto, que quanto mais próximo de um, melhor a avaliação do projeto em relação àquele indicador. Os indicadores foram agrupados em impactos ambientais e socioeconômicos e benefícios socioeconômicos. Em cada grupo, os três indicadores foram consolidados em um único índice, variando entre 0 e 1, representando a média aritmética dos três indicadores.

Os indicadores de impactos foram tratados separadamente dos de benefícios. A composição dos indicadores de impactos resultou em um índice variando entre 0 e 2. Assim, a quantidade de indicadores aplicados na avaliação dos impactos socioambientais foi o dobro da quantidade de indicadores utilizados na avaliação dos benefícios socioeconômicos. Com tal procedimento, conferiu-se peso dois aos impactos e peso um aos benefícios.

Os resultados foram apresentados graficamente pela relação entre impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos, conforme mostra o Gráfico 137. Os impactos são localizados no eixo x, variando de 0 a 2 e os benefícios no eixo y, variando de 0 a 1. Através dessa representação é possível estabelecer faixas que permitem agrupar as UHEs de acordo com seus impactos e benefícios, obtendo uma visão da avaliação socioambiental do conjunto de usinas.

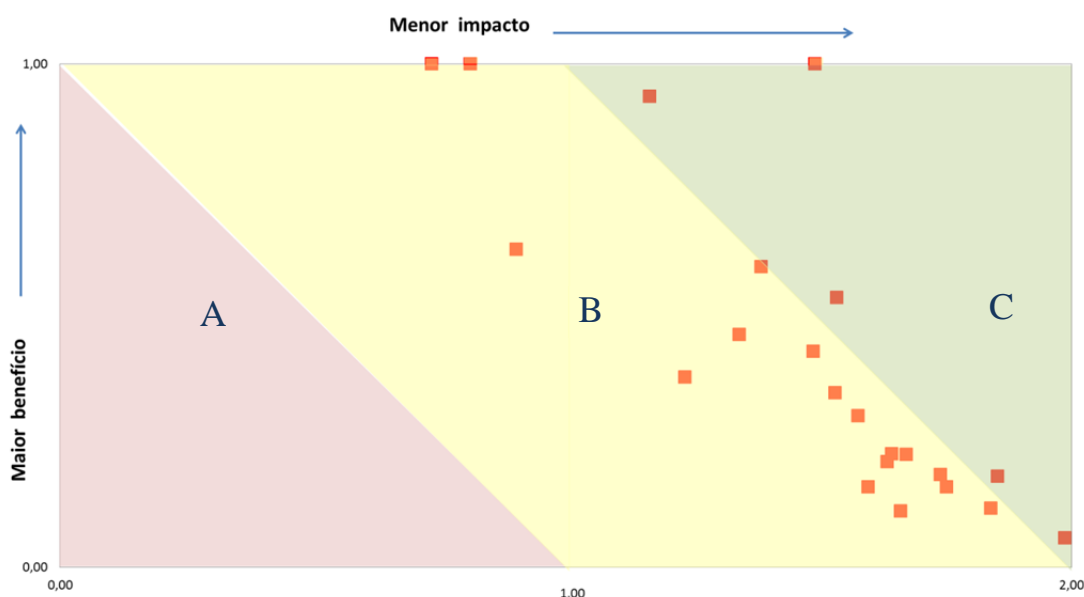
Há que se comentar que o gráfico apresentado possui limitações, pois considerando a complexidade de uma UHE, ele mostra a combinação apenas de algumas variáveis relacionadas aos impactos e aos benefícios de uma usina hidrelétrica. Destaca-se, por exemplo, que a avaliação não levou em consideração os efeitos das medidas compensatórias e mitigadoras que necessariamente serão realizadas na implantação das UHEs, uma vez que grande parte dos projetos previstos para o período 2020-2024 ainda estão na fase de elaboração do EIA. Sendo assim, utilizou-se como referência para a avaliação socioambiental dessas UHEs os dados provenientes dos estudos da fase anterior, o

inventário hidrelétrico. A abordagem dos inventários, em escala regional e com foco no conjunto de aproveitamentos da bacia hidrográfica, não oferece o mesmo detalhamento dos EIAs e não aborda as medidas compensatórias e mitigadoras.

Além disso, a avaliação teve como foco os efeitos locais provocados pelas UHEs, em que predominam os efeitos negativos sobre os positivos. Dessa forma, benefícios de âmbito regional ou nacional, como a geração de energia, e até globais, como a contribuição do projeto para o controle das emissões de GEE, não foram considerados.

Os resultados da avaliação socioambiental do conjunto de UHEs previsto no PDE 2024 estão representados no Gráfico 137.

Gráfico 137 – Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHEs do PDE 2024



Fonte: EPE

No gráfico os projetos foram distribuídos conforme seus índices de impactos socioambientais e de benefícios socioeconômicos. Assim, quanto menor o impacto, mais próximo do valor 2 no eixo horizontal. Os benefícios foram mensurados no eixo vertical, sendo mais altos quanto mais próximos do valor 1. A fim de facilitar a visualização e análise da relação dos impactos e benefícios do conjunto, foram traçadas três faixas distintas (A, B e C).

A faixa A é indicativa de projetos com impactos mais expressivos (índices de impacto < 1,0). Na faixa C, estão os projetos com impactos menos expressivos (índices de impacto > 1,0). A região B compreende tanto projetos com impactos socioambientais maiores quanto menores.

Do conjunto de 22 UHEs previstas no PDE 2024, 77% estão situadas na faixa intermediária (região B), enquanto 23% estão na C. A avaliação socioambiental das UHEs do PDE 2024 não indicou nenhuma usina na região A.

Na parte superior do gráfico, destacam-se quatro usinas com os maiores benefícios socioeconômicos da expansão de UHEs planejadas. Este grupo apresenta as maiores potências e reservatórios do conjunto e todas se localizam na Amazônia. O grupo também tem o maior incremento nas arrecadações municipais e maior geração de empregos. Apesar de possuírem índice de benefícios

semelhantes, duas usinas se distanciam quando se analisa o índice de impactos, o que faz com que se situem na faixa C. Os indicadores ambientais foram determinantes para esta diferença.

Na parte central da faixa B, em geral, estão projetos com grandes potências e reservatórios, também situados na Amazônia, mas que não se destacaram tanto nos benefícios, por estarem próximos a núcleos urbanos mais estruturados. Nesses casos, os benefícios são um pouco menos expressivos. Isso se deve ao fato dos municípios em que estão inseridos possuírem maiores receitas municipais, não destacando tanto o valor arrecadado pela compensação financeira.

As usinas com menor impacto do conjunto estão localizadas em regiões mais antropizadas, em sua maioria na bacia do Paraná. Essas usinas não interferem em unidades de conservação e têm as menores perdas de área de vegetação nativa do conjunto. Na dimensão socioeconômica destacam-se por não interferirem em terras indígenas. Além disso, estão situadas em municípios mais estruturados, exercendo menor demanda por serviços locais de infraestrutura. Ao mesmo tempo, essas usinas são as que possuem os menores benefícios do conjunto uma vez que geram menos empregos e menores incrementos de arrecadações para os municípios em que estão inseridas. Ressalta-se que, embora não tenham sido considerados pelo indicador, benefícios relacionados à geração de energia próximo aos centros de carga são significativos para o sistema interligado. As usinas deste conjunto estão situadas na parte inferior do gráfico entre as faixas B e C.

Ao observar os indicadores utilizados na avaliação socioambiental para o conjunto de UHEs previstas no PDE 2024, conforme apresentado na Tabela 171, alguns resultados podem ser destacados. Ainda que a expansão hidrelétrica planejada seja predominantemente na Amazônia, região repleta de áreas legalmente protegidas, das 22 UHEs previstas na expansão decenal, apenas uma UHE interfere em UC de uso sustentável. Em relação às terras indígenas, nenhuma UHE planejada interfere diretamente em TI.

Embora cada UHE tenha suas peculiaridades, todas abordam questões complexas envolvendo aspectos socioambientais, levando diversos setores da sociedade a questionarem seus impactos e benefícios. Nesse contexto, nos últimos anos, o setor energético vem enfrentando desafios para desenvolver as UHEs planejadas. Alguns desafios surgiram em função do potencial estar localizado em áreas preservadas. Parte decorreu da maior participação da sociedade nas discussões socioambientais relacionadas sobretudo aos grandes empreendimentos, o que provocou alterações na dinâmica do processo de licenciamento ambiental. Por fim, outros desafios se dão em função da necessidade cada vez maior de articulação entre diferentes órgãos governamentais para realização de projetos intersetoriais.

Diante desse quadro, o governo iniciou um processo de articulação entre ministérios, promovendo discussões e estudos estruturantes, com objetivo de definir estratégias que conciliem a conservação ambiental e a geração de energia [293]. Como exemplo, podem ser destacados os estudos de potencial hidrelétrico e conservação da biodiversidade na bacia hidrográfica Tapajós-Juruena, desenvolvido pelo MME e MMA, e a tentativa de conciliar a implantação de hidrelétricas e a conservação ambiental em situações em que se alterou UCs¹⁸⁷. Observa-se ainda o empenho do MME

¹⁸⁷ Lei nº 12.678, de junho de 2012 - Dispõe sobre alterações nos limites dos Parques Nacionais da Amazônia, dos Campos Amazônicos e Matinguari, das Florestas Nacionais de Itaituba I, Itaituba II e do Crepori e da Área de Proteção Ambiental do Tapajós; altera a Lei nº 12.249, de 11 de junho de 2010; e dá outras providências.

no desenvolvimento de projetos diferenciados para usinas hidrelétricas localizadas em áreas preservadas: as usinas plataforma¹⁸⁸.

Ressalta-se também a mobilização do setor acerca das questões sociais e legais no âmbito do planejamento energético, tais como: a regulamentação da atuação dos órgãos e entidades federais envolvidos no processo de licenciamento ambiental¹⁸⁹ [242]; a instituição do cadastro socioeconômico da população atingida por empreendimentos de geração de energia elétrica¹⁹⁰ [244][245]; e o esforço para a regulamentação dos mecanismos de consulta nos moldes da Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho – OIT¹⁹¹ [243] e para a regulamentação do artigo 231 da Constituição Federal¹⁹².

Outro projeto interessante do MME é a realização de estudos voltados para o desenvolvimento regional sustentável de áreas onde poderão ser implantadas usinas hidrelétricas estruturantes. Estudos desta natureza são especialmente relevantes para a gestão socioambiental de regiões que possuem a perspectiva da implantação de grandes empreendimentos.

Por fim, cabe citar a publicação da “Metodologia para o Diagnóstico Social, Econômico e Cultural dos Atingidos por Barragens” pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea) e pela Secretaria-Geral da Presidência da República [276]. A metodologia apresentada tem como objetivo quantificar e qualificar as populações atingidas na construção de barragens no Brasil. Neste tema, ainda destaca-se a Política Nacional de Tratamento dos Atingidos por Barragens que está sendo consolidada com base nos debates e sugestões dos ministérios envolvidos.

As iniciativas citadas acima refletem o esforço governamental para aprimorar a gestão socioambiental dos projetos hidrelétricos previstos. Ainda que haja muito a ser feito, é um avanço trazer essas discussões para a esfera do planejamento e reconhecer a importância da articulação intersetorial para compatibilizar a geração de energia com as políticas sociais e ambientais.

A Tabela 171 sintetiza os principais indicadores socioambientais da expansão da geração hidrelétrica no decênio.

¹⁸⁸ O conceito de usina plataforma tem por objetivo promover a compatibilização das políticas públicas setoriais de meio ambiente e geração de energia elétrica, com vistas à implantação de UHEs em áreas de relevante sensibilidade ambiental.

¹⁸⁹ Portaria Interministerial nº 60, de 24 de março de 2015 – Estabelece procedimentos administrativos que disciplinam a atuação dos órgãos e entidades da administração pública federal em processos de licenciamento ambiental de competência do Ibama. Essa Portaria substituiu a Portaria nº 419, de 26 de outubro de 2011. As Instruções Normativas específicas de cada órgão ou entidade também foram publicadas.

¹⁹⁰ Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010 - Institui o cadastro socioeconômico para identificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica, cria o Comitê Interministerial de Cadastro Socioeconômico, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências e Portaria Interministerial nº 340, de 1 de junho de 2012 – Estabelece competências e procedimentos para a execução do Cadastro Socioeconômico para fins de identificação, quantificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica, nos termos previstos no Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010. Até o momento foram apresentados os planos cadastrais dos aproveitamentos: AHE São Luiz do Tapajós, AHE Jatobá, AHE Tabajara, AHE Garabi e AHE Panambi.

¹⁹¹ No Brasil, o Decreto nº 5.051, de 19 de abril de 2004, promulgou a Convenção nº 169 da OIT sobre povos indígenas e tribais. O artigo 6º informa que os governos deverão consultar os povos interessados, mediante procedimentos apropriados, cada vez que sejam previstas medidas legislativas ou administrativas suscetíveis de afetá-los diretamente. Entretanto ainda não existe regulamentação sobre o procedimento de consulta. A Portaria Interministerial nº 35, de 27 de janeiro de 2012 - Institui Grupo de Trabalho Interministerial com a finalidade de estudar, avaliar e apresentar proposta de regulamentação da Convenção nº 169 da OIT sobre Povos Indígenas e Tribais, no que tange aos procedimentos de consulta prévia dos povos indígenas e tribais.

¹⁹² O artigo 231 da CF trata do reconhecimento dos direitos originários dos índios sobre as terras tradicionalmente ocupadas. A falta de regulamentação do §3º, sobre a exploração dos recursos hídricos em Terras Indígenas, deixa em aberto o procedimento de consulta e a forma de compensação às comunidades afetadas, exigindo atualmente a autorização do Congresso Nacional para a instalação de projetos nessas terras. Desde 2011 o MME vem discutindo a regulamentação deste artigo com a Presidência da República e outros entes do Governo Federal.

Tabela 171 – Indicadores socioambientais na expansão da geração hidrelétrica

AMBIENTAIS	
Área alagada, km ²	3.813 (0,045% do território nacional)
Área alagada por potência instalada, km ² /MW	0,13 (UHE existentes: 0,46 km ² /MW)
Perda de vegetação nativa, km ²	2.241 (0,045% da área da Amazônia Legal)
Perda de vegetação nativa por MW, km ² /MW	0,08
Nº de UHEs com interferência em UC de proteção integral	nenhuma das 22 UHEs
Nº de UHEs com interferência em UC de uso sustentável	1 de 22 UHEs
SOCIOECONÔMICOS	
População diretamente afetada, hab.	aproximadamente 38 mil
População diretamente afetada por MW, hab./MW	1,4
Nº de UHEs que interferem diretamente em TI	nenhuma das 22 UHEs
Nº de UHEs situadas até 40 km de TI na Amazônia Legal e 15 km nas demais regiões	10 de 22 UHEs
Empregos diretos gerados no pico das obras ⁽¹⁾	77 mil
Empregos diretos gerados no pico das obras por MW, empregos/MW	2,7
Compensação financeira (média anual), R\$ milhões ^{(2) (3)}	499 (30% da compensação financeira paga em 2014 por todas as UHEs em operação)
Compensação financeira para os estados no decênio, R\$ milhões	1.996
Compensação financeira para os municípios no decênio, R\$ milhões	1.996
ISS gerado nas obras no decênio, R\$ milhões	1.795
Notas:	(1) Esse dado considera apenas os empregos gerados no período de pico das obras para 22 UHEs, ou seja, há empregos gerados ao longo do período que não estão sendo considerados. (2) Considera somente a geração das usinas cuja operação se inicia no horizonte deste PDE. (3) Média anual do montante de arrecadação da compensação financeira definida pela Lei nº 9.884/2000, considerando as parcelas destinadas aos estados, municípios e à União.
Fonte:	EPE

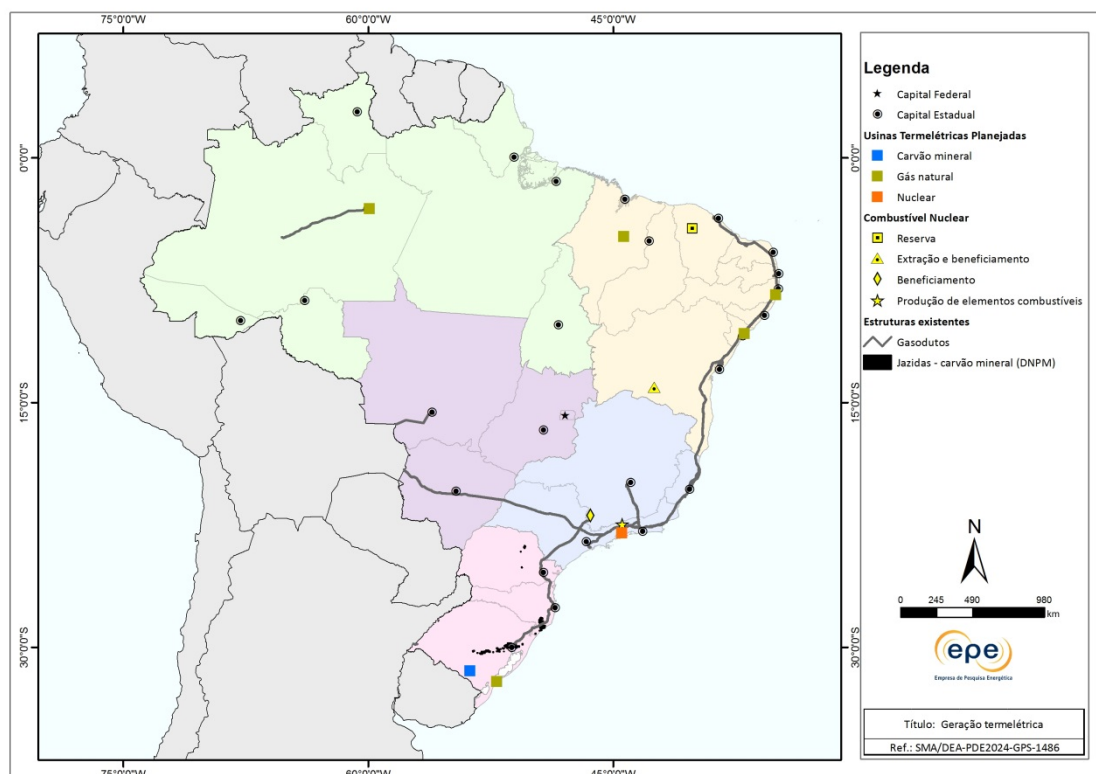
3.2 Geração termelétrica

As usinas termelétricas (UTE) apresentam características técnicas desejáveis ao sistema interligado nacional (SIN), principalmente por não estarem sujeitas à vulnerabilidade climática, conferindo maior segurança energética ao país.

Na primeira metade do horizonte decenal é prevista a entrada de 6.847 MW de potência, distribuída em sete UTEs (Figura 51): cinco a gás natural, uma nuclear e uma a carvão. Já na segunda metade (período indicativo), está planejada a entrada de 4.800 MW de potência de usinas termelétricas¹⁹³, na região sudeste.

¹⁹³ Para efeito de simulação, foram considerados somente usinas a gás natural. Contudo, é possível a participação de outros combustíveis de acordo com a sua viabilidade.

Figura 51 – Usinas termelétricas planejadas



Fonte: EPE, 2015; DNPM [251], 2015; IBGE, 2009 [267].

Apesar da disponibilidade e do transporte de combustível serem fatores condicionantes para a locação de usinas termelétricas, de forma geral essa tipologia de empreendimento apresenta certa flexibilidade locacional. Isso permite implantá-las em áreas próximas aos centros de carga, reduzindo perdas e impactos inerentes a extensas linhas de transmissão. Cabe destacar ainda que usinas térmicas necessitam de áreas relativamente pequenas, se comparado a outras fontes de energia, fato que associado à flexibilidade locacional evita conflitos pelo uso do solo e possibilita a seleção de locais com menor sensibilidade socioambiental.

Como pode ser verificado na Figura 51, as unidades a gás natural previstas para a primeira metade do decênio estão associadas à presença de gasodutos e, no caso da usina a carvão mineral, a jazidas e reservas. No caso da fonte nuclear a questão mais relevante quanto à sua localização é a proximidade com os centros de carga da região Sudeste.

Aspectos ambientais

Em função dos diferentes aspectos ambientais inerentes a cada combustível utilizado, a discussão desse item está dividida por insumo: gás natural, carvão e nuclear.

Gás Natural

O gás natural, em função da baixa presença de contaminantes em sua composição e da elevada eficiência dos processos atuais de geração de energia, é considerado o combustível fóssil menos impactante ao meio ambiente, quando comparado ao carvão mineral ou ao óleo combustível, comumente utilizados. Comparativamente a estes, emite menor quantidade de GEEs e poluentes atmosféricos, além de não oferecer riscos diretos de contaminação de recursos hídricos.

Sua natureza gasosa também reduz os riscos ambientais associados ao transporte e gerenciamento do combustível, que não precisa ser estocado e se dispersa rapidamente no ambiente em caso de vazamento.

Como mostrado na Figura 51, as usinas contratadas a gás natural estão distribuídas nas regiões Sul, Norte e Nordeste. Já na segunda metade do horizonte indica-se a instalação de unidades na região Sudeste.

Carvão

Dentre os principais aspectos e impactos ambientais se destacam a emissão de GEEs e poluentes atmosféricos, assim como o uso e a possibilidade de contaminação de recursos hídricos.

Em virtude da baixa qualidade do carvão nacional, que apresenta alto teor de inertes e enxofre, é essencial que novas UTEs utilizem tecnologias focadas em reduzir a emissão de poluentes atmosféricos e em reaproveitar os resíduos gerados (*clean coal technologies*). Além disso, é muito importante o correto gerenciamento do combustível e dos resíduos, de modo a evitar possível contaminação de recursos hídricos.

Atualmente, observam-se exigências ambientais crescentes. Por exemplo, foram exigidos pelo Ibama estudos mais abrangentes de dispersão atmosférica para a região de Candiota/RS, onde há projetos termelétricos em processo de licenciamento.

O Estudo da Capacidade de Suporte da Bacia Aérea de Candiota/RS, coordenado pela EPE, teve como principal objetivo subsidiar o planejamento setorial e avaliar a viabilidade técnica e locacional para implantação de novas usinas termelétricas a carvão na região. O estudo foi realizado em cumprimento à cláusula 12ª do Aditamento do Termo de Ajuste de Conduta firmado entre a União, Ibama, Eletrobras-CGTEE e outros em de 16 de agosto de 2013. Para tal, foi utilizada como ferramenta a modelagem matemática de dispersão de poluentes atmosféricos.

Os resultados indicaram que Candiota apresenta condições meteorológicas favoráveis à dispersão de poluentes e que os projetos planejados, por utilizarem tecnologias mais modernas, possuem equipamentos de controle ambiental e estarem espacialmente bem distribuídos, não comprometeriam a qualidade do ar da região. Dessa forma, a conclusão do estudo foi de que a inserção de novos empreendimentos é viável no que diz respeito à capacidade de suporte da bacia aérea.

Nuclear

Diferentemente das outras UTEs, a termonuclear não emite diretamente gases poluentes, como óxidos de enxofre e GEEs, já que o calor necessário para a geração de energia elétrica não provém da queima de combustíveis fósseis, e sim da fissão nuclear.

Os aspectos mais críticos ambientalmente são a disposição de resíduos radioativos e a percepção em relação ao risco de acidente. Em relação aos combustíveis nucleares irradiados de Angra 3 (alta atividade), estes serão armazenados em piscina, próximo ao reator. A estimativa de quantidade gerada durante toda sua vida útil (40 anos) é de 10.880 kg de urânio 235 e 12.640 kg de plutônio total [253], existe ainda a possibilidade de reciclagem futura desse material através de reprocessamento [249]. Os demais resíduos de média e baixa atividade são armazenados em depósitos locais. A Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) é responsável pela administração e a operação de depósitos intermediários e finais, e tem a incumbência legal de construir o Repositório Nacional de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Níveis de Radiação (RBMN) até 2018 [249]. Sobre os riscos, as usinas devem cumprir rígidos padrões de segurança internacionais em todas as etapas, de forma a minimizar a possibilidade de ocorrência de acidentes.

Aspectos socioeconômicos

A influência socioeconômica dos empreendimentos está relacionada, especialmente, aos potenciais postos de trabalho gerados e à arrecadação de tributos destinados ao estado e município em que estão inseridos.

Quanto aos postos de trabalho gerados no decênio, estima-se que a somatória dos empregos diretos gerados na implementação dos empreendimentos seja de cerca de 27 mil¹⁹⁴, considerando o pico de trabalhadores de cada projeto, e aproximadamente 2 mil durante a operação. Ressalta-se que deve ser considerada nos programas de mitigação, a sobrecarga na infraestrutura e serviços gerada pela massa de trabalhadores e pessoas atraídas para a região em busca de oportunidades, mesmo que não vinculadas às obras.

A Tabela 172 apresenta os principais indicadores socioambientais da expansão termelétrica.

Tabela 172 - Indicadores socioambientais da expansão termelétrica

AMBIENTAIS	
Emissões de GEE no SIN (média anual, 2015-2024)	29,2
SOCIOECONÔMICOS	
Empregos diretos gerados no pico das obras ⁽¹⁾	27 mil
Empregos diretos gerados durante a operação	2 mil
Notas:	(1) Esse dado considera apenas os empregos gerados no período de pico das obras, ou seja, há empregos gerados ao longo do período que não estão sendo considerados.
Fonte:	EPE

3.3 Geração de outras fontes renováveis

As centrais eólicas, as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), a energia solar e as termelétricas a biomassa, tratadas no PDE 2024 como “outras fontes renováveis”, são cada vez mais relevantes para o suprimento das demandas energéticas. Essas fontes contribuem para a diversificação da matriz elétrica, além de estarem usualmente relacionadas a projetos menos impactantes.

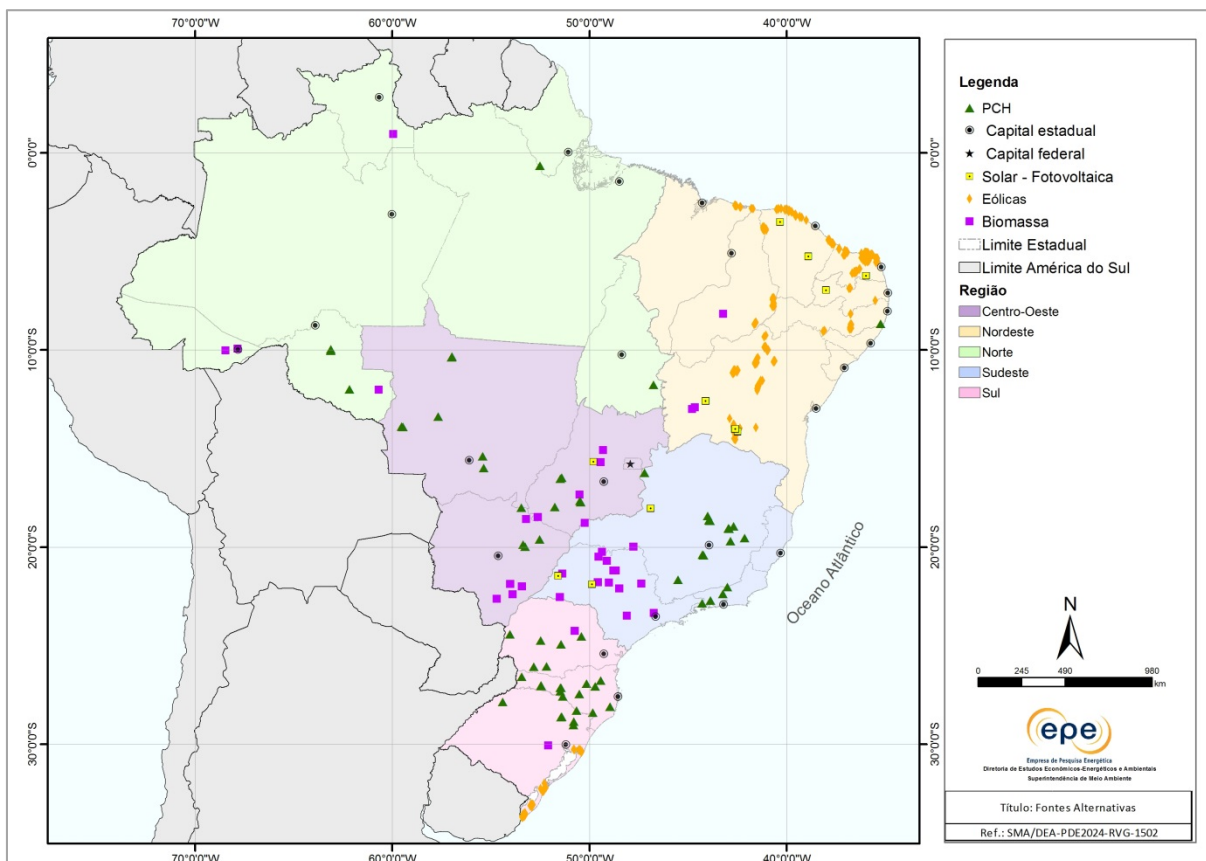
Além dos pontos levantados, a energia das “outras fontes renováveis” é obtida sem a emissão de gases de efeito estufa, o que contribui com a estratégia brasileira para atingir as metas de redução de emissões desses gases, conforme a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) [311]. Destaca-se que no caso das PCHs as emissões de GEE podem ser consideradas desprezíveis e que a bioeletricidade possui o balanço neutro de emissões de CO₂ já que que o carbono resultante da queima é o mesmo que foi absorvido no processo de fotossíntese.

Todavia, cabe mencionar o desafio de se trabalhar com as fontes renováveis em vista do seu caráter intermitente (eólica e solar) e sazonal (biomassa). A intermitência se refere às condições climáticas que influenciam a disponibilidade de vento e radiação solar. A sazonalidade da biomassa também está relacionada ao clima que condiciona o ciclo de cultivo das culturas e, portanto, o combustível para a geração. Tais características tornam a operação do sistema mais complexa, exigindo adaptações para garantir a segurança no suprimento de energia. Dessa forma, é preciso entender a penetração dessas fontes no contexto da diversificação matriz elétrica como um todo.

¹⁹⁴ A estimativa considerou os valores apresentados nos estudos ambientais dos empreendimentos já contratados e o fator médio de empregos gerados por unidade de potência para o período indicativo.

A Figura 52 apresenta a localização dos projetos relacionados a outras fontes renováveis considerados no PDE 2024. Foram georreferenciados e mapeados os projetos em construção e já contratados nos últimos leilões de energia, cuja integração ao sistema se dará entre 2015 e 2019. Os projetos indicativos, que não possuem local definido de instalação, apenas indicação por subsistema, por esta razão não foram mapeados.

Figura 52 – Localização das outras fontes renováveis no horizonte de 2015 a 2019



Fontes: EPE, 2015; IBGE, 2009 [267].

3.3.1 Eólicas

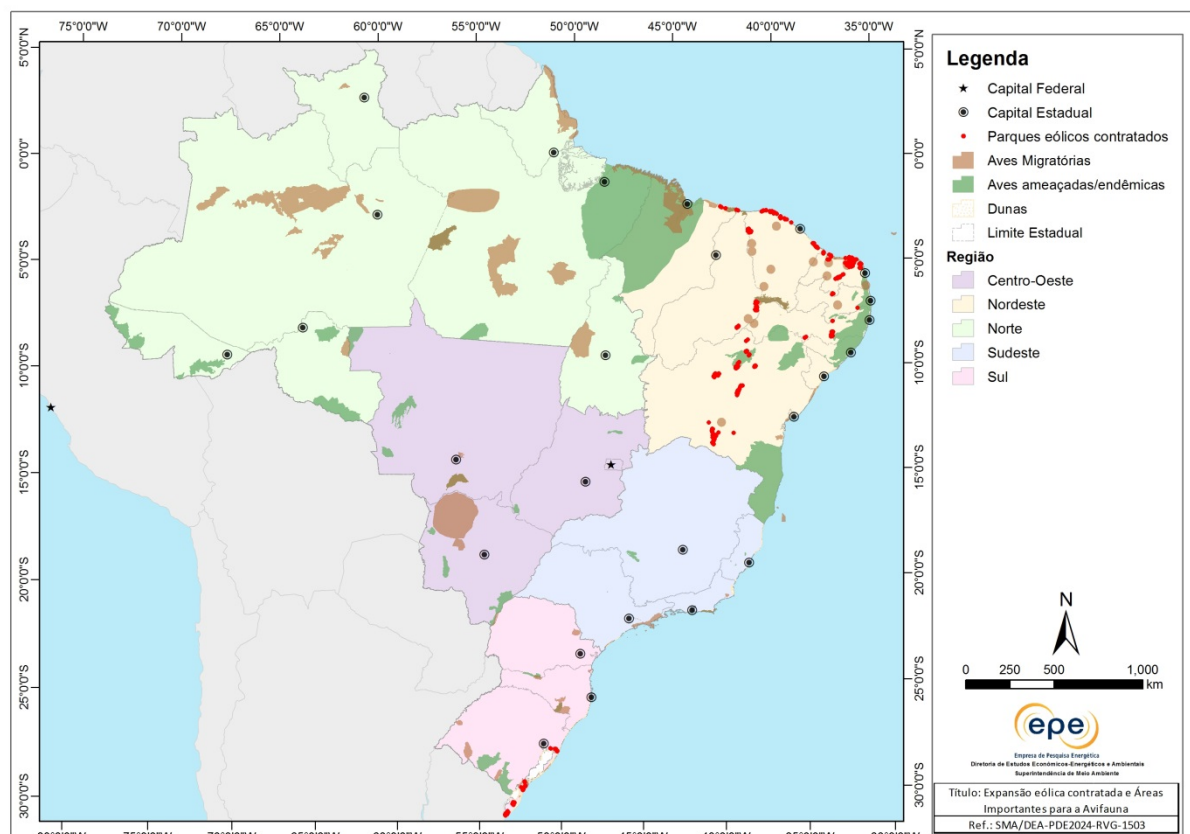
A expansão eólica no PDE 2024 prevê 18.909 MW de potência, distribuídos no Nordeste e Sul do Brasil conforme a Figura 52. A maior parte dessa energia tem previsão de ser instalada nos primeiros cinco anos do horizonte decenal (10.909 MW). Os estados do Nordeste vão agregar a maior quantidade de MW instalados com 9.297 MW. Para a região Sul está prevista a instalação de 1.351 MW.

Apesar dos baixos impactos relacionados à geração eólica, há aspectos socioambientais diretamente relacionados a essa atividade [237] que merecem destaque no PDE 2024. As questões ambientais mais relevantes estão contempladas na Resolução nº 462/2014 [290], do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), que estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre. É importante destacar que o empreendimento não será considerado de baixo impacto se estiver localizado em: áreas regulares de rota, pousio, descanso, alimentação e reprodução de aves migratórias, constantes no Relatório Anual de Rotas e Áreas de Concentração de Aves Migratórias no Brasil [291]; formações dunares; bioma Mata Atlântica e implicar cortes e supressão vegetal; zona Costeira e implicar alterações significativas das suas características naturais; locais que provoquem

impactos socioculturais diretos; e áreas de ocorrência de espécies ameaçadas de extinção e áreas de endemismo restrito, conforme lista oficial. Nesses casos, as licenças requerem a apresentação de Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), ao invés do RAS (Relatório Ambiental Simplificado).

A Figura 53 apresenta a sobreposição das áreas classificadas como importantes para a avifauna com a expansão eólica do horizonte decenal.

Figura 53 – Localização de parques eólicos previstos no período 2015-2019 e áreas importantes para a avifauna ameaçada ou endêmica



Fonte: EPE 2015; MMA, 2015 [291].

Observa-se que alguns parques eólicos contratados para o período se sobrepõem às áreas indicadas pelo estudo como importantes para a avifauna, o que pode aumentar a complexidade nos ritos processuais para o licenciamento ambiental.

Algumas ações podem ser feitas de modo a mitigar os impactos dos aerogeradores sobre a avifauna tais como o uso de sinalização noturna com luzes intermitentes e de estruturas tubulares compactas para as torres, além da utilização de radares que detectem a aproximação de bandos e dispositivos que paralise as hélices durante a passagem desses bandos [291].

Também é recomendado que as instalações sejam feitas em paisagens ocupadas, seja por agricultura, pasto ou outras atividades que já estejam em desenvolvimento, evitando-se a implantação de empreendimentos eólicos em paisagens não antropizadas [291].

Nesta conjuntura, o grande desafio é conciliar a expansão da fonte eólica com a conservação dos sítios especiais, sendo importante ampliar o diálogo com a sociedade, contribuindo para promover estudos acerca dos impactos, medidas mitigatórias e compensatórias.

Quanto à geração de empregos no horizonte decenal, estima-se a criação de 141 mil vagas de trabalho, considerando que para cada MW eólico instalado sejam geradas 7,5 vagas de trabalho ao ano [248], em especial na fase de construção dos parques [307].

A Tabela 173 apresenta os principais indicadores socioambientais da expansão eólica.

Tabela 173 - Indicadores socioambientais da expansão eólica

AMBIENTAIS	
Área dos parques eólicos ⁽¹⁾ (km ²)	3.403
Área dos parques eólicos por potência instalada (km ² /MW)	0,18
Nº de parques eólicos com interferência em UC de uso sustentável	83 de 484 parques eólicos
SOCIOECONÔMICOS	
Nº de parques eólicos que interferem diretamente em TI	Nenhum dos 484 parques eólicos
Empregos diretos gerados no período	141 mil

Notas: (1) Em alguns casos os parques eólicos configuram um complexo eólico.
Fonte: EPE

3.3.2 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

Pequenas centrais hidrelétricas se caracterizam por apresentar potência instalada entre 1 e 30 MW e área de reservatório inferior a 3 km², assim definidas pela ANEEL, conforme Resolução nº 652 de 09 de dezembro de 2003.

Teoricamente, por apresentarem menor porte e área alagada inferior à de UHEs, a maioria dos impactos socioambientais referentes a esse tipo de empreendimentos é, também, relativamente de menor monta. Para ilustrar, a relação entre área alagada e potência instalada das PCHs hoje em operação é de 0,14 km²/MW, enquanto que para as UHEs esse índice é de 0,46 km²/MW.

Embora apresentem impactos socioambientais no geral menos expressivos, estes projetos seguem os mesmos ritos processuais para o licenciamento ambiental que os empreendimentos de maior porte. Para a implantação das pequenas centrais, frequentemente são exigidos complexos Estudos de Impacto Ambiental com análises detalhadas das interferências socioambientais e das propostas de medidas de mitigação e compensação dos impactos. Muitas vezes, essa complexidade reflete no custo para a produção de energia, fato que se apresenta como um entrave para manter a competitividade das PCHs frente a outras fontes de energia e tem resultado em expansão menos acelerada.

A expansão prevista no próximo decênio, que apresenta relação da área alagada por potência instalada de 0,12 km²/MW, está planejada para ocorrer principalmente nas regiões Sul e Sudeste do país, próximo às áreas mais densamente ocupadas e dos principais centros de carga. São, também, nessas áreas onde se tem maior conhecimento sobre o potencial energético dos rios e onde estão concentradas as hidrelétricas, sejam PCHs ou UHEs, atualmente em operação.

Adicionalmente, é prevista a implantação de PCHs na região mais central do Brasil, ocupada por grandes áreas de agropecuária, já bem alteradas. Com o avanço da expansão para o bioma amazônico, deve-se atentar para a proximidade com áreas legamente protegidas e para a relevância socioambiental da região.

A implantação de um conjunto de empreendimentos, ainda que de pequeno porte, em uma mesma bacia hidrográfica pode causar efeitos cumulativos e sinérgicos significativos, principalmente sobre os ecossistemas aquáticos. Em geral, as PCHs se localizam em tributários de menor porte e regiões de cabeceiras das bacias hidrográficas, locais em que geralmente ocorrem mais espécies endêmicas ou que são importantes para a reprodução de peixes.

Em contrapartida, a construção de PCHs representa importante oportunidade de empregos e renda para as populações das regiões onde estão inseridas, especialmente por priorizarem a contratação de mão de obra local. Ao longo do horizonte decenal é esperada a geração de um total de cerca de 58.800 empregos diretos, considerando os trabalhadores no pico da obra de cada projeto¹⁹⁵.

A Tabela 174 sintetiza os principais indicadores socioambientais da expansão da geração por PCHs no decênio.

Tabela 174 – Indicadores socioambientais da expansão de PCHs

AMBIENTAIS	
Área alagada (km ²)	277
Área alagada por potência instalada (km ² /MW)	0,12 (PCHs existentes: 0,14 km ² /MW)
SOCIOECONÔMICOS	
Empregos diretos gerados no pico das obras ⁽¹⁾	58 mil
Notas:	(1) Esse dado considera apenas os empregos gerados no período de pico das obras, ou seja, há empregos gerados ao longo do período que não estão sendo considerados.
Fonte:	EPE

3.3.3 Termelétricas a biomassa

A expansão da geração prevê entre projetos contratados e indicativos um total de 6.812 MW de acréscimo de potência a partir de termelétricas a biomassa. A maior parte corresponde à comercialização de excedentes de energia nas usinas do setor sucroalcooleiro por meio da queima do bagaço da cana de açúcar, havendo também expansão da geração a partir de cavaco de madeira e de resíduos da indústria de papel e celulose. A expansão está localizada predominantemente no Sudeste e Centro-Oeste, porém contempla em menor proporção projetos em todas as demais regiões do país, conforme apresentado na Figura 52.

As usinas do setor sucroalcooleiro são projetadas para serem autosuficientes no consumo de calor, energia elétrica e energia mecânica por meio do aproveitamento do bagaço da cana-de-açúcar em plantas de cogeração. O bagaço resultante da moagem da cana para extração do caldo já foi considerado um resíduo, cujo tratamento e disposição final representavam um problema ambiental de difícil solução. Assim, muitas usinas eram equipadas com caldeiras de baixa eficiência justamente para produzir a energia elétrica suficiente para o funcionamento pleno da usina e queimar o máximo de bagaço possível.

Essa realidade mudou e atualmente a maioria das usinas *greenfield* têm investido em caldeiras mais modernas e eficientes e dimensionadas para produzir excedentes significativos de energia elétrica, aumentando a rentabilidade do negócio. Várias usinas mais antigas também têm optado pelo investimento na substituição de caldeiras, visando maior eficiência do processo de cogeração e produção de excedentes de energia elétrica.

¹⁹⁵ Adotado o valor de 25 empregos para cada unidade de potência instalada (1 MW) [263].

O bagaço hoje é considerado um subproduto valioso que pode ser utilizado tanto para a geração de energia elétrica quanto para a produção de etanol lignocelulósico (Etanol de Segunda Geração ou 2G). Há inclusive variedades genéticas de cana especialmente desenvolvidas para maior aproveitamento energético, a chamada Cana Energia, que possui menores teores de açúcar e maiores teores de fibras (bagaço e palha) e maior produtividade de biomassa por unidade de área. Além disso a Cana Energia pode ser plantada em áreas degradadas por exigir menos água e insumos para crescer.

Com a colheita mecanizada, a palha também pode ser utilizada como combustível para cogeração. O uso de até 50% da palha pode aumentar a disponibilidade das usinas, o que permite o despacho por períodos maiores que a safra. A outra parte da palha deve ficar no campo para proteger e melhorar a fertilidade do solo.

O uso de caldeiras mais eficientes contribui para a diminuição dos impactos ambientais das usinas sucroalcooleiras a medida que se consome menos combustível e conseqüentemente emite-se menos poluentes atmosféricos locais, além de se obter um maior aproveitamento dos recursos naturais, o que por si só corrobora com o princípio da sustentabilidade.

Estimativas da EPE com base nas usinas vencedoras dos leilões de energia apontam para um fator médio de exportação de 76 kWh/t.cana, conforme descrito no capítulo VIII. Porém, é possível aumentar esse fator. Dentre os projetos vencedores dos leilões há usinas com excedentes entre 60 kWh/t.cana até 130 kWh/t.cana. Estudos recentes apontam que com as novas tecnologias de caldeiras com maior pressão e temperatura e não concorrência do bagaço com a produção de etanol lignocelulósico, pode se chegar a excedentes de energia elétrica de até 160 kWh/t.cana¹⁹⁶ [297].

Além da eletricidade gerada a partir do bagaço da cana, outras fontes de biomassa têm se mostrado competitivas nos leilões de energia. É o caso do cavaco de madeira. A expansão contratada já conta com cinco projetos de termelétrica a cavaco de madeira nos primeiros cinco anos do plano, que juntas totalizam quase 678 MW, e o cenário indicativo é de expansão de 800MW, totalizando 1.478 MW ao longo do decênio a partir dessa fonte.

Diferentemente das usinas sucroalcooleiras que aproveitam subproduto (bagaço) para geração de energia, as térmicas de cavaco de madeira utilizam insumos florestais. Para a produção de biomassa são cultivadas espécies que apresentam rápido crescimento e alta produtividade. Tradicionalmente as florestas energéticas são implantadas em áreas já degradadas ou subutilizadas, apesar de serem observados casos em que há supressão de vegetação nativa. Também podem ser destacados impactos decorrentes da implantação de grandes áreas de monocultura. Nesse sentido, ressalta-se a importância do adequado licenciamento ambiental das áreas de silvicultura necessárias para a obtenção do cavaco que será utilizado nas termelétricas.

Os principais impactos a serem observados na operação das termelétricas a cavaco são a emissão de poluentes atmosféricos, que devem ser devidamente controlados para atender a legislação, e geração de emprego e renda com crescimento da economia local, especialmente quando instalados em regiões pouco desenvolvidas.

A expansão indicativa prevê que tanto as usinas a bagaço de cana quanto as usinas a cavaco de madeira sejam alocados no subsistema Sudeste (inclui região Centro-Oeste), o que tem como

¹⁹⁶ Aproveitando o bagaço e 50% do palhico com geração de vapor a 90 bar e 520 °C e turbinas de extração-condensação [297].

vantagem a proximidade com os centros de carga, que se traduz em menores extensões de linhas de transmissão e menores impactos ambientais dessas linhas e menores perdas de energia.

Em termos de empregos, uma usina termelétrica a cavaco de madeira de 150 MW gera cerca de 500 empregos diretos no pico das obras e cerca de 60 na fase de operação. Sendo assim, estima-se a geração de 5.600 empregos diretos ao longo do decênio nas usinas a cavaco de madeira, além dos empregos no manejo da silvicultura. Já as usinas de cogeração do setor sucroalcooleiro não agregam quantidade expressiva de empregos diretos, já que trata-se de atividade anexa à produção de açúcar e etanol. Porém, o número de empregos gerados no setor sucroalcooleiro como um todo é bastante significativo como mostra a análise do item 4.3.

3.3.4 Solar

A expansão da participação da energia solar na matriz elétrica mundial está acontecendo de forma acelerada. Desde 2010, observa-se que a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica mundial cresceu mais do que nas quatro décadas anteriores [270]. No Brasil, no ano de 2014, aconteceu o primeiro leilão em que foi contratada a energia proveniente de plantas fotovoltaicas centralizadas. O resultado desse leilão pode ser observado no PDE 2024 com a entrada em 2017 de 891 MW no Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste do país. O reflexo é observado numa expansão indicativa de solar de 6.000 MW até 2024 também nessas regiões.

No leilão de 2014, a EPE habilitou tecnicamente 331 projetos de plantas fotovoltaicas, totalizando 8,87 GW [261]. O fato de o licenciamento ambiental ter sido o principal motivo das inabilitações técnicas deste leilão [261] sinaliza a importância que a dimensão ambiental assume nesse momento inicial de expansão da fonte. Portanto, é possível constatar a existência de alguns aspectos em fase de consolidação no licenciamento ambiental, tais como, a diversidade de procedimentos dos órgãos ambientais e a própria curva de aprendizagem das instituições envolvidas no processo.

As áreas de maior incidência de Irradiação Global Horizontal (IGH) estão localizadas, principalmente, no interior da Bahia e na parte central da região Nordeste do país, além de estarem presentes em praticamente todo o Centro-Oeste, grande parte do interior do Sudeste, assim como algumas áreas da região Norte [299].

Observando a localização das plantas fotovoltaicas previstas no decênio, conforme a Figura 52, os empreendimentos tendem a se concentrar nas áreas de maior incidência de IGH. Destaca-se, nesse quesito, os municípios do semiárido nordestino, onde está a maior parte dos empreendimentos contratados (cerca de 58 % da potência contratada). O restante localiza-se entre as regiões Centro-Oeste e Sudeste. As plantas fotovoltaicas previstas na expansão indicativa deste PDE 2024 tendem, assim como a expansão contratada, a ser construídas em locais afastados das grandes cidades, geralmente no meio rural ou próximo a cidades de pequeno porte. Dessa forma, estima-se que não devem ocorrer interações com áreas urbanas densamente ocupadas. No entanto, a infraestrutura necessária, tanto para a construção das plantas fotovoltaicas, quanto para a distribuição da energia gerada nestes locais mais distantes dos centros urbanos, poderá ser um desafio.

Ainda cabe destacar que, em geral, há alternativas locais para a instalação das plantas fotovoltaicas e da infraestrutura associada o que confirma a tendência observada de implantar os projetos em áreas já antropizadas. Assim, em princípio, a interferência em vegetação nativa e áreas protegidas não é uma questão crítica para esta fonte.

Em relação aos benefícios socioeconômicos vale destacar a geração de empregos, que pode ser avaliada tanto localmente, nas fases de construção e operação das plantas fotovoltaicas, quanto numa escala nacional considerando toda a cadeia da indústria. No âmbito local, a implantação desses empreendimentos, poderá gerar oportunidades de emprego para a população, o aumento na renda por meio do arrendamento de terras, o incremento de alguns segmentos da economia e a ampliação da arrecadação de impostos. Isto pode ser importante para a economia local, já que, grande parte das cidades que devem receber as plantas fotovoltaicas, como a região do semiárido nordestino, apresenta baixo desempenho nos indicadores socioeconômicos.

Numa abordagem ampliada, considerando toda a cadeia de produção da indústria fotovoltaica, incluindo a indústria de silício, o benefício socioeconômico poderá ser também obtido com a geração de empregos qualificados, treinamentos, o desenvolvimento de um parque industrial competitivo internacionalmente e a criação de uma cadeia de serviços. Por fim, estima-se, para o decênio, que 22.700¹⁹⁷ empregos diretos serão criados nas fases de implantação e operação, e que a relação da área das plantas fotovoltaicas por potência instalada será de 0,03 km² por MW.

A Tabela 175 sintetiza os principais indicadores socioambientais da expansão da geração por energia solar no decênio.

Tabela 175 – Indicadores socioambientais da expansão solar fotovoltaica

AMBIENTAIS	
Área das plantas fotovoltaicas (km ²)	23
Área das plantas fotovoltaicas por potência instalada (km ² /MW)	0,03
SOCIOECONÔMICOS	
Empregos diretos gerados no pico das obras ⁽¹⁾	22,7 mil

Notas: (1) Esse dado considera apenas os empregos gerados no período de pico das obras, ou seja, há empregos gerados ao longo do período que não estão sendo considerados.
Fonte: EPE

3.4 Transmissão de energia elétrica

3.4.1 Hipóteses e critérios básicos

A análise socioambiental da expansão da transmissão neste PDE 2024 considera o conjunto de linhas de transmissão (LTs) da rede básica (tensão igual ou superior a 230 kV) previsto para entrar em operação nos próximos 10 anos. Em razão da escala de análise, não foram consideradas LTs com extensão inferior a 10 km e projetos de recapacitação e recondução.

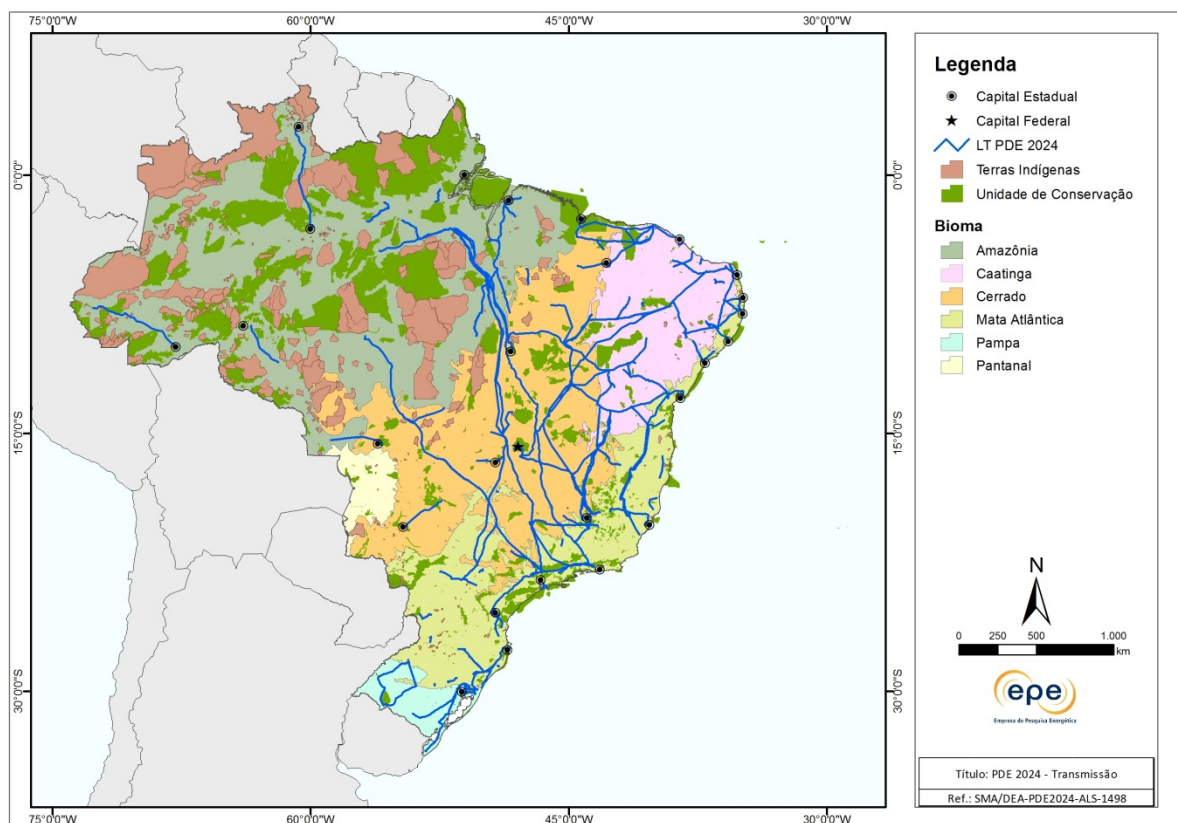
Dessa forma, a expansão aqui compreende, no horizonte decenal, 267 novas LTs a serem agregadas ao SIN, que perfazem uma extensão de aproximadamente 46.000 km. Desse conjunto de empreendimentos, 250 (mais de 90%), estão previstos para entrar em operação até 2019, ou seja, no primeiro quinquênio do horizonte decenal, dos quais metade (125) já foram licitados [229].

A Figura 54 apresenta a distribuição espacial dessas linhas, considerando os diferentes biomas no território nacional, bem como as terras indígenas e as unidades de conservação de proteção integral e de uso sustentável.

¹⁹⁷ Estimativa baseada nos estudos ambientais das plantas fotovoltaicas contratadas.

Nesse cenário, destacam-se as grandes interligações que se prestarão também para escoamento da energia de usinas hidrelétricas situadas na Amazônia (UHE Belo Monte e usinas do rio Teles Pires e da bacia do Tapajós), a maioria em corrente contínua e com extensão superior a 2.000 km. Também na região Amazônica, destaca-se a interligação com a Venezuela, a partir de Manaus. Observa-se que na Região Nordeste e no Rio Grande do Sul as LTs planejadas para o decênio estão associadas majoritariamente ao escoamento da energia de parques eólicos.

Figura 54 – Linhas de transmissão previstas no PDE 2024 e áreas legalmente protegidas



Fontes: EPE, 2015; IBGE, 2009 [267]; Funai, 2014 [264] e MMA, 2014 [287].

A presente análise contempla a distribuição espacial das interligações previstas para entrar em operação nos próximos 10 anos e sua incidência nos biomas, no tipo de uso e ocupação do solo (vegetação nativa, pastagem e agropecuária, agricultura, silvicultura, áreas urbanas e outras) e em áreas com restrição socioambiental (UCs e TIs), além de assentamentos rurais do Incra e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade - APCBs.

A análise socioambiental dos projetos de LTs foi realizada com base na área ocupada pelas respectivas faixas de servidão, cujas larguras variam segundo a tensão da linha e o número de circuitos. A Tabela 176 apresenta a largura das faixas de servidão utilizadas como referência.

Tabela 176 – Largura da faixa de servidão das linhas de transmissão

Tensão kV	Circuito simples	Circuito duplo	Circuito simples C1 e C2 ⁽¹⁾
	largura (metros)		
230	40	44 ⁽²⁾	68
345	50	55	85
440	60	66 ⁽²⁾	-
500	60	66 ⁽²⁾	100
600	72	-	-
800	100 ⁽³⁾	-	-

Nota: (1) C1: 1º circuito e C2: 2º circuito

(2) Acréscimo de 10% em relação ao CS, baseado no CD de 345 kV usado por Furnas

(3) Valor apresentado no R3 do bipolo Xingu – Estreito.

Fonte: EPE, Furnas, 2012 [265]

As informações relativas à incidência das LTs nos biomas, no tipo de uso e ocupação do solo e em áreas com restrição socioambiental foram obtidas por meio dos seguintes procedimentos:

- **Georreferenciamento** das 267 LTs previstas tomando como base o relatório R1 (corredor preliminar, do qual se utilizou o eixo) ou o relatório R3 (traçado preliminar), documentos técnicos básicos para o processo licitatório da Aneel, ou ainda o Estudo de Impacto Ambiental (EIA). Foi considerado para cada LT sempre o último relatório (EIA, R3 ou R1, nessa ordem), o que significa ter sido considerada a melhor informação disponível. Nos casos das LTs previstas para o segundo quinquênio (2020 a 2024), para as quais ainda não se dispõe do EIA, do R3 ou do R1, as faixas de servidão foram delineadas por meio do aplicativo ArcGIS e imagens de satélite do software Google Earth Pro, com o traçado referencial desviando das áreas com restrições socioambientais.
- **Sobreposição dos traçados das LTs**, no ambiente ArcGIS, às informações das bases cartográficas de TI [264], UC e APCB [287], uso e ocupação do solo e vegetação [267] e assentamentos rurais [273].
- **Estimativa das áreas das faixas de servidão das LTs** nos biomas, TI, UC, APCB, áreas com vegetação nativa, assentamentos rurais, áreas urbanas, áreas ocupadas por agricultura e pecuária e exploradas por silvicultura, com os quantitativos obtidos e tabulados por meio do *software* ArcGIS.

É importante ressaltar que a área da faixa de servidão não corresponde à área de supressão de vegetação, que em unidades de conservação e em locais com vegetação nativa geralmente se limita às áreas das torres. Embora durante a fase de construção sejam abertas faixas para lançamento dos cabos, geralmente essas faixas têm a vegetação recuperada posteriormente, tanto nas unidades de conservação como nas áreas com remanescentes de vegetação nativa. Por outro lado, a supressão vegetal associada à abertura de acessos às torres não está sendo aqui considerada. Ressalta-se que a abertura desses acessos tende a ser maior nas regiões Norte e Nordeste, pela maior escassez de acessos disponíveis.

3.4.2 Incidência das LTs nos diversos tipos de áreas atravessadas

A área total abrangida pelas faixas de servidão das futuras LTs corresponde a 5.582 km². Desse total, 2.567 km² (46%) são áreas com vegetação nativa, das quais 46% se localizam no Cerrado, 20% na

Amazônia, 20% na Caatinga, 12% na Mata Atlântica e 2% nos Pampas. Cerca de 41% da área das faixas de servidão atravessam pastagem e agropecuária. Os restantes 13% atravessam áreas de agricultura e de outros usos, inclusive ocupação urbana. A Tabela 177 resume as incidências nos biomas e em áreas com diferentes ocupações.

Tabela 177 – Área ocupada pela expansão das LTs por bioma e uso do solo (faixa de servidão)

Cobertura vegetal e uso do solo	Amazônia	Caatinga	Cerrado	Mata Atlântica	Pampas	Total
	Área (km ²)					
Vegetação nativa	514	507	1.176	308	62	2.567
Pastagem e agropecuária	595	408	753	440	86	2.282
Agricultura	42	81	204	278	53	658
Silvicultura	0	0	19	14	5	38
Área urbana	4	1	3	4	1	13
Outros ⁽¹⁾	6	1	4	9	4	24
Total	1.161	998	2.159	1.053	211	5.582

Nota: (1) Inclui água, dunas e áreas não classificadas e/ou degradadas por mineração
Fonte: EPE

Cerca de 11% da área ocupada pelas faixas de servidão, ou o equivalente a 635,4 km², incide em áreas com algum tipo de restrição socioambiental, destacando-se entre elas assentamentos do Inca (57%) e UC de uso sustentável (39%), conforme indica a Tabela 178. Além disso, mesmo tomando o cuidado para que fossem mínimas as interferências com áreas protegidas, tem-se que 11% da área total requerida para a implantação das faixas de servidão das novas LTs incidem sobre áreas assim classificadas.

A incidência em APCBs é expressiva, pois essas áreas ocupam parcela significativa do território nacional. Assim, é natural que uma proporção importante da área total das faixas de servidão das novas LTs atravessem áreas assim classificadas (equivalente a 2.212 km² ou 39% do total). Porém, deve-se ressaltar que APCBs não constituem, legalmente, áreas com restrição socioambiental.

Tabela 178 – Área ocupada pela expansão das LTs (faixas de servidão) em áreas com restrição socioambiental e APCB

Tipo de área	Amazônia	Caatinga	Cerrado	Mata Atlântica	Pampas	Total
	Área (km ²)					
UC proteção integral	0	0	0	3	0,4	3,4
UC uso sustentável	26	48	62	105	10	251
Terra indígena	16	0	0	0	0	16
Assentamento do Inca	262	46	47	8	2	365
APCB	511	405	906	317	73	2.212

Nota: (1) Valores já incorporados na área ocupada pela expansão das LT (faixa de servidão) mostrados na Tabela 177.
Fonte: EPE

Do conjunto de LTs considerado, apenas uma, já licitada, atravessa TI, e 16 passam a menos de 8 km de TI na Amazônia Legal ou a menos de 5 km nas demais regiões. De acordo com a Portaria Interministerial nº 60/2015, que estabelece procedimentos administrativos que disciplinam a atuação dos órgãos e entidades da administração pública federal envolvidos no licenciamento ambiental federal, tais distâncias são consideradas como referência para a realização de estudo específico sobre as comunidades indígenas em questão, que inclui diagnóstico, avaliação de impactos, medidas e

programas (Estudo do Componente Indígena – ECI). A Tabela 179 sintetiza os principais indicadores socioambientais da expansão da transmissão no decênio.

Tabela 179 – Indicadores socioambientais da expansão da transmissão de energia elétrica

AMBIENTAIS	
Extensão total das LTs (km)	46.252
Área das faixas de servidão ⁽¹⁾ (km ²)	5.582
Área de faixas de servidão incidente em UC de proteção integral ⁽²⁾ (km ²)	3,4
Área de faixas de servidão incidente em UC de uso sustentável (km ²)	251
SOCIOECONÔMICOS	
Área de faixas de servidão incidente em assentamento do Incra	365
Nº de LTs com interferência direta em TI	1 de 267 LTs (16 km ²)
Nº de LT situadas a menos de 8 km de TI na Amazônia Legal ou a menos de 5 km nas demais regiões ⁽³⁾	16 de 267 LTs (aproximadamente 30 km ²)
Empregos diretos gerados no pico das obras ⁽⁴⁾	130.000

Notas: (1) A largura da faixa de servidão varia de 40 a 100 m, de acordo com a tensão da linha de transmissão e o número de circuitos.
 (2) A área da faixa de servidão não corresponde à área de supressão de vegetação; dentro de UC e em áreas com vegetação nativa a supressão de vegetação se limitará às áreas sob as torres.
 (3) Distâncias definidas no Anexo II da Portaria Interministerial nº 419, de 26 de outubro de 2011.
 (4) Esse dado considera apenas os empregos gerados no período de pico das obras para as 267 LTs, ou seja, há empregos gerados ao longo do período que não estão sendo considerados.
 Fonte: EPE

4. Análise socioambiental da oferta de petróleo, gás natural e biocombustíveis

4.1 Produção de petróleo e gás natural

Com o objetivo de subsidiar as previsões de produção de petróleo e gás natural, foi realizada análise de sensibilidade ambiental das regiões em que as Unidades Produtivas da União (UPUs) e Unidades Produtivas contratadas (UPs) estão inseridas. Em complemento, foram descritas as principais interferências regionais estimadas e os benefícios socioeconômicos (*royalties*, participações especiais e empregos gerados) associados às Unidades Produtivas planejadas, ou seja, cujo início da produção é previsto para o decênio de estudo. O detalhamento dos critérios e procedimentos está contido em Nota Técnica específica [255], conforme já aplicado para o PDE 2023.

Análises ambientais como subsídio às previsões de produção

Como subsídio às previsões dos volumes de produção relativos às UPUs, ou seja, áreas ainda não contratadas, o procedimento adotado foi a verificação de sobreposição entre estas unidades e áreas consideradas de extrema sensibilidade ambiental (UC, com exceção de Áreas de Proteção Ambiental - APA e Reserva Particular do Patrimônio Natural - RPPN, TI, terras quilombolas e áreas urbanas, além das áreas de ocorrência de três espécies de mamíferos marinhos). Todas as áreas de sobreposição tiveram seus volumes de Petróleo e Gás Natural desconsiderados das previsões de produção realizadas para o horizonte do PDE 2024. Estes critérios foram aplicados tanto às previsões de

produção relativas aos Recursos Convencionais de Petróleo e Gás Natural (RC) quanto aos Recursos Não Convencionais (RNC). Além disso, seria necessária a adição de critérios relativos aos RNC devido às suas especificidades de exploração e produção e impactos potenciais associados. Entretanto, as previsões iniciais de produção, que consideraram aspectos técnicos e logísticos, já previam início da produção destes recursos somente a partir de 2022. Portanto, considerou-se que o tempo necessário para a viabilização econômica da produção já seria suficiente para desenvolvimento de estudos ambientais e minimização de riscos.

Para 966 UPs contratadas (Blocos Exploratórios e Campos de Produção), foi realizada uma análise da complexidade esperada para o Licenciamento Ambiental, utilizando os seguintes critérios: nível de exigência estabelecido pelo Ibama para a 9ª Rodada de Licitações, interferência em UC, TI e APCB. De acordo com a sobreposição da UP com estes critérios, foi atribuída a cada uma delas uma complexidade alta, média ou baixa e um prazo esperado para o Licenciamento Ambiental, de acordo com a Portaria do Ministério do Meio Ambiente nº 422/2011. Tal procedimento foi utilizado para estimar um eventual período de atraso no início da produção de UPs que estivessem inseridas em áreas de alta complexidade, atraso este atribuído às previsões de produção das operadoras. Nessas áreas de alta complexidade, quando as previsões de início de produção feitas pela EPE já incluem atrasos de razão técnica, com relação ao padrão de referência assumido para a visão da empresa operadora, não há superposição com o atraso previsto por razões ambientais.

A aplicação destes critérios socioambientais contribuiu para previsões de produção de Petróleo e Gás Natural compatíveis com a conservação de espaços territoriais sensíveis.

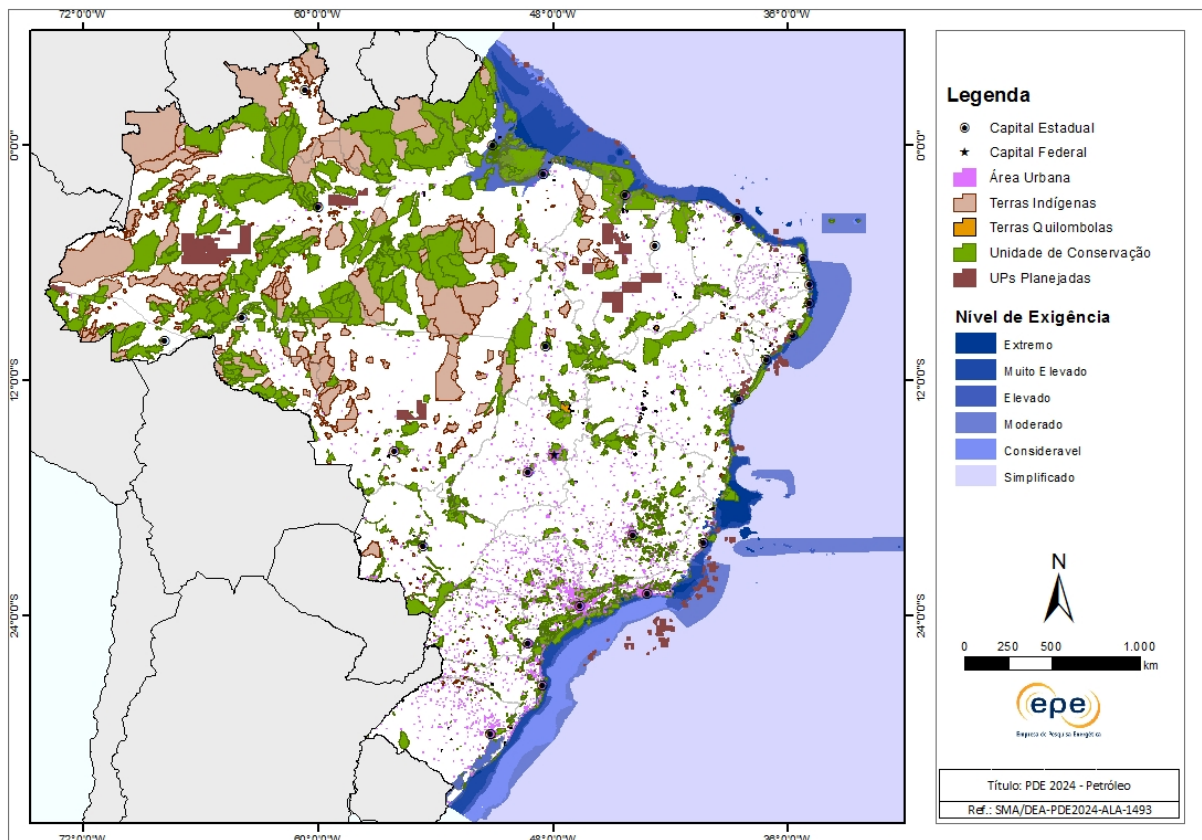
Análises de riscos socioambientais regionais

Após a elaboração das previsões de produção constantes deste PDE (Capítulo V) e para as quais contribuíram as análises explicadas no item anterior, observaram-se 279 UPs planejadas para iniciar a produção durante o decênio 2015-2024 (recursos contingentes e não descobertos – RND-E). Destas UPs, 45% (126) apresentaram complexidade ambiental baixa e 45% (125) média. É prevista a contribuição crescente de UPUs na produção de petróleo e gás natural a partir de 2020, no entanto, elas não foram classificadas por grau de complexidade ambiental. Isso deve-se ao fato de ocuparem uma área muito extensa e, por isso, não poderem ser classificadas em somente uma faixa de complexidade, segundo os critérios utilizados.

A análise de riscos socioambientais regionais busca sinalizar os principais riscos de abrangência regional associados às atividades de E&P e que deverão ser foco de gestão por parte do poder público e dos empreendedores. A distribuição espacial das UPs planejadas e dos critérios socioambientais considerados pode ser observada no mapa apresentado na Figura 55. A sobreposição desses fatores subsidiou a classificação de complexidade.

Observa-se que as unidades ofertadas procuram evitar interferência em áreas sensíveis socioambientalmente, em concordância com a Resolução CNPE 08/2003, que estabelece que a seleção de áreas para licitação deve ser sustentada por manifestação conjunta da ANP, do Ibama e de Órgãos Ambientais Estaduais, adotando eventuais exclusões de áreas por restrições ambientais.

Figura 55 – Sensibilidade socioambiental das UPs planejadas



- Notas:
- (1) As fontes para o mapeamento de Unidades Produtivas estão referenciadas no Capítulo V- Produção de Petróleo e Gás Natural. UPs planejadas incluem recursos descobertos e recursos não descobertos contratados.
 - (2) Os graus de Nível de Exigência representam níveis crescentes de sensibilidade ambiental e consequentemente níveis crescentes de exigência no Licenciamento Ambiental da atividade de perfuração
 - (3) Unidades de Conservação incluem RPPNs, conforme incluído na base do MMA
- Fontes: ANP/Ibama, 2007 [234]; Eletrobras, 2011 [252]; Funai, 2014 [264]; IBGE, 2009 [267]; Incra, 2014 [274]; e MMA, 2014 [287].

De maneira geral, os impactos reais e potenciais no ambiente marinho serão mais evidentes nos litorais Norte, Nordeste e Sudeste, tendo em vista diferentes aspectos. No litoral Norte, os estuários são ecossistemas de relevância regional, habitats de crescimento de espécies aquáticas marinhas e de água doce. Além disso, as bacias de Pará-Maranhão e de Foz do Amazonas são pouco conhecidas quanto à sua biota. No Nordeste, o fato de a plataforma continental ser mais estreita resulta em atividades de exploração e produção (E&P) realizadas mais próximas à costa. Nesse caso, os impactos reais sobre a paisagem e a pesca artesanal são evidentes. O óleo produzido nessa região tende a ser pouco denso (maior degradabilidade), com menores impactos em caso de vazamento. Entretanto, os impactos potenciais não podem ser negligenciados, dado que o tempo de toque do óleo na costa, no caso de um possível acidente é relativamente baixo. Por outro lado, no Sudeste, apesar de as UPs estarem posicionadas mais distantes da costa, a maior quantidade de empreendimentos majora a probabilidade de ocorrência de vazamentos. Impactos na pesca comercial e na concentração urbana também são esperados nessa região.

As UPs de produção *onshore* estão localizadas nas regiões Norte (AM), Nordeste (MA, PI, RN, AL e BA) e Centro-Oeste (MT). No ambiente terrestre, as UPs do Norte podem apresentar impactos potenciais aos ecossistemas e unidades de conservação próximas. Como o caso da Bacia do Solimões, caso haja vazamentos de óleo em grandes proporções nos corpos hídricos destas regiões, mas a probabilidade tende a ser baixa porque a exploração em geral é realizada distante dos corpos hídricos. Na região Nordeste, caso haja derramamento em corpos hídricos, pode haver impactos

socioeconômicos expressivos, tendo em vista a disponibilidade limitada de recursos hídricos para essa região.

Está prevista uma contribuição dos RNC, destacando-se neste PDE 2024 os recursos de gás de formação fechada (*tight gas*) da Bacia do São Francisco, a partir de 2022. Esses recursos demandam a utilização de fraturamento hidráulico como método de extração que, apesar de já ser conhecido da exploração convencional, é aplicado de forma mais intensiva e invasiva, potencializando os riscos socioambientais. Seus principais riscos estão associados ao alto consumo de água e ao risco de contaminação de aquíferos, o que tem suscitado preocupação por parte da sociedade, especialmente devido à sobreposição dos RNC com aquíferos brasileiros importantes. Nesse sentido, a ANP elaborou a Resolução nº 21/2014 [233] que estabelece os requisitos a serem cumpridos pelos detentores de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural que executarão a técnica de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, buscando minimizar os riscos dessa exploração.

Benefícios socioeconômicos

Consideraram-se apenas as arrecadações consolidadas dos Estados e Municípios provenientes de Royalties e Participações Especiais (PE) sobre as receitas das atividades de E&P relativas às unidades produtivas de recursos descobertos dentro do horizonte deste PDE 2024 (Capítulo V). Ressaltamos que as referidas arrecadações variam em função dos volumes produzidos, do regime fiscal, dos preços praticados nos mercados nacionais e internacionais de petróleo e gás natural e da taxa de câmbio. Sendo assim, dadas as premissas assumidas neste horizonte, a estimativa potencial é de cerca de R\$ 266 bilhões.

A estimativa de geração de empregos foi realizada com base no crescimento esperado na produção nacional de petróleo e gás natural para o período de 2015-2024. Ou seja, abordou-se a expectativa de geração de benefícios diretos, em função da demanda por profissionais para atuar em empresas operadoras ou consorciadas nos contratos de concessão, cessão onerosa ou partilha de produção. Ressalta-se que para efeito de cálculo foram considerados recursos descobertos e não descobertos, incluindo áreas ainda não ofertadas. Nessas condições, em função das atividades de E&P planejadas para decênio, estima-se a geração entorno de 50 mil empregos diretos. A geração de empregos indiretos deve sofrer uma postergação na demanda por vagas, como consequência da perspectiva de volatilidade econômica dos próximos anos.

Desafios socioambientais associados à expansão de petróleo e gás natural

O aumento previsto das atividades de E&P requer a gestão das interferências ambientais negativas e positivas, de modo a garantir desenvolvimento sustentável associado ao setor. Buscando amenizar as interferências ambientais e as incertezas no Licenciamento Ambiental, estão sendo realizadas as primeiras Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS) (ver [240] e [241]). A Tabela 180 sintetiza os principais indicadores socioambientais da expansão de E&P de petróleo e gás natural no decênio.

Tabela 180 – Indicadores de E&P de petróleo e gás natural

AMBIENTAIS	
Nº de UPs com interferência em UC de proteção integral	nenhuma das 279 UPs
Nº de UPs com interferência em UC de uso sustentável	18 de 279 UPs
SOCIOECONÔMICOS	
Nº de UPs que interferem diretamente em TI	nenhuma das 279 UPs
Empregos diretos gerados (valor máximo) ⁽¹⁾	50.000
Recursos financeiros gerados (média anual) ⁽²⁾ , R\$ bilhões	26,6
Notas: (1) Estimativa de demanda por profissionais para atuar em empresas operadoras ou consorciadas nos contratos de concessão, cessão onerosa ou partilha de produção. (2) <i>Royalties</i> e participações especiais calculados apenas para os recursos descobertos.	

4.2 Oferta de gás natural

Visando expandir a malha de gasodutos e elaborar uma estrutura mais competitiva na indústria de gás natural, o Governo Brasileiro atribuiu ao MME e à EPE a responsabilidade de elaborar o Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária de Transporte de Gás Natural (PEMAT) [257]. Como o horizonte do PEMAT é o mesmo do PDE, dez anos, considera-se a análise socioambiental utilizada no PEMAT como subsídio a análise socioambiental do PDE.

A expansão do PDE 2024 contempla quatro gasodutos, que também foram considerados no PEMAT. A partir dos pontos de oferta e de entrega de gás, confeccionou-se análises socioambientais do PEMAT que indicaram os corredores preferenciais para a instalação dos novos gasodutos. Dessa forma, as análises socioambientais permitiram identificar áreas mais favoráveis à implantação dos gasodutos, bem como aquelas de maior complexidade (unidades de conservação, terras indígenas, núcleos urbanos, florestas e outros ecossistemas importantes), tanto sob o ponto de vista socioambiental quanto econômico-constructivo.

Foram considerados os gasodutos GASFOR II, que atravessa territórios potiguar e cearense; João Pinheiro-Betim, em território mineiro; Itaboraí/RJ–Guapimirim/RJ, inserido no estado do Rio de Janeiro e Rio Grande-Triunfo, que tem seu trajeto margeando a Lagoa dos Patos, em terras gaúchas.

Desses gasodutos, o GASFOR II e o Itaboraí-Guapimirim, compartilham faixas de servidão de dutos existentes. No caso do GASFOR II, o compartilhamento é parcial e compreende o trecho entre os municípios de Serra do Mel-RN e Horizonte-CE. Ao longo de sua extensão esse gasoduto não interfere com nenhuma área de complexidade ambiental. O gasoduto Itaboraí-Guapimirim embora atravessasse a APA da Bacia do Rio Macacu, seu principal aspecto socioambiental, apresenta uma baixa significância em relação aos impactos socioambientais. Tal classificação se justifica pela possibilidade de compartilhamento da faixa de servidão do gasoduto Guapimirim-COMPERJ I.

A análise socioambiental do gasoduto João Pinheiro-Betim, que possui 351 km de extensão, indicou que não apresenta conflitos com áreas de complexidade socioambiental tais como unidades de conservação ou terras indígenas. As áreas urbanas também foram evitadas ao longo do trajeto do gasoduto, embora tal prática se torne inviável em áreas de grande adensamento urbano, tal como ocorre em Betim-MG. O gasoduto Rio Grande-Triunfo, com 309 km de extensão, tem um terminal de GNL, a ser aportado no Porto do Rio Grande, seu ponto de oferta de gás. Ao longo de seu trajeto,

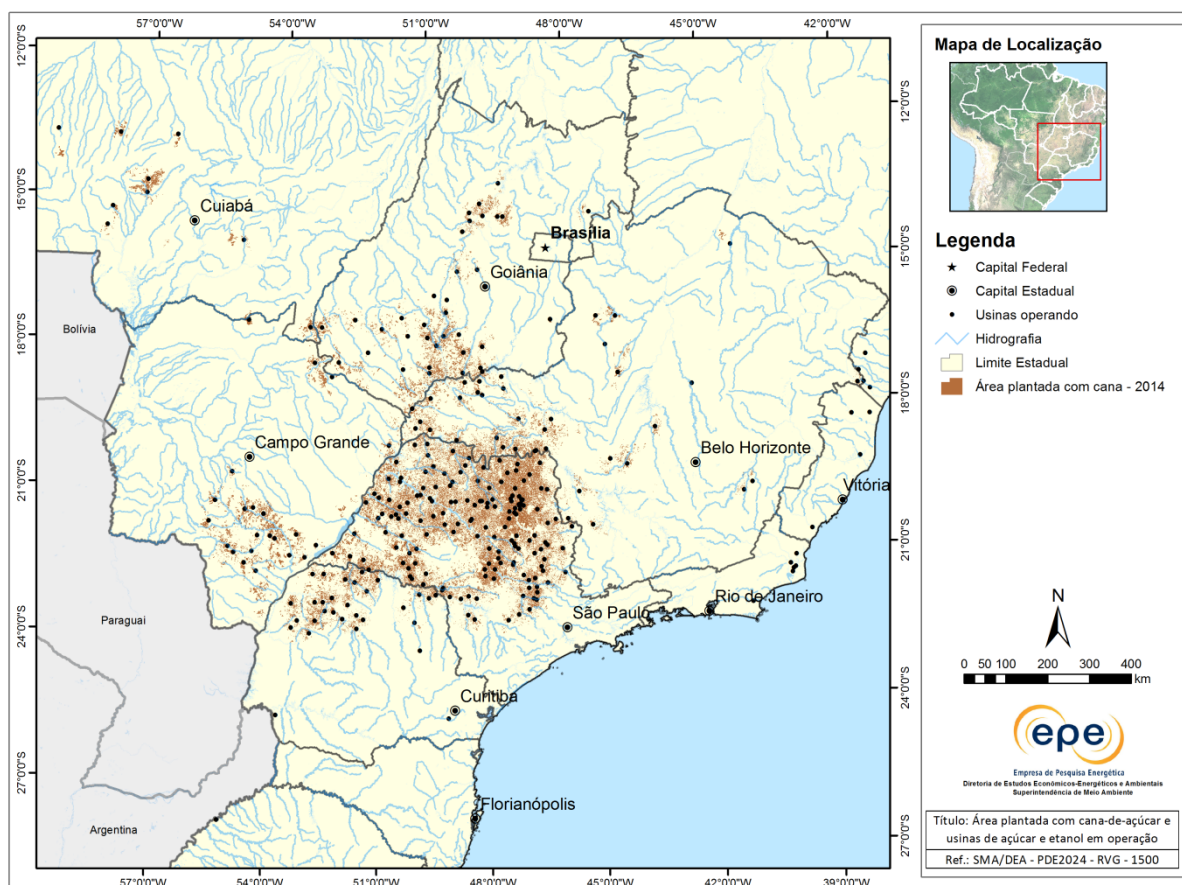
atravessa áreas alagadas e leitos de rios que desaguam na Lagoa dos Patos, além de margear cidades de médio porte como Pelotas e Guaíba, sempre evitando as áreas mais edificadas dos municípios. O gasoduto passa nas proximidades da TI Guarani de Águas Brancas, que se encontra em fase de planejamento de demarcação.

4.3 Etanol

O cenário de oferta de etanol do PDE 2024 prevê expansão da produção em aproximadamente 45% no horizonte decenal, passando de cerca de 30 bilhões de litros, em 2015, para aproximadamente 44 bilhões de litros, em 2024.

Em 2014, a área colhida de cana no país foi de 9,9 milhões de hectares, registrando leve decréscimo em relação a 2013, quando essa área foi de 10,2 Mha. Desse total, a maior parte se concentra na região Sudeste (64%) e Centro-Oeste (18%), perfazendo mais de 80% da produção [268]. A Figura 56 indica as áreas plantadas com cana-de-açúcar no ano 2014, de acordo com o mapeamento do projeto CANASAT¹⁹⁸ ([225]; [224] e [303]).

Figura 56 - Área plantada com cana-de-açúcar e usinas de açúcar e etanol em operação

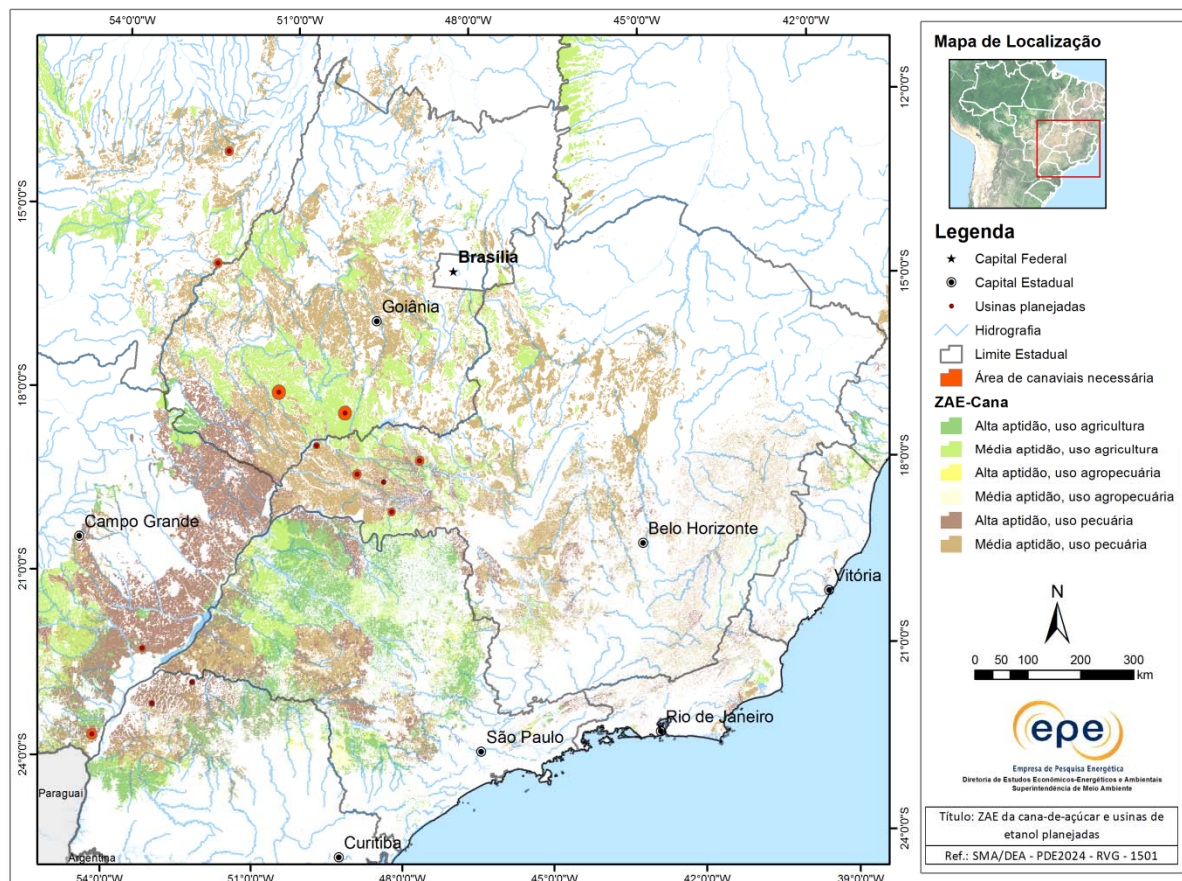


Fontes: Agrosatélite, 2015 [225] e EPE, 2014.

¹⁹⁸ O CANASAT realiza o mapeamento por imagens de satélite do plantio de cana no território nacional. Até o momento, o projeto cobre somente a Região Centro-Sul, embora haja cultivo de cana representativo na região nordeste (7% da área cultivada com cana). O projeto sob iniciativa do INPE foi descontinuado a partir da safra 2013 e atualmente é conduzido pela empresa Agrosatélite.

A Figura 57 apresenta a localização das usinas previstas para entrada em operação nos primeiros anos do horizonte decenal, a área necessária para cada uma delas e a sobreposição com o Zoneamento Agroecológico da Cana de Açúcar – ZAE Cana [254]¹⁹⁹.

Figura 57 – Áreas de expansão da cana-de-açúcar



Fontes: EPE, 2015 e Embrapa, 2009 [254].

Conforme mostrado no capítulo VIII, a área plantada com cana-de-açúcar para produção de açúcar e etanol é estimada em 9,85 Mha em 2024. O conjunto de usinas planejadas mostrado na Figura 57, exigiria, para atendimento pleno da capacidade instalada, cerca de 1 Mha.

As usinas planejadas estão localizadas no triângulo mineiro, sul de Goiás, leste de Mato Grosso, noroeste do Paraná e sudeste do Mato Grosso do Sul. Em sua maioria ocupam áreas de alta e média aptidão agrícola para cana-de-açúcar ocupadas atualmente com pecuária, o que indica a possível substituição de pastagens por plantios de cana.

Além do uso do solo atual e futuro na área de expansão e da disponibilidade e aptidão das terras conforme o ZAE-cana, discutido acima, outros fatores socioambientais devem ser analisados na produção de etanol a partir da cana-de-açúcar como: a qualidade do ar, a disponibilidade hídrica, a geração de resíduos e subprodutos e as questões associadas à mão de obra.

¹⁹⁹ Ressalva-se que, na prática, a área de expansão pode não coincidir com a área indicada no *buffer* devido a aspectos como relevo, questões fundiárias, áreas legalmente protegidas, cursos d'água, entre outros. No entanto, o tamanho do *buffer* fornece uma indicação da ordem de grandeza do raio de ação de cada usina.

Aspectos ambientais

A prática da queima da palha da cana para a facilitação da colheita é danosa para a qualidade do ar. Tal prática tem sido inibida por meio de legislação e de acordos firmados entre a iniciativa privada e o poder público. Com efeito, o objetivo de reduzir o uso do fogo na colheita tem sido alcançado e os índices de mecanização da colheita já se encontram bastante elevados na região Centro-Sul, na ordem de 90% em média. Estima-se que ao final do horizonte decenal a mecanização atinja toda a área mecanizável da região Centro-Sul.

No que diz respeito ao consumo de água, o cultivo da cana no Brasil é feito sem a prática da irrigação, ocupando áreas que apresentam pluviosidade adequada para a cultura. Mesmo com o cenário de expansão indicando o crescimento para áreas de menor pluviosidade, espera-se que a irrigação permaneça prescindível.

Já na fase industrial, o consumo de água decresceu rapidamente por força da legislação ambiental e da implantação do sistema de cobrança pela utilização de recursos hídricos [250]. O consumo que já esteve no patamar de 5 m³/t.cana, atualmente é da ordem de 1,2 m³/t.cana [305]. Essa redução foi viabilizada pelo fechamento de circuitos com reuso de água, aprimoramento dos processos industriais e avanço da colheita crua e limpeza de cana a seco e a expectativa é que novas tecnologias em desenvolvimento possam lavar o consumo a patamares abaixo de 0,5 m³/t.cana.

Ainda que a evolução nos índices de consumo de água do setor seja notória é preciso considerar que o cenário de expansão prevê aumento significativo no processamento de açúcar e álcool e que as usinas estão localizadas em áreas com bastante ocupação humana urbana e rural. Portanto a questão dos recursos hídricos deve ser vista sob um prisma maior, considerando os múltiplos usos do recurso.

No que diz respeito aos subprodutos da cana, a indústria sucroalcooleira tem sido bem sucedida no seu reaproveitamento, melhorando sua sustentabilidade e competitividade do setor. O bagaço, principal resíduo sólido, é empregado na cogeração de energia. Sua queima gera energia térmica e elétrica, cujo excedente pode ser comercializado para a rede.

A vinhaça é o principal efluente industrial e apresenta forte potencial poluidor caso disposto inadequadamente nos recursos hídricos. Seu volume de produção é de cerca de 12 l/l de etanol, em média. Mantidos esses índices, em 2024 o volume estimado de produção de vinhaça será de 526 bilhões de litros. A principal solução que vem sendo adotada para sua destinação é seu uso na fertirrigação dos canaviais, muito embora essa técnica apresente limitantes ambientais²⁰⁰ e econômicos, como o custo do transporte para o local de aplicação. A fertirrigação traz ganhos de produtividade agrícola com redução do emprego de fertilizantes. Para isso, sua dosagem deve ser adequada ao tipo de solo e a variedade da cana para não causar desequilíbrio de nutrientes e contaminações [227]. Além disso, há novas tecnologias em fase de desenvolvimento, que têm como objetivo minimizar o volume de vinhaça produzido, como a utilização da fermentação com alto teor alcoólico e a fermentação a vácuo [236]. Há também a possibilidade de se produzir biogás em reatores anaeróbicos e ainda se aproveitar o digestato como fertilizante (mais facilmente transportável que a vinhaça líquida). Outros subprodutos como torta de filtro, cinzas e fuligens também são reaproveitados na lavoura.

²⁰⁰ Norma Técnica Cetesb P 4.231, 3ª Edição, 2ª versão. Fevereiro de 2015.[246]

Aspectos socioeconômicos

O potencial de geração de empregos e as condições de trabalho na cadeia produtiva do etanol consistem nos aspectos relevantes para a compreensão dos aspectos socioeconômicos implicados na atividade, especialmente no que diz respeito às condições de trabalho, consideradas, muitas vezes, como de alto risco para a saúde.

Em relação aos empregos gerados no setor, a maior parte se concentra no processamento, respondendo por 73% em 2013. A colheita mecanizada tem efeito na supressão de postos de trabalhos insalubres (colheita manual). Por outro lado, os trabalhadores dispensados têm baixa qualificação e, portanto, poderão ter dificuldades para encontrar oportunidades em outras áreas. Esse cenário requererá tanto o setor público quanto do privado ações para reorientação das funções dos trabalhadores, como, por exemplo, a oferta de cursos de qualificação profissional [302]. Entretanto, mesmo com o efeito da colheita mecanizada, estima-se crescimento médio anual de 2% a.a do número de empregos do setor sucroalcooleiro na região Centro-Sul, impulsionado pelo incremento do processamento industrial. Somando-se os empregos do cultivo aos empregos do processamento, estima-se que o setor, que hoje conta com cerca de 425 mil empregos na região Centro-sul, possa atingir cerca de 512 mil empregos em 2024 na mesma região. A Tabela 181 apresenta a estimativa de empregos ao longo do horizonte decenal para os principais estados produtores²⁰¹.

Tabela 181 – Estimativa de empregos no cultivo de cana – Centro-Sul (SP, PR, MG, MT, MS, GO).

Ano	Produção (10 ⁶ t) ⁽¹⁾	Colheita mecanizada (10 ⁶ t) ⁽²⁾	Colheita manual (10 ⁶ t)	Estimativa de empregados na colheita (mil) ⁽³⁾	Empregos no processamento (mil) ⁽⁴⁾	Total de empregos (mil)
2015	654	532	47	55	378	433
2020	792	688	13	29	458	486
2024	841	736	8	26	486	512

Notas: (1) Considera-se estável no decênio a participação desses estados na produção nacional de cana em 2012, 88%, sendo 56% SP e 32% demais estados (IBGE: Produção Agrícola Municipal, 2012).
 (2) Considera-se a variação do índice de mecanização de 89% em 2013 para SP (UNICA, 2013) até 100% a partir de 2017; e 88% em 2013 para os demais estados (UNICA, 2013), atingindo 97% em 2024.
 (3) Considera-se os seguintes dados de produtividade: colheita mecanizada: 300 t/dia por empregado; colheita manual: 8,7 t/dia por empregado; safra de 130 dias (Fonte: Instituto de Economia Agrícola, IEA/SP).
 (4) Considera-se indicador de 0,00065 emprego por tonelada de cana processada, média do período 2003-2012 (RAIS/MTE, 2013).
 Fonte: Elaboração EPE, com base em MTE, 2014 [296]; IBGE, 2015 [269]; e IEA/SP, 2015 [272].

A Tabela 182 sintetiza os principais indicadores socioambientais da expansão do etanol no decênio.

Tabela 182 – Indicadores socioambientais do etanol

AMBIENTAIS	
Expansão da cana: Área necessária para atendimento da capacidade nominal das usinas previstas ⁽¹⁾ (milhão de ha)	1,0
SOCIOECONÔMICOS	
Empregos diretos no cultivo da cana (média anual) ⁽²⁾	32.870
Empregos diretos no cultivo por mil toneladas colhidas (média anual) ⁽²⁾	0,05
Empregos diretos no processamento de cana-de-açúcar (média anual) ⁽²⁾	441.500
Nota: (1) O conjunto de usinas previstas abrange somente o horizonte de 2015 a 2019. (2) Corresponde à produção de açúcar e etanol na região Centro-Sul (SP, PR, MG, MS, MT e GO).	
Fonte: EPE	

²⁰¹ Ressalva-se que essa projeção pode estar subestimada pois não considera todos os estados da federação e não inclui outras atividades que fazem parte do cultivo de cana, além da colheita.

4.4 Biodiesel

Em dezembro de 2004, o Governo Federal lançou o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) objetivando a implementação da produção e uso do biodiesel no Brasil, com enfoque na inclusão social e no desenvolvimento regional, via geração de emprego e renda [294]. Sendo assim, estabeleceu-se a obrigatoriedade da adição de percentual mínimo de biodiesel ao óleo diesel comercializado em qualquer parte do território nacional, ficando definida a meta de adição de 5% de biodiesel ao diesel mineral (B5) num prazo de 8 anos. O bom desenvolvimento do setor levou à antecipação da meta de 5% para 2010. Atualmente, desde 1º de novembro de 2014, a adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel passou a ser de 7%, conforme a lei nº 13.033 de 2014.

Na política de promoção do biodiesel ainda permanecem alguns desafios a serem superados, tais como: a diversificação da matriz de matérias-primas graxas e o aumento da participação da agricultura familiar na cadeia produtiva.

O biodiesel pode ser produzido a partir de diferentes materiais graxos, entretanto no Brasil há grande predominância do uso de óleo de soja, principalmente por questões econômicas. De acordo com o MME²⁰², em 2014, no acumulado até setembro, o óleo de soja respondeu por 75,4% da matéria-prima para produção de biodiesel, seguido pelo sebo bovino com 20,1% e óleo de algodão 2,3%. As demais matérias-primas atingiram 2,8% do mercado, cerca de 1% superior ao ano de 2012. As regiões Centro-Oeste e Sul correspondem a mais de 80% da produção do país [292].

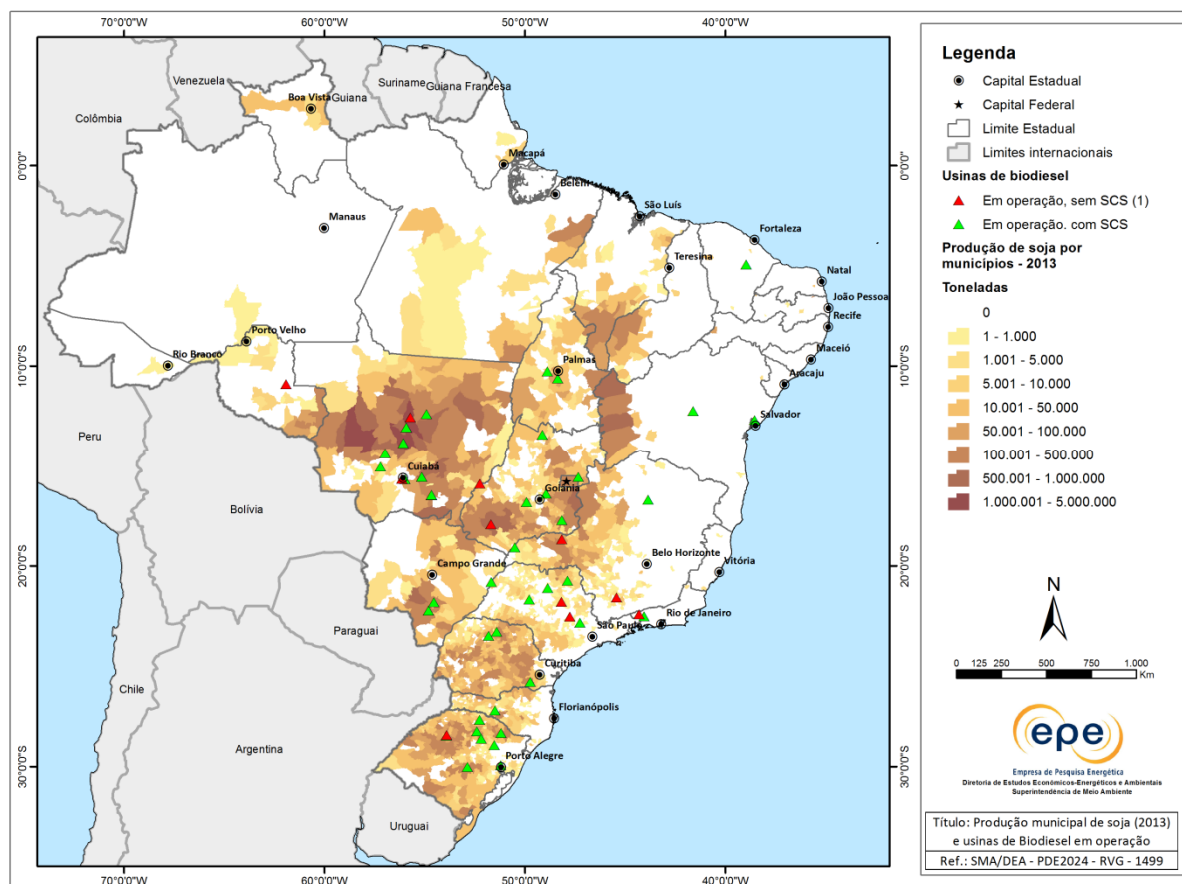
Recentemente a Lei nº 13.033 de 2014 reforçou, em seu Art. 3º, que o biodiesel necessário à adição obrigatória ao óleo diesel deverá ser fabricado preferencialmente a partir de matérias-primas produzidas pela agricultura familiar, e caberá ao Poder Executivo federal estabelecer mecanismos para assegurar sua participação prioritária na comercialização no mercado interno.

A Figura 58 apresenta a localização das usinas de biodiesel em operação com selo combustível social²⁰³ e a produção de soja por município no ano de 2013.

²⁰² Edição nº 82 do Boletim Mensal Dos Combustíveis Renováveis do MME.

²⁰³ Selo Combustível Social: componente de identificação concedido pelo MDA a cada unidade industrial do produtor de biodiesel e que confere ao seu possuidor o caráter de promotor de inclusão social dos agricultores familiares. (Portaria MDA nº 60, de 06 de setembro de 2012).

Figura 58 – Produção de soja por município e usinas de biodiesel em operação em 2013



Nota: SCS – Selo Combustível Social
Fonte: EPE, com base em IBGE, 2015 [269]

Em outubro de 2014, o setor contava com 54 usinas autorizadas a operar comercialmente, com a capacidade instalada para a produção de biodiesel de 7,5 bilhões de litros por ano. Dessa capacidade, 78% são referentes às empresas detentoras do Selo Combustível Social [292]. Deve-se ressaltar que não está previsto no horizonte decenal acréscimo de capacidade instalada, já que o setor opera com ociosidade relativamente alta.

Aspectos ambientais

Os principais impactos ambientais da cadeia produtiva estão na fase agrícola, especialmente quando se considera a monocultura de soja, e são associados a fatores como desmatamento extensivo, contaminação de águas e de solos por defensivos agrícolas e herbicidas, erosão e compactação de solos. Apesar disso, é preciso considerar que a soja não é plantada exclusivamente para produção de biodiesel. Na realidade, o óleo de soja utilizado para produção de biodiesel é um subproduto do setor de sojicultura e, portanto, não se pode atribuir os impactos da agricultura da soja integralmente a produção de biodiesel.

Na etapa industrial os impactos e riscos estão relacionados ao manuseio de compostos perigosos (como ácidos, bases e metanol – altamente tóxico), possibilidade de contaminação de recursos hídricos e solo por efluentes líquidos ou vazamentos de produtos e insumos, destinação inadequada de resíduos, efluentes e co-produtos, principalmente a glicerina que é gerada em quantidades expressivas. Ressalta-se que os impactos diretos relativos à unidade industrial são de abrangência local e, em geral, de fácil gerenciamento.

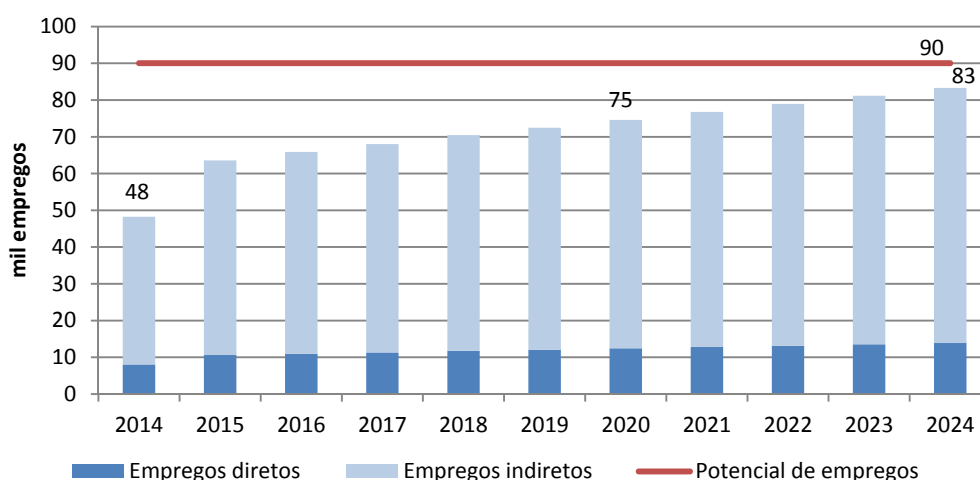
No horizonte do PDE 2024 as projeções indicam a produção acumulada de aproximadamente 5,4 milhões de toneladas de glicerina (100 g/l de biodiesel). Para ampliar o seu mercado e agregar valor comercial, o grau de pureza da glicerina é um fator fundamental. Entretanto o processo de tratamento é custoso, sendo um investimento difícil principalmente para os produtores em menor escala. A glicerina pura tem diversas aplicações na indústria química, alimentícia e farmacêutica, além disso são estudados outros usos devido ao grande volume derivado da produção de biodiesel. Algumas alternativas de baixo investimento seriam o uso para enriquecimento de rações, a recuperação de óleo em poços maduros de petróleo e a obtenção de biogás a partir de sua fermentação. Outra aplicação bastante promissora é a produção de plásticos como o propileno obtido a partir da polimerização do propeno [235].

Do ponto de vista ambiental é importante ainda o incentivo ao reaproveitamento de resíduos para a produção de biodiesel, como o sebo bovino e o óleo de cozinha usado, pois agrega valor a esses rejeitos e oferece uma destinação mais adequada. A aplicação tradicional do sebo bovino não absorve toda a sua produção doméstica e o óleo usado, especialmente para fins alimentícios, é usualmente descartado de forma inadequada. Embora ainda seja pouco expressiva a participação do óleo usado no *mix* de matérias primas utilizadas para a produção de biodiesel, o incentivo à coleta tem sido fundamental para a sua utilização. Nesse sentido, diversos programas têm sido desenvolvidos para facilitar a sua logística de coleta e destinação ao produtor [282].

Aspectos socioeconômicos

Os aspectos socioeconômicos da produção do biodiesel compreendem, dentre outros fatores, o potencial de postos de trabalho gerados em decorrência da atividade e a possibilidade de inclusão de agricultores familiares em sua cadeia produtiva.

Em relação aos empregos diretos e indiretos gerados no setor, concentrando a análise nas 54 usinas de biodiesel existentes e as estatísticas de produção de biodiesel, estima-se que em 2014 foram criados em torno de 48 mil empregos. Considerando toda a capacidade instalada atualmente, o setor poderia gerar até 90 mil empregos. Entretanto há bastante capacidade ociosa, o que justifica o número de empregos bem abaixo desse patamar. Em 2024, considerando a evolução da oferta de biodiesel, a tendência é que o número de empregos do setor cresça substancialmente, diminuindo essa lacuna, atingindo cerca de 83 mil empregos em 2024, como mostra o Gráfico 138. Comparativamente ao cenário PDE anterior, percebe-se um aumento de cerca de 8 mil empregos em 2023, reflexo do aumento do percentual obrigatório da mistura de biodiesel de 5% para 7%. É importante ressaltar que a maioria dos empregos gerados são indiretos. Os empregos diretos no processamento de biodiesel somam cerca de 14 mil em 2024.

Gráfico 138 – Estimativa de geração de empregos pela produção de biodiesel

Notas: (1) nº de usinas: 54

(2) Considerando 200 postos de trabalho para cada 100 milhões de litros de biodiesel produzido por ano.

(3) Considerando cinco postos indiretos de trabalho para cada emprego direto criado.

Fonte: Elaboração própria com base em DCR/MME, 2014 [292].

Ressalta-se que a participação da agricultura familiar no PNPB tem sido apontada como um importante vetor de inclusão social na medida em que permitiria o desenvolvimento econômico de famílias rurais empobrecidas²⁰⁴.

Por outro lado, ainda há barreiras que fazem com que essa participação evolua em ritmo lento. Citam-se a necessidade de maior geração e difusão de tecnologias para a produção de outras oleaginosas além da soja, estruturando uma rede de pesquisas e propiciando um cenário favorável para o aumento da produtividade da agricultura familiar no setor; a necessidade de reformulação tributária beneficiando empresas detentoras do Selo Combustível Social; e o estabelecimento de iniciativas de organização econômica da agricultura familiar em regiões mais fragilizadas.

Nesse sentido, o MDA, por meio da Portaria MDA nº 81/2014, adotou novos procedimentos para a concessão do Selo Combustível Social de forma a estimular a regionalização da compra de oleaginosas oriundas da produção de agricultores familiares. Acredita-se que com essas medidas seja possível diversificar a matéria-prima na produção do biocombustível e reduzir as desigualdades regionais. Também foi criada a Câmara Técnica de Avaliação e Acompanhamento do Selo Combustível Social (Portaria MDA nº 80/2014) que terá a participação de representantes do MDA, movimentos sociais, associações e empresas do setor. O objetivo é monitorar a participação da agricultura familiar no PNPB e auxiliar no aperfeiçoamento do Selo e nas avaliações de demandas e propostas.

Em 2014, 42 empresas de biodiesel possuíam a concessão do Selo Combustível Social e comercializavam em torno de 99% da produção nacional. Eram cerca de 85 mil agricultores familiares e 77 cooperativas beneficiadas pelo Programa. A Tabela 183 sintetiza os principais indicadores socioambientais da expansão do biodiesel no decênio.

²⁰⁴ Algumas pesquisas apontam como principais resultados do programa: o aumento do número de Declarações de Aptidão ao Pronaf (DAP) dos agricultores por intermédio da realização de mutirões para emissão do documento; a concessão de crédito do Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (Pronaf); o aumento de portarias de zoneamento agrícola para diferentes oleaginosas; maior adensamento das áreas de produção de oleaginosas; maior qualidade e intensidade da assistência técnica; aumento da produtividade; ampliação da renda com melhor remuneração pelos produtos gerados; impactos positivos no sistema de preços locais; possibilidade de criação de subprodutos para a agricultura familiar (como ração animal, tortas).

Tabela 183 – Indicadores socioambientais do biodiesel

AMBIENTAIS	
Produção de glicerina como subproduto da produção de biodiesel (média anual, mil toneladas)	508
SOCIOECONÔMICOS	
Empregos diretos na produção de biodiesel (média anual)	12.250
Empregos indiretos na produção de biodiesel (média anual)	61.260
Potencial de empregos diretos e indiretos na produção de biodiesel	90.000

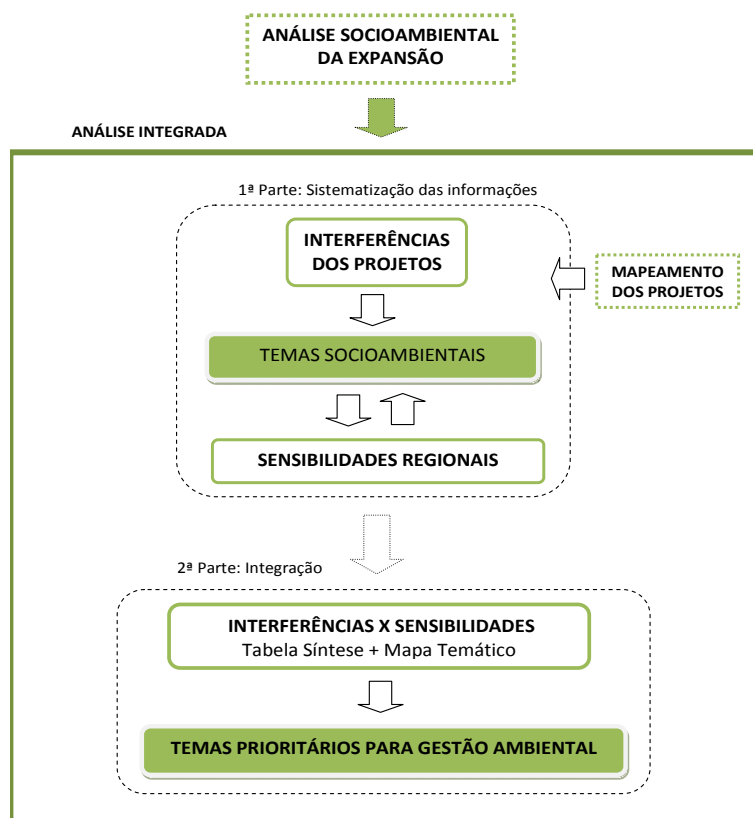
Notas: (1) O conjunto de usinas previstas abrange somente o horizonte de 2015 a 2019
 (2) Corresponde à produção de açúcar e etanol na região Centro-Sul (SP, PR, MG, MS, MT e GO)
 Fonte: EPE

5. Análise socioambiental integrada

A análise socioambiental integrada apresenta uma visão holística das questões socioambientais associadas à expansão da oferta de energia. A expectativa é que os resultados possam subsidiar o processo de planejamento e um diálogo em nível estratégico entre os diferentes setores envolvidos direta e indiretamente neste processo, especialmente o de energia e o de meio ambiente. A compatibilização das políticas de desenvolvimento com as políticas de conservação ambiental e as políticas sociais é crucial para garantir o uso eficiente e a disponibilidade dos diferentes recursos para a sociedade.

Assim como nos dois últimos anos, a análise integrada do PDE 2024 teve como referência a avaliação socioambiental de cada fonte apresentada nos itens precedentes. Foi mantida a metodologia utilizada nas versões anteriores [260] que, em linhas gerais, teve início com o mapeamento dos projetos e a posterior análise conjunta de suas interferências sobre as principais sensibilidades das cinco regiões do país, classificadas de acordo com temas socioambientais. Por fim, foram reavaliados os Temas Prioritários para a Gestão Ambiental definidos no PDE 2023. A Figura 59 sintetiza a metodologia utilizada.

Figura 59 – Metodologia da análise socioambiental integrada



Fonte: EPE

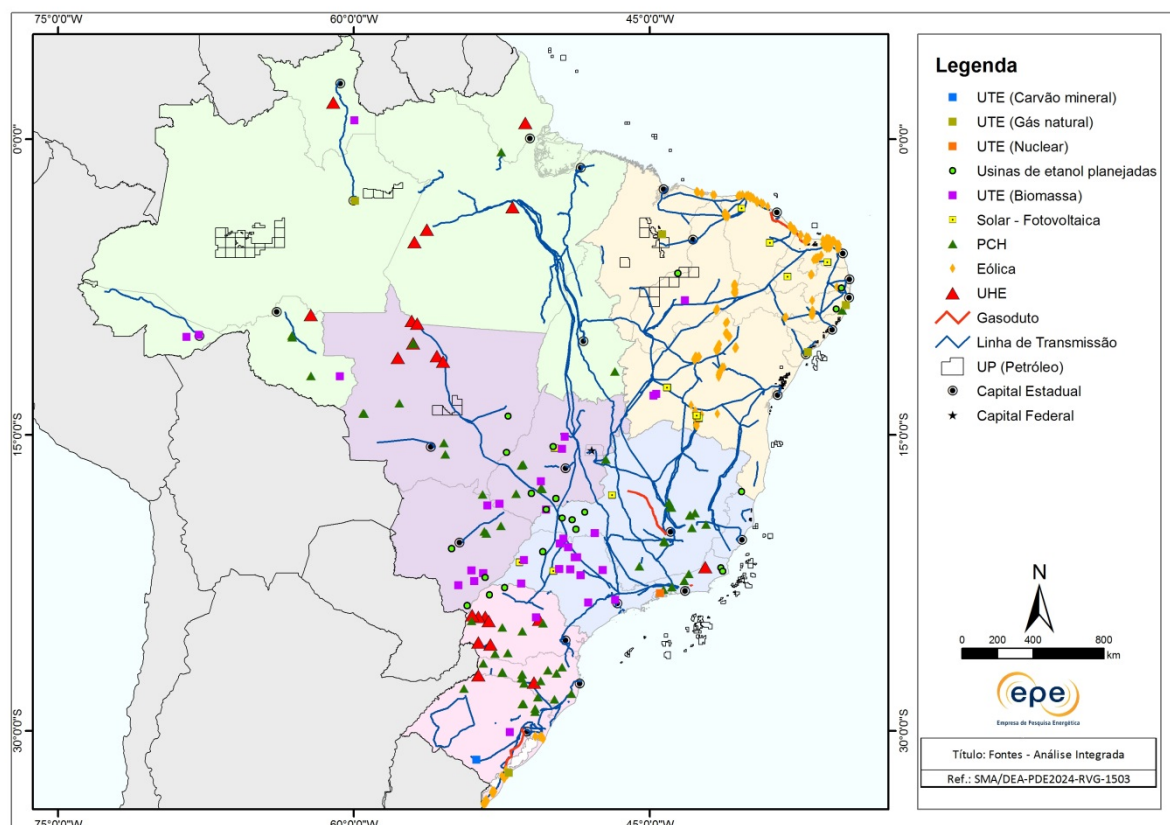
Análise espacial da expansão

A análise espacial da distribuição dos projetos previstos no horizonte decenal é importante do ponto de vista estratégico, na medida em que permite a visualização de uma eventual concentração de projetos em determinada região.

O mapeamento em escala regional sinaliza possíveis efeitos cumulativos, sinergias e conflitos em algumas regiões, como consequência da pressão sobre um mesmo recurso, sobre ambientes frágeis ou ainda sobre conflitos com populações. Por outro lado, o mapeamento permite visualizar uma eventual complementaridade entre as fontes, contribuindo para o aproveitamento eficiente da expansão, para a redução dos gastos com a transmissão e para a antecipação e minimização de potenciais conflitos.

Nesse sentido, acredita-se que a espacialização dos projetos planejados contribui para a melhor compreensão dos principais temas socioambientais a serem considerados no planejamento. O mapeamento do conjunto de projetos energéticos do PDE 2024 está representado na Figura 60.

Figura 60 – Localização dos projetos previstos no PDE 2024



Fontes: EPE, 2014; IBGE, 2009 [267].

É possível constatar que a distribuição espacial do conjunto de projetos do PDE 2024 está fortemente condicionada pela disponibilidade dos recursos energéticos e a configuração do território. Observa-se o caso da concentração da expansão hidrelétrica na região Norte do país por conta da maior parte do potencial remanescente estar localizado na Amazônia; a localização dos parques eólicos no Nordeste e no Sul, regiões que se destacam pelas características mais favoráveis dos ventos; a expressividade da exploração *offshore* de petróleo e gás natural na costa da região Sudeste, que abriga a maior parte das reservas descobertas; e as plantas fotovoltaicas situadas nas áreas com os melhores índices de irradiação solar, principalmente no semiárido nordestino.

Outra relação interessante se estabelece em relação aos centros de carga. As PCHs são construídas em rios de menor porte e têm a vantagem de poder estar mais próximas aos centros de carga. As térmicas também apresentam a vantagem da proximidade dos centros de carga, mas sua localização está condicionada à disponibilidade do combustível utilizado. Nesse contexto, observa-se que as termelétricas à biomassa estão junto às usinas de produção de açúcar e etanol nas regiões Sudeste e Centro-oeste, e as usinas à carvão se localizam na região Sul, onde se concentram as jazidas desse mineral. Compreender essa dinâmica é importante para a definição da localização das usinas térmicas à gás natural e para o planejamento da malha de gasodutos entre as unidades produtivas de petróleo e gás e os locais de consumo.

Neste decênio está previsto um aumento da participação das usinas térmicas na expansão. Na medida em que se torna cada vez mais complexo o aproveitamento do potencial hidrelétrico remanescente e é cada vez menor a possibilidade de construção de reservatórios de regularização, o aumento da

geração térmica se torna necessário para garantir a segurança do sistema. No mesmo sentido, pesa o fato da maior penetração de outras fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, reforçando a necessidade de expansão da capacidade térmica.

Esse cenário dinâmico de expansão da geração condiciona o planejamento das linhas de transmissão necessárias para o escoamento da energia elétrica para as diferentes regiões do país por meio do SIN. As grandes distâncias seguirão como um obstáculo a ser vencido para a ampliação da malha de transmissão, pois mesmo com a tendência de redução da participação da hidroeletricidade na composição da matriz, uma grande quantidade de energia continuará sendo gerada longe dos centros de carga. É importante observar, ainda, a necessidade de adaptação às especificidades e ao dinamismo das novas fontes renováveis, como é o caso da eólica e solar. Além do caráter disperso dos parques, o tempo de licenciamento e construção é menor do que o dos empreendimentos de grande porte, o que impõe novos desafios ao planejamento da transmissão. Ao mesmo tempo, torna-se cada vez mais evidente a importância de medidas voltadas para a redução de perdas e para a busca da eficiência desde a geração até o consumidor final de energia.

Interferências dos projetos e sensibilidades regionais

As interferências associadas aos projetos previstos na expansão da oferta de energia foram agrupadas em temas socioambientais pré-definidos conforme a metodologia utilizada. Procurou-se manter os termos utilizados, de modo a consolidá-los para a utilização nas próximas versões do Plano, facilitando o acompanhamento dos resultados e análises comparativas. As relações entre as interferências e as sensibilidades foram reavaliadas concluindo-se que a inclusão de novos temas era desnecessária. Os seguintes temas socioambientais permaneceram como objeto de análise no PDE 2024:

- *Recursos hídricos.* Esse tema está associado à disponibilidade do recurso hídrico. No contexto da expansão da produção de etanol nas regiões Sudeste e Centro Oeste nota-se tendência de diminuição dos índices de consumo de água pelas usinas, mas o tema merece destaque pela intensidade e pelos usos múltiplos desse recurso nessas duas regiões. Um novo desafio ao uso racional dos recursos hídricos está associado ao fraturamento hidráulico, método utilizado na exploração de recursos não convencionais de petróleo, que compõem unidades produtivas na região Nordeste com previsão de início de produção no decênio em estudo.
- *Biodiversidade aquática.* Considerado relevante devido às interferências potenciais de projetos associados principalmente à geração hidrelétrica e à produção de petróleo. A perda de ambientes aquáticos e de espécies, tanto em ambientes marinhos como fluviais, pode ter consequências sobre os ecossistemas e, em última instância, sobre a pesca. No caso da geração hidrelétrica, as regiões Sul, Sudeste e Nordeste se destacam pela fragmentação a que estão sujeitas as populações de peixes; no Norte e Centro-Oeste, a sensibilidade está associada à abundância de ambientes únicos. No que se refere à produção de petróleo e gás natural, o Nordeste apresenta áreas costeiras de baixa profundidade que possuem uma biodiversidade aquática de grande importância biológica, sensível às atividades de E&P. No Norte e Centro-Oeste, os ambientes únicos estariam expostos aos impactos potenciais da atividade *onshore* (caso um derramamento de óleo atingisse corpos d'água); enquanto no Sudeste, a grande quantidade de plataformas e navios para transporte do óleo e os estudos de sísmica aumentam o risco de acidentes e podem provocar impactos em cetáceos e nas atividades pesqueiras.

- *Vegetação nativa.* A vegetação pode ser afetada diretamente por projetos energéticos de diversos tipos, seja por alagamento ou supressão, o que implica em perda de *habitat* e eventualmente de biodiversidade. Adicionalmente, alguns projetos podem funcionar como vetores de desmatamento, induzindo a abertura de clareiras e estradas em áreas preservadas. Merecem destaque os empreendimentos de grande porte, como as UHEs e os projetos lineares, como as linhas de transmissão e gasodutos. Esse tema se destaca na região Norte, em função da integridade e diversidade da vegetação, sensível à degradação por vetores de ocupação associados a novos empreendimentos. Nas outras regiões do Brasil, a importância se dá pela fragmentação, que confere maior importância aos remanescentes de vegetação nativa.
- *Áreas protegidas.* Esse tema abrange Unidades de Conservação (UCs) e Áreas de Preservação Permanente (APPs), que podem apresentar restrições ou incompatibilidades com a implantação e operação de empreendimentos energéticos. Essas áreas poderão sofrer interferências diretas ou indiretas dos projetos planejados, especialmente de UHEs nas regiões Norte e Centro-Oeste, em função da concentração e do porte das UCs. No caso das LTs, sobressaem as interferências em APPs nas regiões Norte e Sul do país. No Norte, a importância se dá com as grandes extensões de APPs de margens de cursos d'água devido ao porte dos rios. Já no Sul, destacam-se as interferências das LTs em regiões serranas e em banhados, ambientes considerados frágeis. Nos parques eólicos das regiões Nordeste e Sul é importante observar a sobreposição ou proximidade com áreas de rotas e de concentração de aves migratórias e endêmicas. Além disso, na instalação de aerogeradores, merecem atenção as APPs de dunas e restingas, no litoral, e topos de morros, nas regiões serranas, dada a importância e fragilidade dessas áreas.
- *Paisagem.* Esse tema é especialmente relevante na região Nordeste, por conta da implantação de parques eólicos e linhas de transmissão na faixa litorânea e no interior, e também pelas atividades de E&P de petróleo e gás natural próximas à costa, em regiões de baixa profundidade da plataforma continental. A concentração de empreendimentos energéticos nessas áreas pode ocasionar alterações na paisagem, sensível por suas praias e campos de dunas e lagoas de grande beleza cênica, na região costeira, e por chapadas e escarpas, na região serrana, o que lhe atribui reconhecida vocação para as atividades de turismo e lazer. Essas atividades estão consolidadas em diversos municípios e apresentam importância econômica para a região.
- *Qualidade do ar.* Tema relevante devido à existência de áreas onde a qualidade do ar encontra-se saturada. No PDE 2024 o tema se destaca pela indicação de termelétricas nas regiões Sudeste e Sul. No Sudeste, a indicação é de termelétricas a gás natural que, embora emitam menor quantidade de poluentes atmosféricos comparativamente a outros combustíveis fósseis, podem ser instaladas próximas aos centros de carga, geralmente áreas de alto índice de urbanização e industrialização (possivelmente saturadas). Já no Sul, o tema merece atenção pelo fato da geração de energia a carvão mineral já ser bastante relevante em determinados locais e estar prevista a expansão da fonte. Embora as emissões de poluentes atmosféricos possam ser controladas e monitoradas, a implantação de usinas em áreas onde já existam outras fontes relevantes de emissão requer gestão especial para o tema.

- *Populações indígenas.* Esse tema está vinculado às diferenças culturais e sua relação com o território. As regiões Norte e Centro-Oeste se destacam por abrigarem as mais extensas TIs e concentrarem a maior parte das etnias e das populações indígenas do país. Em função das incertezas sobre os dispositivos legais e normativos que regem esse tema – o Estatuto do Índio, as consultas conforme a Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho - OIT²⁰⁵ e o artigo 231 da Constituição Federal²⁰⁶ –, a instalação de projetos previstos no PDE 2024 que interfiram ou estejam próximos a terras indígenas exigirão esforços adicionais de gestão.
- *Organização territorial.* A organização do território está sujeita a interferências diretas e indiretas da expansão do setor energético devido, principalmente, às intervenções associadas a projetos hidrelétricos e projetos lineares (transmissão e gasodutos), que podem resultar, respectivamente, no remanejamento de núcleos populacionais e em limitações ao uso e ocupação do solo. A atração de contingentes populacionais aumenta a pressão sobre a infraestrutura local, equipamentos e serviços nos núcleos urbanos que servem de apoio às obras. As regiões Norte e Centro-Oeste têm redes urbanas menos densas e suas cidades são mais sensíveis à pressão sobre a infraestrutura decorrente da implantação de projetos de grande porte. As regiões Sul e Sudeste se caracterizam por uma rede urbana mais densa, cidades mais estruturadas por equipamentos e serviços e maior densidade demográfica, o que lhe atribui maior sensibilidade no caso de implantação de projetos lineares e menor sensibilidade em relação à pressão sobre a infraestrutura urbana e regional.

Vale lembrar que o conjunto de temas apresentados tem como objetivo sintetizar as interferências socioambientais mais críticas associadas aos projetos previstos no Plano, tendo em vista as sensibilidades mais importantes identificadas para cada região. A análise não tem o objetivo de contemplar todos os possíveis impactos socioambientais de cada projeto, mas indicar aqueles que merecem maior atenção no âmbito do horizonte decenal.

A Tabela 184 apresenta de forma sistematizada os temas socioambientais relacionados aos projetos do plano e às regiões onde estão localizados. A partir dessa matriz foi possível visualizar a interferência de diferentes projetos sobre uma mesma região.

²⁰⁵ No Brasil, determinou-se que a consulta prévia, livre e informada prevista na Convenção nº 169 da OIT se aplica aos povos indígenas e quilombolas afetados diretamente por medidas legislativas ou administrativas. Entretanto ainda não existe regulamentação sobre o procedimento de consulta.

²⁰⁶ O artigo trata do reconhecimento dos direitos originários dos índios sobre as terras tradicionalmente ocupadas. A falta de regulamentação do §3º, sobre a exploração dos recursos hídricos em Terras Indígenas, deixa em aberto o procedimento de consulta e a forma de compensação às comunidades afetadas, exigindo atualmente a autorização do Congresso Nacional para a instalação de projetos nessas terras.

Tabela 184 – Matriz síntese da análise socioambiental integrada

Regiões → Projetos ↓	NORTE	NORDESTE	SUL	SUDESTE	CENTRO-OESTE
UHE	Áreas protegidas Biodiversidade aquática Organização territorial Populações indígenas Vegetação nativa	-	Biodiversidade aquática Organização territorial Vegetação nativa	Biodiversidade aquática Organização territorial Vegetação nativa	Áreas protegidas Biodiversidade aquática Organização territorial Populações indígenas Vegetação nativa
PCH	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	Biodiversidade aquática Vegetação nativa	Biodiversidade aquática Vegetação nativa	Biodiversidade aquática Populações indígenas
UTE (biomassa)	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>
UTE (fóssil)	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	Qualidade do Ar	Qualidade do ar	-
UTE (nuclear)	-	-	-	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	-
Eólica	-	Áreas protegidas Paisagem	Áreas protegidas	-	-
Solar	-	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	-	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>
Transmissão	Áreas protegidas Populações indígenas	Vegetação nativa Paisagem	Áreas protegidas Vegetação nativa	Vegetação nativa Organização territorial	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>
Petróleo e gás natural	Biodiversidade aquática	Biodiversidade aquática Paisagem Recursos Hídricos	-	Biodiversidade aquática	Biodiversidade aquática
Gás (gasoduto)	-	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	-
Etanol	-	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	Recursos hídricos	Recursos hídricos
Biodiesel	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>

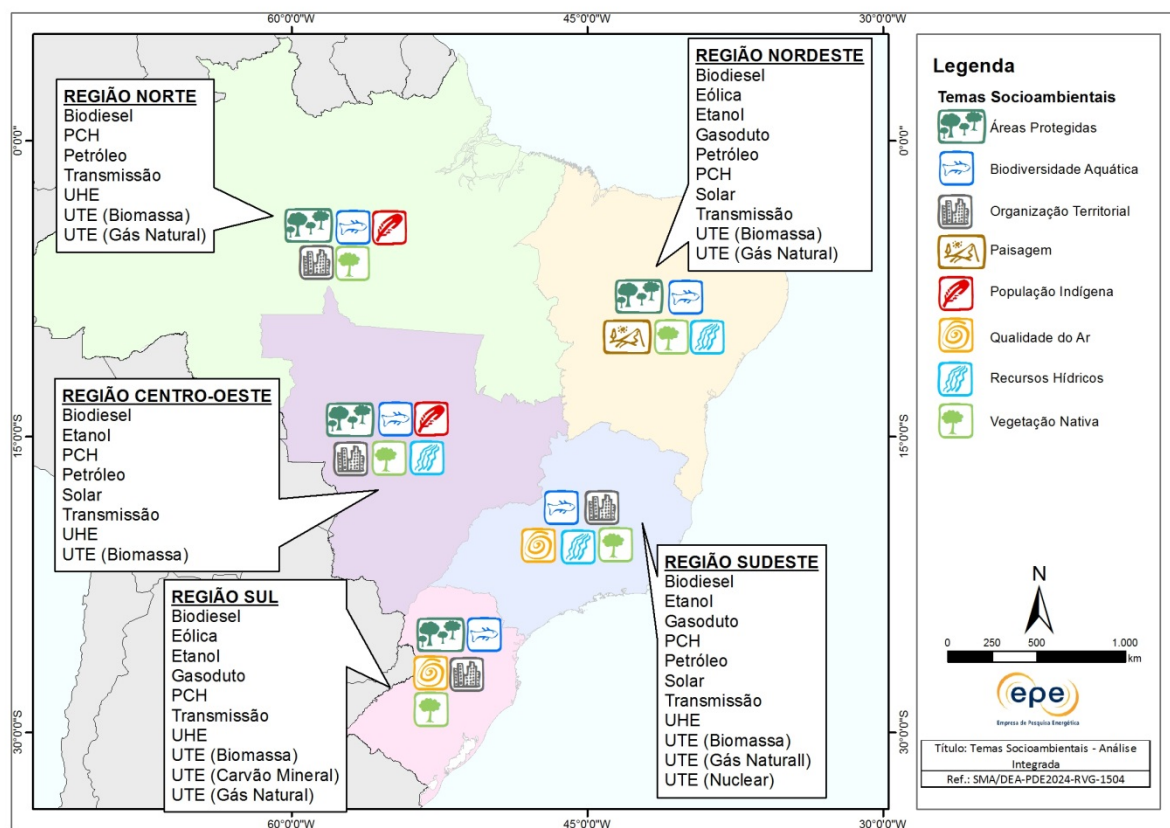
Notas: (1) O fato de não haver interferências sobre as sensibilidades significa que apesar dos impactos existirem, não são tão expressivos diante da expansão e das sensibilidades regionais.

(2) As células em branco significam que não há projetos planejados.

Fonte: EPE

O mapa da Figura 61 ilustra as informações apresentadas na matriz e sintetiza o resultado da análise integrada das interferências dos projetos sobre as sensibilidades regionais, indicando as fontes associadas a essas interferências e os temas socioambientais que devem ser observados com atenção quando da elaboração de estudos e projetos em cada região.

Figura 61 – Mapa síntese da análise socioambiental integrada



Fonte: EPE

Temas prioritários para a gestão ambiental

Além da indicação dos temas socioambientais que devem ser observados no processo de planejamento, acredita-se que a contribuição mais importante da análise socioambiental integrada do PDE é a seleção dos temas prioritários para a gestão ambiental. O objetivo é destacar aquelas questões capazes de aumentar a incerteza associada ao planejamento de empreendimentos importantes para a expansão da oferta de energia no país e, por esse motivo, impõem a necessidade de se canalizar os esforços para tratá-las de maneira adequada. Importa lembrar que a análise incorpora aspectos técnicos e jurídico-institucionais e considera a importância estratégica dos projetos para a segurança energética do país. Os temas selecionados como prioritários foram:

- *Populações indígenas.* A sua importância intrínseca e a complexidade do processo de gestão institucional necessário para lidar especialmente com a insegurança relacionada aos dispositivos legais e normativos que o regem justificam a prioridade desse tema. Ainda não se chegou a um processo que compreenda a efetiva participação das comunidades indígenas. Lidar com as diferenças culturais e de interesse que perpassam esse diálogo continua sendo um grande desafio para o setor.
- *Áreas protegidas.* A interferência direta ou indireta de importantes projetos de energia em UC é uma realidade que se desdobra em conflitos de caráter técnico e, principalmente, jurídico-institucional. O processo de negociação é complexo pois envolve diversos interesses e tem

como desafio compatibilizar a expansão da oferta de energia e a conservação da biodiversidade.

- *Biodiversidade aquática.* A necessidade de se antecipar estudos e pesquisas que permitam melhor compreensão da função ecológica dos ambientes aquáticos impactados pelos projetos de energia reforçam a importância desse tema. Apesar da realização de algumas ações nesse sentido, a incorporação dos resultados no processo de planejamento só será possível em médio e longo prazo.
- *Vegetação nativa.* Este tema se destaca na medida em que também é necessário aprofundar o conhecimento sobre as funções ecológicas dos ambientes terrestres, de modo a compreender melhor e avaliar os reais impactos dos grandes projetos de energia.

Vale observar que a gestão socioambiental dos temas prioritários acontece na maior parte dos casos em âmbito local/regional. Entretanto, espera-se que o somatório das medidas adotadas propicie um resultado de alcance global. Isto porque a expectativa é de uma matriz energética conforme apresentada neste PDE, com uma grande participação de fontes renováveis de energia ao final do horizonte, permitindo que o país atinja as metas de emissão de gases de efeito estufa estabelecidas na PNMC e nos acordos internacionais sobre clima.

No sentido de reforçar as recomendações apresentadas nas versões anteriores, é importante destacar que o desafio da gestão adequada dos temas prioritários deve ser enfrentado por meio da construção de um diálogo que possa subsidiar e integrar o planejamento de diferentes setores e possibilite a participação, em diferentes graus, das diversas entidades envolvidas direta e indiretamente no processo de planejamento, implantação e operação dos empreendimentos energéticos. O diálogo antecipado com as partes interessadas pode fornecer informações importantes para o planejamento e a tomada de decisão, além de minimizar futuros conflitos e resolver questões que sobrecarregam de forma equivocada o processo de licenciamento dos empreendimentos planejados.

Além da articulação política e institucional, é importante que sejam adotadas medidas e ações de acompanhamento e avaliação técnica orientadas para os temas prioritários nas fases de estudo, construção e operação os empreendimentos, de forma a possibilitar a futura retroalimentação do processo de planejamento.

O setor de energia continuará enfrentando uma série de desafios que, de alguma forma, estão relacionados a outros setores. O desenvolvimento do país pode ser impulsionado por uma melhor integração e compatibilização das diferentes políticas setoriais. Ressalta-se, assim, a pertinência da discussão das questões socioambientais em uma escala mais ampla que permita avaliar os reais riscos e oportunidades associadas às decisões sobre as diversas possibilidades de uso dos recursos disponíveis.

CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS

N Esta seção são apresentados os principais parâmetros macroeconômicos que serviram de base para os estudos deste Plano Decenal e suas correlações com os valores projetados de oferta e consumo de energia.

Em seguida são sintetizados os resultados da evolução da oferta interna de energia e da matriz energética entre 2015 e 2024, abrangendo as fontes primárias e secundárias, adotando a sistemática de contabilização do Balanço Energético Nacional – BEN.

Finalmente, em uma tabela resumo, é consolidado o conjunto de resultados das projeções, abrangendo as informações de economia e energia, de consumo final energético e de oferta interna de energia, bem como de dados da infraestrutura de geração e transmissão de energia elétrica e de transporte de gás natural. Complementando, é mostrada uma síntese dos investimentos associados à expansão da oferta de energia no período decenal.

Economia e Energia

Os principais indicadores relativos ao cenário econômico, à oferta e ao consumo de energia no horizonte decenal estão resumidos na Tabela 185. Importante destacar que as taxas de crescimento do 1º quinquênio e do decênio são calculadas tendo como referência o ano base de 2014.

Estima-se que, ao fim do período decenal, a oferta interna de energia atinja, aproximadamente, 400 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), que representa um crescimento médio anual de 2,7%. A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 4,2%, chegando ao fim de 2024 com uma oferta estimada em, aproximadamente, 940 TWh.

O consumo final energético é determinante para a evolução da oferta interna e apresenta-se, ao final de 2024, superior a 350 milhões de tep e com uma taxa média de crescimento de 2,9% ao ano.

Tabela 185 – Economia e energia – 2015-2024

Discriminação		2015	2019	2024	2014-2019	2019-2024	2014-2024
					Variação (% a.a.)		
População Residente	(10 ⁶ hab)	205,3	211,4	217,8	0,8%	0,6%	0,7%
PIB	(10 ⁹ R\$)	3.959	4.378	5.465	1,8%	4,5%	3,2%
	per capita (10 ³ R\$/hab)	19,3	20,7	25,1	1,0%	3,9%	2,5%
Oferta interna de energia	(10 ⁶ tep)	299,4	334,0	399,5	1,9%	3,6%	2,7%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,076	0,076	0,073	0,1%	-0,9%	-0,4%
	per capita (tep/hab)	1,458	1,580	1,834	1,1%	3,0%	2,0%
Oferta interna de eletricidade	(TWh)	637,6	739,3	940,8	3,4%	4,9%	4,2%
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	161,0	168,9	172,1	1,6%	0,4%	1,0%
	per capita (kWh/hab)	3.106	3.498	4.320	2,7%	4,3%	3,5%
Consumo final de energia	(10 ⁶ tep)	266,3	300,5	353,5	2,6%	3,3%	2,9%
	per capita (tep/hab)	1,297	1,422	1,623	1,8%	2,7%	2,2%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,067	0,069	0,065	0,8%	-1,2%	-0,3%

Fonte: EPE

Matriz Energética

A Tabela 186 apresenta a consolidação da evolução da oferta interna de energia nos dois quinquênios do período decenal. As energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 4,5%, destacando-se o crescimento de 11,8% na oferta de outras fontes renováveis (energia eólica, solar e biodiesel, entre outros).

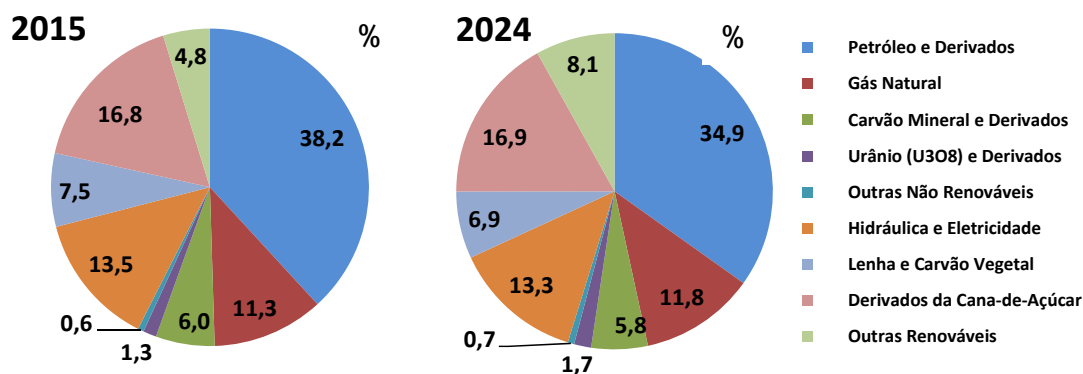
Tabela 186 – Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal

	2015		2019		2024		2014-2024
	mil tep	%	mil tep	%	mil tep	%	Variação (% a.a.)
Energia Não Renovável	172.074	57,5	183.717	55,0	218.793	54,8	1,7
Petróleo e Derivados	114.319	38,2	122.109	36,6	139.250	34,9	1,5
Gás Natural	33.949	11,3	33.305	10,0	46.956	11,8	1,3
Carvão Mineral e Derivados	17.941	6,0	19.320	5,8	22.991	5,8	2,7
Urânio (U3O8) e Derivados	4.038	1,3	6.858	2,1	6.986	1,7	5,6
Outras Não renováveis	1.827	0,6	2.125	0,6	2.609	0,7	3,7
Energia Renovável	127.289	42,5	150.246	45,0	180.659	45,2	4,1
Hidráulica e Eletricidade	40.417	13,5	45.073	13,5	53.270	13,3	4,3
Lenha e Carvão Vegetal	22.403	7,5	22.993	6,9	27.444	6,9	1,0
Derivados da Cana-de-Açúcar	50.212	16,8	60.171	18,0	67.586	16,9	3,5
Outras Renováveis	14.256	4,8	22.009	6,6	32.358	8,1	9,9
Total	299.362	100,0	333.964	100,0	399.452	100,0	2,7

Fonte: EPE

Destaca-se a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 38% em 2015 para 35% em 2024. Apesar do incremento na produção de petróleo bruto, as perspectivas de substituição da gasolina por etanol e do óleo combustível por gás natural são os principais determinantes da diminuição da participação ilustrada no Gráfico 139.

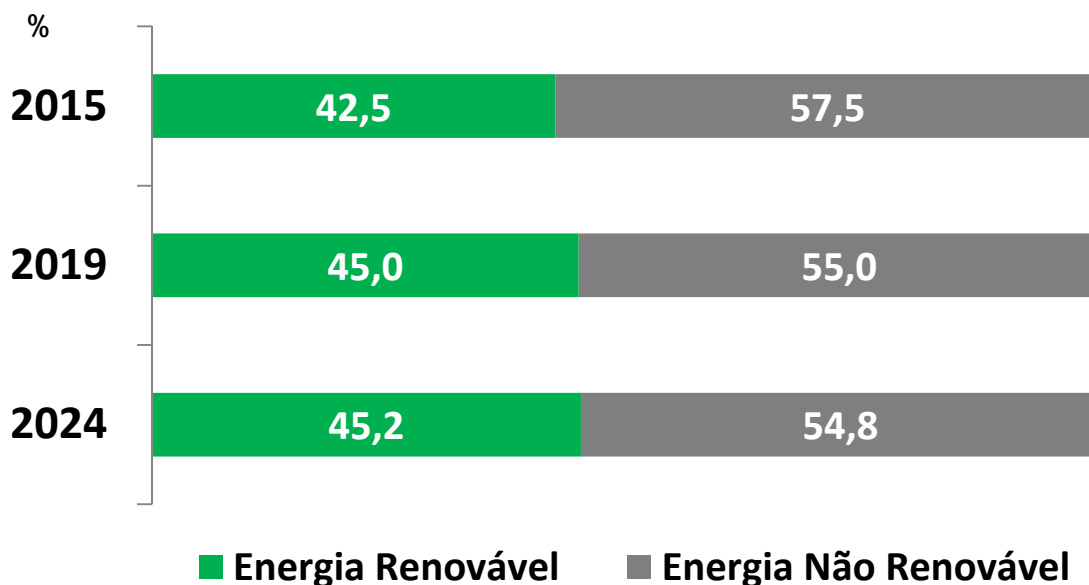
Gráfico 139 – Composição da oferta interna de energia por fonte nos próximos dez anos



Fonte: EPE

O Gráfico 140 ilustra a perspectiva de aumento do percentual de energias renováveis na matriz energética brasileira, alcançando 45,2% em 2024.

Gráfico 140 – Matriz energética brasileira: energia renovável e não-renovável



Fonte: EPE

No decorrer das últimas décadas, a diferença entre a demanda total de energia e a produção de energia primária vem mantendo uma trajetória decrescente. Conseqüentemente, ao longo dos próximos 10 anos, o Brasil passa a registrar energia excedente em sua matriz energética, de quase 100 milhões de tep em 2024, o que equivale a aproximadamente 20% da produção total de energia no País. Em outras palavras, neste horizonte, o Brasil deixa de ser importador líquido de energia e passa ao *status* de autossuficiente (ver Tabela 187).

Tabela 187 – Evolução da oferta de energia primária

Discriminação	2015	2019	2024	2014-2019	2019-2024	2014-2024
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda Total de Energia (A)	306.198	347.142	412.162	2,1	3,5	2,8
Consumo Final	266.315	300.477	353.498	2,5	3,3	2,9
Perdas ⁽¹⁾	39.883	46.665	58.664	0,0	4,7	2,3
Produção de Energia Primária (B)	295.485	379.603	509.968	6,8	6,1	6,5
Energia Excedente (B)-(A)	-10.714	32.462	97.806	-	-	-

Nota: (1) Energia não aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.
Fonte: EPE

A Tabela 188 mostra a evolução da oferta de energia na cadeia do petróleo, onde se observa um importante incremento na produção de petróleo bruto, com média anual de 8,2%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética de derivados de petróleo, que apresenta 1,6% de crescimento médio anual. Com isso, ao final do decênio, apresenta-se energia excedente de, aproximadamente, 120 milhões de tep na cadeia de petróleo brasileira.

Tabela 188 – Evolução da oferta de petróleo e derivados

Discriminação	2015	2019	2024	2014-2019	2019-2024	2019-2024
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda de Derivados de Petróleo (A)	122.717	133.083	153.543	0,4	2,9	1,6
Consumo Final	118.137	128.427	148.261	1,7	2,9	2,3
Transformação ⁽¹⁾	4.581	4.657	5.282	-17,7	2,6	-8,1
Perdas	98	147	151	-32,7	0,4	-17,8
Produção de Petróleo (B)	134.090	183.705	270.030	8,5	8,0	8,2
Petróleo Bruto	129.328	178.603	263.844	8,9	8,1	8,5
Líquidos de Gás Natural ⁽²⁾	1.213	1.212	1.658	-18,6	6,5	-6,9
Biodiesel ⁽³⁾	3.550	3.890	4.528	11,0	3,1	7,0
Energia Excedente (B)-(A)	11.373	50.622	116.487			

Notas: (1) Inclui geração de eletricidade, centrais petroquímicas e coquerias
(2) Líquidos de gás natural provenientes de gasodutos e UPGN
(3) Óleos vegetais para produção de biodiesel
Fonte: EPE

A Tabela 189 apresenta o balanço de gás natural projetado, onde se destaca o decréscimo nas importações e o expressivo crescimento na oferta de gás natural oriundo de Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) na segunda metade do decênio.

Quanto ao consumo, pode-se ressaltar o expressivo aumento do consumo de gás natural como matéria-prima (consumo não energético) para fabricação de fertilizantes e produção de hidrogênio em refinarias de petróleo. Com média de crescimento anual de 18%, projeta-se que o consumo não energético supere 11 milhões de m³/dia em 2024.

Assim, estima-se que o consumo final de gás natural aumentará, em média, 4,1% ao ano nos próximos dez anos, atingindo 77 milhões de m³/dia em 2024.

Tabela 189 – Balanço de gás natural seco

Discriminação	2015	2019	2024	2014-2019	2019-2024	2014-2024
	mil m ³ /dia			Variação (% a.a.)		
Oferta Total Esperada	79.336	73.973	104.203	-6,5%	7,1%	0,1%
UPGN	48.556	51.311	81.328	0,3%	9,6%	4,9%
Importação	30.780	22.662	22.875	-15,6%	0,2%	-8,0%
Consumo Total Esperado	79.336	73.973	104.203	-5,5%	7,1%	0,6%
Transformação em Eletricidade ⁽¹⁾	24.908	13.813	27.166	-21,6%	14,5%	-5,3%
Consumo final	54.428	60.159	77.037	3,2%	5,1%	4,1%
Consumo não energético	7.288	9.477	11.195	34,8%	3,4%	18,0%
Consumo energético	47.141	50.682	65.842	0,6%	5,4%	3,0%
Setor energético ⁽²⁾	9.766	11.454	19.104	-1,5%	10,8%	4,5%
Residencial	1.076	1.409	1.936	7,9%	6,6%	7,2%
Transportes	5.167	5.385	5.709	1,6%	1,2%	1,4%
Industrial	30.424	31.593	37.995	0,9%	3,8%	2,3%
Outros ⁽³⁾	708	842	1.098	4,3%	5,5%	4,9%

Notas: (1) Inclui autoprodução
(2) Não inclui o consumo em E&P
(3) Inclui os setores comercial, público e agropecuário
Fonte: EPE

Síntese dos Resultados

Apresenta-se a seguir a consolidação de resultados referentes a variações no período decenal de alguns dos parâmetros macroeconômicos, do consumo final energético e da oferta interna de energia, bem como de dados de infraestrutura de geração/transmissão de energia elétrica e de transporte de gás natural. Também é mostrada uma síntese dos valores de investimentos associados à expansão da oferta de energia, além de uma projeção do Balanço Energético Nacional para o ano de 2024.

	2014 ⁽¹⁾	2019	2024	1º Quinquênio		2º Quinquênio		Decênio		
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%	
Parâmetros Macroeconômicos										
PIB (10 ⁹ R\$ [2010])	4.007	4.378	5.465	371	9%	1.087	25%	1.459	36%	
População ⁽¹⁾ (10 ⁶ hab)	203,6	211,4	217,8	7,8	4%	6,4	3%	14,2	7%	
PIB per capita (10 ³ R\$/hab)	19,7	20,7	25,1	1,0	5%	4,4	21%	5,4	28%	
Oferta Interna de Energia per capita (tep/hab)	1,50	1,58	1,83	0,1	5%	0,3	16%	0,3	22%	
Oferta Interna de Energia por PIB (tep/10 ⁶ R\$)	76,3	76,3	73,1	0,0	0%	-3,2	-4%	-3,2	-4%	
Oferta Interna de Eletricidade por PIB (kWh/10 ³ R\$)	155,7	168,9	172,1	13,1	8%	3,3	2%	16,4	11%	
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ⁶ R\$)	76,3	76,3	73,1	0,0	0%	-3,2	-4%	-3,2	-4%	
Elasticidade-renda do consumo de energia ⁽²⁾				1,40		0,71		0,91		
Consumo Final⁽³⁾ (10⁶ tep)	265,9	300,5	353,5	34,6	13%	53,0	18%	87,6	33%	
<i>Gás Natural (10⁶ m³/dia)</i>	<i>57,8</i>	<i>65,6</i>	<i>82,1</i>	<i>7,8</i>	<i>14%</i>	<i>16,5</i>	<i>25%</i>	<i>24,3</i>	<i>42%</i>	
<i>Carvão Mineral e Coque (10⁶ t)</i>	<i>18,7</i>	<i>23,5</i>	<i>26,5</i>	<i>4,8</i>	<i>26%</i>	<i>3,0</i>	<i>13%</i>	<i>7,9</i>	<i>42%</i>	
<i>Lenha (10⁶ t)</i>	<i>53,8</i>	<i>50,5</i>	<i>54,2</i>	<i>-3,3</i>	<i>-6%</i>	<i>3,7</i>	<i>7%</i>	<i>0,4</i>	<i>1%</i>	
<i>Carvão Vegetal (10⁶ t)</i>	<i>6,1</i>	<i>6,8</i>	<i>8,5</i>	<i>0,7</i>	<i>11%</i>	<i>1,7</i>	<i>25%</i>	<i>2,4</i>	<i>39%</i>	
<i>Bagaço de Cana (10⁶ t)</i>	<i>134,3</i>	<i>163,0</i>	<i>177,4</i>	<i>28,7</i>	<i>21%</i>	<i>14,4</i>	<i>9%</i>	<i>43,1</i>	<i>32%</i>	
<i>Eletricidade (TWh)</i>	<i>530,9</i>	<i>616,5</i>	<i>790,9</i>	<i>85,6</i>	<i>16%</i>	<i>174,4</i>	<i>28%</i>	<i>260,0</i>	<i>49%</i>	
<i>Etanol (10⁶ m³)</i>	<i>26,1</i>	<i>35,7</i>	<i>42,1</i>	<i>9,6</i>	<i>37%</i>	<i>6,3</i>	<i>18%</i>	<i>15,9</i>	<i>61%</i>	
<i>Biodiesel (10⁶ m³)</i>	<i>2,6</i>	<i>4,4</i>	<i>5,1</i>	<i>1,8</i>	<i>69%</i>	<i>0,7</i>	<i>16%</i>	<i>2,5</i>	<i>96%</i>	
<i>Derivados de Petróleo (10⁶ m³)</i>	<i>114,7</i>	<i>119,9</i>	<i>131,0</i>	<i>5,2</i>	<i>5%</i>	<i>11,1</i>	<i>9%</i>	<i>16,3</i>	<i>14%</i>	
<i>Óleo Diesel</i>	<i>58,9</i>	<i>63,6</i>	<i>67,6</i>	<i>4,7</i>	<i>8%</i>	<i>4,0</i>	<i>6%</i>	<i>8,8</i>	<i>15%</i>	
<i>Óleo Combustível</i>	<i>4,3</i>	<i>4,2</i>	<i>4,8</i>	<i>0,0</i>	<i>-1%</i>	<i>0,6</i>	<i>14%</i>	<i>0,6</i>	<i>13%</i>	
<i>Gasolina</i>	<i>33,4</i>	<i>32,2</i>	<i>36,0</i>	<i>-1,2</i>	<i>-4%</i>	<i>3,8</i>	<i>12%</i>	<i>2,6</i>	<i>8%</i>	
<i>GLP</i>	<i>13,7</i>	<i>14,9</i>	<i>16,3</i>	<i>1,3</i>	<i>9%</i>	<i>1,4</i>	<i>9%</i>	<i>2,6</i>	<i>19%</i>	
<i>Querosene</i>	<i>4,4</i>	<i>5,0</i>	<i>6,3</i>	<i>0,5</i>	<i>11%</i>	<i>1,3</i>	<i>27%</i>	<i>1,8</i>	<i>41%</i>	
Oferta Interna de Energia (10⁶ tep)	305,6	334,0	399,5	28,4	9%	65,5	20%	93,9	31%	
<i>Petróleo (10³ barris/dia)</i>	<i>- Produção</i>	<i>2.255</i>	<i>3.450</i>	<i>5.097</i>	<i>1.196</i>	<i>53%</i>	<i>1.647</i>	<i>48%</i>	<i>2.843</i>	<i>126%</i>
	<i>- Exportação (*)</i>	<i>-168</i>	<i>-1.203</i>	<i>-2.582</i>	<i>-1.034</i>	<i>614%</i>	<i>-1.379</i>	<i>115%</i>	<i>-2.413</i>	<i>1433%</i>
<i>Gás Natural (10⁶ m³/dia)</i>	<i>- Produção⁽⁴⁾</i>	<i>87,4</i>	<i>106,6</i>	<i>144,4</i>	<i>19,2</i>	<i>22%</i>	<i>37,7</i>	<i>35%</i>	<i>57,0</i>	<i>65%</i>
	<i>- Importação (*)</i>	<i>52,9</i>	<i>22,7</i>	<i>22,9</i>	<i>-30,3</i>	<i>-57%</i>	<i>0,2</i>	<i>1%</i>	<i>-30,1</i>	<i>-57%</i>
<i>Óleo Diesel (10⁶ m³)</i>	<i>- Produção</i>	<i>50,1</i>	<i>57,1</i>	<i>64,0</i>	<i>7,0</i>	<i>14%</i>	<i>6,9</i>	<i>12%</i>	<i>13,9</i>	<i>28%</i>
	<i>- Importação/Exportação</i>	<i>10,3</i>	<i>7,0</i>	<i>11,2</i>	<i>-3,3</i>	<i>-32%</i>	<i>4,2</i>	<i>59%</i>	<i>0,8</i>	<i>8%</i>
<i>Óleo Combustível (10⁶ m³)</i>	<i>- Produção</i>	<i>16,8</i>	<i>15,8</i>	<i>15,3</i>	<i>-1,0</i>	<i>-6%</i>	<i>-0,4</i>	<i>-3%</i>	<i>-1,5</i>	<i>-9%</i>
	<i>- Exportação</i>	<i>-8,1</i>	<i>-11,3</i>	<i>-10,2</i>	<i>-3,2</i>	<i>40%</i>	<i>1,0</i>	<i>-9%</i>	<i>-2,2</i>	<i>27%</i>
<i>Gasolina (10⁶ m³)</i>	<i>- Produção</i>	<i>30,2</i>	<i>29,4</i>	<i>32,9</i>	<i>-0,7</i>	<i>-2%</i>	<i>3,5</i>	<i>12%</i>	<i>2,8</i>	<i>9%</i>
	<i>- Exportação</i>	<i>1,7</i>	<i>2,8</i>	<i>3,1</i>	<i>1,0</i>	<i>60%</i>	<i>0,3</i>	<i>9%</i>	<i>1,3</i>	<i>75%</i>
<i>GLP (10⁶ m³)</i>	<i>- Produção</i>	<i>10,1</i>	<i>14,3</i>	<i>18,6</i>	<i>4,2</i>	<i>42%</i>	<i>4,3</i>	<i>30%</i>	<i>8,5</i>	<i>84%</i>
	<i>- Importação</i>	<i>3,7</i>	<i>0,6</i>	<i>-2,3</i>	<i>-3,1</i>	<i>-83%</i>	<i>-2,9</i>	<i>-465%</i>	<i>-6,0</i>	<i>-161%</i>
<i>Querosene (10⁶ m³)</i>	<i>- Produção</i>	<i>6,1</i>	<i>6,6</i>	<i>9,4</i>	<i>0,5</i>	<i>8%</i>	<i>2,8</i>	<i>43%</i>	<i>3,3</i>	<i>54%</i>
	<i>- Exportação</i>	<i>-1,5</i>	<i>-1,6</i>	<i>-3,1</i>	<i>0,0</i>	<i>3%</i>	<i>-1,5</i>	<i>93%</i>	<i>-1,5</i>	<i>99%</i>
<i>Etanol (10⁶ m³)</i>	<i>- Produção</i>	<i>28,5</i>	<i>37,7</i>	<i>43,9</i>	<i>9,2</i>	<i>32%</i>	<i>6,2</i>	<i>16%</i>	<i>15,4</i>	<i>54%</i>
	<i>- Exportação</i>	<i>-0,5</i>	<i>-2,0</i>	<i>-1,8</i>	<i>-1,5</i>	<i>302%</i>	<i>0,1</i>	<i>-7%</i>	<i>-1,3</i>	<i>275%</i>
<i>Eletricidade (TWh)</i>	<i>- Produção+importação</i>	<i>624,0</i>	<i>739,3</i>	<i>940,8</i>	<i>115</i>	<i>18%</i>	<i>201</i>	<i>27%</i>	<i>317</i>	<i>51%</i>

	2014 ^(*)	2019	2024	1º Quinquênio		2º Quinquênio		Decênio	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Sistema Interligado Nacional ⁽⁵⁾ (GW)	132,9	171,9	206,4	39,0	29%	34,6	20%	73,6	55%
<i>Hidráulica ⁽⁶⁾</i>	89,8	109,0	117,0	19,3	21%	7,9	7%	27,2	30%
<i>Nuclear</i>	2,0	3,4	3,4	1,4	71%	0,0	0%	1,4	71%
<i>Térmica ⁽⁷⁾</i>	19,6	23,3	29,6	3,7	19%	6,3	27%	10,0	51%
<i>PCH+Biomassa+Eólica+Solar</i>	21,5	36,1	56,4	14,7	68%	20,3	56%	35,0	163%
Transmissão de Energia Elétrica ⁽⁸⁾									
Linhas de Transmissão (km)	119.427	157.755	195.155	38.328	32%	37.400	24%	75.728	63%
Subestações (MVA)	305.618	412.368	493.776	106.750	35%	81.408	20%	188.158	62%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos) ⁽⁹⁾	9.410	9.815	9.815	405	4%	0	0%	405	4%

Notas:

(*) Os valores de consumo final e de oferta interna de energia correspondem a resultados do Balanço Energético Nacional 2013.

(**) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente.

(1) Estimativa para a população residente em 31 de dezembro de cada ano.

(2) O valor de elasticidade-renda refere-se à sua média nos períodos indicados.

(3) Consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial, público. Também inclui consumo no setor energético (E&P, refinarias e movimentação do sistema) e consumo como matéria-prima. Não inclui o consumo para geração de eletricidade.

(4) Produção esperada, estimada com base na disponibilidade projetada de gás natural seco em UPGNs.

(5) Valores de capacidade instalada em dezembro de 2014, incluindo as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados, com previsão de interligação dentro do horizonte do estudo e considerando a motorização das usinas. Não inclui a capacidade instalada nos pontos de consumo (autoprodução).

(6) Inclui as parcelas nacional e importada da geração da UHE Itaipu.

(7) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustível e diesel, gás industrial.

(8) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.

(9) Não inclui gasodutos de transporte em fase de planejamento que ainda não foram propostos pelo MME.

Síntese das estimativas de investimentos

	R\$ bilhões	
	Período 2015-2024	%
Oferta de Energia Elétrica	376	26,7%
Geração ⁽¹⁾	268	19,0%
Transmissão ⁽²⁾	108	7,7%
Petróleo e Gás Natural	993	70,6%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	961	68,3%
Oferta de Derivados de Petróleo	25	1,8%
- Refino	17	1,2%
- Infraestrutura de transporte	8	0,6%
Oferta de Gás Natural	7	0,5%
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	39	2,6%
Etanol - Usinas de produção	31	2,2%
Etanol - Infraestrutura dutoviária e portuária	7	0,5%
TOTAL	1.407	100%

Notas:

(1) Inclui usinas já concedidas e autorizadas, entre elas, as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova.

(2) Inclui instalações já licitadas que entrarão em operação no período decenal.

(3) Taxa de câmbio referencial: R\$ 2,65 / US\$ (comercial - fim de período, média de compra e venda, dezembro/2014).

Matriz Energética Nacional – 2024

Apresenta-se a projeção da Matriz Energética Nacional visualizada para o ano final do período decenal (2024).

PROJEÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL – ANO 2024

CONSOLIDADO - 2024 (10 ³ tep)	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA													TOTAL				
	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U-235	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS DE COQUERIA	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTIDO NO UZ	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANIDRIDO E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO		PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	ALCATRAO	ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL	
PRODUÇÃO	263.844	52.319	4.089	0	6.986	51.786	27.444	68.532	34.967	509.968	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	509.968
IMPORTAÇÃO	7.857	7.347	6.119	11.267	0	0	0	0	0	32.590	10.627	0	2.351	0	3.313	928	0	1.517	0	1.484	0	281	1.722	5.925	0	0	28.150	60.739
VARIAÇÃO DE ESTOQUES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
OFERTA TOTAL	271.701	59.667	10.207	11.267	6.986	51.786	27.444	68.532	34.967	542.558	10.627	0	2.351	0	3.313	928	0	1.517	0	1.484	0	281	1.722	5.925	0	28.150	570.708	
EXPORTAÇÃO	-141.494	0	0	0	0	0	0	0	0	-141.494	-1.166	-9.813	0	-1.386	0	3.459	0	0	0	0	0	-1.227	0	0	0	-17.051	158.546	
NÃO-APROVEITADA	0	-1.671	0	0	0	0	0	0	0	-1.671	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.671	
REINJEÇÃO	0	-11.040	0	0	0	0	0	0	0	-11.040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11.040	
OFERTA INTERNA BRUTA	130.207	52.327	10.207	11.267	6.986	51.786	27.444	68.532	34.967	388.353	9.461	-9.813	2.351	-1.386	3.313	2.531	0	1.517	0	1.484	0	-946	1.722	5.925	0	11.099	399.452	
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-130.207	-25.740	-5.294	-11.267	-6.986	-51.786	-10.635	-30.747	-23.558	-290.849	57.931	14.441	25.354	11.357	3.233	7.695	1.813	8.805	0	79.421	5.506	22.741	13.541	5.667	281	257.786	-33.062	
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-130.207	0	0	0	0	0	0	0	-1.658	-131.865	54.290	14.694	24.634	6.193	5.868	7.695	0	0	0	0	0	0	13.599	4.794	0	131.767	-98	
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	-7.759	0	0	0	0	0	0	980	-6.779	0	0	0	4.977	0	0	0	0	0	0	0	0	0	873	0	5.850	-929	
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COQUERIAS	0	0	0	-11.267	0	0	0	0	0	-11.267	0	0	0	0	0	2.415	8.805	0	0	0	0	0	-830	0	281	10.671	-595	
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.986	0	0	0	0	-6.986	0	0	0	0	0	0	0	6.881	0	0	0	0	0	0	0	6.881	-105	
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-7.838	-5.107	0	0	-51.251	0	-4.978	-13.540	-82.713	-5	-26	0	0	0	0	0	6.881	71.646	0	0	0	0	0	0	64.734	-17.979	
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-4.095	-187	0	0	-535	-246	-2.994	-5.717	-13.773	-656	-227	0	0	0	-602	0	0	7.775	0	0	-903	0	0	0	5.387	-8.386	
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-10.389	0	0	-10.389	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.506	0	0	0	0	0	5.506	-4.883	
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-22.776	0	-22.776	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22.741	0	0	0	0	22.741	-34	
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-678	0	0	0	0	0	0	-3.624	-4.301	4.301	0	719	187	2.635	0	0	0	0	0	0	0	1.676	0	0	4.249	-53	
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.891	0	0	0	0	0	0	-12.891	-12.891	
CONSUMO FINAL	0	26.587	4.913	0	0	0	16.809	37.786	11.410	97.504	67.392	4.628	27.705	9.972	6.546	5.164	1.813	10.322	0	68.014	5.506	21.795	15.263	11.592	281	255.994	353.498	
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	3.596	0	0	0	0	0	0	0	3.596	0	0	0	6.546	8	0	0	0	0	0	965	472	11.592	161	19.744	23.340		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	22.991	4.913	0	0	0	16.809	37.786	11.410	93.909	67.392	4.628	27.705	9.972	0	5.156	1.813	10.322	0	68.014	5.506	20.830	14.792	0	119	236.249	330.158	
SETOR ENERGÉTICO	0	7.979	0	0	0	0	0	17.502	0	25.481	2.752	397	0	86	0	0	212	0	0	6.965	0	0	4.936	0	0	15.348	40.829	
RESIDENCIAL	0	622	0	0	0	0	4.368	0	0	4.990	0	0	0	7.769	0	0	0	0	0	16.959	325	0	0	0	0	25.053	30.043	
COMERCIAL	0	353	0	0	0	0	109	0	0	461	7	23	0	600	0	0	0	0	0	12.711	93	0	0	0	0	13.435	13.896	
PÚBLICO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	10	0	293	0	0	0	0	0	4.178	0	0	0	0	0	4.484	4.484	
AGROPECUÁRIO	0	0	0	0	0	0	2.324	0	0	2.324	7.205	35	0	14	0	0	0	0	0	3.293	10	18	0	0	0	10.575	12.899	
TRANSPORTES	0	1.834	0	0	0	0	0	0	0	1.834	56.138	1.240	27.705	0	0	5.153	0	0	0	287	0	20.812	0	0	0	111.334	113.168	
INDUSTRIAL	0	12.204	4.913	0	0	0	10.009	20.283	11.410	58.819	1.287	2.922	0	1.209	0	3	1.601	10.322	0	23.622	5.078	0	9.856	0	119	56.019	114.838	
AJUSTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Notas: (1) produção esperada de gás natural em função da projeção de processamento em plantas de gás natural.
 (2) A importação de eletricidade corresponde ao montante excedente de Itaipu pertencente ao Paraguai.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
Capítulo I – Premissas básicas	
[1]	ABAL [Associação Brasileira do Alumínio]. Anuário Estatístico 2011. São Paulo: ABAL, 2011.
[2]	ACEA [European Automobile Manufacturers Association]. The Automobile Industry Pocket Guide 2012. Bélgica: ACEA, setembro 2012.
[3]	ANFAVEA [Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores]. Anuário Estatístico 2012. São Paulo: ANFAVEA, 2012.
[4]	BACEN [Banco Central do Brasil]. Relatório de Inflação. Volume 16. Número 1. Brasília: BACEN, março de 2014.
[5]	CHENERY, H. Industrialization and growth. World Bank staff working papers, no. 539. World Bank: Washington, 1982.
[6]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Balanço Energético Nacional 2013 – ano base 2012. Rio de Janeiro: EPE, 2013.
[7]	FMI [Fundo Monetário Internacional]. Disponível em < http://www.fmi.org >. Acesso em jan. 2015.
[8]	IBGE (2013) [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. Projeção da População do Brasil por sexo e idade: 2000-2060. Rio de Janeiro: IBGE, 2013.
[9]	IBGE (2014) [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. Pesquisa Industrial Mensal. Rio de Janeiro: IBGE, set. 2014.
[10]	IBGE (2015) [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. Contas Nacionais Trimestrais. Rio de Janeiro: IBGE, mai. 2015.
[11]	GAZZONI, D L. As Razões da Escalada de Preços das Commodities Agrícolas. Goethe Institute. Disponível em < http://www.goethe.de/ins/br/sab/prj/rap/sim/bio/raz/ptindex.htm >.
[12]	LAMONICA, M. T.; FEIJÓ, C. A. Indústria de transformação e crescimento: uma interpretação para o desempenho da economia brasileira nos anos 1990 e 2000. Revista Economia e Tecnologia, vol. 9, nº 1.
[13]	PROCEL/ELETRONBRAS – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso – ano base 2005. Classe residencial - Relatório Brasil. Rio de Janeiro, 2007.
Capítulo II – Demanda de energia	
[14]	ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. Glossário. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/ >.
[15]	ANFAVEA [Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores]. http://www.anfavea.com.br/tabelas.html
[16]	CNI [Confederação Nacional da Indústria]. Eficiência Energética na Indústria. < http://www.cni.org.br >. Acesso em setembro/2009.
[17]	EPE. Balanço Energético Nacional 2013 – ano base 2012. Rio de Janeiro: EPE, 2013.
[18]	EPE, 2013. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2022. Rio de Janeiro: EPE, 2013. Disponível em: http://www.epe.gov.br/default.aspx
[19]	EPE, 2013. Projeções de Demanda de Energia Elétrica - 10 anos (2014-2023): EPE, 2014. Disponível em: http://www.epe.gov.br/default.aspx
[20]	EPE/ONS. Nota Técnica DEA 12/13 – ONS 071/2013 (maio/2013). 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2013-2017. (EPE/ONS, 2013a)
[21]	EPE/ONS. Nota Técnica DEA 17/13 – ONS 114/2013 (setembro/2013) 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional 2013-2017. (EPE/ONS, 2013b).
[22]	MME/FDTE [Ministério das Minas e Energia/Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia]. Balanço de Energia Útil 2005. Brasília, 2005.
[23]	Ministério dos Transportes [MT]. Plano Nacional de Logística e Transportes. Apresentação realizada no 11º Transpo-Sul - Feira e Congresso de Transporte e Logística. Brasília, 03 de julho de 2009.
[24]	Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão/Secretaria de Orçamento Federal [MPOG/SOF]. Projeto de Lei de Diretrizes Orçamentárias – PLDO 2014. Brasília, 2013.
Capítulo III – Geração de energia elétrica	
[25]	EPE. Custo Marginal de Expansão CME: Metodologia e Cálculo – 2014. Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-052/2014-r1. Rio de Janeiro, 2014.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[26]	CPAMP. "Desenvolvimento, implementação e testes de validação das metodologias para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço", MME (Coordenação), CCEE, ONS, EPE, ANEEL, CEPEL, Brasília, julho 2013.
[27]	ANEEL. Audiência Pública ANEEL 086/2013: Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2013&attIdeFasAud=811&id_ar ea=13&attAnoFasAud=2013 . Acessado em 18/06/2014.
[28]	EPE. Atualização do Valor para Patamar Único de Custo de Déficit - 2013. Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-007/2013-r0.
Capítulo IV – Transmissão de energia elétrica	
[29]	"Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão, CCPE/CTET - Janeiro/2001".
[30]	EPE- DEE-DEA-RE-001_2014-rev0 – "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia"
[31]	EPE- DEE-DEA-RE-002_2014-rev1 – "Reforços para suprimento à SE Bandeirantes 345 kV"
[32]	EPE-DEE--NT-016_2014-rev1 – "Avaliação de Obras Emergenciais e Estruturantes para Atendimento à Cuiabá"
[33]	EPE-DEE- RE-024_2014-rev0 – "Estudo para Escoamento de Geração Eólica na Subestação Pindaí"
[34]	EPE-DEE- RE-003_2014-rev0 – "Estudo de Acesso da CPFL Piratininga para atendimento à SABESP – Sistema Produtor São Lourenço"
[35]	EPE-DEE- RE-025_2014-rev0 – "Estudo de atendimento à região Mantiqueira do Estado de Minas Gerais"
[36]	EPE-DEE- RE-021_2014-rev1 – "Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Sul e Oeste de Minas Gerais"
[37]	EPE-DEE-RE RE-023_2014-rev0 – "Estudo de suprimento à região de Caxias"
[38]	EPE-DEE- RE-030_2014-rev0 - "Estudo de Atendimento Elétrico ao Litoral Norte do Rio Grande do Sul"
[39]	EPE-DEE-PT-036_2014-rev0 – " ESTUDO DE INTEGRAÇÃO DO COMPLEXO DE PCHS CAMPOS DE CIMA DA SERRA"
[40]	EPE-DEE--DEA-RE-003_2013-rev2 – "Suprimento à Palmas"
[41]	EPE-DEE-RE-047_2014-rev0 – "Atendimento Médio Parnaíba e Boa Esperança"
[42]	EPE-DEE-NT-057_2014-rev0 – "Diagnóstico da Transformação 440/230 kV em Taubaté"
[43]	EPE-DEE--NT-060_2014-rev0 – "Avaliação para mudança de configuração da LT 440 kV Fernão Dias – Cabreúva"
[44]	EPE-DEE-RE-008-2014-rev2 – "Estudo de Atendimento a Região Sul da Bahia"
[45]	EPE-DEE-RE-040_2014-rev0 – "Relatório PET 2014-2019 – 1º semestre"
[46]	EPE-DEE-RE-041_2014-rev0 – "Relatório PELP 2020 – 1º semestre"
[47]	EPE-DEE-RE-090-2014-rev0 - "Estudo de Suprimento às Cargas da SE Sobral II e Escoamento de Geração Eólica na SE Acaraú II"
[48]	EPE-DEE-DEA-RE-002_2013-rev3 – " Estudo para Dimensionamento das ICGs referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-5 de 2011 e Reforços na Rede Básica nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia"
[49]	EPE-DEE-NT-102_2014-rev0 – " Nova modularização da SE 230/138 kV Anhanguera"
[50]	EPE-DEE-NT-039_2014-rev1 – "Diagnóstico das Transformações de Fronteira da Área Rio de Janeiro"
[51]	EPE-DEE-RE-137-2013-rev1 – "Estudo de Atendimento aos Estados de Sergipe e Alagoas"
[52]	EPE-DEE-RE-053_2013-rev2 – "Reforços associados ampliação da UHE Santo Antônio"
[53]	EPE-DEE-RE-086-2014-rev1 – "Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina Região de Florianópolis"

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[54]	EPE-DEE-RE-104-2014-rev0 – “Relatório PET 2014-2019 – 2º semestre”
[55]	EPE-DEE-RE-105-2014-rev0 – “Relatório PELP 2020 – 2º semestre”
[56]	EPE-DEE-RE-061-2014-rev1 – “Estudo de Suprimento à Região de Santana do Araguaia”
[57]	EPE-DEE-DEA-RE-006-2013-rev3 - “Estudo Prospectivo para Avaliação da Integração do Potencial Eólico do RS”
[58]	EPE-DEE-RE-133-2013-rev3 - “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Minas Gerais - Período Pré-Tapajós”
[59]	EPE-DEE-NT-131_2014-rev0 – “ Nova modularização da SE 230/69 kV Planalto”
[60]	EPE-DEE-RE-085-2014-rev0 - “Sistema de Conexão Elétrica dos Empreendimentos de Geração Hidrelétrica”
[61]	EPE-DEE-RE-136-2014-rev0 – “Expansão da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste - Elo de Corrente Contínua ± 800 kV Xingu –Terminal Rio”- Relatório R2
[62]	EPE-DEE-RE-147_2014-rev0 – “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste”
[63]	EPE-DEE-RE-148-2014-rev0-SMA – “Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste”
[64]	EPE-DEE-DEA-RE-001_2013-rev1 – “Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará”
[65]	EPE-DEE-RE-168_2014-rev0 – “Estudo de Atendimento Elétrico à Região do Baixo Araguaia - Mato Grosso”
[66]	EPE-DEE-RE-188_2014-rev0 – “Estudo de Suprimento à Região do Alto Médio Canindé (PI) e Sertão do Araripe (PE)”
[67]	EPE-DEE-RE-032_2015-rev0 - “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Regiões Norte e Noroeste”
[68]	EPE-DEE-RE-008_2015-rev1 – “Estudo de Compensação Reativa das Redes de 440 kV e 500 kV do Estado de São Paulo”
[69]	EPE-DEE-RE-024_2015-rev0 - “Atendimento elétrico ao estado do Rio Grande do Sul Região do Vale dos Sinos”
[70]	EPE-DEE-RE-021_2015-rev0 – “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico dos Estados do Maranhão, Piauí e Ceará”
[71]	EPE-DEE-RE-022_2015-rev0 – “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de São Luís”
[72]	EPE-DEE-RE-033_2015-rev0 – “Programa de Expansão da Transmissão – ciclo 2015 – 1º semestre”
[73]	EPE-DEE-RE-034_2015-rev0 - “Plano de Expansão de Longo Prazo – 2021 -2030 – 1º semestre”
[74]	EPE-DEE-RE-064_2015-rev0 – “Estudo de Suprimento às Cargas da Zona da Mata Norte de Pernambuco e do Litoral Sul Paraibano”
[75]	EPE-DEE-RE-069_2015 – rev0 – “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Mato Grosso do Sul”
[76]	EPE-DEE-NT-085_2015-rev0 – “Diagnóstico da Transformação 345-88 kV da SE Norte”
[77]	EPE-DEE-RE-146/2014-rev0 – “Expansão das Interligações N-SE e NE-SE para Atender a Cenários Extremos de Exportação das Regiões N e NE – Concepção Inicial de Alternativas.”
Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural	
[78]	ANP (ANP, 2014). Participações governamentais e de terceiros. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/?id=518 >. Acesso em: 10 nov. 2014.
[79]	BETTINI, C.; SILVA, R.R. Forecasting Petroleum Production with a Model Based from Discharge Process. AAPG 2009 (American Association of Petroleum Geologists), International Conference & Exhibition; 2009 nov. 15-18; Rio de Janeiro-RJ.
[80]	BP (2014). <i>BP Statistical Review of World Energy</i> . Disponível em: < http://www.bp.com/statisticalreview >.
[81]	EPE (2012). <i>Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás</i> . Disponível em: < ">http://epe.gov.br/Petroleo/Paginas/EPEeMMElan%C3%A7amoestudodeZoneamentoNacionaldeRecursosde%C3%93leoG%C3%A1s.aspx?CategoriaID=> >. Acesso em: 10 nov. 2014.
[82]	EPE (2014). Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2023. Rio de Janeiro: EPE, 2014. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/default.aspx >.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[83]	PETROBRAS (2014). Plano de Negócios e Gestão 2014-2018. Apresentação... Rio de Janeiro: [], 26 fev. 2014.
[84]	PETROBRAS (2015). Plano de Negócios e Gestão 2015-2019. Apresentação... Rio de Janeiro: [], 29 junho 2015.
Capítulo VI – Oferta de derivados de petróleo	
[85]	ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural: 2015 . Rio de Janeiro, 2015c. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 03 ago. 2015.
[86]	_____. Autorização ANP nº 5, de 09 de janeiro de 2015e. Autoriza, na Refinaria Presidente Getúlio Vargas - REPAR, a operação de unidades e suas respectivas capacidades nominais. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 12 jan. 2015. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[87]	_____. Autorização ANP nº 80, de 23 de fevereiro de 2015f. Autoriza, na Refinaria Alberto Pasqualini - REFAP, a operação de unidades e suas respectivas capacidades nominais. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 24 fev. 2015. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[88]	_____. Autorização ANP nº 191, de 31 de março de 2015g. Autoriza, na Refinaria Duque de Caxias - REDUC, a operação de unidades e suas respectivas capacidades nominais. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 01 abr. 2015. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[89]	_____. Autorização ANP nº 506, de 03 de dezembro de 2014. Autoriza a operação de unidades da Refinaria Abreu e Lima (RNEST). Diário Oficial da União , Brasília, DF, 04 dez. 2014. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 20 mar. 2015.
[90]	_____. Dados Estatísticos Mensais , 2015d. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[91]	_____. Despacho ANP nº 847, de 19 de junho de 2015a. Atualiza os Anexos II e III da Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 2000. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 22 jun. 2015. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 30 jun. 2015.
[92]	_____. Portaria ANP nº 9, de 21 de janeiro de 2000b. Define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para a apropriação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 24 jan. 2000. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[93]	_____. Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 2000a. Estabelece os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 30 ago. 2000. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[94]	_____. Resolução ANP nº 38, de 9 de dezembro de 2009. Estabelece as especificações de gasolina comercial destinada aos veículos automotores homologados segundo os critérios fixados para a fase L-6 do PROCONVE. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 10 dez. 2009. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[95]	_____. Resolução ANP nº 45, de 20 de dezembro de 2012. Regulamenta as especificações do óleo diesel de uso não rodoviário. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 21 dez. 2012. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[96]	_____. Resolução ANP nº 50, de 23 de dezembro de 2013. Regulamenta as especificações do óleo diesel de uso rodoviário. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 24 dez. 2013. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[97]	_____. Resolução ANP nº 52, de 29 de dezembro de 2010. Estabelece as especificações dos combustíveis aquaviários comercializados pelos diversos agentes econômicos em todo o território nacional. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 30 dez. 2010. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[98]	_____. Preços de Produtores , 2015b. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 11 mai. 2015.
[99]	BRASIL. 11º Balanço do PAC 2 . Brasília: Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, 2014b. Disponível em: http://www.pac.gov.br/sobre-o-pac/divulgacao-do-balanco . Acesso em: 08 abr. 2015.
[100]	_____. Decreto nº 5.448, de 20 de maio de 2005a. Regulamenta o § 1º do art. 2º da Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, que dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira, e dá outras providências. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 24 maio 2005. Disponível em: < www.planalto.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[101]	_____. Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993. Dispõe sobre a redução de emissão de poluentes por veículos automotores e dá outras providências. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 01 nov. 1993. p. 16.313. Disponível em: < www.planalto.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[102]	_____. Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005b. Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 14 jan. 2005. p.8. Disponível em: < www.planalto.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[103]	_____. Lei nº 12.815, de 5 de junho de 2013. Dispõe sobre a exploração direta e indireta pela União de portos e instalações portuárias e sobre as atividades desempenhadas pelos operadores portuários. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 5 jun. 2013. p.1. Disponível em: < www.planalto.gov.br >. Acesso em: 20 ago. 2015.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[104]	_____. Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014a. Dispõe sobre a adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel comercializado com o consumidor final e dá outras providências. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 25 set. 2014. p. 3. Disponível em: < www.planalto.gov.br >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[105]	CNPE - Conselho Nacional de Política Energética. Resolução CNPE nº 4, de 5 dezembro de 2001. Implementa política de preço favorecendo o uso de GLP para a população de baixa renda. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 25 jan. 2002. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[106]	_____. Resolução CNPE nº 4, de 24 novembro de 2005. Reconhece como de interesse para a política energética nacional a prática de preços diferenciados para o gás liquefeito de petróleo - GLP destinado ao uso doméstico e acondicionado em recipientes transportáveis de capacidade de até 13 kg. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 05 dez. 2005. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[107]	EIA - U.S. Energy Information Administration. Petroleum and Other Liquids: U.S. Net Imports by Country . Washington, DC., 2015. Disponível em: < www.eia.gov >. Acesso em: 06 ago. 2015.
[108]	ESMAP - Energy Sector Management Assistance Programme. Crude oil price differentials and differences in oil qualities - a statistical analysis . Report. Washington, DC, 2005. Disponível em: < http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/08105.Technical%20Paper_Crude%20Oil%20Price%20Differentials%20and%20Differences%20in%20Oil%20Qualities%20A%20Statistical%20Analysis.pdf >. Acesso em: 11 ago. 2014.
[109]	IEA - International Energy Agency. World Energy Outlook 2014 . Paris, 2014. Disponível em: < http://www.iea.org >. Acesso em: 06 ago. 2015
[110]	IMO - International Maritime Organization. International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL) . Disponível em: < http://www.imo.org/About/Conventions/ListOfConventions/Pages/International-Convention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-(MARPOL).aspx >. Acesso em: 19 mai. 2015.
[111]	MAPA - Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Portaria MAPA nº 75, de 05 de março de 2015. Fixa, o percentual obrigatório de adição de etanol anidro combustível à gasolina. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 06 mar. 2015. Disponível em: < www.mapa.gov.br >. Acesso em: 14 abr. 2015.
[112]	OPEC - Organization of the Petroleum Exporting Countries. 2014 World Oil Outlook . Viena, 2015. Disponível em: < www.opec.org >. Acesso em: 06 ago. 2015
[113]	PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S. A. Abastecimento Corporativo/Gerência de Relacionamento Externo . Atualização de dados, jul. 2015e.
[114]	_____. Divulgação de informações não revisadas . 3º trimestre de 2014. Rio de Janeiro, 29 jan. 2015c. Disponível em: < http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros#topo.htm >. Acesso em: 23 fev. 2015.
[115]	_____. Fatos e Dados: Comperj e RNEST . Rio de Janeiro: Petrobras - Blog Fatos e Dados, 2015b. Disponível em: < http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/comperj-e-rnest-resposta-ao-globo.htm >. Acesso em: 03 ago. 2015.
[116]	_____. Fatos e Dados: Esclarecimentos sobre a Refinaria Abreu e Lima . Rio de Janeiro: Petrobras - Blog Fatos e Dados, 2015d. Disponível em: < http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/esclarecimento-sobre-a-refinaria-abreu-e-lima.htm >. Acesso em: 03 ago. 2015.
[117]	_____. Fatos e Dados: Primeiro trem da Refinaria Abreu e Lima já tem 87,5% de avanço físico . Rio de Janeiro: Petrobras - Blog Fatos e Dados, 2014b. Disponível em: < http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/primeiro-trem-da-refinaria-abreu-e-lima-ja-tem-87-5-de-avanco-fisico.htm >. Acesso em: 06 ago. 2015.
[118]	_____. Plano Estratégico 2030 e Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 . Rio de Janeiro, 2014a. Disponível em: < http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/webcast-resultados-2013-plano-estrategico-2030-e-png-2014-2018.htm >. Acesso em: 23 fev. 2015.
[119]	_____. Plano de Negócios e Gestão 2015 - 2019 . Rio de Janeiro, 2015a. Disponível em: < http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao >. Acesso em: 23 jul. 2015.
[120]	_____. Prospectus supplement dated June 27, 2003 to prospectus dated August 14, 2002 . 2003. Risk factors. p. S-17-S-20. Disponível em: < http://www.investidorpetrobras.com.br/en/shares-and-indebtedness/prospectus/senior-notes/senior-notes.htm > Acesso em: 11 ago. 2014.
[121]	_____. Prospectus supplement dated September 23, 2010 to prospectus dated December 11, 2009 . 2010. Risk factors. p. S-34. Disponível em: < http://www.investidorpetrobras.com.br/data/files/8A78D68433C76DA80133D1F0F67A2256/Final%20prospectus%20Supplement.pdf > Acesso em: 11 ago. 2014.
[122]	PRADA JUNIOR, A. F. Combustíveis marítimos: panorama atual e perspectivas no Brasil e no mundo . Apresentação realizada pela Petrobras no 10º FÓRUM DE DEBATES SOBRE QUALIDADE E USO DE COMBUSTÍVEIS, Rio de Janeiro, abr. 2014; Instituto Brasileiro de Petróleo/IBP, 19 mai. 2015.
[123]	TRANSPETRO - Petrobras Transporte S. A.. Acordo para Intercâmbio e Cooperação Técnica entre EPE e Transpetro . Atualização de dados, 2014.
[124]	_____. Frota Transpetro . 2015a. Disponível em: < http://www.transpetro.com.br/pt_br/areas-de-negocios/transporte-maritimo/frota-transpetro.html > Acesso em: 8 jun. 2015.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[125]	_____. Terminais e Oleodutos . 2015b. Disponível em: < http://www.transpetro.com.br/pt_br/fale-conosco/canal-do-cliente/informacoes-em-atendimento-a-anp/terminais-e-oleodutos.html > Acesso em: 8 jun. 2015.
Capítulo VII – Oferta de gás natural	
[126]	AGOSTA, A.; SUTORIUS, R.; WATERLANDER, O., (2014). <i>Another radical shift in the global gas market? The implications of a sustained \$75/bbl scenario</i> . Energy Insights. McKinsey & Company, 2014. Disponível em < http://www.mckinseyenergyinsights.com/insights/radical-shift-global-gas.aspx >. Acesso em: fevereiro de 2015.
[127]	ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2011). <i>Despacho do Superintendente nº. 1.472/2011 - DOU 12.12.2011</i> . ANP. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 12 jun. 2015.
[128]	ANP. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2014). <i>Memória de Cálculo dos Preços de Referência de Gás Natural – Dezembro/2014</i> . Disponível em: < http://anp.gov.br/?pg=74489 >. Acesso em: 13 abr. 2015.
[129]	BARON, R.; BERNSTEIN, P.; MONTGOMERY, W.; TULADHAR, S., (2014). <i>Updated Macroeconomic Impacts of LNG Exports from United States</i> . NERA Economic Consulting, Washington D.C. Disponível em: < http://www.nera.com >. Acesso em: 27 fev. 2015.
[130]	BMI Research. BUSINESS MONITOR INTERNATIONAL, (2015). <i>Bolivia Oil & Gas Report Q3 2015</i> . BMI´s Industry Report & Forecast Series, Business Monitor International, London: UK., April 2015.
[131]	BP (2012). BP Statistical Review of World Energy – June 2012. Disponível em: < http://www.bp.com/statisticalreview >. Acesso em: 12 mar. 2013.
[132]	COMISSÃO EUROPEIA, (2014). <i>Comunicação da comissão ao parlamento europeu e ao conselho – Estratégia Europeia de Segurança Energética. COM(2014) 330 final</i> . Bruxelas, 2014. Disponível em: < http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52014DC0330&qid=1407855611566 >. Acesso em: fevereiro de 2015.
[133]	CORBEAU, A.; BRAAKSMA, An.; HUSSIN, F.; YAGOTO, Y.; YAMAMOTO, T., (2014). <i>The Asian Quest for LNG in a Globalising Market</i> . International Energy Agency, France: OECD/IEA, 2014. Disponível em: < https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/partner-country-series---the-asian-quest-for-lng-in-a-globalising-market.html >. Acesso em: 07 nov. 2014.
[134]	CORNOT-GANDOLPHE, S., (2014). <i>Japan's new energy policy. In search for stable and competitive energy supply</i> . Cedigaz Insights nº 13. Rueil-Malmaison, França, 2014.
[135]	CREDIT SUISSE, (2014). <i>Pushing to the right</i> . The Credit Suisse Connections Series.
[136]	EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2014). <i>Annual Energy Outlook 2014 – Early Release Overview</i> . U.S. Energy Information Administration. Disponível em: < http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er >. Acesso em: 12 mar. 2014.
[137]	ENEVA, (2015). <i>Apresentação Corporativa ENEVA – Março 2015</i> . ENEVA, Rio de Janeiro. Disponível em: < http://ri.eneva.com.br/ptb/s-6-ptb.html >. Acesso em: 27 maio 2015.
[138]	EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2014). <i>Balanco Energético Nacional 2014: Ano Base 2013</i> . Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro: EPE, 2014. Disponível em: < http://www.epe.gov.br >. Acesso em: 25 fev. 2015.
[139]	GAS ENERGY, (2011). <i>Cenário de Oferta e Demanda de GN Foco no Estado do RJ - Relatório 1</i> . Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: < http://www.adrio.org.br/site/admin/uploads/projetos/1316112745.pdf >. Acesso em: 26 maio 2015.
[140]	GOMES, I, (2014). <i>Brazil: Country of the future or has its time come for natural gas?</i> Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies (OIES paper: NG 88, June).
[141]	IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2014). <i>The Asian quest for LNG in a globalizing market</i> . International Energy Agency, OECD/IEA, Paris.
[142]	MAHAJAN, A., (2012). <i>Natural Gas Pricing in India</i> . Índia: KPMG; KBuzz - Sector Insights; issue 20, 2012.
[143]	MAUGERI, L., (2014). <i>Falling Short: A Reality Check for Global LNG Exports</i> . Discussion Paper, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, December 19, 2014. Disponível em: < http://belfercenter.ksg.harvard.edu/publication/24870/falling_short.html >. Acesso em: 26 maio 2015.
[144]	MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2014a). Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2022. Brasília/DF.
[145]	MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2014b). Plano Decenal de Expansão da Energia 2023. Brasília/DF.
[146]	MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2015). <i>Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 94 de Jan/2015</i> . Disponível em: < http://www.mme.gov.br >. Acesso em: abril de 2015.
[147]	PAC-MME. PAC2 (2014). <i>11º Balanco Completo do PAC 2 – 4 anos (2011 – 2014)</i> . 11 dez. 2014. Disponível em: < http://www.pac.gov.br/sobre-o-pac/publicacoesnacionais >. Acesso em: 26 maio 2015.
[148]	PETROBRAS, (2014). <i>Oferta de Gás Natural</i> . Petróleo Brasileiro S.A., Rio de Janeiro. Disponível em: < http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/oferta-de-gas-natural/ >. Acesso em: 25 fev. 2015.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[149]	PETROBRAS, (2015). <i>Central de Resultados 4T14 – Relatório da Administração 2014</i> . Petróleo Brasileiro S.A., Rio de Janeiro, Abril 2015. Disponível em: < http://www.investidorpetrobras.com.br >. Acesso em: 26 maio 2015.
[150]	PETRORIO, (2015). <i>Reunião Pública Anual – 17 de dezembro de 2014</i> . HRT: Rio de Janeiro. Disponível em: < http://ri.hrt.com.br/ >. Acesso em: 26 fev. 2015.
[151]	QUANTUM, (2013). <i>Funções econométricas de preços de gás natural por Mercado Regional e testes estatísticos das funções propostas - Produto III. Estudo do Mercado Internacional de Gás Natural</i> . Quantum do Brasil.
[152]	RIPPLE, R.D., (2014) <i>The geopolitics of Australian natural gas development</i> . The Geopolitics of Energy Project. Belfer Center for Science and International Affairs – Harvard Kennedy School. 2014. Disponível em < http://bakerinstitute.org/research/geopolitics-australian-natural-gas-development/ >. Acesso em: fevereiro de 2015.
[153]	ROGERS, H.V.; STERN, J., (2015). <i>Challenges to JCC pricing in Asian LNG markets</i> . NG 81. The Oxford Institute for Energy Studies. 2014. Disponível em: < http://www.oxfordenergy.org/2014/02/challenges-to-jcc-pricing-in-asian-lng-markets-2/ >. Acesso em: janeiro de 2015.
[154]	TBG.TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL S.A., (2015). <i>Demonstrações Contábeis 2014</i> . TBG, Rio de Janeiro. Disponível em: < http://www.tb.com.br/pt_br/publicacoes/relatorios-e-demonstracoes-contabeis.htm >. Acesso em: 03 jun. 2015.
[155]	YPBF. YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS, (2015). <i>Plan Estratégico Corporativo (PEC) 2015 – 2019</i> . YPBF, La Paz. Disponível em: < http://www.ypbf.gob.bo/index.php/otros/97-plan-de-inversiones >. Acesso em: 29 maio 2015.
Capítulo VIII – Oferta de biocombustíveis	
[156]	ABIOVE - Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais (2015). Disponível em: http://www.abiove.org.br/site/index.php?page=estatistica&area=NC0yLTE= . Acesso em: 30 abr. 2015.
[157]	Agência Brasil, 2014. Apoio ao setor sucroenergético tem 35 projetos no valor de quase R\$ 2 bilhões. Disponível em: http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2014-12/programa-de-apoio-ao-setor-sucroenergetico-tem-35-projetos-no-valor-de . Acesso em 09 mai. 2015.
[158]	ALL [América Latina Logística] (2013). Comunicado ao Mercado. Disponível em: http://ri.all-logistica.com/all/web/conteudo_pt.asp?idioma=0&tipo=361&conta=28&id=173388 . Acesso em: 03 jun. 2013.
[159]	ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2015). Banco de Informações da Geração – BIG. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm . Acesso em 26 out. 2015.
[160]	ANP – Agência Nacional do Petróleo (2015). Resultados dos Leilões de Biodiesel. Disponível em http://www.anp.gov.br/?pg=75271&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1430419019834 . Acesso em 29 abr. 2015.
[161]	ANP (2015). Boletim Mensal do Biodiesel de Dezembro. Disponível em http://www.anp.gov.br/?pg=74914&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1430419148258 . Acesso em 30 abr. 2015.
[162]	ANP (2015). Boletim Mensal do Etanol de Março. Disponível em http://www.anp.gov.br . Acesso em 06 abr. 2015.
[163]	ANP (2013b). Resolução ANP nº 67, de 09 de dezembro de 2011. Estabelece critérios para aquisição e formação de estoque de etanol anidro. Disponível em: http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2011/dezembro/ranp%2067%20-%202011.xml?fn=document-frameset.htm&f=templates\$3.0 . Acesso em 30 jan. 2013.
[164]	ANP (2013c). AUTORIZAÇÃO ANP Nº 587, Trecho Ribeirão Preto – Paulínia. Disponível em: http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/autorizacao/2013/julho/aut%20587%20-%202013.xml?fn=document-frameset.htm&f=templates\$3.0 . Acesso em 10 fev. 2015.
[165]	ANTT [Agência Nacional de Transportes Terrestres] (2013). Relatórios Anuais. Disponível em: http://www.antt.gov.br/index.php/content/view/4994/Relatorios_Anuais.html#lista . Acesso em 03 jan. 2013
[166]	BiodieselBR, 2014. Raízen amplia distribuição de combustíveis por trilhos. Disponível em: http://www.biodieselbr.com/noticias/regulacao/dist/raizen-amplia-distribuicao-combustiveis-trilhos-151214.htm . Acesso em 02 fev. 2015.
[167]	BNDES (2012) – Edital do Plano Conjunto BNDES-FINEP de Apoio à Inovação Tecnológica Industrial dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico – PAISS. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atacao/Inovacao/paiss/ . Acesso em: 26 mar. 2012.
[168]	CCEE [Câmara de Comercialização de Energia Elétrica] (2015). Disponível em www.ccee.org.br . Acessado em 21 jan. de 2015.
[169]	CGEE, 2004. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. Avaliação da Expansão da Produção de Etanol no Brasil. Disponível em: http://www.cgee.org.br/atividades/redirect.php?idProduto=1833 . Acesso em: 23 mar. 2010.
[170]	COGEN, 2009 “Bioeletricidade – Reduzindo Emissões & Agregando Valor ao Sistema Elétrico”. Disponível em < http://www.cogen.com.br/workshop/2009/Bioeletricidade_Agregando_Valor_Matriz_Eletrica_03jun2009.pdf >. Acesso em 14 set. 2009.
[171]	CONAB [Companhia Nacional de Abastecimento] (2015). Acompanhamento da Safra Brasileira de Cana-de-Açúcar – safra 2015/2016 – Primeiro Levantamento. Acesso em 13 abr. 2015.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[172]	CONAB (2014). Comunicação Pessoal.
[173]	CONSULCANA (2013). Comunicação Pessoal.
[174]	CORRÊA NETO, V. (2001). Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-açúcar e Gás Natural, Tese M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
[175]	EIA/DOE, 2015. Annual Energy Outlook 2015. Disponível em < http://www.eia.gov/forecasts/aeo/ > Acesso em 07 mai. 2015.
[176]	EIA/DOE, 2015. Total Energy - Monthly Energy Review – Renewable Energy. Disponível em: http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/index.cfm . Acesso em 27 mai. 2015.
[177]	EPA, 2015. EPA Proposes Renewable Fuel Standards for 2014, 2015, and 2016, and the Biomass-Based Diesel Volume for 2017. Disponível em < http://www.epa.gov/otaq/fuels/renewablefuels/regulations.htm >. Acesso em 01 jun. 2015.
[178]	EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2010. Estudos sobre a Demanda de Etanol. Modelo de Demanda de Etanol.
[179]	EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2008. Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas.
[180]	EQUIPAV, 2009 “Estudo de Caso: Reconhecimento Global da Tecnologia de Cogeração Empregada no Brasil”. Palestra proferida no evento Cogeneration Brazil 2009, São Paulo 22/09/2009.
[181]	FAO – Food and Agriculture Organization, 2006 – World Agriculture Towards 2030-2050. Disponível em: http://www.fao.org/docrep/009/a0607e/a0607e00.HTM . Acesso em: 05 ago. 2013
[182]	FAO – Food and Agriculture Organization, 2012 – World Agriculture Towards 2030-2050: the 2012 revision. Disponível em: http://www.fao.org/docrep/016/ap106e/ap106e.pdf . Acesso em: 05 ago. 2013
[183]	IEA – International Energy Agency, 2004. Biofuels for transport – an international perspective. Disponível em: < http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf >. Acesso em 23 out. 2006.
[184]	Logum Logística S.A., 2015. Disponível em: http://www.logum.com.br/php/index.php . Acesso em 27 abr. 2015.
[185]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2012. Projeções do Agronegócio Brasil 2013/14 a 2022/23. Disponível em http://www.agricultura.gov.br/arg_editor/file/projecoes_2013-2014_2023-2024.pdf . Acesso em 29 abr. 2015.
[186]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2015. Relação das Unidades Produtoras Cadastradas no Departamento da Cana-de-açúcar e Agroenergia. Posição 10/03/2015. Disponível em: http://sistemasweb.agricultura.gov.br/sapcana/downloadBaseCompletaInstituicao.action?sgJAASAplicacaoPrincipial=sapcana . Acesso em 10 mar. 2015.
[187]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2014. Comunicação Pessoal
[188]	MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior/SECEX/Aliceweb, 2015. Acesso aos Dados Estatísticos das Exportações e Importações Brasileiras. Disponível em: http://alicesweb.desenvolvimento.gov.br . Acesso em 30 abr. 2015.
[189]	MME - Ministério de Minas e Energia, 2015. Boletim Mensal dos Combustíveis Renováveis, Março de 2015. Autorização de dutovia no trecho Uberaba – Ribeirão Preto. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732805/Boletim+DCR+n%C2%BA+86+-+mar%C3%A7o+de+2015.pdf/2d61ca6a-3575-417d-8385-4870a5f6298f . Acesso em 24 abr. 2015.
[190]	MME - Ministério de Minas e Energia, 2013. Portaria MME Nº 116, de 04 de abril de 2013. Estabelece diretrizes específicas para a formação de estoques de biodiesel no País. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 08 abr. 2013. Disponível em: http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias/portarias_mme/2013/pmme%2016%20-%202013.xml?fn=document-frameset.htm\$fn=templates\$3.0 . Acesso em 06 abr. 2015.
[191]	Nunes Jr., Dib et all. Indicadores de Desempenho da Agroindústria Canavieira. Safras 2012/13 e 2013/14. IDEA Online – Instituto de Desenvolvimento Agroindustrial LTDA. 2014
[192]	ODEBRECHT, 2014. Disponível em: http://www.odebrechtagroindustrial.com/polos-e-unidades . Acesso em 06 mai. 2014.
[193]	PECEGE, 2013. Custos de Produção Agroindustrial Cana, Açúcar e Etanol: Safra 2012/2013. Publicada em setembro de 2013. Disponível em: http://pecege.dyndns.org/ . Acesso em 27 set. 2013.
[194]	Petrobras, Mitsui e Camargo Correa – PMCC, 2010. Desafios da Logística – Rio Oil & Gas, 2010. Comunicação pessoal.
[195]	PLANALTO, 2014. Disponível em: Lei Nº 13.033, de 24 de setembro de 2014. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ Ato2011-2014/2014/Lei/L13033.htm . Acesso em 27 out. 2014.
[196]	PLANALTO, 2011. Dilma lança pedra fundamental do Estaleiro Rio Tietê e assina protocolo de intenções para investimentos na Hidrovia Tietê-Paraná. Disponível em: http://www2.planalto.gov.br/acompanhe-o-planalto/releases/presidenta-dilma-lanca-pedra-fundamental-do-estaleiro-rio-tiete-e-assina-protocolo-de-intencoes-para-investimentos-na-hidrovia-tiete-parana . Acesso em 13 set. 2011

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[197]	PORTOS E NAVIOS, 2013. ALL lidera crédito do BNDES em transportes com R\$ 1,7 bi . Disponível em: https://www.portosenavios.com.br/noticias/portos-e-logistica/21020-all-lidera-credito-do-bndes-em-transportes-com-r-1-7-bj . Acesso em 07 out. 2013.
[198]	Revista do Canavieiro. O Avanço do Plantio Mecanizado. Publicada em maio de 2007. Disponível em: http://www.revistacanavieiros.com.br/imagens/pdf/6954706759cec0f057407bc10da8a212.pdf . Acesso em 02 jul. 2010.
[199]	Revista Canavieiros, 2014. Disponível em http://www.revistacanavieiros.com.br/conteudo/raizen-comecara-a-construir-em2016-sua-segunda-planta-de-etanol-celulosico . Acesso em 17 abr. 2015.
[200]	Revista Ferroviária, 2015. Raízen deve transportar 50 mi/L por ano de biodiesel via ferrovia. Disponível em: http://www.revistaferroviaria.com.br/index.asp?InCdNewsletter=7912&InCdMateria=23511&InCdEditoria=2 . Acesso em: 23 jun. 2015.
[201]	RFA – Renewable Fuels Association, 2013. Industry Statistics. Disponível em: http://www.ethanolrfa.org/industry/statistics . Acesso em 28 mai. 2015.
[202]	RUMO LOGÍSTICA. Disponível em: http://cosan.com/pt-br/negocios/rumo . Acesso em 29 mai. 2015
[203]	Secretaria de Portos, 2015. Disponível em: http://www.portosdobrasil.gov.br/sobre-1/institucional . Acesso em 15 jun. 2015.
[204]	Transpetro, 2015. Dutos de Transporte: Histórico de Transporte. Disponível em: http://www.transpetro.com.br/pt_br/fale-conosco/canal-do-cliente/informacoes-em-atendimento-a-anp/terminais-e-oleodutos.html . Acesso em: 06 mai. 2015.
[205]	UDOP – União dos Produtores de Bioenergia, 2015. Homepage. Disponível em http://www.udop.com.br/index.php?item=temas&id_tema=9 . Acesso em Acesso em 31 mar. 2015.
[206]	UE – União Europeia, 2008. EP seals climate change package. PARLAMENTO EUROPEU, 17 Dez 2008. Disponível em http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20081208BKG44004+0+DOC+XML+V0//EN . Acesso em 04 jul. 2010.
[207]	UE – União Europeia, 2009. Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23/04/2009. Disponível em http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:PT:PDF . Acesso em 04 jul. 2010.
[208]	UE – União Europeia, 2014. Comissão Europeia. Registro de Documento da Comissão. COM(2014)15/F1. Disponível em: http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/index.cfm?fuseaction=list&n=10&adv=0&coteId=1&year=2014&number=15&version=ALL&dateFrom=2014-01-01&dateTo=2014-01-31&serviceId=&documentType=&title=&titleLanguage=&titleSearch=EXACT&sortBy=NUMBER&sortOrder=DESC . Acesso em: 02 fev. 2015.
[209]	UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2012. Comunicação Pessoal.
[210]	VALEC, 2015. Disponível em: http://www.valec.gov.br . Acesso em: 24 abr. 2015.
Capítulo IX – Eficiência energética e Geração Distribuída	
[211]	ANEEL. Programa de Eficiência Energética. Disponível no site: http://www.aneel.gov.br . Acesso em março 2015 (2015).
[212]	ANEEL . ANEEL aprova regras para facilitar a geração de energia nas unidades consumidoras. Notícia de 17/04/2012, disponível no site: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=5457&id_area=90_2012b
[213]	ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 1. Resolução Normativa nº 517/2012. 14/12/2012a
[214]	BASS, F. M. A new product growth for model consumer durables. Management Science, v. 15, n. 5, Theory Series, p. 215-227, 1969.
[215]	ELETROBRÁS/PROCEL. Avaliação do Mercado de Eficiência Energética no Brasil, Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso, ano base 2005, Classe Residencial, Relatório Brasil, Rio de Janeiro, 2007.
[216]	EPE (2015). Nota Técnica EPE: Projeções da Demanda de Energia Elétrica – 10 anos (2015-2024). Disponível em: http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2003%20-%20Demanda%20de%20Energia%20EI%3%A9trica%202024.pdf . Rio de Janeiro, RJ.
[217]	EPE. Balanço Energético Nacional 2014 –ano base 2013. Rio de Janeiro: EPE, 2014.
[218]	IEA (2012). Energy Technology Perspectives 2012 – Pathways to a Clean Energy System. Paris (França).
[219]	INMETRO [Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial]. PBE - Programa Brasileiro de Etiquetagem. Eficiência Energética - Programa Brasileiro de Etiquetagem. Disponível em http://www.inmetro.gov.br/qualidade/eficiencia.asp Acesso em jan. 2015.
[220]	KONZEN, G. Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass. 107 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia, USP, São Paulo, SP, 2014.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[221]	MME/FDTE. Balanço de Energia Útil 2005. Brasília: MME, 2005.
[222]	ROGERS, E. The Diffusion of Innovations. The Free Press, New York, USA, 5th edition, 2003.
[223]	WIGINTON, L.K. et al. (2010): Quantifying rooftop solar fotovoltaic potential for regional renewable energy policy. In: Computers, Environment and Urban Systems, Volume 34, Edição 4, páginas 345–357.
Capítulo X – Aspectos socioambientais	
[224]	ADAMI, M.; MELLO, M.P.; AGUIAR, D.A.; RUDORFF, B.F.T.; SOUZA, A.F. A Web Platform Development to Perform Thematic Accuracy Assessment of Sugarcane Mapping in South-Central Brazil. Remote Sens. 2012, 4, 3201-3214.
[225]	AGROSATÉLITE. Monitoramento da cana-de-açúcar via imagens de satélite - CANASAT. 2015
[226]	AMORIM, Henrique V. <i>A Chave para Melhorar a Fermentação</i> . 6º Simpósio Internacional e Mostra de Tecnologia da Agroindústria Sucoalcooleira - SIMTEC. Disponível em: < http://www.simtec.com.br/palestras/simtec.html >. Acesso em novembro de 2009.
[227]	ANA – Agência Nacional de Águas. <i>Manual de Conservação e Reúso da Água na Agroindústria Sucoenergética</i> . Coordenação do trabalho André Elia Neto. Disponível em: < http://www.ana.gov.br >. Acesso em dezembro de 2009.
[228]	_____. <i>Limite das bacias e sub-bacias hidrográficas</i> . 2010. Disponível em: http://hidroweb.ana.gov.br/HidroWeb.asp?ToItem=4100 . Acesso em maio de 2014
[229]	ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. <i>Resultado das Licitações de Linhas de Transmissão</i> . Disponível em: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=58&idPerfil=5 . Acesso em fevereiro de 2014.
[230]	ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. <i>Boletim mensal do Biodiesel</i> . Referente a dezembro de 2014. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em mar 2015.
[231]	_____. <i>Boletim Mensal de Biodiesel – janeiro a dezembro de 2013</i> . Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em janeiro de 2014.
[232]	_____. <i>Resultados dos Leilões de Biodiesel</i> . Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em janeiro de 2014.
[233]	_____. 2014. <i>Resolução ANP Nº21</i> , de 10/4/2014. Disponível em: http://www.anp.gov.br/
[234]	ANP/IBAMA. Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis/ Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais. 2007. <i>Diretrizes Ambientais para a 9ª Rodada de Licitações</i> . Base Cartográfica dos Níveis de Exigência.
[235]	APOLINÁRIO, F. D. B, PEREIRA, G. F, FERREIRA, J. P. <i>Biodiesel e alternativas para utilização da glicerina resultante do processo de produção de biodiesel</i> . Revista de divulgação do Projeto Universidade Petrobras e IF Fluminense. 2012.
[236]	ATALA, Daniel I. P.; MAUGERI FILHO, Francisco. <i>Processo Fermentativo Extrativo à Vácuo para Produção de Etanol</i> . Unicamp. São Paulo. 2005. Disponível em: < http://www.cori.unicamp.br/foruns/agro/evento13/daniel.ppt >
[237]	BARBOSA FILHO, W.P; AZEVEDO, A.C.S. <i>Impactos ambientais em usinas eólicas</i> . In: AGRENER GD 2013, Itajubá/MG, 2013.
[238]	BRASIL. <i>Lei nº 12.187</i> , de 29 de dezembro de 2009.
[239]	_____. <i>Decreto nº 7.390</i> , de 09 de dezembro de 2010.
[240]	_____. <i>Portaria Interministerial MME/MMA 621/2014</i> . Constitui o Comitê Técnico de Acompanhamento da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS da Bacia Sedimentar do Solimões – CTA Solimões. DOU, 20 de novembro de 2014. Página 41
[241]	_____. <i>Portaria Interministerial MME/MMA 622/2014</i> . Constitui o Comitê Técnico de Acompanhamento da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS da Bacia Sedimentar Marítima de Sergipe-Alagoas/Jacuípe - CTA Sergipe-Alagoas/Jacuípe. DOU, 20 de novembro de 2014. Página 42
[242]	_____. <i>Portaria Interministerial nº 419, de 26 de outubro de 2011</i> . Regulamenta a atuação dos órgãos e entidades da Administração Pública Federal envolvidos no licenciamento ambiental, de que trata o art. 14 da Lei no 11.516, de 28 de agosto de 2007. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7342.htm . Acesso em maio de 2014.
[243]	_____. <i>Portaria Interministerial nº 35, de 27 de janeiro de 2012</i> . Institui Grupo de Trabalho Interministerial com a finalidade de estudar, avaliar e apresentar proposta de regulamentação da Convenção nº 169 da OIT sobre Povos Indígenas e Tribais, no que tange aos procedimentos de consulta prévia dos povos indígenas e tribais.
[244]	_____. <i>Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010</i> . Institui o cadastro socioeconômico para identificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica, cria o Comitê Interministerial de Cadastramento Socioeconômico, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7342.htm . Aceso em maio de 2014.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[245]	_____. <i>Portaria Interministerial nº 340, de 1 de junho de 2012</i> . Estabelece competências e procedimentos para a execução do Cadastro Socioeconômico para fins de identificação, quantificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica, nos termos previstos no Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010. Disponível em: www.aneel.gov.br/cedoc/pri2012340.pdf . Acesso em maio de 2014.
[246]	CETESB. <i>Norma Técnica CETESB – P 4.231 de janeiro de 2005. 3ª Edição, 2ª versão</i> . Vinhaça - Critérios e Procedimentos para Aplicação no Solo Agrícola.
[247]	CONAMA. <i>Resolução nº 462, de 24 de julho de 2014</i> . Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre e dá outras providências. Disponível em: http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=703 . Acesso em agosto de 2014.
[248]	CONDE, Marcos Ribeiro. <i>Incorporação da dimensão ambiental no planejamento de longo prazo da expansão da geração de energia elétrica por meio de técnicas multicritério de apoio a tomada de decisão</i> . Dissertação de mestrado. UFRJ/Coppe. Rio de Janeiro, 2013
[249]	CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear. < www.cnen.gov.br >. Acesso em mar 2015.
[250]	CNI – Confederação Nacional da Indústria. <i>Água Indústria e Sustentabilidade</i> . Brasília 2013.
[251]	DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral. <i>Base cartográfica dos processos minerários</i> . 2015.
[252]	ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras. <i>Base cartográfica dos limites das UCs Estaduais e Municipais</i> .2011.
[253]	ELETRONUCLEAR. <i>Estudo de Impacto Ambiental de Angra 3</i> . Disponível em: < http://www.eletronuclear.gov.br >. Acesso em jan 2015.
[254]	EMBRAPA SOLOS. <i>Zoneamento Agroecológico da Cana-de-açúcar</i> . Rio de Janeiro. 2009.
[255]	EPE. <i>Abordagem socioambiental da expansão da Produção de Petróleo e Gás Natural</i> . Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2014.
[256]	_____. <i>Balanco Energético Nacional – BEN 2013: Ano base 2012</i> . Rio de Janeiro. 2013.
[257]	_____. <i>Plano Decenal de Expansão da malha de transporte dutoviário – PEMAT 2013-2022</i> . Rio de Janeiro. 2014. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PEMAT/Forms/PEMAT.aspx . Acesso em maio de 2014.
[258]	_____. <i>Metodologia para avaliação processual de usinas hidrelétricas</i> . Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em: http://www.epe.gov.br
[259]	_____. <i>Metodologia para avaliação socioambiental de usinas hidrelétricas</i> . Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em: http://www.epe.gov.br
[260]	_____. <i>Metodologia para a Análise Socioambiental Integrada</i> . Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em < http://www.epe.gov.br >
[261]	_____. Nota Técnica. <i>Leilão de Energia de Reserva de 2014 - Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral</i> . Novembro de 2014.
[262]	EPE/UFRGS. <i>Estudo de capacidade de suporte da bacia aérea da região de Candiota/RS</i> . 2014.
[263]	FILHO, G.L.T.; GALHARDO, C.R.; DUARTE, E. R.B.C.; NASCIMENTO, J.G.A. <i>Impactos Sócio-Econômicos das Pequenas Centrais Hidrelétricas Inseridas no Programa de Incentivo As Fontes Alternativas de Energia (PROINFA)</i> . Revista Brasileira de Energia, Vol. 14, Nº. 1, pp. 145-166. 2008.
[264]	FUNAI - Fundação Nacional do Índio, 2015. <i>Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil</i> . Disponível em: http://mapas.funai.gov.br . Acesso em janeiro de 2015.
[265]	FURNAS – Furnas Centrais Elétricas. <i>Implantação de Empreendimentos de Transmissão</i> . 2012.
[266]	GTI – Biodiesel. <i>Relatório final do grupo de trabalho interministerial encarregado de apresentar estudos sobre a viabilidade de utilização de óleo vegetal – biodiesel como fonte alternativa de energia</i> . Brasília, 2003.
[267]	IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. <i>Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo</i> . Disponível em: http://www.ibge.gov.br . Acesso em janeiro de 2015.
[268]	_____. <i>Levantamento Sistemático da Produção Agrícola</i> . Disponível em: < http://www.ibge.gov.br >. Acesso em março de 2015.
[269]	_____. <i>Produção Agrícola Municipal 2013</i> . Disponível em: < http://www.ibge.gov.br >. Acesso em jan 2014.
[270]	IEA – International Energy Agency. <i>Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy</i> . 2014.
[271]	_____. <i>Key World Energy Statistics 2014</i> . Disponível em < http://www.iea.org >. Acesso em jun 2015.
[272]	IEA/SP - Instituto de Economia Agrícola. <i>Banco de Dados: mão de obra e produtividade na colheita</i> . Disponível em: < http://www.iea.sp.gov.br/out/bancodedados.html >. Acesso em março de 2015.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[273]	INCRA - Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2014. <i>Mapa de Projetos de Assentamento – SIGEL</i> . Disponível em: http://www.sigel.aneel.gov.br . Acesso em janeiro de 2015.
[274]	_____. <i>Mapa de Território Quilombola</i> . Disponível em: http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/datadownload.htm . Acesso em janeiro de 2014.
[275]	INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Monitoramento da cana-de-açúcar via imagens de satélite - CANASAT. 2013.
[276]	IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Metodologia para o diagnóstico social, econômico e cultural dos atingidos por barragens. Brasília, 2014.
[277]	IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 <i>IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. 1996</i> . Disponível em < http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp >
[278]	_____. <i>IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 2 – Energy. 2006</i> . Disponível em < http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp >
[279]	FUNAI - Fundação Nacional do Índio, 2015. <i>Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil</i> . Disponível em: http://www.mapas.funai.gov.br . Acesso em janeiro de 2015.
[280]	MACEDO, Isaias C.; SEABRA, Joaquim E.A.; SILVA, João E.A.R. Greenhouse gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: The 2005/2006 averages and a prediction for 2020. <i>Science Direct</i> . 2008.
[281]	MAPA - Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. <i>Integração Lavoura-pecuária: Cartilha do produtor</i> . Abril de 2007.
[282]	_____. <i>Benefícios Ambientais da Produção e do Uso do Biodiesel. 1ª Edição</i> . Brasília, 2013.
[283]	MATOS, C. R. A. Etanol e Biodiesel. <i>Cadernos de Educação Ambiental 11</i> . Governo do Estado de São Paulo. Secretaria do Meio Ambiente. Coordenadoria de Biodiversidade e Recursos Naturais. São Paulo 2012.
[284]	MDA – Ministério do Desenvolvimento Agrário. Secretaria de Agricultura Familiar – SAF, Departamento de Geração de Renda e Agregação de Valor. Comunicação pessoal. 2011.
[285]	MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. <i>Plataforma Aliceweb2 – exportação de glicerina de 2011 a 2013</i> . Disponível em: < http://alicerweb2.mdic.gov.br/ >. Acesso em mar 2013.
[286]	MCT- Ministério da Ciência e Tecnologia. 2ª Comunicação Nacional do Brasil à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. 2010.
[287]	MMA - Ministério do Meio Ambiente, 2015. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. <i>Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais</i> . Disponível em: http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm . Acesso em fevereiro de 2015.
[288]	_____. Secretaria de Biodiversidade de Florestas. <i>Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira</i> , 2007a. Mapa de Cobertura Vegetal e Uso do Solo em Biomas – escala 1: 250.000. Disponível em: www.mma.gov.br . Acesso em junho de 2012.
[289]	_____. 2007b. Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira – Probio. Disponível em: http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm . Acesso em agosto de 2012.
[290]	_____. <i>Resolução Conama nº 462 – 24/07/2014</i> – Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre. 2014.
[291]	_____. ICMBio. Diretoria de pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Aves Silvestres. <i>Relatório Anual de Rotas e Áreas de Concentração de Aves Migratórias no Brasil</i> . 2014.
[292]	MME – Ministério de Minas e Energia. <i>82ª Edição do Boletim Mensal dos Combustíveis Renováveis – referente a dezembro de 2014</i> . Disponível em: < http://www.mme.gov.br > Acesso em abril de 2015.
[293]	_____. Nota Técnica nº 2/2015-AESA/SE-MME.
[294]	_____. <i>Portal do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel</i> . Disponível em: < http://www.mme.gov.br/programas/biodiesel >. Acesso em janeiro de 2015.
[295]	_____. Portaria nº 476, de 15 de agosto de 2012.
[296]	MTE – Ministério do Trabalho e Emprego. <i>Relação Anual de Informações Sociais – RAIS</i> . 2013. Disponível em < http://www.rais.gov.br/download.asp >.
[297]	NOVACANA. <i>Cogeração: Como funciona a produção de energia elétrica</i> . Disponível em < http://www.novacana.com/usina/cogerao-como-funciona-producao-energia-eletrica/ >. Acesso em março de 2015.
[298]	OLIVÉRIO, J.L.; BOSCARIOL F.; PEREIRA CÉSAR, A.R.; GURGEL, M.N.A.; MANTELATTO, P.E.; YAMAKAWA, C.K. <i>Water Production Plant</i> . Proc. Int. Soc. Sugar Cane Technol., Vol. 27, 2010. Disponível em: < http://www.dedini.com.br >. Acesso em julho de 2011.
[299]	PEREIRA E. B.; MARTINS F. R.; ABREU S. L. de; RÜTHER, R. <i>Atlas Brasileiro de Energia Solar</i> . São José dos Campos. INPE, 2006
[300]	REVISTA QUÍMICA E DERIVADOS. Crescimento do biodiesel provoca inundação no mercado de glicerina, incentivando a descobrir novas aplicações. Edição nº 487, Julho de 2009.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[301]	RODRIGUEZ, MAURO FRANCISCO C. <i>Uso de Água na Produção de Etanol de Cana de Açúcar</i> . Dissertação de mestrado. UNICAMP. Campinas, SP. 2010.
[302]	RONQUIM, Carlos Cesar. Queimada na colheita da cana-de-açúcar: impactos ambientais, sociais e econômicos. Embrapa. Documentos 77, 2010.
[303]	RUDORFF, B.F.T.; AGUIAR, D.A.; SILVA, W.F.; SUGAWARA, L.M.; ADAMI, M.; MOREIRA, M.A. <i>Studies on the Rapid Expansion of Sugarcane for Ethanol Production in São Paulo State (Brazil) Using Landsat Data</i> . Remote Sens. 2010, 2, 1057-1076
[304]	SÃO PAULO. Secretaria de Estado do Meio Ambiente. <i>Resolução nº 067, de 18 de setembro de 2008</i> .
[305]	_____. <i>Resultado das Safras 2013-2014</i> . Disponível em: < http://www.ambiente.sp.gov.br/etanolverde/ > Acesso em janeiro de 2015.
[306]	SECRETARIA GERAL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. <i>Resolução nº 01 de 23 de maio de 2012</i> . Dispõe sobre o mecanismo de reconhecimento de empresas que aderirem ao Compromisso Nacional para Aperfeiçoar as Condições de Trabalho na Cana-de-Açúcar e cumprirem as práticas empresariais nele contidas.
[307]	SIMAS, Moana Silva. Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil; estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz insumo-produto ampliada. São Paulo, 2012.
[308]	SPECIAN et al. <i>O setor sucroalcooleiro</i> . V Congresso da Associação Nacional de Pós-Graduação e Pesquisa em Ambiente e Sociedade (ANPPAS), 2010.
[309]	UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar. <i>Coletiva de Imprensa</i> . Disponível em: < http://www.unica.com.br/download.php?idSecao=17&id=29534473 >. Acesso em janeiro de 2014.
[310]	_____. <i>Protocolo Agroambiental</i> . Disponível em: < http://www.unica.com.br >. Acesso em janeiro de 2014.
[311]	____Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009, Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC.

LISTA DE TABELAS**Capítulo I**

<i>Tabela 1 – Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período).....</i>	<i>20</i>
<i>Tabela 2 – Principais variáveis exógenas do cenário de referência (médias no período).....</i>	<i>21</i>
<i>Tabela 3 – Investimento e PIB (taxas médias no período).....</i>	<i>21</i>
<i>Tabela 4 – Indicadores econômicos do setor público (médias no período)</i>	<i>22</i>
<i>Tabela 5 – Indicadores econômicos do setor externo (médias no período).....</i>	<i>22</i>
<i>Tabela 6 – Evolução do preço do petróleo tipo Brent (médias no período).....</i>	<i>23</i>
<i>Tabela 7 – Projeção da população total residente</i>	<i>24</i>
<i>Tabela 8 – Projeção do número de domicílios</i>	<i>24</i>
<i>Tabela 9 – Taxas médias de crescimento do VA da indústria.....</i>	<i>31</i>
<i>Tabela 10 – Grandes consumidores industriais: produção física.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabela 11 – Posse média de equipamentos.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabela 12 – Consumo médio do estoque de equipamentos.....</i>	<i>34</i>

Capítulo II

<i>Tabela 13 – Economia e consumo final de energia</i>	<i>40</i>
<i>Tabela 14 – Consumo final energético e participação por fonte.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabela 15 – Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 16 – Consumo de eletricidade na rede por classe.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 17 – Consumo de eletricidade na rede por subsistema</i>	<i>45</i>
<i>Tabela 18 – SIN e subsistemas: índice de perdas.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabela 19 – SIN e subsistemas: carga de energia.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabela 20 – SIN e subsistemas: carga de demanda instantânea</i>	<i>47</i>
<i>Tabela 21 – Brasil e Regiões: consumo final energético de gás natural.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 22 – Brasil: Consumo total de gás natural por setor</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 23 – Brasil e Regiões: Demanda de óleo diesel.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabela 24 – Brasil e Regiões: Demanda de GLP.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabela 25 – Demanda de gasolina “A”</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 26 – Brasil e Regiões: Demanda de gasolina “C”</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 27 – Brasil e Regiões: Demanda de QAV.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabela 28 – Demanda de óleo combustível e de outros secundários de petróleo.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 29 – Brasil e Regiões: Demanda de óleo combustível.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabela 30 – Brasil e Regiões: Demanda de “outros derivados de petróleo”</i>	<i>61</i>
<i>Tabela 31 – Demanda de produtos não energéticos de petróleo.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabela 32 – Brasil e Regiões: Demanda total de produtos não energéticos de petróleo</i>	<i>63</i>
<i>Tabela 33 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol hidratado.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 34 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol anidro</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 35 – Brasil e Regiões: Demanda obrigatória de biodiesel.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 36 – Demanda de bagaço de cana-de-açúcar</i>	<i>67</i>
<i>Tabela 37 – Brasil e Regiões: Número de domicílios que utilizam lenha.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 38 – Brasil e Regiões: Demanda de lenha.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 39 – Demanda de carvão vegetal</i>	<i>69</i>
<i>Tabela 40 – Demanda de carvão mineral e coque</i>	<i>70</i>
<i>Tabela 41 – Consumo final de energia por fonte e setor.....</i>	<i>72</i>

Capítulo III

<i>Tabela 42 – Expansão hidrelétrica entre 2015 e 2024</i>	<i>85</i>
<i>Tabela 43 – UHE (>50 MW) com Estudos de Viabilidade na ANEEL, aprovados ou com aceite.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabela 44 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração</i>	<i>95</i>
<i>Tabela 45 – Principais expansões das interligações</i>	<i>104</i>
<i>Tabela 46 – Indicação de Potência</i>	<i>119</i>
<i>Tabela 47 – Estimativa de investimentos em geração de energia</i>	<i>119</i>

Capítulo IV

<i>Tabela 48 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Pará.....</i>	<i>156</i>
<i>Tabela 49 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Pará</i>	<i>158</i>
<i>Tabela 50 – Linhas de transmissão previstas – Rede Básica - Maranhão</i>	<i>161</i>

Tabela 51 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Maranhão.....	162
Tabela 52 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Tocantins	163
Tabela 53 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Tocantins	164
Tabela 54 – Linhas de transmissão previstas – Amazonas - Rede Básica.....	165
Tabela 55 – Subestações previstas – Rede Básica – Amazonas.....	165
Tabela 56 – Linhas de transmissão previstas - Rede Básica – Amapá.....	166
Tabela 57 – Linhas de transmissão previstas – Roraima - Rede Básica.....	168
Tabela 58 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Roraima	168
Tabela 59 – Programa de obras – linhas de transmissão - Piauí.....	171
Tabela 60 – Programa de obras – subestações - Piauí.....	174
Tabela 61 – Programa de obras – linhas de transmissão – Rede Básica - Ceará	176
Tabela 62 – Programa de obras – subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Ceará	178
Tabela 63 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio Grande do Norte.....	180
Tabela 64 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - RN.....	181
Tabela 65 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Paraíba	182
Tabela 66 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Paraíba	182
Tabela 67 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Pernambuco	184
Tabela 68 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Pernambuco	185
Tabela 69 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Alagoas.....	186
Tabela 70 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Alagoas.....	186
Tabela 71 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Sergipe.....	188
Tabela 72 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Sergipe.....	188
Tabela 73 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Bahia.....	190
Tabela 74 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Bahia	193
Tabela 75 – Programa de – Linhas de Transmissão – Rede Básica - São Paulo.....	197
Tabela 76 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - São Paulo.....	199
Tabela 77 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Minas Gerais	202
Tabela 78 – Programa de obras – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Minas Gerais.....	204
Tabela 79 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Espírito Santo.....	206
Tabela 80 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Espírito Santo	207
Tabela 81 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio de Janeiro	208
Tabela 82 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica – Rede Básica de Fronteira – Rio de Janeiro	209
Tabela 83 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Goiás	212
Tabela 84 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Distrito Federal.....	212
Tabela 85 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Goiás	212
Tabela 86 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Distrito Federal.....	213
Tabela 87 – Programa de obras – Linhas de transmissão Rede Básica – Mato Grosso.....	214
Tabela 88 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Mato Grosso.....	215
Tabela 89 – Programa de obras obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Acre e Rondônia	216
Tabela 90 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Acre e Rondônia ...	216
Tabela 91 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Mato Grosso do Sul	218
Tabela 92 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – MS	218
Tabela 93 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio Grande do Sul.....	221
Tabela 94 – Programa de obras - Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Rio Grande do Sul..	224
Tabela 95 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Santa Catarina	226
Tabela 96 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Santa Catarina.....	227
Tabela 97 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica – Paraná.....	229
Tabela 98 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Paraná	230
Tabela 99 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Linhas de transmissão (km)	232
Tabela 100 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Transformação (MVA)	232
Tabela 101 – Tarifas de carga	238

Capítulo V

Tabela 102 – Produção anual de petróleo, por nível de incerteza dos recursos.....	244
Tabela 103 – Produção de petróleo, a partir de recursos descobertos em áreas contratadas, por densidade...	245
Tabela 104 – Produção bruta potencial de gás natural convencional, por nível de incerteza dos recursos.....	245
Tabela 105 – Produção bruta potencial de gás natural convencional em áreas contratadas	246
Tabela 106 – Previsão de produção líquida potencial nacional de gás natural convencional.....	247
Tabela 107 – Produção de petróleo por ambiente de E&P.....	249

<i>Tabela 108 – Produção bruta potencial nacional de gás natural por ambiente de E&P</i>	250
<i>Tabela 109 – Produção de petróleo em áreas contratadas, relativa à Área do Pré-Sal</i>	252
<i>Tabela 110 – Produção bruta potencial de gás natural em áreas contratadas, relativa à Área do Pré-Sal</i>	252
<i>Tabela 111 – Produção de petróleo no Pré-Sal Legal</i>	253
<i>Tabela 112 – Produção bruta potencial de gás natural no Pré-Sal Legal</i>	255
<i>Tabela 113 – Produção Bruta Potencial de Gás Natural Convencional e Não Convencional</i>	257
<i>Tabela 114 – Dispersão da Projeção da Produção Nacional de Petróleo</i>	259
<i>Tabela 115 – Dispersão da Projeção da Produção Bruta Nacional de Gás Natural</i>	260
<i>Tabela 116 – Volumes Recuperáveis de Petróleo no Brasil</i>	261
<i>Tabela 117 – Volumes Recuperáveis de Gás Natural no Brasil</i>	261
<i>Tabela 118 – Evolução da Reserva Provada e da R/P de petróleo</i>	262
<i>Tabela 119 – Evolução da Reserva Provada e da R/P do gás natural nacional</i>	263
<i>Tabela 120 – Comparação entre a previsão de produção e a demanda estimada de petróleo no Brasil</i>	265
<i>Tabela 121 – Previsão de entrada de novas FPSOs</i>	267
Capítulo VI	
<i>Tabela 122 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo</i>	271
<i>Tabela 123 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo</i>	273
<i>Tabela 124 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo</i>	275
<i>Tabela 125 – Demanda nacional de derivados</i>	278
<i>Tabela 126 – Investimentos programados nas refinarias existentes e em novas plantas</i>	282
<i>Tabela 127 – Capacidade nominal de refino em 2024</i>	283
<i>Tabela 128 – Balanço Produção x Demanda dos Principais Derivados</i>	284
<i>Tabela 129 – Balanço Nacional de Petróleo</i>	292
<i>Tabela 130 – Quantidade e extensão de dutos em operação, por função</i>	295
<i>Tabela 131 – Capacidade de armazenamento de petróleo e seus derivados em terminais</i>	295
<i>Tabela 132 – Capacidade de armazenamento de derivados em bases de distribuição</i>	296
<i>Tabela 133 – Frota de navios da Transpetro</i>	296
<i>Tabela 134 – Principais investimentos do Grupo Petrobras</i>	297
<i>Tabela 135 – Navios do PROMEF já encomendados</i>	298
<i>Tabela 136 – Principais características do oleoduto OPASC</i>	299
<i>Tabela 137 – Principais características do oleoduto ORSUB</i>	299
<i>Tabela 138 – Principais características do oleoduto OSPLAN</i>	299
<i>Tabela 139 – Principais características do oleoduto OSBRA</i>	300
Capítulo VII	
<i>Tabela 140 – Investimentos previstos em projetos de expansão da infraestrutura</i>	332
Capítulo VIII	
<i>Tabela 141 – Projeção de produção brasileira de açúcar</i>	341
<i>Tabela 142 – Estimativa de novas unidades produtoras a serem construídas</i>	346
<i>Tabela 143 – Capacidade produtiva de etanol celulósico</i>	348
<i>Tabela 144 – Investimento médio para construção de novas unidades produtoras</i>	348
<i>Tabela 145 – Principais características do projeto</i>	350
<i>Tabela 146 – Movimentação ferroviária de etanol no Brasil</i>	351
<i>Tabela 147 – Características dos principais portos para etanol</i>	353
<i>Tabela 148 – Brasil e regiões: Consumo obrigatório de biodiesel</i>	354
<i>Tabela 149 – Resultado dos leilões de compra de biodiesel pela ANP</i>	355
<i>Tabela 150 – Capacidade instalada processamento de biodiesel e consumo obrigatório</i>	357
<i>Tabela 151 – Energia do bagaço de cana comercializada nos certames (exclusive PROINFA)</i>	364
<i>Tabela 152 – Projeção da oferta de biomassa de cana-de-açúcar</i>	366
Capítulo IX	
<i>Tabela 153 – Consumo final de energia e eficiência energética</i>	373
<i>Tabela 154 – Consumo de energia elétrica e eficiência energética</i>	374
<i>Tabela 155 – Eficiência energética e aumento da demanda</i>	374
<i>Tabela 156 – Indicadores do consumo de energia</i>	375
<i>Tabela 157 – Setor industrial: consumo específico de energia</i>	375
<i>Tabela 158 – Setor industrial: consumo de energia e eficiência energética</i>	376
<i>Tabela 159 – Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência energética</i>	376

<i>Tabela 160 - Setor de transportes: consumo de energia e eficiência energética</i>	377
<i>Tabela 161 – Aumento da eficiência de equipamentos eletrodomésticos no horizonte decenal</i>	378
<i>Tabela 162 – Setor residencial: consumo de eletricidade e eficiência energética</i>	379
<i>Tabela 163 – Setor de serviços: consumo de energia elétrica e eficiência energética</i>	380
<i>Tabela 164 – Setor de serviços: consumo de energia e eficiência energética</i>	381
<i>Tabela 165 – Setor agropecuário: consumo de energia e eficiência energética</i>	381
<i>Tabela 166 – Brasil: eficiência energética e geração distribuída</i>	384

Capítulo X

<i>Tabela 167 – Meta setorial para emissões de GEE no setor de energia em 2020</i>	389
<i>Tabela 168 – Brasil: evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia</i>	390
<i>Tabela 169 – Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia</i>	392
<i>Tabela 170 – Indicadores da avaliação socioambiental de UHEs</i>	395
<i>Tabela 171 – Indicadores socioambientais da geração hidrelétrica</i>	399
<i>Tabela 172 - Indicadores socioambientais da expansão termelétrica</i>	402
<i>Tabela 173 - Indicadores socioambientais da expansão eólica</i>	405
<i>Tabela 174 – Indicadores socioambientais da expansão de PCHs</i>	406
<i>Tabela 175 – Indicadores socioambientais da expansão solar fotovoltaica</i>	409
<i>Tabela 176 – Largura da faixa de servidão das linhas de transmissão</i>	411
<i>Tabela 177 – Área ocupada pela expansão das LTs por bioma e uso do solo (faixa de servidão)</i>	412
<i>Tabela 178 – Área ocupada pela expansão das LTs em áreas com restrição socioambiental e APCC</i>	412
<i>Tabela 179 – Indicadores socioambientais da expansão da transmissão de energia elétrica</i>	413
<i>Tabela 180 – Indicadores de E&P de petróleo e gás natural</i>	417
<i>Tabela 181 – Estimativa de empregos no cultivo de cana – Centro-Sul</i>	421
<i>Tabela 182 – Indicadores socioambientais do etanol</i>	421
<i>Tabela 183 – Indicadores socioambientais do biodiesel</i>	426
<i>Tabela 184 – Matriz síntese da análise socioambiental integrada</i>	432

Consolidação dos Resultados

<i>Tabela 185 – Economia e energia – 2015-2024</i>	436
<i>Tabela 186 – Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal</i>	436
<i>Tabela 187 – Evolução da oferta de energia primária</i>	438
<i>Tabela 188 – Evolução da oferta de petróleo e derivados</i>	438
<i>Tabela 189 – Balanço de gás natural seco</i>	439

LISTA DE GRÁFICOS**Capítulo I**

Gráfico 1 – Projeção do crescimento setorial no PIB.....	26
Gráfico 2 – Projeção da participação setorial na indústria	28
Gráfico 3 – Participação das fontes no aquecimento de água para banho nos domicílios	35
Gráfico 4 – Domicílios com água quente para banho	35
Gráfico 5 – Evolução da frota total de autoveículos.....	36
Gráfico 6 – Comparação da motorização no Brasil e em países selecionados	37

Capítulo II

Gráfico 7 – Autoprodução de energia elétrica.....	46
Gráfico 8 – Carga de energia no SIN: PDE 2024 x PDE 2023	48
Gráfico 9 – Consumo final energético de gás natural: PDE 2024 x PDE 2023	50
Gráfico 10 – Brasil: Consumo total de gás natural.....	51
Gráfico 11 – Perfil da frota de veículos leves por combustível	56
Gráfico 12 – Demanda final de energia para veículos leves do Ciclo Otto	57
Gráfico 13 – Evolução da participação das matérias-primas para a produção de eteno.....	64
Gráfico 14 – Participação das Fontes no Consumo Final de Energia em 2024	71
Gráfico 15 – Consumo Final de Energia por setor em 2024.....	71

Capítulo III

Gráfico 16 – Capacidade instalada por tipo de fonte em dezembro de 2014	76
Gráfico 17 – Evolução da carga de energia elétrica no SIN.....	78
Gráfico 18 – Participação regional na capacidade instalada do SIN.....	82
Gráfico 19 – Acréscimo de capacidade instalada contratada e planejada até 2024	83
Gráfico 20 – Acréscimo anual de capacidade instalada por fonte	84
Gráfico 21 – Evolução da capacidade instalada de hidrelétricas	86
Gráfico 22 – Acréscimo da capacidade instalada hidrelétrica.....	87
Gráfico 23 – Acréscimo de capacidade instalada termelétrica	89
Gráfico 24 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por subsistema.....	90
Gráfico 25 – Acréscimo de capacidade instalada de eólica, PCH, biomassa e solar.....	91
Gráfico 26 – Participação das fontes de produção ao final de 2018 e de 2024.....	93
Gráfico 27 – Evolução da participação das fontes na capacidade instalada do SIN em dezembro	93
Gráfico 28 – Evolução da capacidade instalada do SIN.....	94
Gráfico 29 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração	96
Gráfico 30 – Acréscimo acumulado de capacidade instalada por fonte	96
Gráfico 31 – Crescimento do Mercado de Energia do SIN x Energia Armazenável Máxima	98
Gráfico 32 – Mercado Líquido de Energia do SIN para Fontes Controláveis	99
Gráfico 33 – Relação Capacidade de Armazenamento x Mercado.....	101
Gráfico 34 – Custo marginal de operação por subsistema	106
Gráfico 35 – Valores mensais de custo marginal de operação por subsistema.....	107
Gráfico 36 – Risco de déficit por subsistema	108
Gráfico 37 – Análise da profundidade do risco de déficit por subsistema.....	108
Gráfico 38 – Geração hidrotérmica por subsistema - média dos 2.000 cenários hidrológicos.....	109
Gráfico 39 – Comparação entre demanda máxima coincidente e não coincidente	110
Gráfico 40 – Disponibilidade Esperada de Potência – Sudeste – Média dos cenários históricos.....	113
Gráfico 41 – Disponibilidade Esperada de Potência – Sul – Média dos cenários históricos	114
Gráfico 42 – Disponibilidade Esperada de Potência – Nordeste – Média dos cenários históricos.....	114
Gráfico 43 – Disponibilidade Esperada de Potência – Norte – Média dos cenários históricos.....	115
Gráfico 44 – Risco de déficit de potência.....	116
Gráfico 45 – Profundidade dos déficits com relação à demanda	116
Gráfico 46 – Motivos de Déficit de Potência.....	117

Capítulo IV

Gráfico 47 – Utilização das Interligações	118
Gráfico 48 – Evolução da carga da Região Norte.....	154
Gráfico 49 – Evolução da carga do Estado do Pará.....	155

Gráfico 50 – Evolução da carga do Estado do Maranhão	160
Gráfico 51 – Evolução da carga do Estado do Tocantins.....	163
Gráfico 52 – Evolução da carga do Estado do Amazonas.....	165
Gráfico 53 – Evolução da carga do Estado do Amapá.....	166
Gráfico 54 – Evolução da carga do Estado de Roraima.....	167
Gráfico 55 – Evolução da carga da Região Nordeste	169
Gráfico 56 – Evolução da carga do Estado do Piauí	171
Gráfico 57 – Evolução da carga do Estado do Ceará.....	176
Gráfico 58 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Norte	179
Gráfico 59 – Evolução da carga do Estado da Paraíba.....	182
Gráfico 60 – Evolução da carga do Estado de Pernambuco.....	184
Gráfico 61 – Evolução da carga do Estado de Alagoas	186
Gráfico 62 – Evolução da carga do Estado de Sergipe	187
Gráfico 63 – Evolução da carga do Estado da Bahia.....	190
Gráfico 64 – Evolução da carga da Região Sudeste.....	195
Gráfico 65 – Evolução da carga do Estado de São Paulo.....	197
Gráfico 66 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais	201
Gráfico 67 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo.....	206
Gráfico 68 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro.....	208
Gráfico 69 – Evolução da carga da Região Centro-Oeste e Acre e Rondônia	210
Gráfico 70 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal.....	211
Gráfico 71 – Evolução da carga de Estado de Mato Grosso.....	214
Gráfico 72 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia.....	216
Gráfico 73 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso do Sul.....	217
Gráfico 74 – Evolução da carga na Região Sul	220
Gráfico 75 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul.....	221
Gráfico 76 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina	226
Gráfico 77 – Evolução da carga do Estado do Paraná.....	228
Gráfico 78 – Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão.....	233
Gráfico 79 – Investimento total em subestações, por nível de tensão	233
Gráfico 80 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2018.....	235
Gráfico 81 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2020.....	236
Gráfico 82 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2022.....	236
Gráfico 83 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2024.....	237
Gráfico 84 – TUST média de geração	237
Gráfico 85 – TUST média de carga	238
Capítulo V	
Gráfico 86 – Produção nacional de petróleo	244
Gráfico 87 – Produção bruta potencial nacional de gás natural convencional	246
Gráfico 88 – Produção líquida potencial nacional de gás natural.....	247
Gráfico 89 – Produção de petróleo por ambiente de E&P.....	249
Gráfico 90 – Produção bruta potencial nacional de gás natural convencional por ambiente de E&P	250
Gráfico 91 – Produção de petróleo no Pré-Sal Legal	254
Gráfico 92 – Produção bruta potencial de gás natural no Pré-Sal Legal.....	255
Gráfico 93 – Produção Bruta Potencial Nacional de Gás Natural Convencional e Não Convencional	257
Gráfico 94 – Dispersão da Projeção da Produção Nacional de Petróleo	259
Gráfico 95 – Dispersão da Projeção da Produção Bruta Nacional de Gás Natural.....	260
Gráfico 96 – Evolução da reserva provada de petróleo.....	262
Gráfico 97 – Evolução da Reserva Provada de gás natural	263
Gráfico 98 – Evolução da razão R/P de petróleo e de gás natural	264
Gráfico 99 – Comparação entre previsão de produção e demanda estimada de petróleo no Brasil	266
Gráfico 100 – Produção de petróleo conforme contratos de E&P.....	269
Gráfico 101 – Produção bruta de gás natural conforme contratos de E&P	269
Capítulo VI	
Gráfico 102 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo	272
Gráfico 103 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo.....	274
Gráfico 104 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo	276

Gráfico 105 – Evolução do perfil da produção nacional de petróleo.....	278
Gráfico 106 – Perfil da produção de derivados (%) – 2015 a 2024.....	283
Gráfico 107 – Balanço de GLP.....	286
Gráfico 108 – Balanço de nafta.....	287
Gráfico 109 – Balanço de gasolina.....	288
Gráfico 110 – Balanço de QAV.....	289
Gráfico 111 – Balanço de óleo diesel.....	290
Gráfico 112 – Balanço de óleo combustível.....	291
Gráfico 113 – Balanço de coque.....	292
Capítulo VII	
Gráfico 114 – Faixa provável de preços do gás natural excl. tributos, transporte e margem de distribuição	314
Gráfico 115 – Riqueza média de três tipos de gás natural.....	316
Gráfico 116 – Produção líquida e oferta potencial nacionais de gás natural.....	317
Gráfico 117 – Oferta potencial do sistema isolado da Região Norte.....	320
Gráfico 118 – Oferta potencial (malha integrada).....	320
Gráfico 119 – Região Norte: Projeção do balanço de gás natural.....	323
Gráfico 120 – Balanço de gás natural no Brasil – Malha integrada.....	324
Gráfico 121 – Análise de sensibilidade para o Balanço de gás natural no Brasil – Malha Integrada.....	326
Capítulo VIII	
Gráfico 122 – Histórico de exportação brasileira de etanol.....	335
Gráfico 123 – Exportações brasileiras de etanol.....	338
Gráfico 124 – Projeção da demanda total de etanol.....	338
Gráfico 125 – Área colhida e evitada e produtividade do setor sucroenergético.....	345
Gráfico 126 – Cana colhida e destinação para etanol e açúcar.....	345
Gráfico 127 – Projeção da oferta de etanol (produção brasileira e importação).....	347
Gráfico 128 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel.....	356
Gráfico 129 – Demanda de biodiesel vs. capacidade instalada.....	357
Gráfico 130 – Exportação de glicerina bruta.....	360
Gráfico 131 - Importação de Metanol.....	361
Gráfico 132 – Energia contratada e extracertame das usinas vencedoras nos leilões de energia.....	365
Gráfico 133 – Energia contratada x potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço.....	367
Capítulo IX	
Gráfico 134 – Autoprodução de eletricidade.....	383
Gráfico 135 – Evolução de capacidade instalada e energia solar gerada.....	383
Capítulo X	
Gráfico 136 – Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia.....	391
Gráfico 137 – Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHEs do PDE 2024.....	396
Gráfico 138 – Estimativa de geração de empregos pela produção de biodiesel.....	425
Consolidação dos Resultados	
Gráfico 139 – Composição da oferta interna de energia por fonte nos próximos dez anos.....	437
Gráfico 140 – Matriz energética brasileira: energia renovável e não renovável.....	437

LISTA DE FIGURAS**Capítulo II**

<i>Figura 1 – Representação esquemática da projeção da demanda de energia do PDE 2024</i>	39
<i>Figura 2 – Mapa de Penetração de Novas Tecnologias</i>	56

Capítulo III

<i>Figura 3 – Leilões de energia nova – compromisso de entrega de certames já realizados e programados</i>	74
<i>Figura 4 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas</i>	80
<i>Figura 5 – Metodologia de Cálculo da Disponibilidade Máxima de Potência por Usina</i>	112

Capítulo IV

<i>Figura 6 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional - SIN</i>	133
<i>Figura 7 – Conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu</i>	134
<i>Figura 8 – Diagrama unifilar simplificado do sist. transmissão para escoamento das usinas do Teles Pires</i>	135
<i>Figura 9 – Localização dos empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia</i>	136
<i>Figura 10 – Sistema de transmissão planejado para o estado do Rio Grande do Sul</i>	137
<i>Figura 11 – Sistema de transmissão planejado para o estado da Bahia</i>	138
<i>Figura 12 – Localização dos empreendimentos solares fotovoltaicos contratados no LER de 2014</i>	139
<i>Figura 13 – Diagrama elétrico da interligação N-SE/CO com o terceiro circuito e os reforços na Região SE</i>	140
<i>Figura 14 – Reforços na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste</i>	141
<i>Figura 15 – Diagrama esquemático da interligação Norte – Nordeste – 2015</i>	142
<i>Figura 16 – Reforços indicados para ampliação da Interligação N NE e reforços na Interligação NE -SE</i>	143
<i>Figura 17 – Diagrama esquemático da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste</i>	143
<i>Figura 18 – Diagrama unifilar simplificado da expansão da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste</i>	144
<i>Figura 19 – Montante vencedor no leilão A-5 de 2013 por UF</i>	145
<i>Figura 20 – Montante vencedor no leilão A-3 de 2013 por UF</i>	145
<i>Figura 21 – Montante vencedor no leilão A-5 de 2013 por UF</i>	146
<i>Figura 22 – Montante vencedor no leilão LER de 2013 por UF</i>	146
<i>Figura 23 – Montante vencedor no leilão A-3 de 2014 por UF</i>	147
<i>Figura 24 – Expansão da Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste</i>	148
<i>Figura 25 – Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste</i>	149
<i>Figura 26 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar</i>	149
<i>Figura 27 – Interligação Manaus - Boa Vista – Unifilar</i>	150
<i>Figura 28 – Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN</i>	151

Capítulo V

<i>Figura 29 – Bacias efetivas nas áreas da União e com as UP em áreas contratadas com recursos descobertos (RT e RC) e não descobertos (RND-E) convencionais</i>	241
<i>Figura 30 – Mapa dos ambientes de E&P</i>	248
<i>Figura 31 – Prisma esquemático da área do Pré-Sal</i>	251
<i>Figura 32 – Mapa dos Plays de Recursos Não Convencionais em Terra</i>	256

Capítulo VI

<i>Figura 33 – Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados</i>	270
<i>Figura 34 – Atendimento à demanda e principais movimentações e importações de gasolina A em 2024</i>	301
<i>Figura 35 – Atendimento à demanda e principais movimentações e importações de óleo diesel A em 2024</i> ...	302

Capítulo VII

<i>Figura 36 – Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural</i>	305
<i>Figura 37 – Infraestrutura de oferta e transporte de gás natural da Região Norte</i>	307
<i>Figura 38 – Infraestrutura de oferta e transporte de gás natural da Região Nordeste</i>	308
<i>Figura 39 – Infraestrutura de oferta e transporte de gás natural da Região Sudeste</i>	309
<i>Figura 40 – Infraestrutura de oferta e transporte de gás natural da Região Centro-Oeste-SP-Sul</i>	310
<i>Figura 41 – Condições de contorno para a simulação em 2015 e 2024 para a Região Nordeste</i>	328
<i>Figura 42 – Condições de contorno para a simulação em 2015 e 2024 para a Região Sudeste</i>	329
<i>Figura 43 – Condições de contorno para a simulação em 2015 e 2024 para o GASBOL</i>	331

Capítulo VIII

<i>Figura 44 – Plantas produtoras de etanol e açúcar no Brasil</i>	344
--	-----

<i>Figura 45 – Sistema integrado de logística de etanol.....</i>	<i>350</i>
<i>Figura 46 – Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de transporte</i>	<i>359</i>

Capítulo IX

<i>Figura 47 – Representação esquemática da projeção da demanda de energia.....</i>	<i>369</i>
---	------------

Capítulo X

<i>Figura 48 – Premissas da análise socioambiental do PDE.....</i>	<i>386</i>
<i>Figura 49 – Processo de análise das emissões de GEE.....</i>	<i>387</i>
<i>Figura 50 – Localização da usinas hidrelétricas planejadas no PDE 2024.....</i>	<i>393</i>
<i>Figura 51 – Usinas termelétricas planejadas.....</i>	<i>400</i>
<i>Figura 52 – Localização das outras fontes renováveis no horizonte de 2015 a 2019.....</i>	<i>403</i>
<i>Figura 53 – Localização de parques eólicos e áreas importantes para a avifauna ameaçada ou endêmica</i>	<i>404</i>
<i>Figura 54 – Linhas de transmissão previstas no PDE 2024 e áreas legalmente protegidas.....</i>	<i>410</i>
<i>Figura 55 – Sensibilidade socioambiental das UPs planejadas</i>	<i>415</i>
<i>Figura 56 - Área plantada com cana-de-açúcar e usinas de açúcar e etanol em operação.....</i>	<i>418</i>
<i>Figura 57 – Áreas de expansão da cana-de-açúcar.....</i>	<i>419</i>
<i>Figura 58 – Produção de soja por município e usinas de biodiesel em operação em 2013.....</i>	<i>423</i>
<i>Figura 59 – Metodologia da análise socioambiental integrada.....</i>	<i>427</i>
<i>Figura 60 – Localização dos projetos previstos no PDE 2024.....</i>	<i>428</i>
<i>Figura 61 – Mapa síntese da análise socioambiental integrada.....</i>	<i>433</i>

AGRADECIMENTOS

A elaboração deste Plano Decenal de Energia e dos estudos que o subsidiaram não teria sido possível sem a colaboração das empresas e agentes do setor energético, bem como de outros órgãos e entidades, a seguir listados, efetivada, principalmente, por meio de participação em grupos de trabalho, reuniões e seminários técnicos coordenados pela EPE, além do provimento de dados e informações para os estudos, o que permitiu conferir a eficácia, eficiência e qualidade necessárias a este importante instrumento para o planejamento energético do país. Além das entidades listadas, deve-se também destacar a colaboração recebida dos Consumidores Livres. A todas estas instituições os agradecimentos do MME e da EPE.

Agrosatélite	Cachoeira Dourada S.A. - CDSA
AES Eletropaulo S.A. - ELETROPAULO	Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. - CAIUÁ
AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. - AES SUL	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
AES Tietê S.A. - AES TIETÊ	CCR Barcas
Agência Goiana de Gás Canalizado S.A. – GOIASGÁS	CEG Rio S.A. - CEG RIO
Agência Nacional das Águas - ANA	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS
Agência Nacional de Aviação Civil - ANAC	Centrais Elétricas de Carazinho S.A. – ELETROCAR
Agência Nacional de Transportes Aquaviários - ANTAQ	Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – ELETROBRAS ELETRONORTE
Agência Nacional de Transportes Terrestres - ANTT	Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
América Latina Logística - ALL	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT
Ampla Energia e Serviços S.A. - AMPLA	Centrais Elétricas Santa Catarina S.A. - CELESC
Associação Brasileira da Indústria de Álcalis e Cloro Derivados - ABICLOR	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPTEL
Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais – ABIOVE	Centro de Tecnologia Canavieira - CTC
Associação Brasileira da Indústria Química - ABIQUIM	CNEC WorleyParsons Engenharia S.A
Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGAS	Companhia Ambiental do Estado de São Paulo - CETESB
Associação Brasileira de Celulose e Papel - BRACELPA	Companhia Brasileira de Gás - CEBGÁS
Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE	Companhia Campolarguense de Energia - COCEL
Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas - ABRAGET	Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE
Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres - ABRACE	Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA
Associação Brasileira de Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico - ABRAFE	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA
Associação Brasileira do Alumínio - ABAL	Companhia de Eletricidade Nova Friburgo - CENF
Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia - APINE	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS
Associação Nacional dos Consumidores de Energia - ANACE	Companhia de Gás da Bahia - BAHIAGÁS
Associação Nacional dos Fabricantes de Celulose e Papel - BRACELPA	Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG
Associação Paulista de Cogeração de Energia – COGEN-SP	Companhia de Gás de Santa Catarina - SCGÁS
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	Companhia de Gás de São Paulo - COMGÁS
Bandeirante Energia S.A. - BANDEIRANTE	Companhia de Gás do Ceará - CEGAS
Braskem Petroquímica Brasileira S.A. - BRASKEM	Companhia de Gás do Estado do Mato Grosso do Sul - MSGÁS
BRAZILSHIP SCANBRASIL Comércio Marítimo Ltda.	Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS
	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE
	Companhia de Navegação da Amazônia S.A.
	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP
	Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG
	Companhia Docas do Estado de São Paulo - CODESP

Companhia Energética de Brasília - CEB	Eletrobras Distribuição Piauí – EDPI
Companhia Energética de Goiás - CELG	Eletrobras Distribuição Roraima
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG	Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. – ELETROSUL
Companhia Energética de Roraima – CER	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária - EMBRAPA
Companhia Energética de São Paulo - CESP	Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - EEVP
Companhia Energética do Amazonas - CEAM	Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB
Companhia Energética do Ceará - COELCE	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL
Companhia Energética do Maranhão - CEMAR	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. – JOÃO CESA
Companhia Energética do Piauí – CEPISA	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda. - EFLUL
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. - ELFSM
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE
Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina – CFLCL	Energias Complementares do Brasil Geração de Energia Elétrica S.A. - ECBRASIL
Companhia Força e Luz do Oeste – CFLO	Energisa Borborema
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	Energisa Paraíba
Companhia Hidroelétrica São Patrício – CHESP	Energisa Sergipe
Companhia Jaguarí de Energia - CJE	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA
Companhia Luz e Força de Mococa – CLFM	Estelar Engenharia
Companhia Luz e Força Santa Cruz - CLFSC	EQUIPAV
Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB	Força e Luz Coronel Vivida Ltda - FORCEL
Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	Foz do Chopim Energética
Companhia Paraibana de Gás - PBGÁS	Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS
Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL	Gás Brasileiro Distribuidora S.A. - GAS BRASILIANO GBD
Companhia Paranaense de Gás - COMPAGÁS	Gás de Alagoas S/A - ALGÁS
Companhia Paulista de Energia Elétrica - CPEE	Gás Natural São Paulo Sul S.A. - GAS NATURAL SPS
Companhia Paulista de Força e Luz S.A. – CPFL PAULISTA	GERDAU S.A.
Companhia Pernambucana de Gás - COPERGÁS	Gerência de Comercialização de Gás Canalizado no Espírito Santo – BR ES
Companhia Petroquímica do Sul – COPESUL	HABTEC Engenharia Ambiental Ltda.
Companhia Piratininga de Força e Luz S.A. – CPFL PIRATININGA	Hidroelétrica Panambi S.A. – HIDROPLAN
Companhia Potiguar de Gás - POTIGÁS	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda. – IENERGIA
Companhia Sul Paulista de Energia - CSPE	Instituto Agrônômico de Campinas - IAC
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE
CONCREMAT Engenharia S.A.	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP
Conselho dos Produtores de Cana-de-Açúcar, Açúcar e Álcool – Consecana	Instituto Aço Brasil – IABR
Consulcana	Instituto de Economia da UFRJ – IE/UFRJ
Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA	Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE
Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE/UFRJ	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE
CPFL Geração de Energia S.A. - CPFL-G	Instituto Nacional de Tecnologia – INT
Datagro – Consultoria de Etanol e Açúcar	JGP Consultoria e Participações Ltda.
Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - DMEPC	Light Serviços de Eletricidade S.A. - LIGHT
Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI	Manaus Energia S.A. - MANAUS
Desenvix Energias Renováveis S/A	Minas PCH S.A.
Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. - DUKE-GP	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA
Elecnor Concessões - ELECNOR	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior - MDIC
Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO	Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda. – MUXFELDT
Eletrobras Amazonas Energia	Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Eletrobras Distribuição Alagoas - EDAL	PETROBRAS Distribuidora S.A.
	Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO

Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Programa de Educação Continuada em Economia e Gestão de Empresas – Pecege
Petroquímica União – PQU
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL
Rede Empresas de Energia Elétrica – GRUPO REDE
Rio Grande de Energia S.A. – RGE
Rio Verdinho Energia S.A.
Sergipe Gás S.A. – SERGAS
Sindicato Nacional da Indústria do Cimento - SNIC
Solvay Indupa do Brasil S.A. - SOLVAY
Titanium Engenharia
Tractebel Energia S.A. – TRACTEBEL
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG
Transportadora Contatto
Transmissora Aliança de Energia Elétrica - TAESA
Triunfo Engenharia
União da Indústria de Cana-de-açúcar – UNICA
Universidade Estadual de Campinas – Unicamp
Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda. – UHENPAL
VALE S.A.