



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2023



Ministério de
Minas e Energia



Ministério de Minas e Energia – MME

Ministro de Estado

Edison Lobão

Secretário Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Chefe de Gabinete do Ministro

José Antonio Corrêa Coimbra

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

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

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 2023 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2014

2v.: il.

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

PARTICIPANTES – MME

Coordenação Geral

Altino Ventura Filho

Coordenação Executiva

Paulo Cesar Magalhães Domingues
João José de Nora Souto
Moacir Carlos Bertol

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, Debora de Siqueira Calderini Rosa, 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, Jose Antônio Fabrini Marsiglio, José Luiz Scavassa, Kleverson Manoel Marques Gontijo, Lúvia Batista Maciel Braga, Lívio Teixeira de Andrade Filho, Lúcia Maria Praciano Minervino, Luis Fernando Badanhan, Marco Aurélio dos Santos Araújo, Paulo Antônio Gomes Monteiro, Paulo Augusto Leonelli, Paulo Érico Ramos de Oliveira, Paula Roberta Moraes Baratella, Tarita da Silva Costa, Rodrigo Afonso Guimarães, 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, Diego Oliveira Faria, Diogo Santos Baleeiro, Edie Andreeto Júnior, Fernando Massaharu Matsumoto, Israel Lacerda de Araújo, 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 Lisboa Theodoro, Marlon Arraes Jardim Leal, Matheus Batista Bodnar, Maurício Ferreira Pinheiro, Paulo Roberto Machado Fernandes Costa, Raphael Ehlers dos Santos, 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: Leonardo Belvino Póvoa, Nilo da Silva Teixeira, Rita Alves Silva, Verônica Silva e Souza

PARTICIPANTES – EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim

Coordenação Executiva

Estudos econômico-energéticos e ambientais: Amílcar Gonçalves Guerreiro

Estudos de energia elétrica: José Carlos de Miranda Farias

Consolidação e Sistematização

Emílio Hiroshi Matsumura

Estudos econômicos e energéticos

Coordenação: Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe técnica: Adriana Fiorotti Campos (parcial), Ana Cristina Braga Maia, Andre Luiz Rodrigues Osorio, Arnaldo dos Santos Junior, Bianca Nunes de Oliveira, Carla da Costa Lopes Achão, Daniel Vasconcellos de Sousa Stilpen, Fernanda Marques Pereira Andreza, Glaucio Vinicius Ramalho Faria, Gustavo Naciff de Andrade, Isabela de Almeida Oliveira, Ismael Alves Pereira Filho, Jaine Venceslau Isensee, Jairo Viana Feliciano, Jeferson Borghetti Soares, João Moreira Schneider de Mello, Jose Manuel Martins David, Lena Santini Souza Menezes, Leyla Adriana Ferreira da Silva (parcial), Leticia Fernandes Rodrigues da Silva, Lidiane de Almeida Modesto Luciano Basto Oliveira, Luiz Claudio Orleans, Luiz Gustavo Silva de Oliveira, Marcia Andreassy, Monique Riscado da Silva, Natalia Goncalves de Moraes, Patricia Messer (parcial), Renata de Azevedo M. da Silva, Rogério Antônio da Silva Matos, Sergio Henrique Ferreira da Cunha, Simone Saviolo Rocha.

Geração de energia elétrica – Estudos de Planejamento

Coordenação: Oduvaldo Barroso da Silva

Equipe técnica: Anderson da Costa Moraes, Angela Livino, Dan Gandelman, Danielle Bueno de Andrade, Fernanda Fidelis Paschoalino, Fernanda Gabriela B. dos Santos, Gabriel Malta Castro, Glaysson de Mello Muller, Hermes Trigo da Silva, 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, Simone Quaresma Brandão, Tereza Cristina Paixão Domingues, Thaís Iguchi, Thiago Correa Cesar, Thiago 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, Daniela Florêncio 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, José Antonio D’Affonseca Santiago Cardoso, Jurema Baptistella Ludwig, 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, Renato de Noronha Fernandes, Rodrigo Rodrigues Cabral, Rodrigo Ribeiro Ferreira, Thiago de Faria Rocha Dourado Martins, Thiago Jose Masseran Antunes Parreiras, Tiago Campos Rizzotto, 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, Bernardo Cirne de Azevêdo Geraldo, 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, Pérciles de Abreu Brumati, Regina Freitas Fernandes, Reneu Rodrigues da Silva, Ricardo Moreira dos Santos Roberta de Albuquerque Cardoso, Ronan Magalhães Ávila, Sergio Martins de Souza, Victor Hugo Trocate da Silva, Viviane Kotani Shimizu.

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, Allan de Vasconcelos Ferreira Souza (estagiário), Clara Santos Martins Saide, Deise dos Santos Trindade Ribeiro, Euler João Geraldo da Silva, Gabriel da Silva Azevedo Jorge, Gildo Gabriel da Costa, Henrique dos Prazeres Fonseca, Lucas de Moraes Sermoud (estagiário), Israel Rangel Azevedo (estagiário), Jennifer Dias Simões (estagiária), Juliana Rangel do Nascimento, Kriseida C. P. G. Alekseev, Leônidas Bially Olegario dos Santos, Marcelo Castello Branco Cavalcanti, Maria Cecília Pereira de Araújo, Marisa Maia de Barros, Patricia Feitosa Bonfim Stelling, Paulo Vinicius França Veiga (estagiário), Pedro Ninô de Carvalho, Rachel Martins Henriques, Rafael Barros Araujo, Rafael Moro da Mata, Rodrigo de Queiroz Campos, Romeu Ricardo 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 Souza Pelech, Carlos Frederico Menezes, Carolina Maria H. de G. A. Feijo Braga, Carolina Meirinho, Cristiane Moutinho Coelho, Daniel Dias Loureiro, Diego do Nascimento Bastos, Guilherme de Paula Salgado, Gustavo Fernando Schmidt, José Ricardo de Moraes Lopes, Kátia Gisele Soares Matosinho, Luciana Álvares da Silva, Marcos Ribeiro Conde, Mariana Lucas Barroso, Paula Cunha Coutinho, Robson de Oliveira Matos, 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 2023*** 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 42,5% em 2023, indicador equivalente ao verificado em 2013, de 41%. Na matriz de geração de energia elétrica, as renováveis deverão representar perto de 86% em 2023, superando a atual predominância destas fontes. Destaque para a energia eólica, que dos atuais 1,1% da matriz elétrica deverá passar a 8,1% em 2023, devido à expansão de 20 GW no período.

Neste PDE 2023 estão previstos investimentos globais da ordem de R\$ 1,3 trilhão, dos quais 23,8% correspondem à oferta de energia elétrica; 69,6% a petróleo e gás natural; e 6,5%, à oferta de biocombustíveis líquidos. Dentre os principais parâmetros físicos, haverá ampliação entre o verificado em 2013 e 2023: da capacidade instalada de geração de energia elétrica, de 124,8 para 195,9 GW; da produção de petróleo, de 2,0 para 4,9 milhões de barris/dia; da produção de gás natural, de 77,2 para 148,8 milhões de m³/dia; e da produção de etanol, de 27,6 para 47,3 milhões de m³.

Ao apresentar o ***Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2023***, resultado de um processo interativo 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 2014.

Edison Lobão

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.....	13
I - PREMISSAS BÁSICAS.....	17
1. Cenário Macroeconômico de Referência.....	17
Aspectos gerais	17
Conjuntura econômica	18
Cenário de referência	18
2. Premissas Demográficas.....	22
3. Premissas Setoriais.....	24
Grandes Consumidores.....	27
Setor residencial	28
Setor de transportes.....	31
II – DEMANDA DE ENERGIA	33
1. Projeção Consolidada do Consumo Final por Fonte	34
2. Energia Elétrica	38
2.1 Projeção do consumo	38
2.2 Projeção da carga	40
2.3 Comparação entre as projeções do PDE 2023 e do PDE 2022	42
3. Gás Natural.....	43
3.1 Óleo Diesel.....	48
3.2 Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)	50
3.3 Gasolina automotiva	51
3.4 Querosene de aviação (QAV)	54
3.5 Óleo combustível e outros secundários de petróleo	55
3.6 Não-energéticos do petróleo	57
3.7 Nafta	59
4. Biocombustíveis	60
4.1 Biocombustíveis líquidos	60
4.2 Biomassa da cana	62
4.3 Biomassa da lenha	62
4.4 Carvão Vegetal.....	64
5. Carvão Mineral e Coque	65
6. Consumo final por fonte e por setor.....	66

III – GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	69
1. Introdução	69
2. Sistema Existente	71
3. Metodologia e Critérios.....	72
4. Diretrizes e Premissas.....	73
5. Expansão da Geração.....	78
5.1 Parque gerador contratado e em implantação	79
5.2 Parque gerador planejado	81
5.2.1 Expansão hidrelétrica	81
5.2.2 Expansão termelétrica.....	87
5.2.3 Expansão de outras fontes renováveis	89
5.2.4 Resumo da expansão por tipo de fonte.....	91
6. Balanco de Garantia Física	95
7. Expansão das Interligações	100
8. Custos Marginais de Operação e Riscos de Déficit.....	103
9. Atendimento à Demanda Máxima.....	107
10. Estimativa de Investimentos.....	113
IV – TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	124
1. Considerações Iniciais.....	124
2. Topologia da Rede de Transmissão.....	125
2.1 Configuração inicial	125
2.2 Expansão do SIN e integração de usinas de grande porte e de novas fontes renováveis.	126
2.3 Interligações regionais.....	131
2.4 Interligações dos sistemas isolados ao SIN	136
2.5 Interligações com países vizinhos.....	139
3. Sistemas de Transmissão Regionais	140
3.1 Região Norte	140
3.1.1 Estado do Pará.....	141
3.1.2 Estado do Maranhão	145
3.1.3 Estado do Tocantins.....	147
3.1.4 Estado do Amazonas.....	148
3.1.5 Estado do Amapá.....	150
3.1.6 Estado de Roraima.....	151
3.1.7 Estudos complementares	152
3.2 Região Nordeste.....	153
3.2.1 Estado do Piauí	154
3.2.2 Estado do Ceará.....	157
3.2.3 Estado do Rio Grande do Norte.....	159
3.2.4 Estado da Paraíba	162
3.2.5 Estado de Pernambuco.....	163
3.2.6 Estado de Alagoas.....	165
3.2.7 Estado do Sergipe	167

3.2.8	Estado da Bahia	168
3.2.9	Estudos complementares	172
3.3	Região Sudeste.....	173
3.3.1	Estado de São Paulo	174
3.3.2	Estado de Minas Gerais	178
3.3.3	Estado do Espírito Santo.....	181
3.3.4	Estado do Rio de Janeiro	183
3.3.5	Estudos complementares	185
3.4	Região Centro-Oeste e Estados do Acre e Rondônia	185
3.4.1	Estado de Goiás e Distrito Federal.....	186
3.4.2	Estado de Mato Grosso	189
3.4.3	Estados do Acre e Rondônia	191
3.4.4	Estado de Mato Grosso do Sul.....	193
3.4.5	Estudos complementares	194
3.5	Região Sul	195
3.5.1	Estado do Rio Grande do Sul	196
3.5.2	Estado de Santa Catarina.....	201
3.5.3	Estado do Paraná.....	204
3.5.4	Estudos complementares	207
4.	<i>Evolução Física e Investimentos.....</i>	208
5.	<i>Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST</i>	210
V	<i>PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....</i>	216
1.	<i>Introdução</i>	216
2.	<i>Previsões de Produção.....</i>	219
3.	<i>Segmentação Geológica da Produção no Pré-Sal</i>	224
4.	<i>Implicações Estratégicas e Econômicas.....</i>	227
4.1	Evolução das reservas provadas e da relação R/P	237
4.2	Investimentos em E&P	240
4.3	Possíveis excedentes de produção	240
4.4	Demandas por FPSOs e conteúdo local na fabricação de equipamentos.....	241
VI	<i>OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO</i>	245
1.	<i>Perspectivas de Preços de Petróleos e Derivados</i>	245
1.1	Perspectivas de preços internacionais de petróleo.....	246
1.2	Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo.....	247
1.3	Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo	249
2.	<i>Expansão do Parque Nacional de Refino</i>	251
2.1	Metodologia e premissas adotadas para o abastecimento.....	252
2.2	Evolução do parque de refino atual	255
2.3	Novas refinarias previstas.....	256
2.4	Investimentos programados	258
2.5	Evolução do parque nacional de refino	259

2.6	Resultados	259
2.6.1	Balanço entre oferta e demanda de derivados e perfil de produção.....	259
2.6.2	Balanço nacional dos principais derivados	261
2.6.3	Balanço nacional de petróleo	268
2.7	Refino – Considerações finais	269
3.	<i>Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleos e Derivados.....</i>	270
3.1	Introdução	270
3.2	Panorama atual da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados.....	271
3.2.1	Infraestrutura dutoviária para transporte de petróleo e derivados.....	271
3.2.2	Infraestrutura de terminais e capacidade de armazenamento de petróleo e derivados.....	271
3.2.3	Transporte marítimo de petróleo e derivados	272
3.3	Expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados	273
3.3.1	Investimentos da carteira de projetos do Grupo Petrobras.....	273
3.3.2	Investimentos sugeridos pela EPE	278
3.4	Impactos das movimentações previstas sobre a infraestrutura existente	279
VII – OFERTA DE GÁS NATURAL	282	
1.	<i>Perspectivas de Preços de Gás Natural</i>	282
1.1	Premissas para as previsões de preços	283
1.2	Preços de GNL internado no Brasil – metodologia <i>netback value</i>	286
1.3	Projeção de Preços de Gás Natural.....	288
1.4	Competitividade do gás natural no Brasil	290
2.	<i>Expansão da Oferta de Gás Natural.....</i>	291
3.	<i>Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural.....</i>	294
3.1	Região Norte	294
3.2	Região Nordeste.....	295
3.3	Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste	296
3.4	Balanço de oferta e demanda do Brasil – Malha integrada	297
3.5	Considerações finais.....	298
4.	<i>Infraestrutura de Transporte de Gás Natural</i>	298
4.1	Panorama atual.....	299
4.1.1	Região Norte	299
4.1.2	Região Nordeste	300
4.1.3	Região Sudeste	300
4.1.4	Regiões Sul e Centro-Oeste	300
4.2	Expansão da infraestrutura.....	301
4.2.1	Região Norte.....	301
4.2.2	Região Nordeste	301
4.2.3	Região Sudeste	302
4.3	Expansão indicativa.....	303
4.4	Expansão da infraestrutura via GNL	306
4.5	Estimativa de investimentos.....	306

VIII – OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS	307
1. Etanol	307
1.1 Projeções da demanda total de etanol	307
1.1.1 Demanda do mercado interno	307
1.1.2 Demanda internacional	307
1.1.2.1 Total de exportação brasileira de etanol.....	310
1.1.3 Demanda total.....	311
1.2 Projeções da oferta de etanol no Brasil	312
1.2.1 Situação atual	312
1.2.2 Metodologia para projeção da oferta de etanol	312
1.2.3 Premissas para prod. de açúcar, rend., produtividade e índice de transformação industrial.....	313
1.2.4 Premissas para a expansão da capacidade industrial.....	315
1.2.5 Resultados	316
1.2.6 Etanol celulósico e bioprodutos da cana	319
1.2.7 Investimentos para o aumento da produção	320
1.3 Logística de transporte do etanol.....	321
1.3.1 Investimentos dutoviários e hidroviários	321
1.3.2 Ferrovias	322
1.3.3 Portos	323
1.4 Etanol - considerações finais.....	324
2. Biodiesel	325
2.1 O consumo obrigatório de biodiesel.....	325
2.2 Perspectivas de preços do biodiesel.....	325
2.3 Os leilões e o estoque estratégico de biodiesel.....	326
2.4 Oferta de biodiesel.....	326
2.4.1 Disponibilidade de insumos para a produção de biodiesel	326
2.4.2 Capacidade de processamento.....	328
2.4.3 Balanço de capacidade instalada e demanda de biodiesel	328
2.4.4 Incentivos ao uso adicional de biocombustíveis	330
2.4.5 Infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel	330
2.4.6 Biodiesel – Considerações finais.....	331
3. Biomassa de Cana-de-Açúcar para Oferta de Energia Elétrica	332
3.1 O setor sucroalcooleiro e os leilões de energia elétrica.....	333
3.2 Oferta de biomassa de cana-de-açúcar.....	335
3.3 Potencial técnico de exportação de energia elétrica da biomassa de cana-de-açúcar.....	336
3.4 Biomassa de cana-de-açúcar – considerações finais.....	338
IX – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	339
1. Conceitos e definições	340
1.1 Eficiência energética.....	340
1.2 Geração distribuída	341
2. Principais resultados agregados	342
2.1 Ganhos de eficiência energética.....	342
2.1.1 Setor industrial	344
2.1.2 Setor de transportes.....	345

2.1.3	Setor residencial	346
2.1.4	Setor de serviços.....	348
2.1.5	Setor agropecuário	350
2.2	Geração distribuída	350
2.3	Resultados Consolidados	353
X	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL.....	354
1.	Premissas, critérios e procedimentos	355
1.1	Emissões de GEE.....	355
1.2	Energia elétrica	356
1.3	Petróleo, gás natural e biocombustíveis.....	356
1.4	Análise integrada	357
2.	Emissões de gases de efeito estufa (GEE)	357
2.1	Projeção.....	358
3.	Análise socioambiental da oferta de energia elétrica.....	361
3.1	Geração hidrelétrica.....	361
3.2	Geração de outras fontes renováveis	368
3.1	Transmissão de energia elétrica.....	372
4.	Análise socioambiental da oferta de petróleo, gás natural e biocombustíveis	377
4.1	Produção de petróleo e gás natural	377
4.2	Oferta de gás natural.....	381
4.3	Etanol	382
4.4	Biodiesel	389
5.	Análise socioambiental integrada	393
	Análise espacial da expansão.....	395
	Interferências dos projetos e sensibilidades regionais	397
	Temas prioritários para a gestão ambiental	401
	CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS.....	403
	Economia e Energia	403
	Matriz Energética	404
	Síntese dos Resultados	407
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	411
	LISTA DE TABELAS.....	423
	LISTA DE GRÁFICOS.....	427
	LISTA DE FIGURAS.....	430
	AGRADECIMENTOS.....	432

INTRODUÇÃO

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2023 incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos no período de 2014 a 2023. 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 2023 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 economia mundial passa por um período de fraco crescimento econômico que deverá perdurar ao longo dos próximos anos. Os países desenvolvidos ainda se recuperam da crise econômica e os países emergentes são cada vez mais afetados pela estagnação do comércio mundial. Nesse contexto, a economia brasileira não tem sido capaz de apresentar bom desempenho econômico apesar dos esforços de investimento e dos bons resultados do setor de serviços, em virtude de fatores externos tais como a retração da demanda mundial, e internos como os gargalos de infraestrutura que inibem a competitividade nacional.

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, especialmente na segunda metade do período. 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 e indiana. Com relação à economia brasileira, admite-se como uma das principais hipóteses do cenário o encaminhamento, nos próximos anos, de soluções para os problemas de infraestrutura, com consequente elevação dos investimentos e da produtividade total dos fatores. Por esse motivo, no cenário adotado, espera-se que o Brasil cresça a uma taxa superior à média mundial no horizonte decenal.

No que concerne ao setor elétrico, o presente plano incorpora os resultados dos leilões de energia nova realizados até o final de 2013. A potência total dos projetos que comercializaram energia neste ano foi de, aproximadamente, 7.200 MW, correspondendo a uma energia de aproximadamente 3.600 MW médios para o Sistema Interligado Nacional - SIN. Estão incluídas nesse total, a geração de origem eólica, com uma potência total de cerca de 4.700 MW. Foi também dado prosseguimento ao exitoso processo das licitações de empreendimentos de transmissão, tendo sido licitado em 2013, em cinco leilões, um total da ordem de 10.000 km de linhas de transmissão e 9.200 MVA de transformação.

Quanto à expansão da geração no horizonte do PDE 2023, 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, optou-se por indicar a expansão do parque gerador também com termelétricas entre os anos de 2019 e 2023, totalizando 7.500 MW. Destaca-se que a concretização desta expansão termelétrica 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.

Os estudos socioambientais desenvolvidos no PDE 2023 foram orientados pelo conceito de sustentabilidade considerando questões associadas à redução dos impactos sobre o meio ambiente na expansão da oferta de energia. Assim como no horizonte de planejamento anterior, foram identificados desafios socioambientais associados às diversas fontes planejadas no decênio para as quais devem ser orientados esforços do setor de modo a contribuir para a minimização de riscos e o aproveitamento de oportunidades relacionados à expansão. Nesse contexto, populações indígenas, áreas protegidas, biodiversidade aquática e vegetação nativa foram considerados os temas prioritários para a gestão ambiental.

Destacam-se também as questões relacionadas à mudança global do clima causada pelas emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEE). O Decreto 7.390/10, que regulamenta a Política Nacional sobre Mudança do Clima, 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 2023 deve ser compatível com a meta estabelecida pela Política Nacional sobre Mudança do Clima, na qual todos os setores, em conjunto, deverão reduzir entre 36,8% e 38,9% as emissões de GEE em relação a um cenário de referência projetado para 2020. Com efeito, o PDE 2023 tem entre seus objetivos o atendimento a metas específicas no quesito emissões.

O PDE 2023 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, o incremento do parque instalado de hidroeletricidade e de outras fontes renováveis de energia elétrica como eólica, biomassa e PCHs, a inserção da fonte solar na expansão, além da avaliação das áreas de expansão da cana necessárias para o aumento do volume de biocombustíveis e consequente substituição de combustíveis fósseis.

Na área de exploração e produção de petróleo e gás natural, com base nas reservas de 31 de dezembro de 2012 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 31 de maio de 2013 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 antever 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. Ressalte-se que, devido a restrições da oferta de etanol, ao aumento da frota de veículos leves e a investimentos pouco expressivos na expansão de produção de gasolina, prevê-se a importação deste derivado ao longo de todo o período considerado.

Mantendo a expectativa do PDE anterior, 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, um aspecto fundamental na avaliação da penetração desse combustível na indústria consiste na competição direta com o óleo combustível. Para efeito de projeção, o cenário adotado confere ligeira vantagem no curto prazo ao gás natural em relação ao óleo combustível, sendo a relação média entre os preços de gás natural (*citygates*) e os de óleo combustível de alto teor de enxofre (*ex refinaria*) de 85% no horizonte decenal. 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.

Projeta-se para o período decenal a ampliação da participação do gás nacional na oferta total de gás natural, devido principalmente ao incremento da produção interna. Ainda assim, prevê-se a manutenção da importação de gás natural boliviano nos níveis atuais, e de GNL, através dos terminais instalados (Rio de Janeiro e Ceará) e do novo terminal na Bahia. Projeta-se para o período decenal uma ampliação da participação do gás nacional na oferta total de gás natural, devido principalmente ao incremento da produção interna oriunda das recentes descobertas.

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 e dos ganhos de produtividade da cana, o que proporcionará uma menor oferta nacional do produto. No mercado internacional, estima-se um crescimento marginal das exportações brasileiras, impactadas pelos problemas na produção doméstica, pela manutenção das tendências protecionistas dos mercados e pelas políticas de redução do consumo de combustíveis nos Estados Unidos. Mesmo assim, o Brasil se manterá como um dos principais *players* no período analisado.

Entre 2014 e 2016, vislumbra-se o início da recuperação da oferta de etanol, motivado pelo retorno dos investimentos em renovação dos canaviais e em tratamentos culturais, 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 moderado. 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, apesar de ter sido avaliada a possibilidade de que a demanda ultrapassasse as metas legais estabelecidas. Cabe ressaltar a alteração do percentual mandatório para 6%, em julho de 2014, e para 7% a partir de novembro de 2014. Para atendimento desta demanda, foi analisada a disponibilidade de insumos, assim como a capacidade de processamento e de escoamento da produção.

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 uma nova projeção de oferta de bioeletricidade, considerando-se o comportamento histórico da geração de bioeletricidade.

I - PREMISSAS BÁSICAS

Neste capítulo são apresentadas algumas das premissas básicas adotadas nos estudos do PDE 2023, 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 eletricidade. 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.

Assim, a seguir são apresentadas algumas dessas premissas, incluindo aquelas relacionadas às premissas demográficas, macroeconômicas e setoriais.

1. Cenário Macroeconômico de Referência

Aspectos gerais

O cenário econômico-energético adotado neste PDE 2023 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 entre os elementos que afetam a conjuntura, aqueles que podem influenciar parâmetros relevantes no horizonte decenal, em especial, as taxas de expansão da economia.

Há que se destacar, a despeito do contexto pelo qual passa a economia brasileira, que esta nos próximos dez anos terá um desempenho superior à média mundial. Esta premissa está alinhada com as perspectivas adotadas pela EPE desde o PNE 2030. Desta forma, 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 4,3% ao ano, conforme será analisado nas próximas seções.

Conjuntura econômica

A economia mundial ainda vem se recuperando gradualmente do fraco desempenho econômico provocado pela crise mundial iniciada nos Estados Unidos e estendida aos países integrantes da União Europeia, com desempenho diferente entre países.

Embora esta crise tenha ocorrido de forma mais intensa nos países desenvolvidos, seus efeitos também foram sentidos pelos países emergentes, devido ao forte impacto gerado sobre o comércio mundial. Ainda assim, estes países, sobretudo os asiáticos, continuam sendo os principais responsáveis pelo crescimento do PIB mundial. Vale frisar que, embora em trajetórias decrescentes, a taxa de crescimento econômico da China continua elevada, assim como a sua participação relativa nos fluxos de comércio internacional.

O Brasil, por sua vez, reforçou os esforços para que sua economia volte a apresentar bons resultados, através de estímulos a diversos setores. Após um ano de retração dos investimentos, há uma recuperação destes ao longo de 2013, o que tende a implicar em um resultado econômico melhor para o país. Por outro lado, ainda há incerteza em relação ao desempenho da indústria, já que há certa volatilidade nos indicadores de produção industrial.

A trajetória da inflação vem sendo destaque neste período, já que o IPCA fechou o ano de 2012 com 5,9% e chegou a atingir o teto da meta em maio de 2013, quando apresentou 6,5% nos 12 meses acumulados. Diante disso, a autoridade monetária atuou elevando a taxa de juros básica da economia interrompendo, momentaneamente, a política de redução de taxa de juros praticada pelo governo brasileiro ao longo do último ano.

Além dos fatores conjunturais citados acima, o desempenho da economia vem sendo limitado por alguns fatores estruturais, como os gargalos de infraestrutura que limitam a competitividade da indústria e os ganhos de produtividade da economia. A solução desses gargalos é imprescindível para que se possa observar um crescimento mais significativo da economia brasileira.

De modo geral, a análise prospectiva da economia brasileira depende da evolução dessas questões conjunturais e de como os problemas estruturais serão enfrentados e solucionados. A seguir, o cenário adotado pela EPE para o horizonte de dez anos é detalhado.

Cenário de referência

O cenário projetado pela EPE foi elaborado em um momento de incertezas tanto no mercado interno quanto no externo, onde se destacam alguns riscos como a questão inflacionária brasileira e a lenta recuperação da economia mundial. Mesmo diante deste contexto, é possível visualizar uma perspectiva de retomada de crescimento da economia brasileira.

Dentre as premissas para o cenário mundial adotadas neste estudo, está uma recuperação da economia global, considerando-se remotas as chances de uma ruptura da União Europeia. Nesse contexto, os países emergentes continuarão sendo protagonistas no crescimento do PIB mundial, com destaque para a China e Índia, que se mantém com altas taxas de crescimento, apesar da redução da projeção de crescimento desses países para os próximos anos.

Conforme apresentado na Tabela 1, na primeira metade do horizonte de projeção, o crescimento da economia mundial será impactado pela recuperação das economias desenvolvidas e pelas elevadas taxas de crescimento dos países emergentes. Já no segundo quinquênio, a despeito do melhor desempenho das economias desenvolvidas, o crescimento econômico mundial será impactado pelas taxas mais baixas de crescimento das economias emergentes.

Com relação à economia brasileira, a expectativa é de crescimento médio acima da média mundial; tal fato é explicado pela perspectiva de elevação de investimento e produtividade. Nesse horizonte, o Brasil crescerá a uma taxa média de 4,3% a.a., enquanto o mundo cresce a 3,8% ao ano.

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2003-2007	2008-2012	2014-2018	2019-2023
PIB mundial (% a.a.)	4,7	2,9	3,8	3,8
Comércio mundial (% a.a.)	8,2	2,8	5,4	5,3
PIB nacional (% a.a.)	4,0	3,1	4,1	4,5

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

Para alcançar essas taxas de crescimento da economia brasileira é necessário que sejam solucionados os problemas estruturais que se constituem em gargalos que impedem a sustentação de um crescimento econômico mais vigoroso de longo prazo.

Sustentar o crescimento econômico brasileiro ao longo dos anos envolve a adoção de uma série de medidas que possibilitem o aumento do PIB potencial. Um fator determinante para a elevação do crescimento econômico diz respeito à questão da produtividade da economia brasileira. Mas, para que a taxa de produtividade da economia brasileira avance e contribua de forma mais significativa no crescimento econômico, os investimentos em capital, em inovação e na formação e capacitação da mão-de-obra precisarão aumentar.

Dentre as ações já implementadas que podem ter um impacto no médio e longo prazo sobre o aumento de produtividade e, consequentemente, crescimento da economia brasileira, estão as políticas de investimento em infraestrutura realizadas pelo governo através de programas como o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e o Plano Nacional de Logística e Transporte (PNLT). Estes programas são voltados para impulsionar o crescimento da economia nacional através da redução das ineficiências e dos principais custos que geram um forte impacto negativo nos setores produtivos.

Outro fator essencial para o crescimento econômico nacional é o aumento da poupança de longo prazo. As evoluções das taxas de poupança de longo prazo (% PIB) e de crescimento da Produtividade Total dos Fatores (PTF) são apresentadas na Tabela 2.

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2003-2007	2008-2012	2014-2018	2019-2023
Taxa de Poupança (% PIB) ⁽¹⁾	19,0	19,0	20,7	20,7
PTF (% a.a.) ⁽²⁾	1,2	0,8	1,2	1,2

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).

Em relação aos investimentos, é de notório saber que eles são imprescindíveis para manter taxas elevadas e sustentáveis de crescimento econômico de longo prazo. Além disso, eles geram ganhos importantes de competitividade para o país, o que impacta diretamente no posicionamento da economia brasileira no comércio mundial.

Para o horizonte considerado, espera-se um aumento no volume de investimentos, nos setores de infraestrutura; com destaque para 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. Outro setor que merece destaque no que diz respeito ao aumento de investimentos é o habitacional.

É evidente que outros gargalos que impedem um aumento mais expressivo da produtividade, como falta de mão de obra qualificada, de políticas de estímulos às inovações tecnológicas e de mudanças institucionais mais profundas ainda persistirão, visto que os efeitos decorrentes de algumas das reformas em andamento necessitam de um período maior que o horizonte considerado neste estudo para serem efetivos. No entanto, a expectativa dos investimentos citados anteriormente sustenta a perspectiva das maiores taxas de investimento apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Taxa de Investimento (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2003-2007	2008-2012	2014-2018	2019-2023
Investimento total (% PIB) ⁽¹⁾	16,8	19,4	21,1	21,6
Investimento público (% PIB) ^{(1),(2)}	3,1	2,7	2,2	2,5

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

(2) Inclui empresas estatais federais

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

Ainda que a conjuntura política e econômica indique que a meta de superávit primário esteja sendo ameaçada pelos incentivos dados a diversos setores da economia a fim de evitar um agravamento dos resultados macroeconômicos nesse momento de crise mundial, acredita-se que haja reversão da situação nos próximos anos, possibilitando a manutenção do quadro de solidez fiscal do Brasil e a continuidade da trajetória de redução da dívida líquida do setor público.

Os dados apresentados na Tabela 4 mostram a evolução dos indicadores do setor público no período e apontam um aperto fiscal maior no primeiro quinquênio com impacto relevante sobre a redução da dívida pública. Entretanto, à medida que a dívida se reduz mais intensamente, reduz-se a necessidade de manter superávits fiscais elevados, conforme se espera que ocorra no segundo quinquênio.

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2003-2007	2008-2012	2014-2018	2019-2023
Superávit Primário (% PIB)	3,5	2,7	2,6	1,6
Déficit Nominal (% PIB)	3,6	2,6	1,8	1,3
Dívida Líquida (% PIB)	49,3	38,3	34,8	29,9

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

Pelo lado do setor externo, a lenta recuperação da economia mundial e o menor crescimento esperado para a economia chinesa impactarão diretamente a balança comercial brasileira que terá no período projetado um crescimento inferior ao observado na década imediatamente anterior. O resultado ainda positivo, porém, se deve à expectativa de aumento significativo das exportações do setor de petróleo ao fim desta década.

O menor saldo de balança comercial e o déficit do saldo de balança de serviços e rendas, por sua vez, se traduzirão em um maior déficit em transações correntes. Este déficit, entretanto, não representará uma dificuldade de financiamento, especialmente porque há expectativa de afluxo de capitais crescente para o país no período. A entrada de capitais via aumento do investimento externo direto ocorrerá, principalmente, em resposta ao bom desempenho da economia nacional, principalmente no segundo quinquênio, e à solidez da política macroeconômica no período.

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2003-2007	2008-2012	2014-2018	2019-2023
Balança Comercial (US\$ bilhões)	38,0	23,5	10,2	19,5
Exportações (US\$ bilhões)	117,4	206,3	246,6	292,7
Importações (US\$ bilhões)	79,3	182,9	236,4	273,3
IED (US\$ bilhões)	19,4	50,3	76,9	130,3
Transações Correntes (% PIB)	1,1	-2,0	-3,0	-2,4

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. No primeiro quinquênio, haverá menos restrições sobre a oferta por parte de alguns países da OPEP, especialmente o Iraque, além da região do Cáspio, do pré-sal no Brasil, das areias betuminosas Canadenses e do *shale oil* nos Estados Unidos. Os preços médios, embora decrescentes a partir de 2012, se manterão em um patamar ainda elevado no curto prazo, pois mesmo com a retomada dos investimentos, é possível que não haja tempo hábil para atender totalmente o ritmo de crescimento da demanda.

No entanto, a combinação de vários efeitos deverá levar a um novo balanço de oferta-demanda de petróleo, amenizando os preços do petróleo no segundo quinquênio. Entre estes efeitos destacam-se a retomada e maturação de projetos de E&P, a manutenção de um crescimento econômico mundial moderado, o efeito da alta de preços sobre a demanda de derivados e a maturação de políticas de substituição de derivados e de eficiência energética.

Como resultado, as cotações do Brent deverão cair, nesse cenário, de um patamar médio de US\$ 96 por barril no primeiro quinquênio para o patamar médio de US\$ 83 por barril no final do horizonte (a

valores constantes de maio de 2013). A evolução do preço do óleo Brent projetado ao longo do horizonte do PDE 2023 é apresentada na Tabela 6.

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2003-2007	2008-2012	2014-2018	2019-2023
Preço do Petróleo tipo <i>Brent</i> (US\$ maio 2013/barril)	66,49	97,72	95,66	83,43

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

2. Premissas Demográficas

Assim como a análise econômica possui um importante impacto sobre as questões energéticas, a evolução demográfica é um fator primordial para indicar as possíveis trajetórias do consumo energético. Desta forma, esta seção visa explicitar o cenário considerado para a evolução da população brasileira no período que se estende até 2023.

O último censo demográfico realizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) no ano de 2010 revelou importantes resultados para a trajetória de crescimento da população brasileira. Com uma taxa de crescimento próxima a 1%, observa-se um rápido processo de envelhecimento da população, com alterações na pirâmide etária do país em virtude da menor taxa de fecundidade e maior expectativa de vida do brasileiro.

Para o horizonte projetado, espera-se continuidade da redução das taxas de crescimento, que em média será de 0,7% ao ano. Com isso, o país passará a ter 216 milhões de habitantes em 2023, 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 (1,2%) e Centro-Oeste (1,3%), 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 (41,7%) e Nordeste (27,3%).

Tabela 7 – Brasil e Regiões: Projeção da população total residente

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
	mil habitantes					
2014	17.347	56.363	85.446	29.130	15.325	203.610
2019	18.478	58.035	88.335	30.126	16.395	211.368
2023	19.274	59.092	90.253	30.802	17.176	216.596
Variação média (% ao ano)						
2014-2018	1,3	0,6	0,7	0,7	1,4	0,8
2019-2023	1,1	0,5	0,5	0,6	1,2	0,6
2014-2023	1,2	0,5	0,6	0,6	1,3	0,7
Estrutura de Participação Populacional (%)						
2014	8,5	27,7	42,0	14,3	7,5	100,0
2019	8,7	27,5	41,8	14,3	7,8	100,0
2023	8,9	27,3	41,7	14,2	7,9	100,0

Fonte: Elaboração EPE.

Enquanto os resultados dos últimos censos revelam um decréscimo da taxa de crescimento da população, o número de domicílios particulares permanentes vem apresentando trajetória crescente para todas as regiões do país.¹ Para o período que se estende de 2014 a 2023, espera-se que esta trajetória se mantenha, elevando o número de domicílios nacionais de 64 milhões para 75 milhões. Como resultado deste aumento e de um menor crescimento da população, espera-se uma redução do número de habitantes por domicílios de 3,1 no início do período para 2,9 em 2023.

No que se refere à distribuição regional dos domicílios, verifica-se um crescimento forte em todas as regiões, em especial na região Centro-Oeste que apresenta crescimento acima da média nacional, contribuindo para o aumento da participação do número de domicílios no total nacional. A região Sudeste, contudo, mantém a característica concentradora na estrutura nacional.

Tabela 8 – Brasil e Regiões: Projeção do número de domicílios

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
	mil unidades					
2014	4.546	16.524	28.080	9.999	4.982	64.131
2019	5.084	17.796	30.512	10.978	5.631	70.000
2023	5.508	18.760	32.408	11.758	6.152	74.585
Variação média (% ao ano)						
2014-2018	2,3	1,5	1,7	1,9	2,5	1,8
2019-2023	2,0	1,3	1,5	1,7	2,2	1,6
2014-2023	2,2	1,4	1,6	1,8	2,4	1,7
Estrutura de Participação dos Domicílios (%)						
2014	7,1	25,8	43,8	15,6	7,8	100,0
2019	7,3	25,4	43,6	15,7	8,0	100,0
2023	7,4	25,2	43,5	15,8	8,2	100,0

Fonte: Elaboração EPE

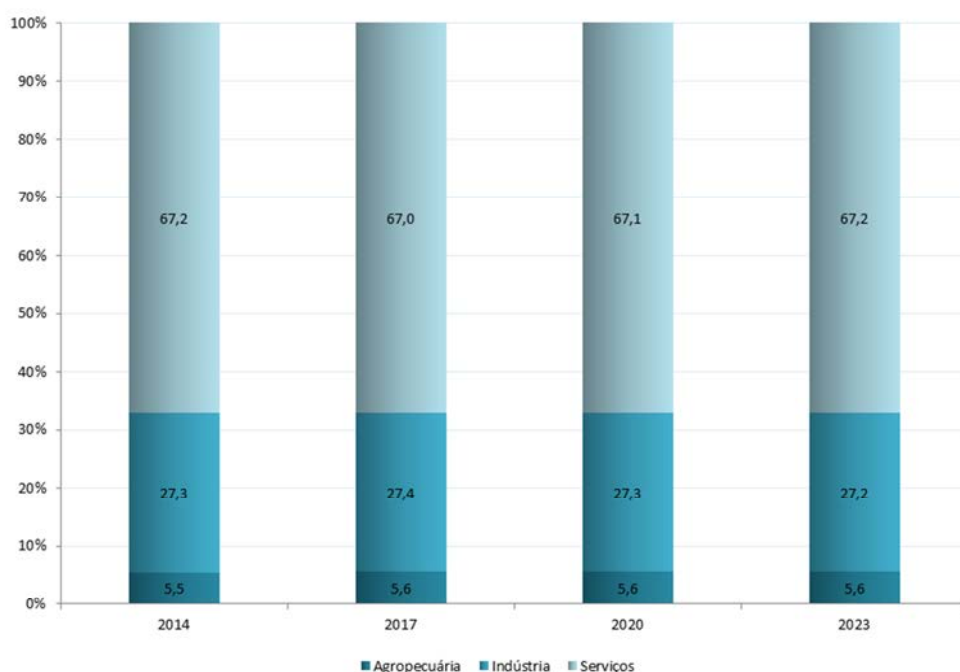
¹ Em tempos de revisão dos estudos de longo prazo da EPE, foi feita uma reavaliação da trajetória do número de habitantes por domicílios e, por consequência, do número de domicílios. Em virtude dessas alterações, as projeções do período que compreende o PDE 2023 foram revisadas para baixo em relação às projeções do PDE 2022.

3. Premissas Setoriais

A abordagem econômica setorial é feita desagregando-se o valor adicionado total nos setores da indústria, da agropecuária e de serviços. O modelo e análise setorial mantêm consistência com o cenário macroeconômico e considera as complexas relações intersetoriais.

No Gráfico 1 é mostrada a composição macrossetorial projetada para a economia brasileira no horizonte desse documento, com base em preços relativos de 2010.

Gráfico 1 – Participação no valor adicionado a preços relativos de 2010



Fonte: Elaboração Própria

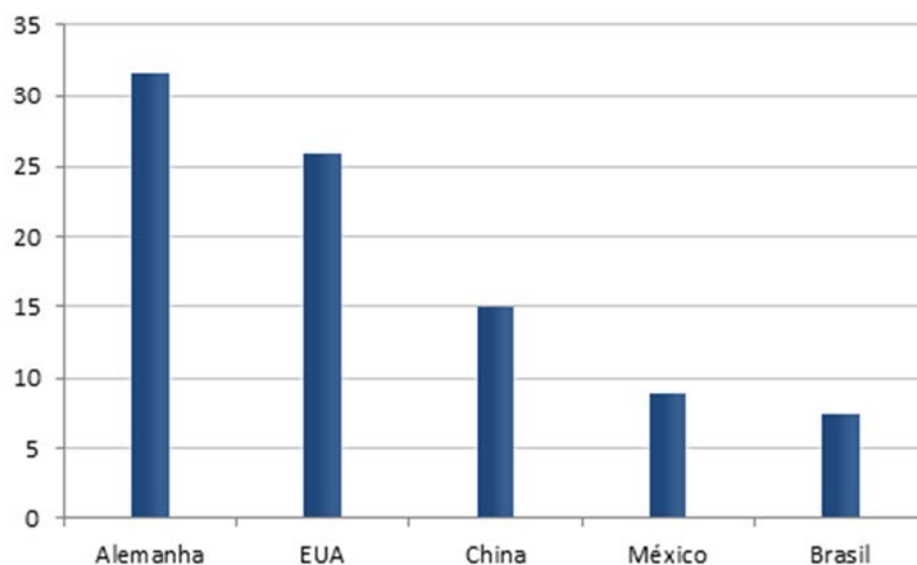
Como visto, não se projeta alteração significativa na estrutura macrossetorial nos próximos dez anos. O aumento da participação do setor de serviços observado na década anterior deve perder força, mas o setor ainda cresce no ritmo da economia. O principal desafio a ser enfrentado será a demanda por mão de obra, especialmente a qualificada. Os efeitos no setor serão mais ou menos intensos dependendo dos ganhos de produtividade do fator trabalho agindo no sentido de atenuar esse movimento.

Para a agropecuária espera-se um crescimento um pouco mais acelerado da produção física, uma vez que o movimento dos preços relativos na última década favoreceu os termos de troca do setor e é alta a probabilidade de continuarem favoráveis. A demanda desse setor será pressionada pelo crescimento da renda e da população brasileira e mundial. Pelo lado da oferta têm-se as vantagens comparativas ligadas ao clima, disponibilidade de terra e tecnologias de ponta que colocam o Brasil em boas condições de atender a demanda interna e externa futura.

A indústria, ao contrário das últimas décadas, deverá crescer a taxas mais próximas da economia como um todo mantendo sua fatia. Esse crescimento deverá ser puxado pela construção civil e pela extrativa mineral.

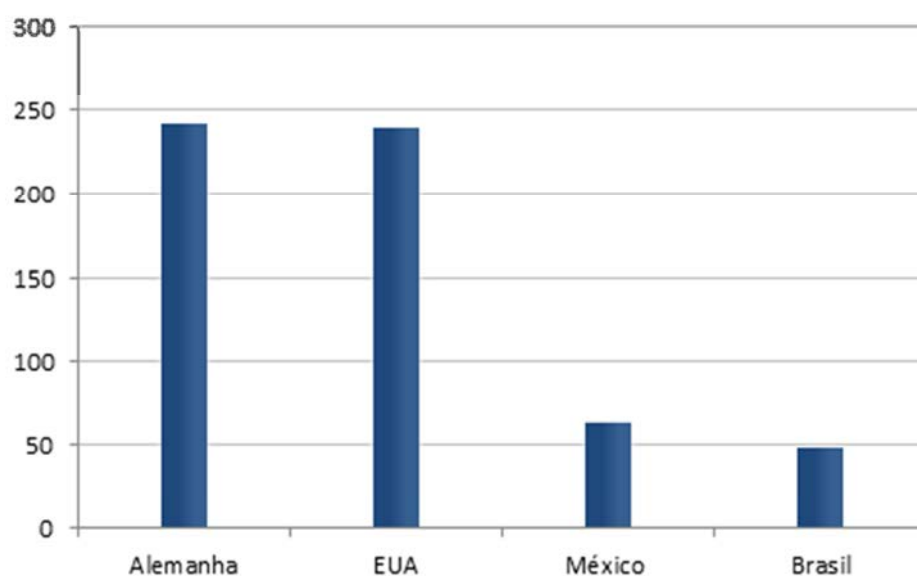
Uma análise microeconômica da indústria mostra que a maioria dos produtos consumidos internamente tem consumo per capita abaixo das economias desenvolvidas. Isso indica que existe um espaço considerável de crescimento do consumo aparente² na maioria dos produtos e a questão central será se cada setor crescerá perdendo, ganhando ou mantendo a participação no consumo aparente. O Gráfico 2 e o Gráfico 3, abaixo, mostram uma comparação quanto aos padrões internacionais do consumo per capita de alumínio primário e papel, respectivamente.

Gráfico 2 – Consumo per capita de alumínio primário em 2009 – Países Selecionados



Fonte: ABAL.
Elaboração: EPE

Gráfico 3 – Consumo per capita de papel em 2008 – Países Selecionados



Fonte: Bracelpa.
Elaboração: EPE

² Consumo aparente é igual à produção doméstica somada às importações e deduzidas pelas exportações. É o que se consome efetivamente no país.

A capacidade da oferta no atendimento dessa demanda crescente está intimamente associada à premissa base do nosso cenário de superação dos já mapeados gargalos sistêmicos que atingem a produtividade da indústria e do trabalho. Vale notar que, de maneira geral, esses gargalos são mais sentidos nos segmentos mais à jusante das cadeias produtivas, pois na medida em que os produtos avançam em suas respectivas cadeias, as vantagens comparativas naturais associadas principalmente ao fácil acesso à matéria prima vão sendo reduzidas pelo papel crescente do capital e da tecnologia e a produção necessita de melhor infraestrutura e de trabalhadores mais qualificados. Dessa forma, cadeias produtivas mais complexas deverão ser impulsionadas, como a indústria de transformação.

Quanto ao cenário internacional e seus impactos na indústria, espera-se um avanço mais lento dos preços das *commodities* por causa da redução do crescimento das principais potências emergentes. O impacto nos setores ligados a essa dinâmica será menos intenso do que foi nos últimos dez anos. Por outro lado, a recuperação da economia americana e a realocação de ativos financeiros no mundo associado a esse processo tendem a levar o câmbio para uma banda mais favorável aos produtos comercializáveis. Esse movimento é inverso ao da década passada, quando ocorreu uma apreciação cambial via *boom* das *commodities* que prejudicou a parte da indústria exposta à concorrência externa.

Dentre os setores da indústria, projeta-se um crescimento mais acelerado da extrativa mineral. Espera-se mais vigor da extração de petróleo e minério de ferro. O primeiro é impulsionado pelos investimentos do pré-sal que devem ocorrer em volumes significativos no período. Quanto ao segundo, a rocha encontrada no Brasil já é bastante competitiva no mercado global e a sua extração deverá crescer a taxas superiores à da indústria geral no período, tanto pela maturação dos investimentos que vêm sendo realizados, quanto pelo câmbio projetado mais favorável às exportações.

A indústria da construção civil e infraestrutura deverá crescer a taxas um pouco acima da indústria geral. A necessidade de avançar na construção e ou ampliação de portos, aeroportos, rodovias e ferrovias é premente. Tal avanço é fundamental para mitigação dos gargalos de infraestrutura considerados em nosso cenário. Também contribui para a expansão do setor os programas habitacionais do governo que visam reduzir o déficit habitacional do país, além das obras públicas e privadas ligadas aos eventos esportivos que ainda irão apresentar seus reflexos ao longo do horizonte.

Já a produção e a distribuição de eletricidade, de água e de gás crescem no ritmo médio da indústria como um todo mantendo a sua fatia de participação no valor adicionado industrial.

A indústria de transformação tem expansão relativa mais moderada no horizonte decenal. Entretanto, projeta-se um desempenho melhor que o da década anterior. O setor é bem exposto à concorrência externa e a desvalorização esperada do câmbio no período do PDE 2023 o favorecerá. Em resumo, as projeções decenais das participações relativas setoriais médias por quinquênio na economia e na indústria são apresentadas na Tabela 9. Como parâmetro de comparação, inclui-se a evolução quinquenal no período de 2003 a 2012.

Tabela 9 – PIB: Participação Setorial Relativa

Setor	Histórico		Projeção	
	2003-2007	2008-2012	2014-2018	2019-2023
% Valor Adicionado				
Agropecuária	5,5	5,3	5,5	5,6
Indústria	29,2	27,8	27,4	27,3
Serviços	65,3	66,9	67,1	67,1
% PIB Indústria				
Extrativa Mineral	10,0	10,5	11,6	12,7
Transformação	60,9	57,7	55,4	54,2
Construção Civil	18,3	20,2	20,9	20,9
Prod. e distribuição de água, eletricidade e gás	10,9	11,6	12,1	12,2

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 homogênea³, 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 heterogêneos⁴, considerou-se a evolução do valor adicionado setorial atrelada ao cenário macroeconômico de referência, conforme a desagregação setorial apresentada no Balanço Energético Nacional (EPE, 2013). Para as indústrias eletrointensivas, em especial, foram realizadas avaliações específicas⁵. Esse conjunto de indústrias (alumínio – inclusive alumina e bauxita –, siderurgia – aço bruto –, ferroligas, pelletização, cobre, celulose e papel, soda-cloro, petroquímica e cimento) responde por parcela expressiva do consumo de energia, cerca de 50% do consumo industrial de eletricidade.

³ São exemplos neste caso: alumínio, alumina, cobre, siderurgia, ferroligas, cimento e papel e celulose.

⁴ São exemplos neste caso: química, alimentos e bebidas, têxtil, cerâmica, outras indústrias, não-ferrosos (exclusive alumínio, alumina e cobre) e outros da metalurgia.

⁵ 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.

Tabela 10 – Grandes consumidores industriais: produção física

Segmento	2013	2017	2023	2013-2023 (% ano)
	mil t			
Alumínio	1.415	1.467	1.467	0,4
Alumina	11.334	13.062	16.530	3,8
Bauxita	42.680	45.050	50.724	1,7
Siderurgia (aço bruto)	35.472	43.031	46.650	2,8
Pelotização	59.232	77.712	95.472	4,9
Ferro-ligas	901	1.308	1.623	6,1
Cobre	340	459	548	4,9
Soda-cloro (soda)	1.436	1.488	1.780	2,2
Petroquímica (eteno)	3.653	3.653	4.603	2,3
Celulose	14.017	18.563	23.063	5,1
Pasta Mecânica	439	456	468	0,6
Papel	10.565	12.708	16.794	4,7
Cimento	71.161	84.947	109.547	4,4

Fonte: Elaboração EPE.

A siderurgia e o setor de papel e celulose continuam apresentando vantagens comparativas importantes. Um desempenho expressivo também pode ser esperado da produção de ferro-ligas que tem um resultado bastante atrelado à produção siderúrgica. O mesmo não 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 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. Neste 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 esperada da indústria de construção civil.

Deve-se ressaltar que 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.

A expansão esperada da produção de insumos básicos se traduzirá em aumentos significativos 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. O resultado será uma queda da elasticidade-renda 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.

Espera-se que o número de domicílios particulares permanentes com energia elétrica passe de 63 milhões em 2013 para cerca de 75 milhões de unidades em 2023.

Com relação à posse de eletrodomésticos⁶, 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.

Tabela 11 – Posse média de equipamentos

Equipamento	2013	2018	2023
	(unidades/100 domicílios)		
Ar condicionado	23	26	32
Refrigerador	103	103	103
Congelador	19	17	16
Chuveiro elétrico ⁽¹⁾	69	65	61
Máquina de lavar roupas	68	77	81
Televisão	161	197	216
Lâmpadas ⁽²⁾	8,26	8,59	8,85

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 de equipamentos 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. Dessa 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 aparelhos de TV, nesse caso, significa aquisição e uso de equipamentos mais potentes pelas famílias, em resposta ao aumento de renda.

⁶ Para efeito destes cálculos, foram considerados os seguintes equipamentos: televisores, refrigeradores, lâmpadas, congeladores, condicionadores de ar e chuveiros elétricos, que respondem por mais de 80% do consumo de uma residência (Eletrobras/PROCEL, 2007).

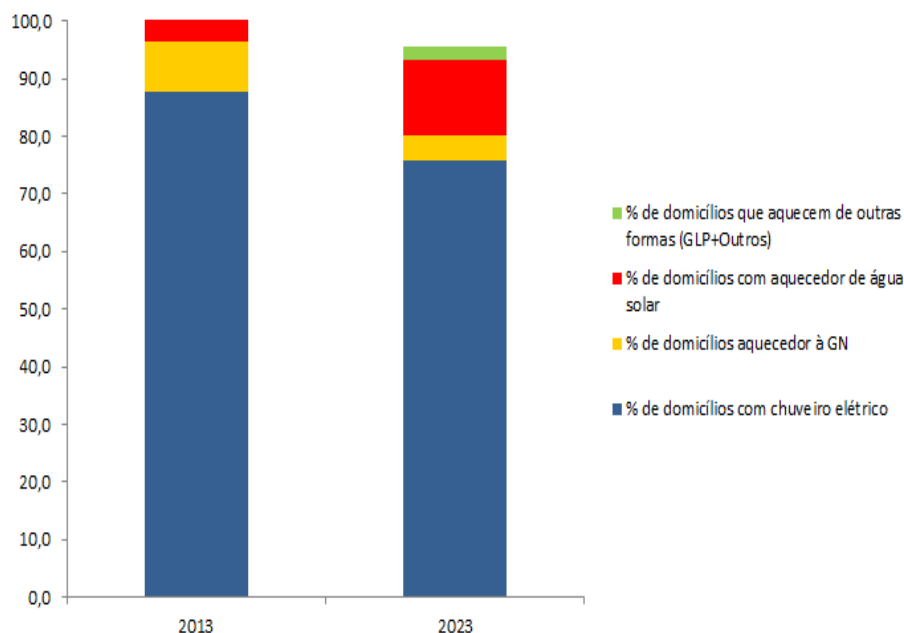
Tabela 12 – Consumo médio do estoque de equipamentos

Equipamento	2013	2023	2013-2023 (% ano)
	(kWh/ano)		
Ar condicionado	676	627	-0,2
Refrigerador	340	311	-0,9
Congelador	520	462	-1,1
Lâmpadas	37	15	-5,9
Chuveiro elétrico	485	507	0,5
Máquina de lavar roupas	67	61	-0,8
Televisão	158	195	2,3

Fonte: Elaboração EPE.

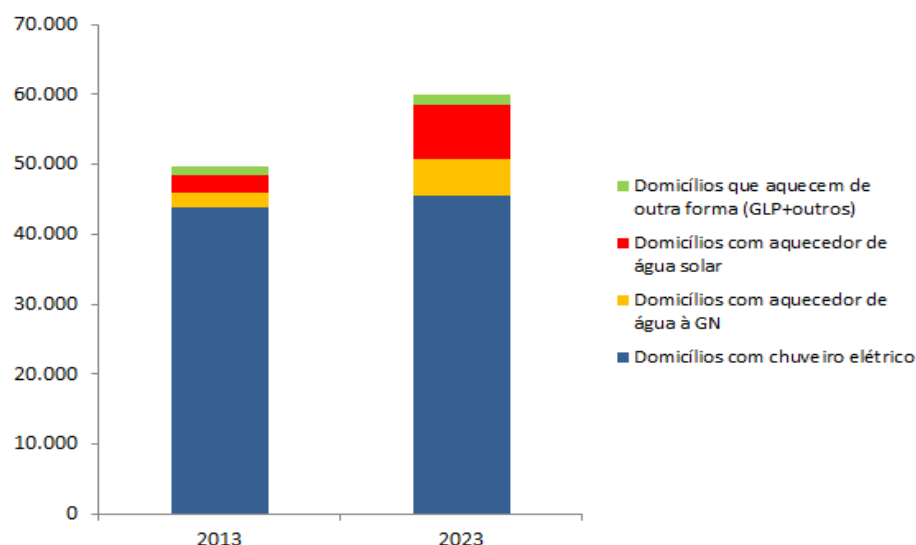
Quanto à utilização de outros energéticos nos domicílios, especialmente para usos térmicos, admitiu-se que a lenha e o carvão vegetal serão parcialmente substituídos pelo GLP devido ao crescimento da renda e sua melhor distribuição.

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 pode-se observar no Gráfico 4, 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.

Gráfico 4 – 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.

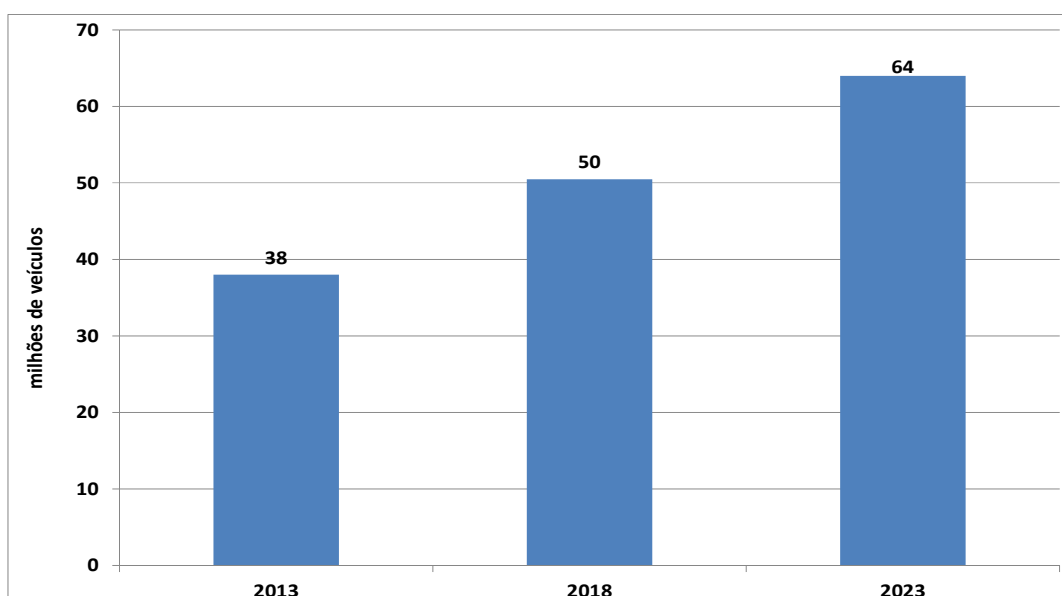
No entanto, em valores absolutos, todas as fontes crescerão, como mostra o Gráfico 5.

Gráfico 5 – 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

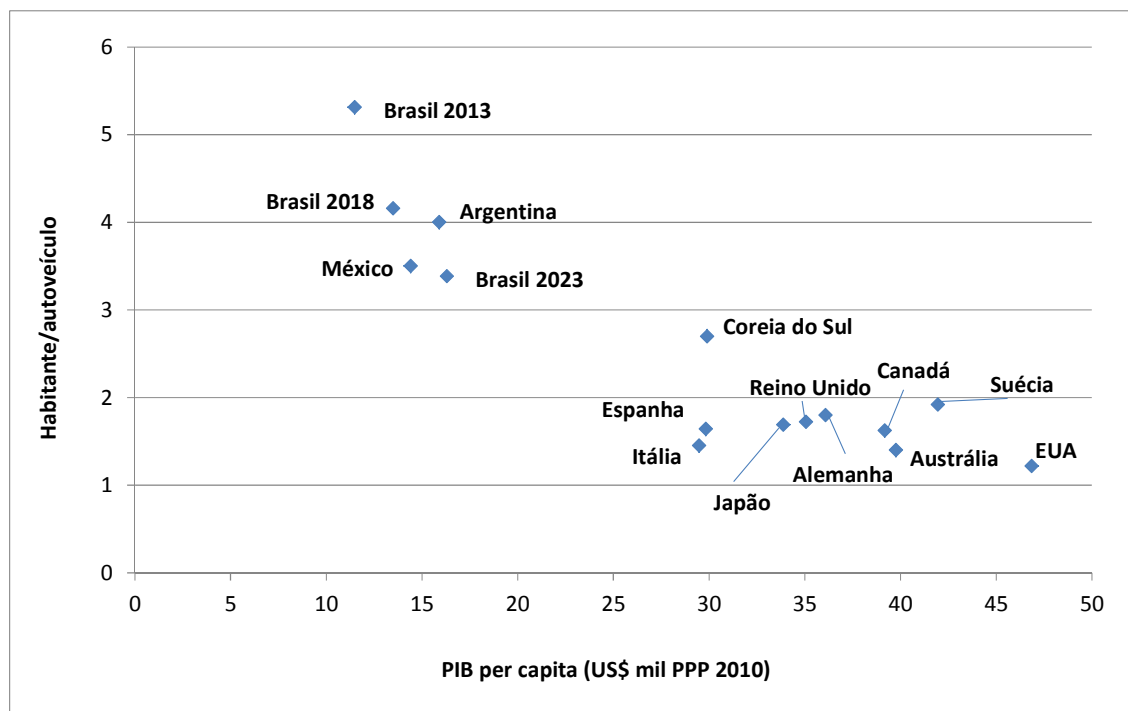
A expansão verificada na indústria automobilística brasileira nos últimos anos, apesar da crise observada pelo setor em mercados tradicionais, como o Europeu, demonstra a consolidação do país como importante player mundial. Ressalta-se que o Brasil figura como o 4º maior mercado em licenciamento de automóveis, atrás apenas de EUA, China e Japão (ACEA, 2012). Ao longo do próximo decênio, o aumento da renda das famílias, conjugado à maior competitividade no mercado interno de veículos leves, proporcionará condições de oferta favoráveis ao consumidor o que contribuirá para o crescimento sustentado das vendas e da frota. A necessidade crescente de mobilidade de pessoas e mercadorias também implicará no crescimento da frota de veículos pesados (ônibus e caminhões), resultando na evolução da frota de autoveículos que pode ser observada no Gráfico 6.

Gráfico 6 – 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 7, 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 2010) e o indicador “habitantes por veículo”.

Gráfico 7 – Relação habitante por autoveículo e PIB per capita



Fontes: ANFAVEA, FMI (Dados históricos de 2010) e EPE (Projeções Brasil)

No transporte de passageiros, a atividade (passageiro-km) do modal rodoviário permanece preponderante, ressaltando-se o sensível aumento da participação do transporte coletivo até 2023. A participação do transporte individual apresenta ligeiro declínio, no mesmo horizonte, apesar do aumento de frota e da continuidade do uso (efeito renda) dos veículos leves. Este declínio é resultado do aumento da participação de outros modais, principalmente o aeroviário, que terá seu uso intensificado nas classes de renda intermediária da população.

A distribuição da atividade (toneladas-km) no transporte de cargas também continua concentrada no modal rodoviário até 2023. No entanto, este modal perde participação para os modais ferroviário e aquaviário. O crescimento expressivo do modal aquaviário é motivado pela atividade adicional de cabotagem de petróleo e derivados, devido à distância dos campos de petróleo (inclusive do pré-sal) e até as novas refinarias do Nordeste. Isso gera uma crescente necessidade de deslocamento da matéria-prima (petróleo), além do efeito de menor escala relativo ao aumento da movimentação dos derivados até o centro consumidor.

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.

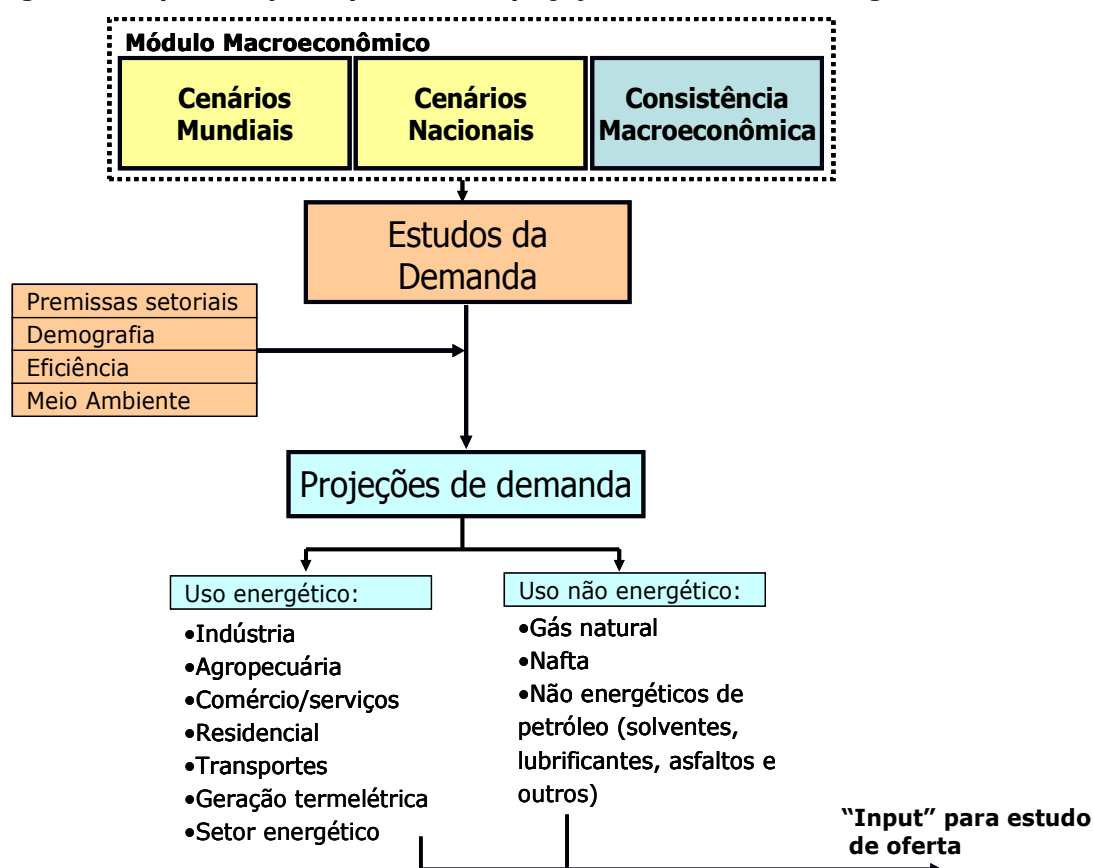
Relativamente ao PDE anterior, foram revisadas algumas premissas, destacando-se uma diferença significativa no cenário de expansão dos segmentos industriais eletrointensivos, nomeadamente no caso das indústrias de siderurgia, petroquímica, celulose e alumínio primário. Há ainda premissas específicas, referentes à eficiência energética. Adicionalmente, a projeção atual para o consumo de eletricidade na rede considera a interligação de Manaus a partir de 09 de julho de 2013, de Macapá a partir de julho de 2014 e de Boavista a partir de abril de 2016, enquanto o PDE 2022 considerava a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus a partir de junho de 2013 e a interligação do sistema Boavista a partir de fevereiro de 2015.

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 2014 – ano base 2013 (EPE, 2014) 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 2023



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 2023 é apresentada na Tabela 13. Considerando o cenário econômico adotado como referência, essa projeção resulta em uma elasticidade-renda do consumo de energia de 0,86 (média para o horizonte decenal), que segue trajetória descendente. Já a intensidade energética, mantém-se em torno de 0,062 tep/10³ R\$ [2010] entre 2014 e 2018, e cai para 0,057 tep/10³ R\$ [2010] no final do horizonte em estudo.

Tabela 13 – Economia e consumo final energético

Discriminação	2014	2018	2023	2014-2018	2018-2023	2013-2023
				Variação (% a.a.)		
PIB (R\$ bilhões de 2010)	4.133	4.905	6.112	4,1	4,5	4,3
População Residente ⁽¹⁾ (10 ³ habitantes)	203.610	209.923	216.596	0,8	0,6	0,7
PIB per capita (R\$ [2010]/hab/ano)	20.297	23.365	28.220	3,3	3,8	3,6
Consumo de Eletricidade (TWh)	535,2	641,8	780,4	4,5	4,0	4,3
Consumo Final Energético (10 ³ tep)	254.497	301.835	351.350	4,4	3,1	3,7
Consumo Final de Energia ⁽²⁾ per capita (tep/hab/ano)	1,25	1,44	1,62	3,5	2,4	3,0
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$ [2010])	0,062	0,062	0,057	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade ⁽³⁾	-	-	-	1,11	0,89	0,99
Elasticidade-renda do consumo de energia ⁽³⁾	-	-	-	1,06	0,69	0,86

Notas: (1) Estimativas relativas a 31 de dezembro.

(2) Os valores de consumo final incluem o consumo do setor energético.

(3) O 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 2018-2023 foi de 0,69, inferior ao valor do primeiro quinquênio (1,06), refletindo a premissa de eficiência energética crescente e o adiamento de diversos projetos grandes consumidores de energia para além do horizonte decenal. Comportamento semelhante ocorre quando analisada a elasticidade-renda do consumo de eletricidade, que passa de 1,11 para 0,89, quando calculada para os mesmos períodos. No horizonte decenal, a elasticidade do consumo de eletricidade é próxima de 1, sendo a elasticidade do consumo de energia ligeiramente inferior.

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

- A expansão da cadeia de alumínio se dará apenas para produção de bauxita e de alumina para exportação. Nesta cadeia, fontes de energia como o óleo combustível e o gás natural ganham participação em relação à eletricidade⁷. O consumo de eletricidade devido à produção de alumínio primário manteve-se no mesmo patamar obtido no PDE anterior⁸, ao final do período em estudo.

⁷ 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.

⁸ Agentes do setor, representados pela Associação Brasileira do Alumínio (ABAL), vêm reiterando que a indústria de alumínio primário no Brasil vive momentos difíceis em termos de sua competitividade internacional, sendo o custo da energia elétrica adquirida o principal fator. Assim, não foram contempladas expansões da capacidade produtiva nacional de alumínio primário nos estados do subsistema Norte interligado, da mesma forma como havia sido considerado no PDE 2022.

- No caso da indústria de soda-cloro, acredita-se que haverá pequena expansão da capacidade instalada ao final do horizonte decenal, o que, no final do período, contribuiu para uma expansão do consumo de eletricidade da ordem de 70 MW médios⁹.
- O consumo do setor energético (plataformas de petróleo e demais centros de transformação, incluindo destilarias de álcool) deve crescer significativamente no horizonte decenal. Do mesmo modo, o consumo de eletricidade do setor apresenta expansão vigorosa a uma taxa média de 12,5 % anuais.

A Tabela 14 apresenta a projeção do consumo final energético brasileiro desagregado por fonte. Em relação ao PDE anterior, apesar da revisão para baixo na produção absoluta de etanol, ainda destaca-se a expansão do consumo de biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel) neste horizonte, cuja participação se eleva de 5,9% em 2014 para 7,6% em 2023, patamar de participação semelhante ao final do horizonte do PDE anterior.

Os biocombustíveis¹⁰ reduzem sua participação no decênio, passando de 28,4% para 27,7%, ao contrário do que ocorria no PDE 2022. O principal motivo para tal é a redução da participação de lenha, em função do declínio do número de domicílios em que seu uso é preponderante.

No que se refere à siderurgia brasileira, houve uma alteração das expectativas de expansão do parque industrial. Desta forma, o parque siderúrgico nacional previsto para o ano de 2022 é 28% inferior ao considerado no PDE 2022, o que gerou impacto de cerca de mais de 9 milhões de tep neste ano. Como consequência, a participação do carvão mineral e seus derivados na matriz energética do País cai de 5,4% para 4,5% no período decenal.

Observa-se queda expressiva de participação dos derivados de petróleo no consumo final energético nacional, de 41,0%, em 2014, para 39,3%, em 2023. A principal razão para isso é o etanol, em detrimento da gasolina, cuja parcela no consumo final energético brasileiro reduz-se de 10,4% para 9,2%. O GLP diminui a sua importância nesse período, passando de 3,3% para 2,8% na participação do consumo final energético. E o óleo diesel (mineral) mantém a sua participação praticamente inalterada no decênio em estudo.

Já a eletricidade mantém a mesma tendência prevista no PDE 2022: 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 18,1% para 19,1% entre 2014 e 2023.

Em relação ao gás natural, há um substantivo aumento do consumo final energético ao longo do horizonte decenal, com elevação da participação deste energético de 7,1% para 9,4% do consumo final energético em 2023. Considerando o uso não energético do gás natural para a produção de fertilizantes e o uso para geração de eletricidade¹¹, a expansão é ainda mais significativa.

⁹ Segundo a ABICLOR, não há informações sobre intenções de investimentos no setor. Entretanto, foi considerada expansão adicional de capacidade instalada de soda-cloro no País por conta da dificuldade existente na importação de cloro, produto fundamental para a expansão da infraestrutura brasileira em um cenário de significativo desenvolvimento econômico.

¹⁰ Incluem o bagaço de cana, a lixívia, a lenha e o carvão vegetal, entre outros.

¹¹ Os consumos de fontes energéticas como matéria-prima e para geração de eletricidade, de acordo com a metodologia de contabilidade de balanço energético, não são contabilizados como "consumo final energético", cujos resultados para o PDE 2023 são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Consumo final energético e participação por fonte

Discriminação	2014		2018		2023		2014-2018	2018-2023	2014-2023
	mil tep	Participação relativa (%)	mil tep	Participação relativa (%)	mil tep	Participação relativa (%)	Variação (% a.a.)		
Gás natural	18.101	7,1	26.413	8,8	33.002	9,4	8,3	4,6	6,4
Carvão mineral e coque	13.693	5,4	15.910	5,3	15.850	4,5	4,3	-0,1	2,1
Lenha	16.616	6,5	14.825	4,9	14.057	4,0	-1,7	-1,1	-1,4
Carvão vegetal	5.306	2,1	6.435	2,1	6.570	1,9	9,1	0,4	4,7
Bagaço de cana	29.156	11,5	34.583	11,5	40.471	11,5	3,2	3,2	3,2
Elettricidade	46.028	18,1	55.193	18,3	67.116	19,1	4,4	4,0	4,2
Etanol	12.467	4,9	17.170	5,7	22.189	6,3	7,6	5,3	6,4
Biodiesel	2.588	1,0	3.891	1,3	4.602	1,3	14,8	3,4	9,0
Outros	6.140	2,4	7.748	2,6	9.296	2,6	4,1	3,7	3,9
Derivados de petróleo	104.402	41,0	119.668	39,6	138.197	39,3	3,9	2,9	3,4
Óleo diesel	48.836	19,2	57.188	18,9	67.618	19,2	4,1	3,4	3,7
Óleo combustível	4.444	1,7	5.120	1,7	5.630	1,6	4,8	1,9	3,4
Gasolina	26.502	10,4	29.478	9,8	32.426	9,2	3,8	1,9	2,9
GLP	8.306	3,3	8.953	3,0	9.768	2,8	1,5	1,8	1,6
Querosene	4.080	1,6	4.708	1,6	5.730	1,6	5,4	4,0	4,7
Outros derivados de petróleo	12.234	4,8	14.220	4,7	17.024	4,8	4,3	3,7	4,0
Consumo final energético	254.497	100,0	301.835	100,0	351.350	100,0	4,4	3,1	3,7

Fonte: EPE

2. Energia Elétrica

A projeção do consumo de energia elétrica foi realizada de forma desagregada por subsistema elétrico e por classe de consumo, a partir de parâmetros e indicadores típicos do mercado de eletricidade e considerando as premissas demográficas, macroeconômicas, setoriais, de autoprodução¹² e de eficiência energética¹³. A metodologia utilizada, tanto nas projeções do consumo quanto nas da carga de energia¹⁴, está descrita em maior detalhe em nota técnica específica (EPE, 2013). As premissas econômicas e demográficas adotadas no PDE 2023 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 23% no período decenal, concomitantemente à 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 ligeiramente inferior à unidade (0,99). Já a intensidade elétrica da economia mantém-se praticamente estabilizada 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 julho/2014 e de Boavista a partir de abril/2016 ao subsistema Norte.

Tabela 15 – Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica

Ano	Consumo ⁽¹⁾ (TWh)	PIB (R\$ bilhões de 2010)	Intensidade (kWh/R\$[2010])
2014	534,6	4.133	0,129
2018	640,6	4.905	0,131
2023	781,7	6.112	0,128
Período	Variação (% a.a.)	Variação (% a.a.)	Elasticidade
2013-2018	4,5	4,1	1,10
2018-2023	4,1	4,5	0,90
2013-2023	4,3	4,3	1,00

Nota.: (1) Inclusive autoprodução.

¹² O termo autoprodução se refere à geração de energia elétrica de um consumidor com instalações próprias de geração localizadas junto à unidade de consumo, não utilizando, portanto, a rede elétrica de distribuição ou transmissão.

¹³ 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).

¹⁴ 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 forma simplificada, pode-se dizer que as perdas são a diferença entre a carga e o consumo final de energia.

A Tabela 16 apresenta a projeção do consumo nacional de energia elétrica na rede (isto é, exclusive autoprodução) desagregada por classe de consumo. Do início de 2013 ao fim de 2023, a taxa média de crescimento do consumo na rede é de 4,0% ao ano, atingindo 689 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				
2014	129.983	191.333	87.378	72.691	481.385
2018	154.879	222.148	108.359	83.271	568.657
2023	189.934	257.714	142.660	98.682	688.990
Período	Variação (% a.a.)				
2013-2018	4,4	3,8	5,3	3,4	4,2
2018-2023	4,2	3,0	5,7	3,5	3,9
2013-2023	4,3	3,4	5,5	3,4	4,0

Nota: Considera as interligações de Macapá a partir de julho de 2014 e de Boavista a partir de abril de 2016 ao subsistema Norte.
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 subsistema¹⁵.

Tabela 17 – Consumo de eletricidade na rede por subsistema

Ano	Subsistema				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
	GWh						
2014	38.233	71.466	286.157	83.368	479.224	2.162	481.385
2018	47.425	84.921	337.365	97.120	566.831	1.826	568.657
2023	56.859	104.213	407.815	117.802	686.688	2.302	688.990
Período	Variação (% a.a.)						
2013-2018	8,1	4,3	4,1	3,7	4,4	-20,3	4,2
2018-2023	3,7	4,2	3,9	3,9	3,9	4,7	3,9
2013-2023	5,9	4,2	4,0	3,8	4,1	-8,7	4,0

Nota: Considera as interligações de Macapá a partir de julho de 2014 e de Boavista a partir de abril de 2016 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, são básicas as perspectivas de expansão da capacidade instalada dos segmentos industriais. Por exemplo, no caso da indústria de celulose, a expansão de capacidade deverá ser

¹⁵ Retirando-se o efeito da interligação, a taxa média de crescimento do consumo no subsistema Norte no período decenal seria de 4,1% ao ano.

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 foi avaliado com base na cogeração existente no atual parque siderúrgico brasileiro. No caso da indústria petroquímica, considerou-se que o COMPERJ, localizado em Itaboraí, Rio de Janeiro, deverá ser integralmente atendido por autoprodução.

A principal diferença, relativamente ao PDE anterior, diz respeito ao montante de autoprodução dos grandes consumidores de eletricidade, uma vez que as atuais expectativas para a expansão da produção física de aço, de celulose, de eteno e de alumínio primário, inferiores às previstas no PDE 2022. Adicionalmente, a menor produção prevista para o setor sucroalcooleiro também influencia negativamente na previsão da eletricidade autoproduzida em 2023.

Com base nessas premissas, a projeção da autoprodução de energia elétrica, para o horizonte de dez anos, mostra uma expansão de 6,1% ao ano, atingindo 91 TWh em 2023 (Tabela 18). Apesar de mais branda que no PDE anterior, tal projeção ainda se mantém mais vigorosa que a expansão do consumo de eletricidade na rede.

Tabela 18 – Grandes consumidores industriais – Autoprodução por segmento

Segmento	2014	2018	2023
	GWh		
Siderurgia	5.205	5.205	5.205
Petroquímica	2.459	2.459	2.459
Celulose e papel	11.187	16.096	20.362
Açúcar e álcool	15.226	18.247	20.584
E&P	10.015	18.093	27.586
Outros setores	9.079	11.724	13.507
Total	53.171	71.825	89.703

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 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 (furto, fraude etc.) 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 julho de 2014 e abril de 2016, respectivamente. A Tabela 19 apresenta a evolução do índice de perdas

considerado em cada subsistema. Há uma redução do nível de perdas do SIN, passando de 16,9% em 2014 para 15,5% em 2023.

Tabela 19 – SIN e subsistemas: índice de perdas

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	Perdas (%)				
2014	20,6	18,6	17,0	13,3	16,9
2018	20,0	17,5	16,4	12,2	16,2
2023	18,8	16,6	15,7	11,7	15,5

Fonte: EPE

Nessas condições, a projeção da carga de energia do SIN é a apresentada na Tabela 20. A carga de energia cresce à taxa média de 4,0% ao ano, passando de 65.830 MW médios em 2014, para 92.714 MW médios em 2023.

Tabela 20 – SIN e subsistemas: carga de energia

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	MWmédio				
2014	5.496	10.019	39.342	10.974	65.830
2018	6.769	11.753	46.056	12.629	77.207
2023	7.994	14.263	55.232	15.226	92.714
Período	Variação (% a.a.)				
2013-2018	7,8	4,0	4,0	3,5	4,2
2018-2023	3,4	3,9	3,7	3,8	3,7
2013-2023	5,6	4,0	3,8	3,7	4,0

Fonte: EPE

A projeção da carga de demanda¹⁶, desagregada por subsistema, foi feita a partir da projeção da carga de energia e dos fatores de carga¹⁷, 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 21.

¹⁶ 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.

¹⁷ Relação entre a carga média de energia e a carga nos horários de maior consumo.

Tabela 21 – SIN e subsistemas: carga de demanda instantânea

Ano	Subsistema				Sistema		SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	N/NE	S/SE/CO	
	MW						
2014	6.609	12.515	51.031	16.186	18.958	66.156	84.481
2018	8.042	14.681	59.719	18.637	22.530	77.142	99.102
2023	9.528	17.816	71.595	22.468	27.098	92.596	118.993
Período	Variação (% a.a.)						
2013-2018	5,5	3,9	3,5	3,1	4,7	3,7	4,0
2018-2023	3,5	3,9	3,7	3,8	3,8	3,7	3,7
2013-2023	4,5	3,9	3,6	3,4	4,2	3,7	3,9

Nota: Considera as interligações de Macapá a partir de julho de 2014 e de Boavista a partir de abril de 2016 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 alguns dos subsistemas, nomeadamente no Sudeste/Centro-Oeste e no Sul, vem ocorrendo fora do “horário de ponta” convencionalmente definido.

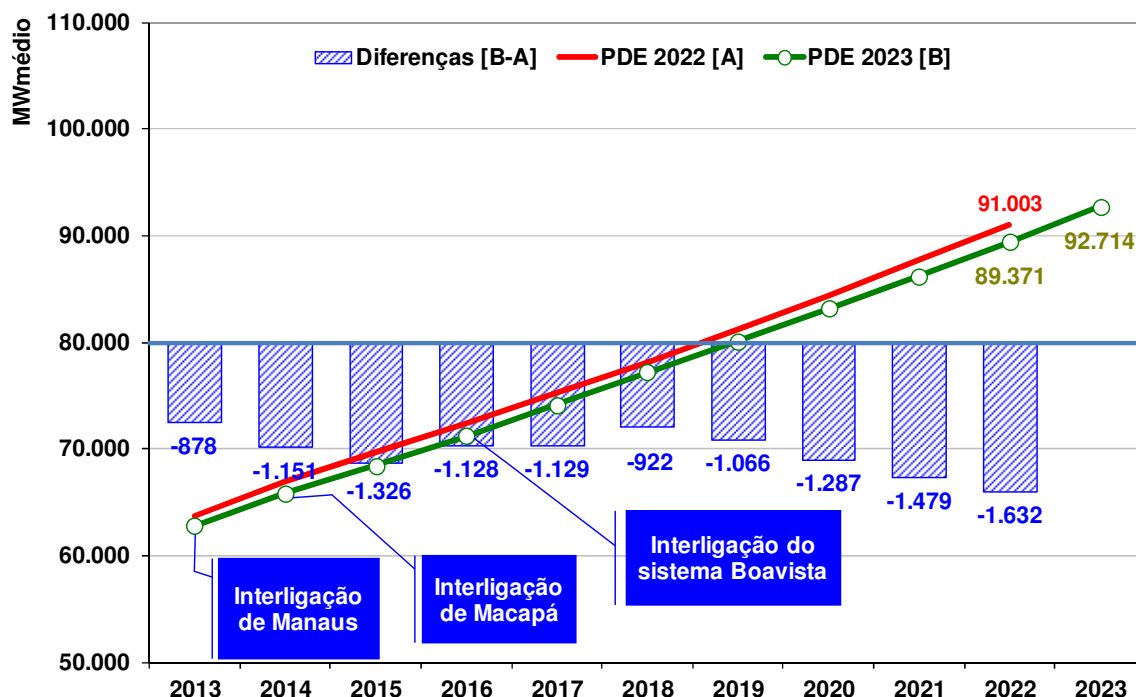
Por sua vez, as estatísticas de demanda máxima ainda não contemplam parcela importante da geração de usinas não despachadas centralizadamente pelo ONS. Encontram-se neste caso, por exemplo, usinas a biomassa e pequenas centrais hidroelétricas (PCHs). No entanto, a correspondente parcela de energia já está integralmente contemplada nas estatísticas da carga de energia, por exemplo, na energia média mensal ou anual do SIN e dos respectivos subsistemas.

2.3 Comparação entre as projeções do PDE 2023 e do PDE 2022

A estimativa do PDE 2023 situa-se entre 878 MWmédio (2013) e 1.632 MWmédio (2022) abaixo da previsão do PDE 2022. Ressalta-se que, à semelhança do que já havia ocorrido no PDE 2022 comparativamente ao PDE 2021, o cenário atual de expansão da indústria eletrointensiva, sofreu nova redução, principalmente no segmento de siderurgia e de alumínio.

A comparação, para o horizonte de 2022, da atual projeção da carga de energia no SIN com aquela do PDE 2022 está ilustrada no Gráfico 8.

Gráfico 8 – Carga de energia no SIN: PDE 2023 x PDE 2022



Nota: A estimativa do PDE 2023 considera a interligação de Manaus a partir de 09 de julho de 2013, de Macapá a partir de julho de 2014 e de Boavista a partir de abril de 2016. Já o PDE 2022 considerava a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de junho de 2013, e a interligação do sistema Boavista a partir de fevereiro de 2015.

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.

Esse processo de coleta gera subsídios para a elaboração de dois cenários de demanda de gás natural (cenário 1 e cenário 2), que diferem entre si quanto às hipóteses de competitividade do gás natural frente aos energéticos substitutos, notadamente no setor industrial.

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. 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.

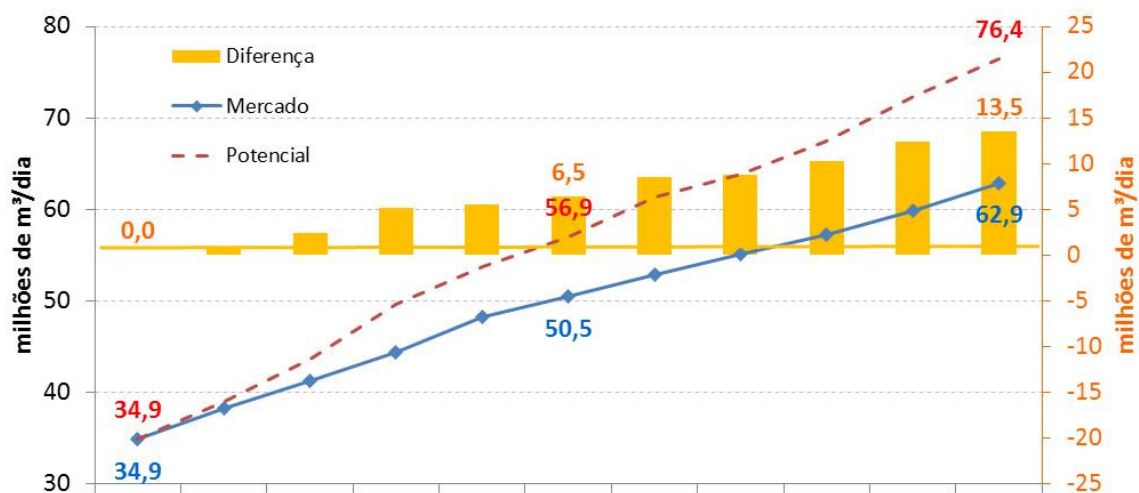
O Cenário 1 tem como premissa principal a manutenção de preços relativos de gás natural na respectiva área de concessão da distribuidora no patamar corrente. No Cenário 2, considera-se o aumento da competitividade do gás natural no setor industrial e manutenção da competitividade do gás natural no setor residencial e do GNV, em relação aos energéticos substitutos. Portanto, neste último cenário, o preço relativo do gás natural para a indústria é menor que o preço relativo corrente.

A empresa distribuidora indica a relação de preços que confere mais competitividade ao gás natural, por tipo de projeto, em relação aos patamares atuais de competitividade. O preço do gás natural residencial em relação ao GLP e o preço do GNV em relação à gasolina são considerados iguais aos preços relativos vigentes. Portanto, a demanda potencial (Cenário 2) será sempre maior que a de mercado (Cenário 1), pois aquele é um cenário onde estima-se a variação na resposta da demanda potencial do segmento industrial decorrente de um preço relativo mais favorável.

Os cenários assim gerados resultam em perspectivas de demanda setorial de gás natural (indústria e respectivos segmentos que a compõe, 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.. No caso dos estudos do PDE, essa projeção leva em conta as perspectivas de expansão e a correspondente evolução da malha de gasodutos, bem como as respectivas restrições de transporte de gás natural no horizonte decenal.

O PDE 2023 adotou as estimativas de demanda de mercado (cenário 1), diferentemente do PDE 2022, no qual se utilizou a demanda potencial (cenário 2) como referência. Isto porque a expectativa de ampliação da competitividade do gás natural considerada no ciclo anterior não se verificou. Há fatores conjunturais e estruturais que embasam essa mudança de expectativa acerca da competitividade no ciclo do PDE 2023. Em particular, destacam-se que a hidrologia desfavorável em 2014, que restringiu os leilões de mercado secundário de gás natural pela Petrobras, e a perspectiva de que será necessário ampliar a geração termelétrica devido às restrições à construção de hidrelétricas com reservatório. De qualquer forma, esses pontos serão aprofundados e reavaliados no próximo ciclo do PDE.

Assim, em 2023, estima-se que o consumo final energético de gás natural alcance o patamar de 63 milhões de m³ por dia. O Gráfico 9 mostra a projeção considerada para o consumo final energético de gás natural do PDE 2023, vis-à-vis a demanda potencial identificada nesse horizonte. Adicionalmente, a projeção do consumo final energético de gás natural regionalizada (exclusive setor energético) é apresentada na Tabela 22.

Gráfico 9 – Consumo final energético de gás natural: demanda potencial vs demanda considerada

Nota: Inclui setores residencial, comercial, público, agropecuário, transportes e industrial. Não inclui consumo no setor energético, consumo como matéria-prima, cogeração, consumo "downstream" do sistema Petrobras, consumo termelétrico e consumo energético em plantas de fertilizantes.

Fonte: Elaboração EPE

Tabela 22 – Brasil e Regiões: consumo final energético de gás natural

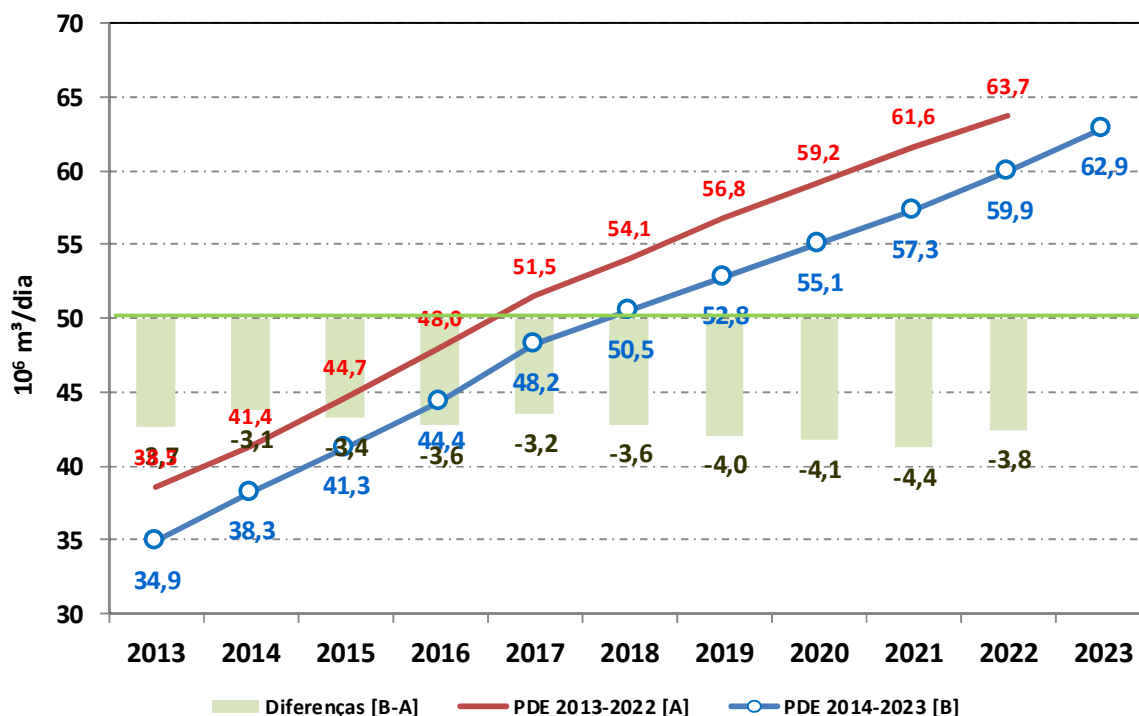
Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
mil m³/dia						
2014	62	5.902	4.293	27.745	256	38.258
2018	256	9.568	7.547	32.645	479	50.496
2023	545	12.176	10.701	38.709	747	62.878
Variação (mil m³/dia)						
2013-2023	501	5.425	6.408	11.968	498	24.800
Variação (% a.a.)						
2013-2018	42,2	7,2	11,9	4,1	14,0	5,8
2018-2023	16,4	4,9	7,2	3,5	9,3	4,5
2013-2023	28,6	6,1	9,6	3,8	11,6	5,1

Nota: Inclui o consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético, consumo como matéria-prima, cogeração, consumo *downstream* do sistema Petrobras e consumo termelétrico.

Fonte: EPE

O Gráfico 10 mostra a comparação das projeções do consumo final energético de gás natural.

Gráfico 10 – Consumo final energético de gás natural: PDE 2023 x PDE 2022



Nota: Inclui consumo nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético, como matéria-prima, cogeração, consumo "downstream" do sistema Petrobras e consumo termelétrico.

Fonte: EPE

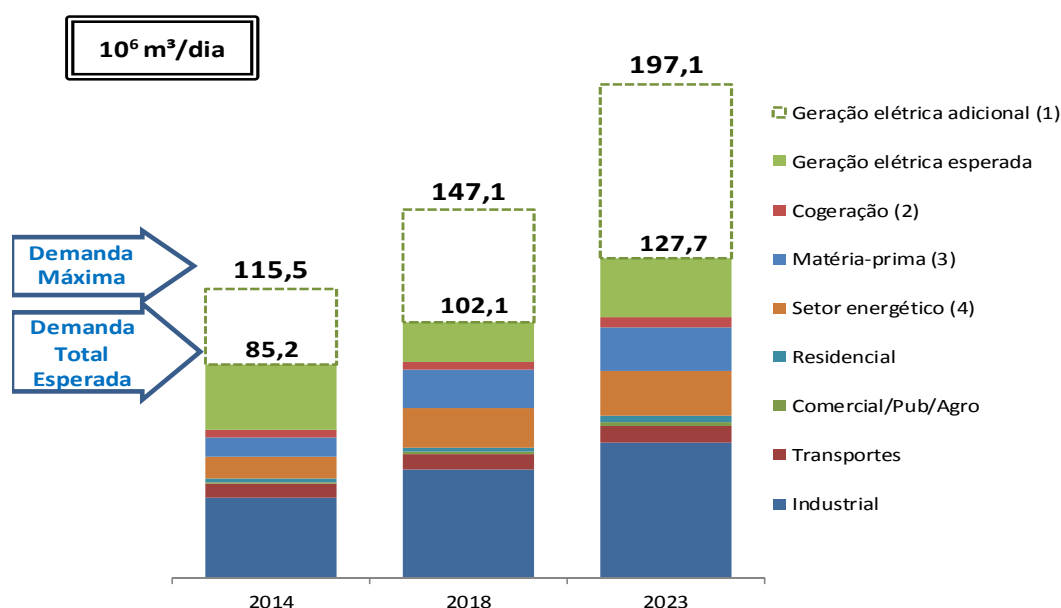
Nota-se que, no PDE atual, o consumo final energético de gás natural se expande menos, partindo de uma base de consumo inferior à projetada pelo PDE anterior.

Para computarmos a demanda total de gás natural, além do consumo final energético (térmico essencialmente), adiciona-se seu uso como matéria-prima nas refinarias e em unidades de fertilizantes, na cogeração e também na geração de energia elétrica. Trata-se de um consumo que pode variar em função do despacho das usinas termelétricas, do carregamento das unidades de processamento de gás da Petrobras, ou do fator de utilização das plantas de fertilizantes. Contudo, a despeito da margem de incerteza, a indicação da 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. Em termos médios, portanto, espera-se que aos 85 milhões de m³ diários de gás natural consumidos em 2013, sejam adicionados cerca de 42 milhões de m³/dia até 2023, dos quais 23% utilizados como consumo não energético em refinarias e unidades de fertilizantes. Desse total de 128 milhões de m³ diários em 2023, atinge-se em torno de 23 milhões de m³/dia requeridos na produção termoelétrica esperada.

Considerando o nível máximo de despacho termelétrico, a demanda total de gás natural em 2023 poderia atingir 197 milhões de m³/dia (máxima diária). Cabe ressaltar que este total não inclui o consumo proveniente das atividades de E&P. Isto posto, o Gráfico 11 e a Tabela 23 mostram a projeção da demanda esperada e máxima de gás natural, discriminada por setor consumidor.

Gráfico 11 – Brasil: Consumo total de gás natural



Notas: (1) Corresponde à diferença entre a geração máxima e a esperada.
 (2) Inclui cogeração industrial e comercial.
 (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.

Fonte: EPE

Tabela 23 – Brasil: Consumo total de gás natural por setor

Consumo	2014	2018	2023
	milhões de m ³ /dia		
Geração elétrica esperada	26,2	15,7	23,4
Cogeração ⁽¹⁾	2,7	3,2	4,1
Matéria prima ⁽²⁾	7,6	15,3	17,5
Indústria	0,9	3,6	3,9
FAFEN's e UFN's	2,0	4,4	4,4
Refinarias	4,8	7,3	9,1
Setor energético ⁽³⁾	9,1	15,6	18,1
Residencial	1,1	1,6	2,2
Comercial/Público/Agro	0,8	1,1	1,4
Transportes	5,5	5,9	6,7
Industrial ⁽⁴⁾	32,2	43,6	54,3
Indústria em geral	30,9	41,9	52,5
FAFEN's e UFN's	1,3	1,7	1,7
Demanda total esperada	85,2	102,1	127,7
Geração elétrica adicional	30,2	45,0	69,4
Demanda máxima	115,5	147,1	197,1

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 e gás natural absorvido em UPGN.
 (4) Inclui parcela energética de fertilizantes.

Fonte: EPE

3.1 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 carga¹⁸, 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 para o transporte aquaviário advém das projeções dos indicadores médios de atividade (passageiro-quilômetro e tonelada-quilômetro) deste modal, estabelecidos por correlação com a atividade econômica (abordagem metodológica do tipo top-down). O transporte aquaviário de carga, em especial, teve suas projeções de atividade correlacionadas com o PIB acrescidas de um ganho de atividade devido à localização das novas refinarias (cabotagem do petróleo para as refinarias e dos derivados para os mercados) e à logística associada às atividades de exploração e produção no pré-sal, gerando impactos no transporte aquaviário de carga que superam a correlação com o PIB. 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 ferroviário, foram considerados os projetos ferroviários que potencialmente afetarão o setor nos próximos anos. Há projetos incluídos no PAC, no PAC 2 e no Programa de Investimentos em Logística (PIL), lançado em 2012. O PAC e o PIL contemplam, não só a construção, mas também a elaboração de estudos de projetos de algumas estradas. Por isso, considerou-se que a entrada em operação da extensão total listada nos projetos (aproximadamente 14 mil quilômetros) se estende para além do período analisado, acomodando a defasagem temporal necessária para a entrada dos projetos em estudo no PAC e PIL. Quando os relatórios do PAC apresentavam o ano de conclusão da obra de um projeto específico, este ano foi adotado na projeção do PDE. Assim, em 2023, a extensão da malha férrea para transporte de cargas se aproxima dos 43 mil quilômetros. Os valores projetados estão em conformidade com o PNLT.

Alguns projetos listados no PAC e o projeto da Estrada de Ferro Carajás (EFC) apresentam projeções da tonelada total a ser transportada. Nesses casos, utilizam-se essas projeções multiplicadas pela

¹⁸ 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.

distância média a ser percorrida, para chegar ao indicador de atividade (t.km). A distância média considerada para todo o horizonte de projeção é a média de todas as linhas em operação no ano base, exceto a EFC, que, pelas suas especificidades, segue com a sua própria distância média do ano base.

Para linhas ferroviárias em operação que não possuem projeções de tonelada a ser transportada disponível, a projeção da atividade foi feita a partir do indicador de intensidade de uso (t.km/km) multiplicado pela extensão dessas ferrovias. Para a Estrada de Ferro Vitória-Minas, com maior intensidade de uso, considera-se o mesmo indicador do ano base (81,85 milhões de t.km/km) para todo o período. Para a intensidade de uso de outras linhas existentes, considera-se uma taxa de histórica de crescimento de cerca de 3% para o período 2013-2023. Tal evolução tem como premissa a expectativa, já sinalizada por órgãos do governo federal, de que haverá aperfeiçoamentos regulatórios e institucionais no médio prazo que permitirão a ampliação da intensidade de uso da malha ferroviária.

Para as linhas em construção e em projeto, utiliza-se, para a projeção, o indicador de intensidade de uso médio (abrange linhas de diferentes tipos de cargas) da malha ferroviária existente em 2012 (10,5 milhões de t.km/km). Esse indicador cresce à mesma taxa que as linhas já existentes, considerando a mesma premissa descrita anteriormente.

O total do transporte de carga foi obtido pela correlação com o PIB, somada ao aumento da atividade do modal aquaviário devido à localização das novas refinarias (cabotagem de petróleo para as refinarias e de derivados para os mercados). Esta parcela é somada aos resultados da correlação, por ser uma descontinuidade na relação histórica com o PIB.

A premissa de transferência modal de atividade, sobretudo no segmento de carga (tonelada-quilômetro) do setor rodoviário para os setores ferroviário, aquaviário e aeroviário, 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.

O percentual em volume de biodiesel no óleo diesel¹⁹ muda de 5% para 6% em junho e para 7% em novembro de 2014, permanecendo neste nível até 2023.

Com base nas premissas adotadas, a demanda de óleo diesel atinge quase 78 bilhões de litros, em 2023. A projeção da demanda final regionalizada de óleo diesel é a que se apresenta na Tabela 24.

¹⁹ Excluída a demanda de diesel do modal aquaviário, que não tem obrigatoriedade de uso do biodiesel.

Tabela 24 – Brasil e Regiões: Demanda de óleo diesel

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
milhões de litros						
2014	6.130	8.720	10.318	23.838	7.674	56.679
2018	7.085	10.459	12.014	27.146	8.995	65.699
2023	8.710	12.744	14.667	30.521	11.086	77.727
Período	Variação no período (milhões de litros)					
2013-2023	2.241	4.362	4.738	7.794	3.716	22.850
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2018	1,8	4,5	3,9	3,6	4,1	3,7
2018-2023	4,2	4,0	4,1	2,4	4,3	3,4
2013-2023	3,0	4,3	4,0	3,0	4,2	3,5

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

3.2 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: 79% do consumo, em 2012. 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). Em razão do aumento da participação dos domicílios com uso de dois combustíveis (GLP + lenha ou carvão vegetal) – cujo consumo específico de GLP é menor que naqueles domicílios consumidores exclusivos de GLP –, admitiu-se que o consumo específico de cada região cairia marginalmente em relação ao valor verificado em 2012, resultando em uma média nacional de 0,18 m³/domicílio/ano.

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. Para os demais setores, considerou-se, devido à substituição pelo gás natural, um ligeiro aumento na participação relativa do setor agropecuário no consumo de GLP e uma queda dos setores comercial e público.

Na Tabela 25 é apresentada a projeção de demanda final de GLP por região para o período decenal, quando se espera que este consumo salte de quase 14 milhões de m³, em 2013, para perto de 16 milhões de m³, em 2023.

Tabela 25 – Brasil e Regiões: Demanda de GLP

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
mil m ³						
2014	823	2.768	2.213	6.695	1.068	13.568
2018	909	2.918	2.417	7.188	1.186	14.617
2023	1.019	3.083	2.683	7.818	1.342	15.945
Período	Variação no período (mil m³)					
2013-2023	216	358	520	1.248	302	2.644
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2018	2,5	1,4	2,2	1,8	2,7	1,9
2018-2023	2,3	1,1	2,1	1,7	2,5	1,8
2013-2023	2,4	1,2	2,2	1,8	2,6	1,8

Nota: Não inclui o setor energético.

Fonte: EPE

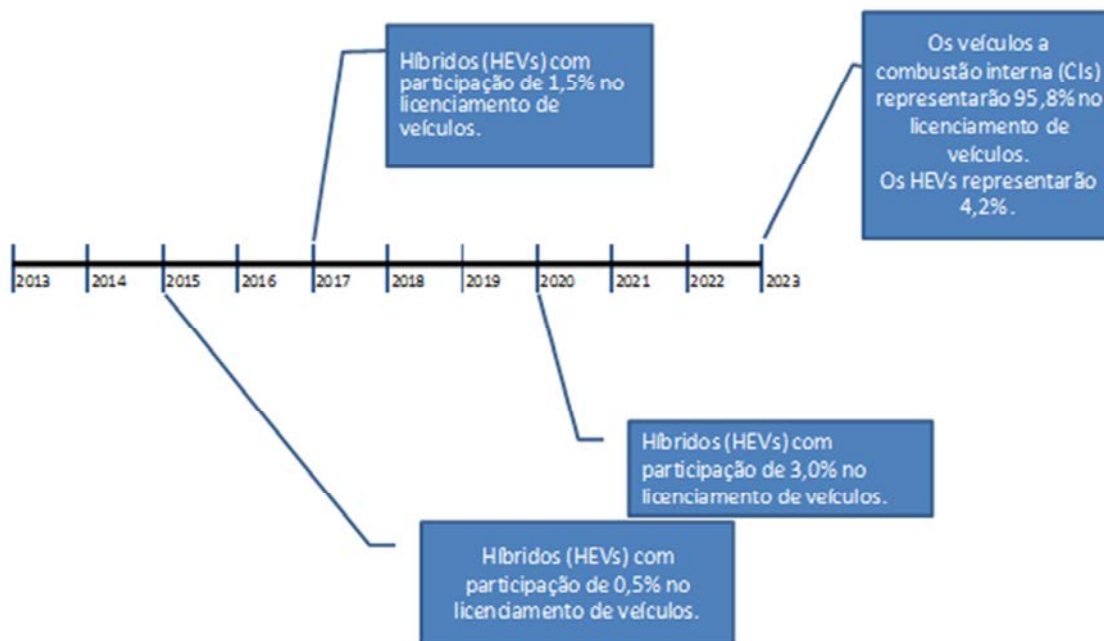
3.3 Gasolina automotiva

Através de modelo desenvolvido pela EPE, foi obtida a projeção de demanda de gasolina automotiva para o PDE 2014-2023. Para isso, foram considerados, além do cenário econômico, diversos aspectos, dentre eles, os relacionados ao licenciamento de veículos leves, à oferta interna de etanol e à preferência do consumidor entre gasolina e etanol, no abastecimento de veículos flex fuel.

Em 2013, o volume de veículos leves licenciados no país alcançou a cifra de 3,6 milhões de unidades. Estima-se que em 2023 o licenciamento atinja o valor de 5,1 milhões de veículos leves, representando um crescimento da ordem de 3,6% a.a. entre 2013 e 2023.

Adota-se, como premissa, até o final do período, um perfil de vendas de automóveis majoritariamente a 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) deverão estar disponíveis no mercado brasileiro a partir de 2015, crescendo sua participação de forma progressiva, porém lenta, até atingir 4,2% dos licenciamentos em 2023, conforme a Figura 2.

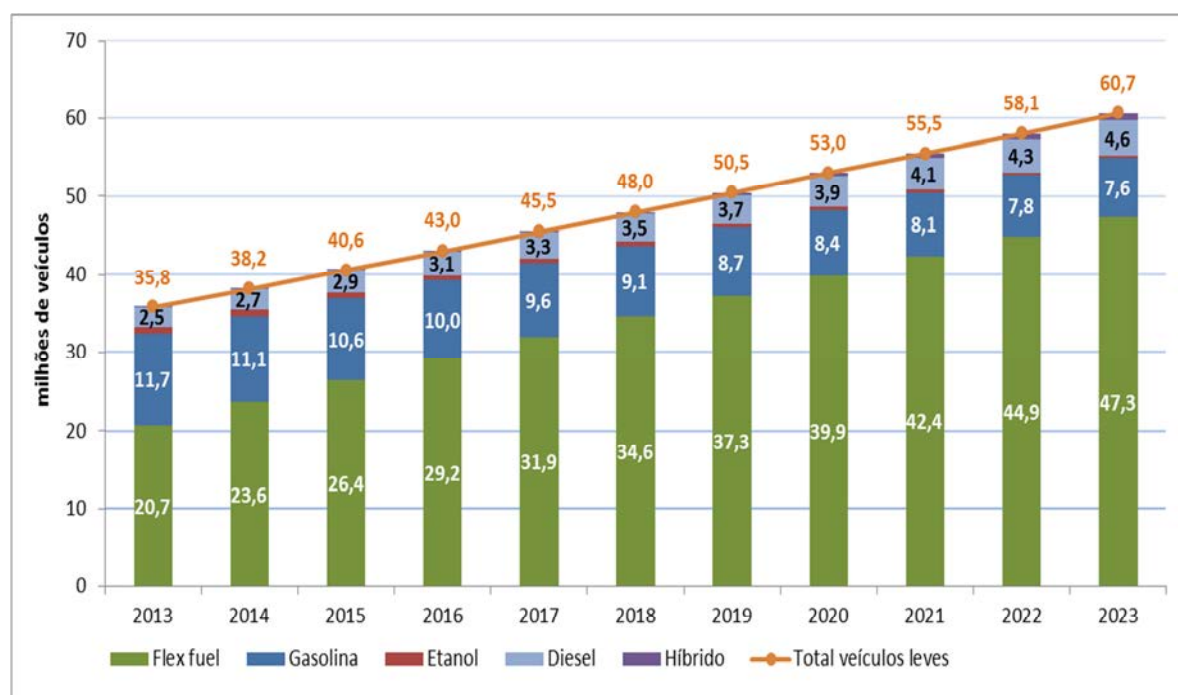
Figura 2 – Mapa de Penetração de Novas Tecnologias



Fonte: EPE

A frota nacional de veículos leves, crescendo a uma taxa de 5,4% a.a., deverá atingir, em 2023, a marca de 61 milhões de unidades, entre automóveis e comerciais leves, sendo que os veículos *flex fuel* a combustão interna representarão, neste mesmo ano, aproximadamente 77% desta frota, correspondendo a um total de 47 milhões de unidades, conforme o Gráfico 12.

Gráfico 12 – Perfil da frota de veículos leves por combustível



Fonte: EPE

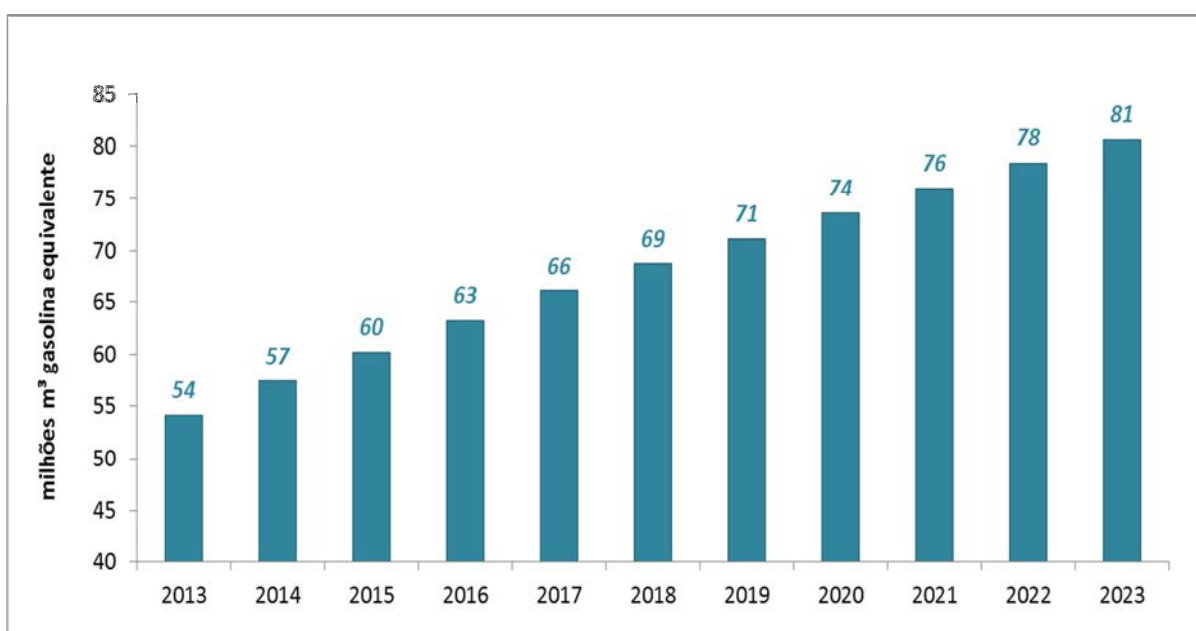
Com as premissas básicas adotadas, a frota nacional de veículos leves, somada à de ônibus e caminhões, poderá atingir, em 2023, uma taxa de motorização de 3,4 habitantes por veículo, sendo que, atualmente, ela é de 5,5.

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;
- Escolha entre etanol e gasolina: a variável preferência do consumidor *flex fuel* é resultante da comparação entre a demanda total de combustíveis para a frota nacional de Ciclo Otto (medida em volume de gasolina-equivalente) e a oferta interna de etanol carburante;
- O teor de anidro obrigatório adicionado à gasolina A foi estabelecido em 25% para todo período decenal.

Com tais premissas, estimou-se a demanda global de combustíveis para a frota total de veículos leves²⁰, expressa em milhões m³ de gasolina equivalente, conforme mostrada no Gráfico 13. Esta demanda apresenta um crescimento de 4,0% a.a.

Gráfico 13 – Demanda final de energia para veículos leves do Ciclo Otto



Fonte: EPE

A seguir, considerando-se as limitações da oferta total de etanol apresentadas no Capítulo VIII, projetou-se o consumo de gasolina apresentado na Tabela 26, referente à gasolina "A", ou seja, gasolina pura. Dessa forma, estima-se um aumento de 2,9 % a.a. da demanda da gasolina "A" no período 2013/2023, passando de 34 bilhões de litros em 2014 para 42 bilhões de litros em 2023.

²⁰ Inclui GNV.

Tabela 26 – Demanda de gasolina “A”

Ano	milhões de litros
2014	34.338
2018	38.190
2023	41.999
Período	Variação no período (mil m³)
2013-2023	10.072
Período	Variação (% a.a.)
2013-2018	2,1
2018-2023	1,9
2013-2023	2,8

Fonte: EPE

A Tabela 27 apresenta os volumes de gasolina “C”, com a adição obrigatória de etanol anidro, por região. Desta forma, projeta-se um aumento de 2,4% a.a. da demanda de gasolina “C”, passando de 46 bilhões de litros em 2014 para 56 bilhões de litros no final do período.

Tabela 27 – Brasil e Regiões: Demanda de gasolina “C”

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
milhões de litros						
2014	3.001	8.870	9.338	20.204	4.371	45.784
2018	3.900	11.292	11.240	19.748	4.741	50.921
2023	4.752	13.542	12.496	20.055	5.153	55.998
Período	Variação no período (mil m³)					
2013-2023	2.098	5.679	4.080	1.268	1.231	14.355
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2018	8,0	7,5	6,0	1,0	3,9	4,1
2018-2023	4,0	3,7	2,1	0,3	1,7	1,9
2013-2023	6,0	5,6	4,0	0,7	2,8	3,0

Fonte: EPE

O crescimento da demanda de gasolina C no período decenal se deve, tanto ao atendimento à frota dedicada a gasolina, quanto à parcela da frota *flex fuel* que consome esse combustível.

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 à taxa média de 9,3% a.a., como será mostrado adiante.

3.4 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. Foram realizados ainda ajustes pontuais em 2014 e 2016 em função do aumento da atividade nos períodos

de Copa do Mundo e das Olimpíadas, em função de representarem descontinuidades na relação histórica com o PIB.

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), reduzindo 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 28, que passa de cerca de 5 bilhões de litros em 2014 para aproximadamente 7 bilhões de litros em 2023.

Tabela 28 – Brasil e Regiões: Demanda de QAV

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
milhões de litros						
2014	425	1.178	527	2.185	645	4.960
2018	474	1.423	647	2.434	745	5.723
2023	557	1.811	836	2.856	906	6.966
Variação no período (mil m³)						
2013-2023	151	705	343	764	293	2.256
Variação (% a.a.)						
2013-2018	3,1	5,2	5,6	3,1	4,0	4,0
2018-2023	3,3	4,9	5,3	3,3	4,0	4,0
2013-2023	3,2	5,1	5,4	3,2	4,0	4,0

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

3.5 Óleo combustível e outros secundários de petróleo

De acordo com o Balanço Energético Nacional (EPE, 2014), os setores mais significativos no consumo final energético de óleo combustível são o industrial (66%), o de transportes (24%) e o energético (9%). 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 nacionais²¹. 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 e acrescidas de um ganho de atividade devido à localização das novas refinarias (cabotagem do petróleo para as refinarias e dos derivados para os mercados). 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 29.

Tabela 29 – Demanda de óleo combustível e de outros secundários de petróleo

Ano	Óleo Combustível	Outros Secundários				Total
		Subtotal	Coque	Gás de Refinaria	Outros	
2014	5.249	12.920	6.326	4.449	2.145	18.168
2018	5.462	15.160	7.783	5.182	2.195	20.623
2023	5.940	18.421	10.373	5.667	2.381	24.361
Período	Variação no período (mil tep)					
2013-2023	-390	6.064	4.355	1.367	342	5.675
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2018	-2,9	4,2	5,3	3,8	1,5	2,0
2018-2023	1,7	4,0	5,9	1,8	1,6	3,4
2013-2023	-0,6	4,1	5,6	2,8	1,6	2,7

Nota: Inclui demanda do setor energético, *bunker* hidroviário nacional e demanda para geração termelétrica esperada. 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 30 consolida a projeção de demanda final de óleo combustível por região, que evolui de 4,2 milhões de m³ para 5,5 milhões de m³ entre 2014 e 2023.

²¹ A demanda de óleo combustível por embarcações estrangeiras, alocada em exportação no BEN, será considerada apenas no Capítulo VI.

Tabela 30 – Brasil e Regiões: Demanda de óleo combustível

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
mil m³						
2014	962	1.052	412	1.430	294	4.151
2018	1.458	1.169	214	1.681	316	4.838
2023	1.841	1.373	237	1.544	484	5.479
Período	Variação no período (mil m³)					
2013-2023	886	389	-110	124	149	1.440
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2018	9,1	5,2	-8,6	1,8	1,2	3,7
2018-2023	5,5	2,2	1,1	-0,2	6,9	2,7
2013-2023	7,3	3,7	-3,9	0,8	4,0	3,2

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

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 31 resume os resultados obtidos. A demanda nacional de outros derivados de petróleo aumenta de 12,3 milhões de tep, em 2013, para 17,9 milhões de tep, em 2023.

Tabela 31 – Brasil e Regiões: Demanda de “outros derivados de petróleo”

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
mil tep						
2014	45	2.920	2.250	7.064	0	12.280
2018	67	4.654	2.236	7.138	0	14.095
2023	83	5.972	2.720	9.147	0	17.922
Período	Variação no período (mil tep)					
2013-2023	28	3.059	165	2.313	0	5.565
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2018	3,9	9,8	-2,6	0,9	-	2,7
2018-2023	4,4	5,1	4,0	5,1	-	4,9
2013-2023	4,1	7,4	0,6	3,0	-	3,8

Nota.: Não inclui consumo do setor energético e o combustível para geração termelétrica.

Fonte: EPE

3.6 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 importações ao longo 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, há destaque no crescimento dos segmentos de solventes e de asfaltos principalmente relacionados, respectivamente, a indústria de tintas e vernizes e a pavimentação, cuja demanda por não energéticos pode diferir do padrão histórico recente. A projeção, em particular, para os lubrificantes 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 2014-2023, foi projetado um crescimento na demanda total dos derivados não energéticos de petróleo a uma taxa média anual de 4,3%, conforme se pode observar na Tabela 32.

Tabela 32 – Demanda de produtos não-energéticos de petróleo

Ano	Lubrificantes	Asfaltos	Solventes	Outros	Total
	mil tep				
2014	1.290	2.981	498	3.341	8.109
2018	1.525	3.544	602	3.908	9.579
2023	1.892	4.424	767	4.780	11.863
Período	Variação no período (mil tep)				
2013-2023	650	1.559	291	1.557	4.057
Período	Variação (% a.a.)				
2013-2018	4,2	4,3	4,8	3,9	4,2
2018-2023	4,4	4,5	5,0	4,1	4,4
2013-2023	4,3	4,4	4,9	4,0	4,3

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 2023. Essa projeção foi regionalizada (Tabela 33) com base nas vendas deste tipo de produtos pelas distribuidoras, tendo sido analisadas as séries históricas de dados da ANP.

Tabela 33 – Brasil e Regiões: Demanda total de produtos não-energéticos de petróleo

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
	mil tep					
2014	479	1.179	1.494	4.034	924	8.109
2018	573	1.408	1.770	4.731	1.096	9.579
2023	719	1.763	2.180	5.838	1.362	11.863
Período	Variação no período (mil tep)					
2013-2023	258	633	743	1.952	472	4.057
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2018	4,5	4,5	4,2	4,0	4,3	4,2
2018-2023	4,6	4,6	4,3	4,3	4,4	4,4
2013-2023	4,5	4,5	4,3	4,2	4,3	4,3

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

3.7 Nafta

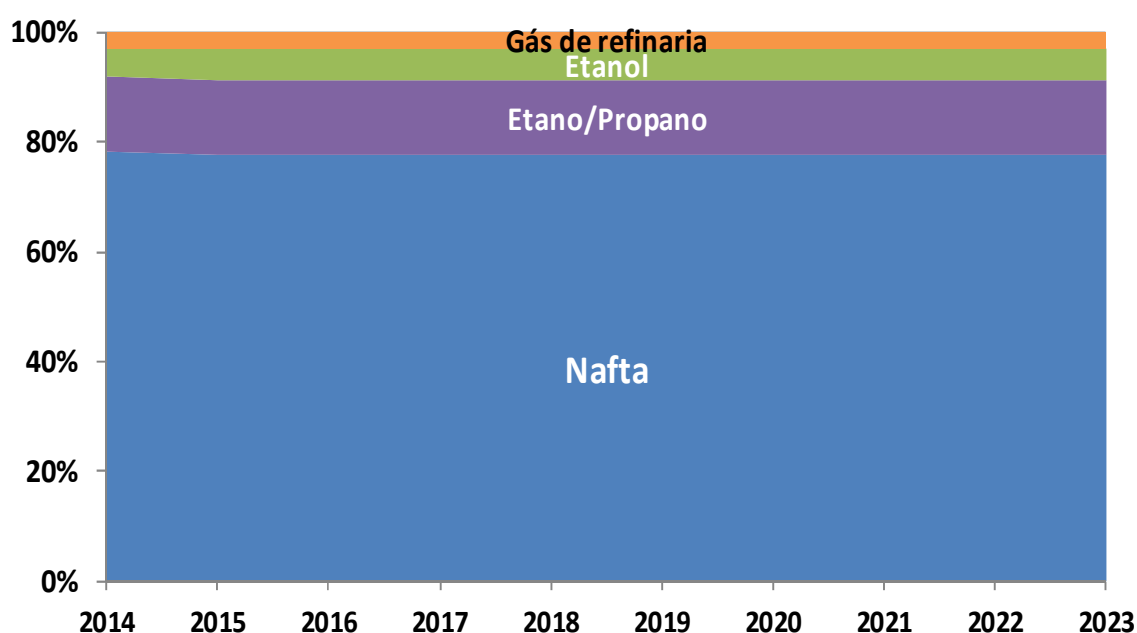
A nafta petroquímica mantém-se, ao longo do horizonte decenal, como a matéria-prima de maior relevância nos processos de obtenção dos petroquímicos básicos (eteno, propeno, butadieno, BTX e demais produtos), insumos para a produção de resinas termoplásticas. A produção nacional se concentra principalmente nas 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 2023, projeta-se uma demanda constante de nafta petroquímica de 8.794 mil toneladas. Isto se deve à ausência de ampliações nas unidades existentes ou novas unidades baseadas em nafta, além da revisão da base com atualização dos dados disponibilizados pela ANP.

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.). O COMPERJ, por exemplo, projeto petroquímico a ser implantado em Itaboraí (RJ), tem como base o gás natural. Entretanto, destaca-se que a etapa petroquímica deste projeto, ainda encontra-se em avaliação por questões de disponibilidade e de preço do gás.

No período de 2014-2023, não há expansões confirmadas com base nafta nem outras matérias primas, exceto uma planta alcoolquímica experimental para a produção de polipropileno verde (PP verde) de 30 kt/ano em 2015. A participação dos diversos insumos petroquímicos na produção de eteno é retratada no Gráfico 14.

Gráfico 14 – Evolução da participação das matérias-primas para a produção de eteno



Fonte: EPE

4. Biocombustíveis

4.1 Biocombustíveis líquidos

Este item trata dos biocombustíveis líquidos destinados ao abastecimento de veículos automotores: etanol carburante – hidratado e anidro – e o biodiesel B100, para a mistura ao diesel derivado de petróleo, conforme legislação vigente.

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. No caso do etanol hidratado, o comportamento da demanda foi determinado principalmente pelo cenário de oferta interna deste combustível, o qual determina a preferência de abastecimento dos usuários de veículo *flex fuel*, consequentemente, a parcela da demanda de energia dos veículos de Ciclo Otto a ser atendida por este tipo de etanol.

A Tabela 34 apresenta as projeções regionalizadas do etanol hidratado.

Tabela 34 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol hidratado

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
milhões de litros						
2014	168	816	1.239	8.404	1.793	12.420
2018	280	1.372	1.660	13.941	3.042	20.296
2023	441	2.105	2.158	19.671	4.433	28.807
Período	Variação no período (milhões de litros)					
2013-2023	251	1.190	691	10.316	2.449	14.898
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2018	8,1	8,5	2,5	8,3	8,9	7,9
2018-2023	9,5	8,9	5,4	7,1	7,8	7,3
2013-2023	8,8	8,7	3,9	7,7	8,4	7,6

Fonte: EPE

Em 2014, projeta-se que a demanda nacional de etanol hidratado alcance 12,4 bilhões de litros. Para o período de 2013 a 2023, estima-se um crescimento de 7,6% ao ano desta demanda, sendo que seu volume em 2023 deverá atingir 28,8 bilhões de litros.

A Tabela 35 apresenta as projeções regionalizadas para o etanol anidro.

Tabela 35 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol anidro

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
milhões de litros						
2014	750	2.217	2.335	5.051	1.093	11.446
2018	975	2.823	2.810	4.937	1.185	12.730
2023	1.188	3.386	3.124	5.014	1.288	14.000
Período	Variação no período (milhões de litros)					
2013-2023	569	1.551	1.160	630	373	4.283
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2018	9,5	9,0	7,4	2,4	5,3	5,6
2018-2023	4,0	3,7	2,1	0,3	1,7	1,9
2013-2023	6,7	6,3	4,8	1,4	3,5	3,7

Fonte: EPE

Estima-se que, em 2014, o consumo brasileiro de etanol anidro seja de 11 bilhões de litros, considerando-se o teor obrigatório de 25% adicionado à gasolina A. Ressalta-se que, para o restante do período decenal, o teor de anidro na Gasolina C foi mantido em 25%. Projeta-se, para o período de 2013 a 2023, uma taxa média de crescimento de 3,7% ao ano. Deste modo, em 2023, a demanda de etanol anidro atingirá o valor de 14 bilhões de litros.

Para o biodiesel, considerou-se que o aumento do teor obrigatório de B100 no diesel mineral muda de 5% para 6% em junho e para 7% em novembro de 2014, permanecendo neste nível até 2023. 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 36. Espera-se que a demanda obrigatória nacional de biodiesel aumente de cerca de 3,4 bilhões de litros para 6,0 bilhões de litros, entre 2014 e 2023.

Tabela 36 – Brasil e Regiões: Demanda obrigatória de biodiesel

Ano	Centro-Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul	Brasil
milhões de litros						
2014	456	513	381	1.397	610	3.357
2018	698	803	569	2.069	924	5.063
2023	860	979	694	2.326	1.129	5.987
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2018	12,0	12,6	9,4	11,5	11,7	11,5
2018-2023	4,3	4,0	4,0	2,4	4,1	3,4
2013-2023	8,1	8,2	6,7	6,8	7,8	7,4

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

Considerando-se o vertiginoso 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, como a Vale, que pretende utilizar até 20% de biodiesel em suas locomotivas, são exemplos disso. Este consumo acima do teor obrigatório, entretanto, não foi considerado nas projeções deste estudo.

4.2 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 BEN, em 2013, aproximadamente 58% das 138 milhões de toneladas de bagaço consumido para fins energéticos foram destinados à produção de açúcar. Por sua vez, a produção de etanol absorveu 42% desse montante (EPE, 2014).

A tendência é que este quadro se inverta ao longo do horizonte do PDE 2023, seja pelo aumento da oferta da biomassa, seja porque o mercado de açúcar não apresenta a mesma dinâmica do mercado de combustíveis líquidos. A Tabela 37 resume as projeções da demanda de bagaço de cana, que cresce 3,3% anuais e atinge cerca de 190 milhões de toneladas em 2023.

Tabela 37 – Demanda de bagaço de cana-de-açúcar

Ano	Setor industrial ⁽¹⁾	Setor energético ⁽²⁾	Total
	mil toneladas		
2014	81.271	55.614	136.884
2018	87.261	75.101	162.363
2023	95.094	94.910	190.005
Período	Variação no período (mil t)		
2013-2023	15.396	36.096	51.491
Período	Variação (% a.a.)		
2013-2018	1,8	5,0	3,2
2018-2023	1,7	4,8	3,2
2013-2023	1,8	4,9	3,2

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

4.3 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 6,5% desse consumo (EPE, 2013). Os setores que mais utilizam esse insumo energético são o residencial (principal consumidor), seguido do industrial e do agropecuário. Entre as residências, a lenha responde por aproximadamente 27% do consumo de energia final (EPE, 2013) 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 2011, a frequência de uso passou de 300 dias por ano em 2013 para 240 no urbano e manteve-se constante no rural em 2023. Já o consumo específico para uso exclusivo de lenha²², caiu de 10,3 para 9,2 no urbano e se manteve constante no segmento rural e o consumo específico para uso de GLP e lenha caiu de 8,3 para 8,0 no rural e de 8,3 para 7,2 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 38 mostra a trajetória do número de domicílios com uso de lenha, que chega a cerca de 7,7 milhões de unidades em 2023.

Tabela 38 – Brasil e Regiões: Número de domicílios que utilizam lenha

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
mil unidades						
2014	515	2.831	1.712	2.300	399	7.757
2018	512	2.785	1.687	2.285	399	7.669
2023	517	2.784	1.686	2.297	405	7.688
Período	Variação no período (mil unidades)					
2013-2023	2	47	26	3	-6	-69

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. Nesses 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 39 apresenta a projeção da demanda de lenha desagregada por setor.

²² Notar que esse índice refere-se aos domicílios com uso preponderante de lenha, portanto, subconjunto do conjunto de domicílios totais.

Tabela 39 – Brasil e Regiões: Demanda de lenha

Ano	Setor residencial	Setor industrial	Outros setores ⁽¹⁾	Total
	mil toneladas			
2014	19.533	26.145	7.924	53.601
2018	18.464	21.801	7.557	47.821
2023	16.900	21.330	7.116	45.346
Período	Variação no período (mil t)			
2013-2023	-2.919	-6.322	-904	-10.145
Período	Variação (% a.a.)			
2013-2018	-1,4	-4,6	-1,2	-2,9
2018-2023	-1,8	-0,4	-1,2	-1,1
2013-2023	-1,6	-2,6	-1,2	-2,0

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

4.4 Carvão Vegetal

Em 2013, o consumo de carvão vegetal representou apenas 1,6% do consumo final de energia do país, sendo 88% utilizados no setor industrial, 10% no residencial e 2% no comercial (EPE, 2014).

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, 2014). 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 expansão do uso do carvão vegetal no setor industrial está basicamente decidida no primeiro quinquênio do horizonte decenal. A questão que se coloca, cuja discussão foge ao escopo desta análise, é a certificação da origem, se de matas nativas ou se de reflorestamento. De qualquer modo, na segunda metade do horizonte projeta-se um crescimento do consumo de carvão vegetal bastante reduzido, limitado basicamente a nichos do mercado.

A projeção da demanda de carvão vegetal é apresentada na Tabela 40. Até 2018, a demanda nacional de carvão vegetal salta para 10 milhões de toneladas, com crescimento médio anual de 5,5%, enquanto no segundo quinquênio ocorre uma redução média anual de 0,4%, atingindo uma demanda total de 10,2 milhões de toneladas.

Tabela 40 – Demanda de carvão vegetal

Ano	Setor industrial	Outros setores	Total
	mil toneladas		
2014	7.335	878	8.213
2018	9.129	832	9.961
2023	9.394	777	10.171
Período	Variação no período (mil t)		
2013-2023	2.670	-114	2.556
Período	Variação (% a.a.)		
2013-2018	6,3	-1,4	5,5
2018-2023	0,6	-1,4	0,4
2013-2023	3,4	-1,4	2,9

Fonte: EPE

5. Carvão Mineral e Coque

Do carvão mineral e do coque metalúrgico consumidos no país em 2013, 80% foram demandados pelo setor siderúrgico, sendo o restante destinado a segmentos como ferro ligas, não ferrosos e mineração e pelotização (EPE, 2013).

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 41. O primeiro quinquênio registra o maior crescimento da demanda total de coque e carvão mineral no país, com média anual de 2,0%, chegando a 17,7 milhões de tep em 2018, sob influência da retomada da utilização plena da capacidade instalada da siderurgia nacional. No segundo quinquênio, há um crescimento percentual médio mais brando e o consumo chega a aproximadamente 18,7 milhões de tep em 2023, obtendo-se uma taxa média anual de 1,5% em relação a 2013.

Se comparado com o consumo final de carvão mineral e coque metalúrgico apontado pelo PDE 2022, há uma significativa redução ao final do horizonte, como consequência da revisão para baixo do cenário de expansão do parque siderúrgico brasileiro.

Tabela 41 – Demanda de carvão mineral e coque

Ano	Carvão Metalúrgico e Coque ¹	Carvão Vapor ²	Total
	mil tep		
2014	8.369	9.413	17.782
2018	9.811	7.843	17.654
2023	9.505	9.156	18.661
Período	Acréscimo no período (mil tep)		
2013-2023	1.437	1.219	2.656
Período	Variação (% a.a.)		
2013-2018	4,0	-0,2	2,0
2018-2023	-0,6	3,1	1,1
2013-2023	1,7	1,4	1,5

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

6. Consumo final por fonte e por setor

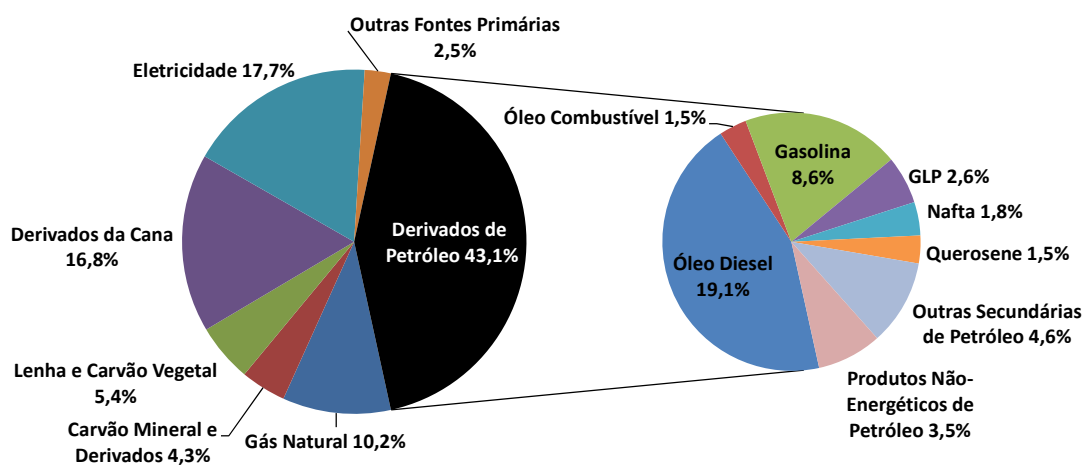
Apresenta-se a seguir a consolidação de resultados referentes ao consumo final de energia, por fonte e por setor, para o ano de 2023 (Tabela 42). Nesse período, alguns movimentos merecem destaque:

- *Alto incremento do consumo de gás natural no setor energético*, por conta principalmente do aumento da intensidade de consumo nas atividades de E&P (devido à exploração das reservas localizadas no pré-sal) e nas refinarias brasileiras (em virtude da geração de hidrogênio para uso em processos para especificação de melhor qualidade de combustíveis, bem como para aumento do rendimento em derivados de maior valor agregado);
- *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 que demandam este energético como matéria-prima;
- *Pequenos acréscimos dos consumos de carvão mineral, coque de carvão mineral e gás de coqueria*, ao contrário do que era previsto no PDE 2022, por conta do fraco cenário de expansão siderúrgica no decênio;
- *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;
- *Importante incremento do consumo final de bagaço de cana no setor energético*, como reflexo do maior esforço das destilarias em prol da produção do etanol, porém, a níveis inferiores aos previstos no PDE 2022;
- *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. Por outro lado, o gás natural e os derivados da cana passam a ter maior peso;*
- *Significativo ganho de participação do setor energético, contra leve perda de importância dos setores industrial, residencial e agropecuário.*

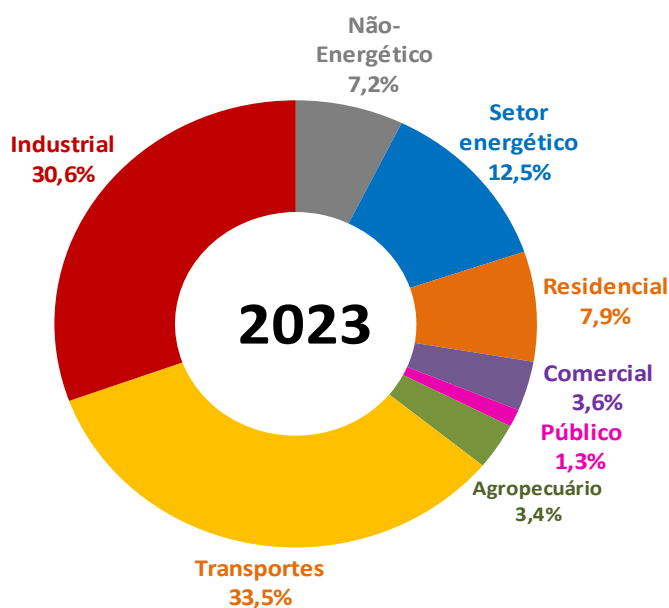
O Gráfico 15 e o Gráfico 16 mostram as respectivas participações dos setores e das fontes no consumo final de energia em 2023.

Gráfico 15 – Participação das Fontes no Consumo Final de Energia em 2023



Nota: * Inclui consumo não-energético
 Fonte: EPE

Gráfico 16 – Consumo Final de Energia por setor em 2023



Fonte: EPE

Tabela 42 – 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	
	2023	Δ% a.a.	2023	Δ% a.a.	2023	Δ% a.a.	2023	Δ% a.a.	2023	Δ% a.a.	2023	Δ% a.a.	2023	Δ% a.a.	2023	Δ% a.a.	2023	Δ% a.a.	2023	Δ% a.a.
TOTAL	47.610	6,2%	30.107	2,4%	13.614	5,4%	4.769	2,1%	12.721	1,8%	126.409	4,3%	116.120	2,8%	351.350	3,7%	26.809	5,1%	378.160	3,8%
GÁS NATURAL	12.260	7,7%	705	8,2%	389	7,9%	56	2,3%	0	-	2.163	2,8%	17.429	6,0%	33.002	6,4%	5.618	21,0%	38.619	7,6%
CARVÃO MINERAL	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	4.400	1,9%	4.400	1,9%	0	-	4.400	1,9%
LENHA	0	-	5.239	-0,9%	125	2,6%	0	-	2.081	-2,3%	0	-	6.612	-1,5%	14.057	-1,4%	0	-	14.057	-1,4%
BAGAÇO DE CANA	20.216	5,1%	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	20.255	1,6%	40.471	3,2%	0	-	40.471	3,2%
OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS RENOVÁVEIS	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	9.296	3,9%	9.296	3,9%	0	-	9.296	3,9%
GÁS DE COQUERIA	364	6,9%	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	1.464	2,0%	1.827	2,8%	0	-	1.827	2,8%
COQUE DE CARVÃO MINERAL	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	9.505	2,0%	9.505	2,0%	0	-	9.505	2,0%
ELETRICIDADE	6.066	9,0%	16.334	4,3%	12.269	5,4%	4.372	2,1%	3.217	4,5%	264	5,0%	24.593	3,1%	67.116	4,2%	0	-	67.116	4,2%
CARVÃO VEGETAL	0	-	387	-0,4%	107	1,7%	0	-	8	-0,4%	0	-	6.069	5,2%	6.570	4,7%	0	-	6.570	4,7%
ÁLCOOL ETÍLICO	0	-	0	-	0	-	0	-	22	7,4%	22.167	6,4%	0	-	22.189	6,4%	957	3,7%	23.146	6,3%
ALCATRÃO	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	118	2,8%	118	2,8%	255	7,8%	372	5,9%
SUBTOTAL DERIVADOS DE PETRÓLEO	8.705	5,0%	7.441	1,3%	725	5,1%	340	2,2%	7.393	2,2%	101.815	3,9%	16.379	2,5%	142.799	3,5%	19.980	3,1%	162.779	3,5%
ÓLEO DIESEL	1.804	3,3%	0	-	11	6,9%	4	-2,8%	7.360	2,3%	61.603	4,3%	1.438	2,2%	72.220	4,0%	0	-	72.220	4,0%
ÓLEO COMBUSTÍVEL	375	0,6%	0	-	23	5,1%	11	-0,4%	20	-3,4%	2.060	8,0%	3.140	1,6%	5.630	3,4%	0	-	5.630	3,4%
GASOLINA	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	32.426	2,9%	0	-	32.426	2,9%	0	-	32.426	2,9%
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	26	-10,4%	7.441	1,3%	691	5,1%	326	2,4%	12	-0,3%	0	-	1.273	2,2%	9.768	1,6%	0	-	9.768	1,6%
NAFTA	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	6.832	0,4%	6.832	0,4%
QUEROSENE	0	-	0	-100,0%	0	-	0	-	0	-	5.726	4,7%	4	7,0%	5.730	4,7%	8	-0,4%	5.738	4,7%
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	6.500	6,1%	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	10.524	2,8%	17.024	4,0%	472	3,4%	17.495	3,9%
PRODUTOS NÃO-ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	12.669	5,0%	12.669	5,0%

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 de segurança de suprimento e de minimização dos custos de expansão e operação esperados para o sistema eletroenergético.

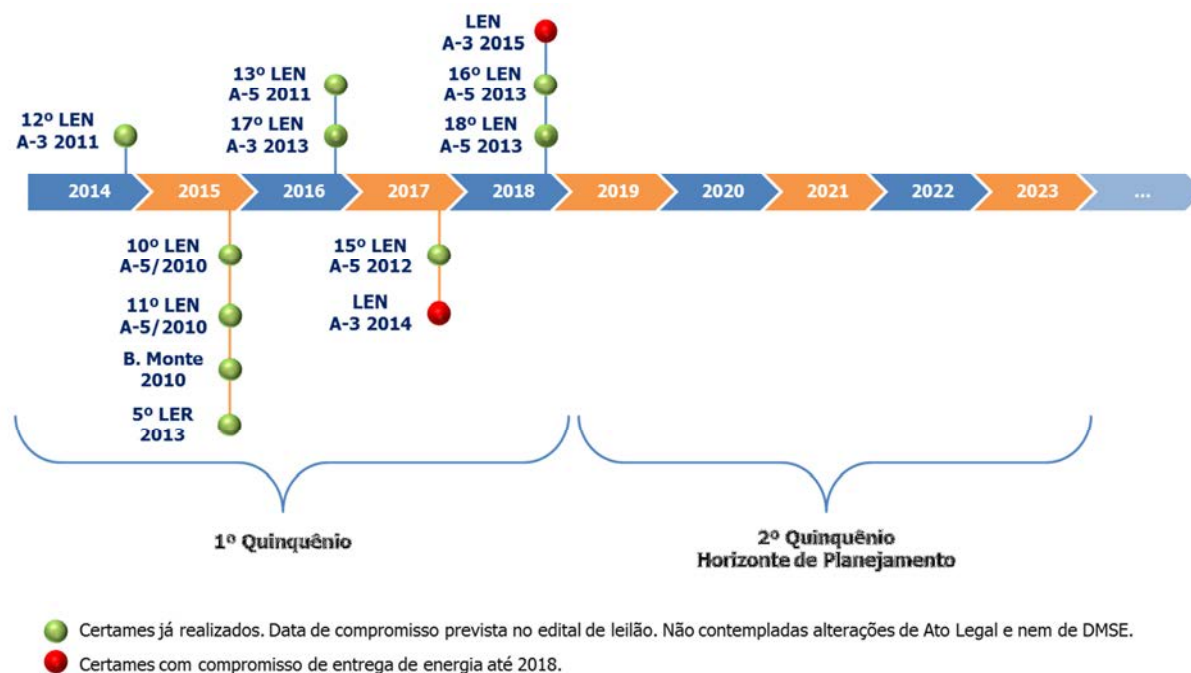
Neste capítulo são descritos os critérios metodológicos, bem como as premissas e diretrizes que orientaram as simulações das diversas alternativas de oferta para atender à demanda. Como resultados principais são apresentados o plano indicativo de expansão do parque gerador com a participação das fontes, a expansão das interligações entre os subsistemas, os custos marginais de operação, os riscos de déficit de energia, os balanços de garantia física de energia e do atendimento à demanda máxima. Por fim, são apresentados os investimentos esperados correspondentes a este cenário de expansão da oferta de energia elétrica para o 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, 3.000 MWmed no período 2014-2023. Desse montante, os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Acre/Rondônia respondem por 73%, ou aproximadamente 2.200 MWmed ao ano, enquanto os subsistemas Norte, Nordeste e Manaus/Amapá/Boa Vista crescem, em média, 800 MWmed ao ano neste período, representando 27%.

A expansão da geração no horizonte decenal incorpora os resultados dos leilões de compra de energia elétrica promovidos até dezembro de 2013. Como consequência, uma parcela da expansão da geração já se encontra praticamente definida, resultando, *a priori*, uma configuração de expansão até o ano de 2016, que não mais corresponde a um cenário de análise elaborado pelo planejamento do sistema no presente Plano. Para os anos de 2017 e 2018, o parque de geração está parcialmente definido, visto que já ocorreram os leilões A-5 para compra de energia proveniente de novos empreendimentos, porém ainda estão previstos leilões A-3 nos anos de 2014 e 2015. A Figura 3 ilustra o cronograma dos leilões que contrataram energia para suprimento ao acréscimo de carga previsto neste Plano Decenal e aqueles ainda previstos para este horizonte, sendo os cinco últimos anos objeto de estudos desse planejamento.

Figura 3 – Leilões de energia nova – compromisso de entrega até 2018



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 o aproveitamento da complementaridade dos regimes hidráulicos e o aumento da confiabilidade e da segurança do suprimento. Apenas 25% da capacidade hidráulica dos países que fazem fronteira com o Brasil foi aproveitada. A associação do Brasil a esses países se verifica predominantemente com a utilização de fontes que geram energia renovável e de baixo custo variável, como é o caso das hidrelétricas.

Existem projetos para a construção de seis usinas hidrelétricas no Peru, 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. Os estudos de inventário e viabilidade para construção da usina já estão concluídos e encontra-se em análise pelos governos dos dois países um tratado de comercialização da energia produzida. 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 ocorrendo no estado de Rondônia.

Analisa-se a possibilidade de participação do Brasil, juntamente com a Bolívia, no projeto da hidrelétrica Cachoeira Esperança, no rio Beni, em território boliviano. Caso ocorra a associação entre os dois países, o estudo resultará em um empreendimento localizado a montante das usinas de Jirau e Santo Antônio. Este projeto incentivaria o desenvolvimento da navegação entre os rios Beni e Madeira.

Em 2013, a Guiana e o Brasil constituíram uma comissão mista com a intenção de desenvolver estudos que resultem na construção de duas usinas hidrelétricas ao longo do rio Mazzaruni – Middle

Mazaruni (1,5 GW) e Upper Mazaruni (3 GW) – em território guianense. Essas usinas poderão exportar seus excedentes para o Brasil por meio de interligações no estado de Roraima.

Entre Brasil e Argentina estuda-se a construção das hidrelétricas Garabi e Panambi, no rio Uruguai. Estes empreendimentos binacionais poderão vir a ter capacidades instaladas de 2,2 GW no total. 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.

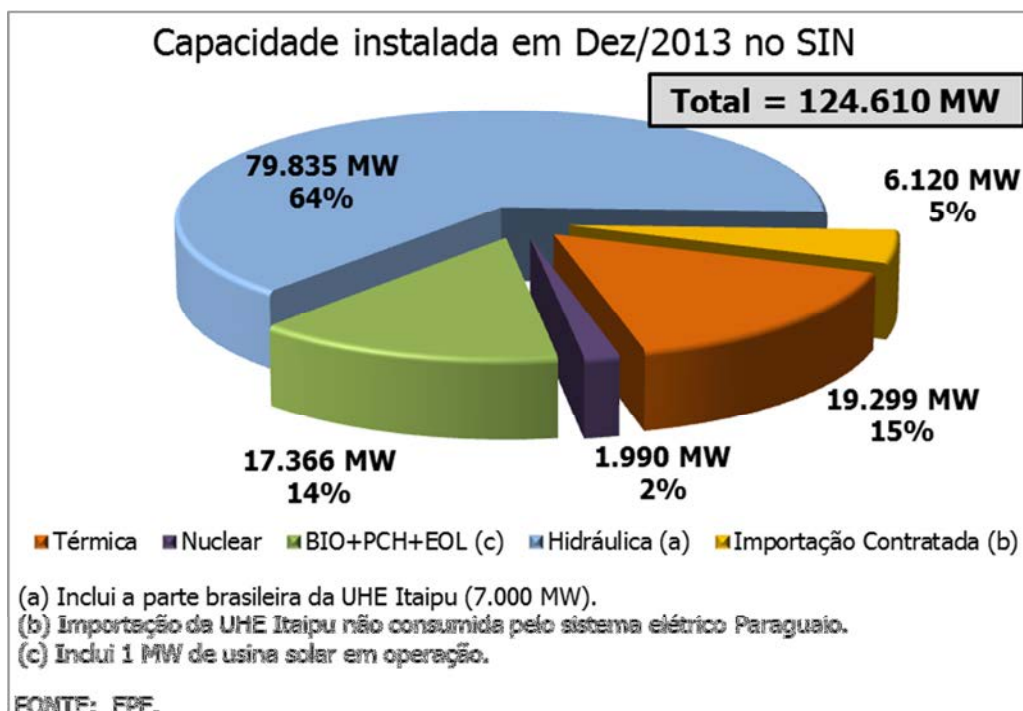
2. Sistema Existente

De acordo com dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL – BIG – a capacidade instalada total do sistema elétrico brasileiro no final de 2013 era de cerca de 126 mil MW. Esse total engloba não apenas as unidades geradoras do SIN, mas conta também com aquelas instaladas nos sistemas isolados e a autoprodução clássica²³, não contabilizando a parcela de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio.

Considerando os dados do PDE 2022, 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 relativa aos empreendimentos de geração constantes do SIN, incluindo a parcela de Itaipu importada do Paraguai, totalizava 124,6 mil MW em 31/12/2013. A distribuição da capacidade instalada por tipo de fonte do parque gerador existente é apresentada no Gráfico 17.

²³ 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.

Gráfico 17 – Capacidade instalada por tipo de fonte em dezembro de 2013



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 Conselho²⁴ 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 é de 5% em cada subsistema do SIN.

Dessa forma, ao simular a operação futura do referido parque gerador para uma determinada trajetória de mercado, a probabilidade de ocorrência de déficit de energia, de qualquer magnitude, em cada ano de planejamento e em cada subsistema eletroenergético do SIN não pode ser superior a 5%, considerando-se todos os cenários hidrológicos²⁵ simulados.

O valor adotado para o CME do PDE 2023 foi de R\$ 112,00/MWh. A metodologia adotada é apresentada em [1].

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.

²⁴ CNPE nº 1, de 18 de novembro de 2004, e nº 9, de 28 de julho de 2008.

²⁵ 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.

As simulações energéticas necessárias ao ajuste do plano de oferta de energia e ampliações nas interligações foram realizadas utilizando-se o modelo NEWAVE²⁶, com a consideração de 2.000 cenários hidrológicos.

Destaca-se que este Plano foi elaborado considerando os mecanismos de aversão ao risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço estabelecidos na Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013. Os impactos no planejamento decorrentes da aplicação desta metodologia podem ser avaliados nos documentos divulgados pela Comissão Permanente de Acompanhamento de Modelos de Planejamento – CPAMP²⁷ e também na Audiência Pública nº 086/2013 da ANEEL [26] [27].

O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 3.100,00/MWh [28] e a taxa de desconto foi de 8% ao ano, em termos reais²⁸.

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 (o potencial hidráulico, eólico, 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 2014-2023. Essas projeções foram representadas em três patamares da curva de carga e já incluem as perdas elétricas na rede transmissora. As informações referentes aos sistemas Amapá e Boa Vista foram consideradas a partir de suas datas de interligação ao SIN, respectivamente em 2014 e 2016.

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.

²⁶ 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 deste modelo, última versão validada em Força Tarefa – Newave, sob coordenação do ONS e CCEE, e homologada pela ANEEL à época da elaboração deste capítulo.

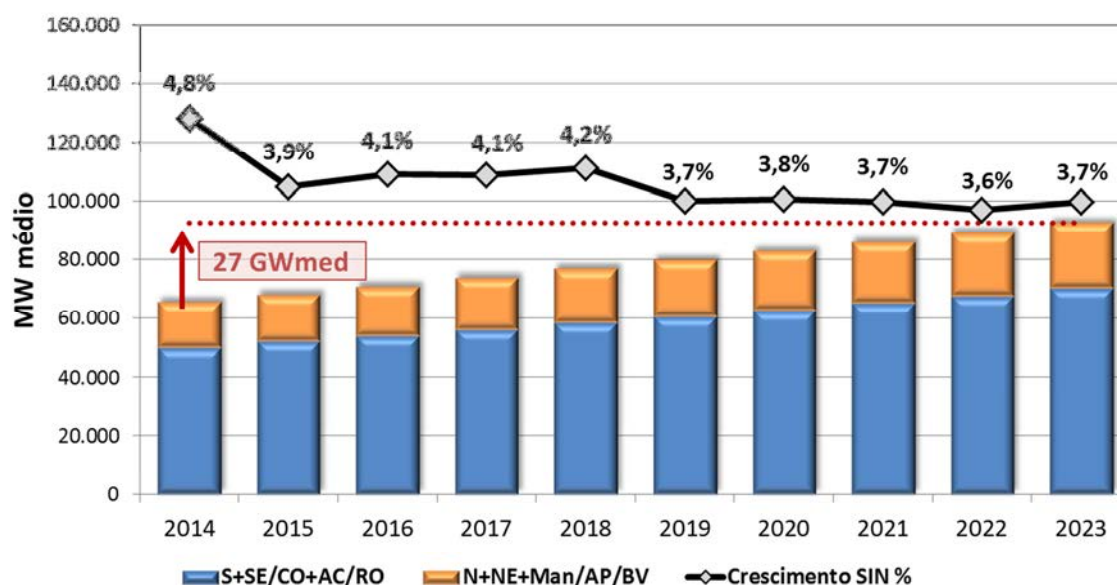
²⁷ Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, instituída pelo MME, por meio da Portaria nº 47/2008, visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela EPE, pelo ONS e pela CCEE, em atendimento às determinações firmadas na Resolução CNPE nº 1, de 2007.

²⁸ 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 3.000 MWmed, representando uma taxa média de expansão de 4,0% ao ano. O Gráfico 18 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 18 – Evolução da carga de energia elétrica no SIN



FONTE: EPE.

Atualmente, a região de Boa Vista é atendida, em parte, pela importação de energia da Venezuela. Apesar de o 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.

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 MW²⁹ no SIN, o que representa um acréscimo médio de aproximadamente 3,9% 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 previstos de energia à ANDE³⁰ e o consumo interno da usina Itaipu, que são da ordem de 1.200 MWmed em 2014 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.

²⁹ Projeção de crescimento médio no período 2014-2023.

³⁰ Administración Nacional de Electricidad, autarquia responsável pela operação e planejamento do sistema elétrico paraguaio.

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 simulada em um subsistema à parte (subsistema Itaipu). Além disso, nas análises realizadas neste Plano, foram incorporadas mais divisões, conforme descrito abaixo, objetivando melhor representar o SIN num modelo matemático 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 hidráulico³¹ do subsistema Sudeste/Centro-Oeste com o subsistema Itaipu.

Este Plano já 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. Considerando as datas previstas para a entrada em operação das interligações, representou-se a partir de julho de 2014 o sistema Amapá e a partir de abril de 2016 o sistema de Boa Vista. Após a inauguração dessas interligações, todas as capitais do Brasil farão parte do SIN. Além disso, essas interligações viabilizam 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 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 conexão ao subsistema Norte a partir de abril de 2016. Destaca-se que a casa de força complementar tem a entrada em operação prevista para março de 2015, um ano antes da casa de força principal.

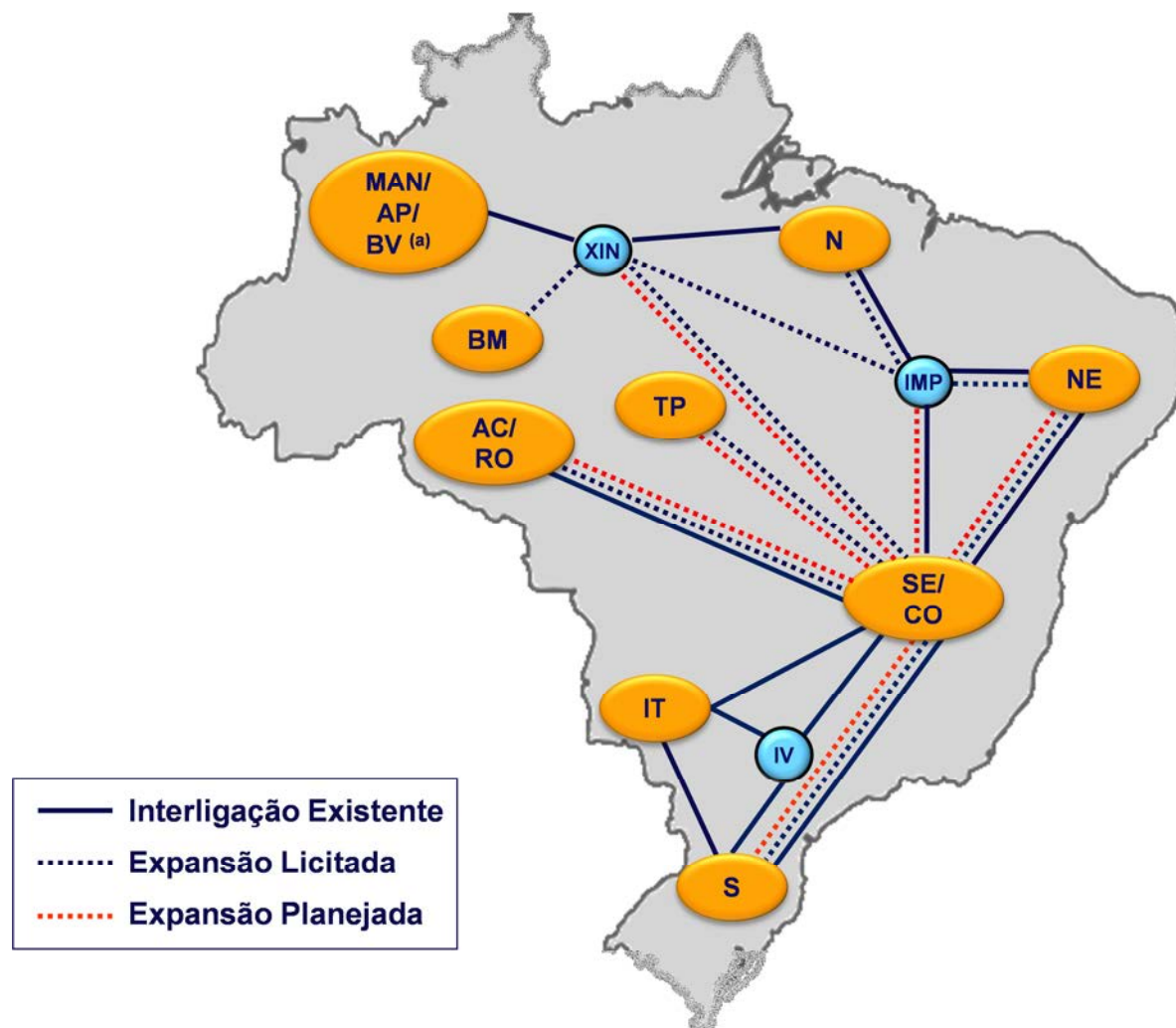
Da mesma forma, as usinas hidrelétricas dos rios Tapajós, Juruena e Teles Pires, que constam do cronograma deste Plano, foram representadas em um novo subsistema denominado Teles Pires/Tapajós, que tem previsão de conexão ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste a partir de 2015.

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 representadas em traços pontilhados estão previstas para se incorporarem ao SIN durante o horizonte decenal.

³¹ 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 foram consideradas como sendo de 3% e já estão incorporadas nas previsões de carga de energia elétrica dos subsistemas.

As simulações realizadas tiveram como ponto de partida o mês de maio de 2013³². Os níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes, em percentual da capacidade máxima, verificados em 30/04/2013 são: 62,4% para Sudeste/Centro-Oeste, 64,3% para o Sul, 48,4% para o Nordeste e 96,5% para o Norte.

Para fins de elaboração dos estudos de expansão da geração deste PDE, considerou-se como sistema existente o conjunto de aproveitamentos que formavam o parque gerador hidrelétrico e termelétrico em operação em 30/04/2013 conforme dados do Programa Mensal da Operação – PMO de maio de 2013, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

A configuração de referência da geração foi obtida considerando as condições iniciais do SIN, a projeção de mercado, as premissas conjunturais 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:

- A evolução da capacidade instalada foi elaborada 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 CMSE³³ e com base nas informações constantes dos relatórios de fiscalização da ANEEL;
- As datas previstas para entrada em operação das hidrelétricas 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 uma expectativa de geração³⁴;
- O desenvolvimento das usinas eólicas, usinas a biomassa com CVU nulo, pequenas centrais hidrelétricas e solares foi planejado 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, bem como o limite de aquisição de energia estabelecida na regulamentação para os leilões A-3;
- 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, bem como uma análise do potencial de geração por meio de energias renováveis, como apresentado nos próximos itens.

³² Final do período úmido para as principais bacias simuladas.

³³ Para este plano, foram consideradas as datas de tendência para entrada em operação comercial conforme o PMO de abril de 2014.

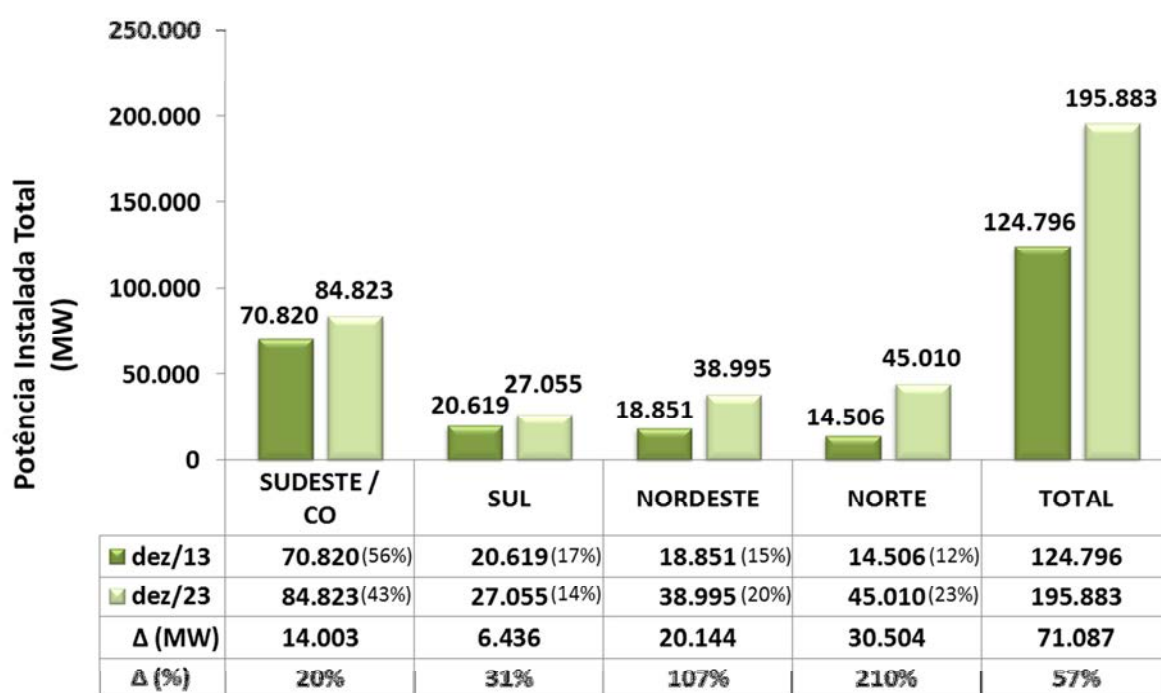
³⁴ Para usinas não simuladas individualmente no NEWAVE e já contratadas, a representação da geração segue critério das Resoluções Normativas da ANEEL Nº 440, de 5 de julho de 2011 e Nº 476, de 13 de março de 2012.

5. Expansão da Geração

A expansão da capacidade instalada do SIN, desagregada por regiões, é apresentada no Gráfico 19, onde se mostram os valores para o final de 2013 e os valores resultantes dos estudos, referentes ao final de 2023. Além dos valores em MW, é também indicada a participação percentual das regiões.

Deve-se ressaltar que o parque de geração instalado em 2013 inclui a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados Manaus e Amapá. 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) estão considerados na região Norte. Além disso, a usina de Itaipu foi contabilizada como recurso da região Sudeste/Centro-Oeste.

Gráfico 19 – Participação regional na capacidade instalada do SIN



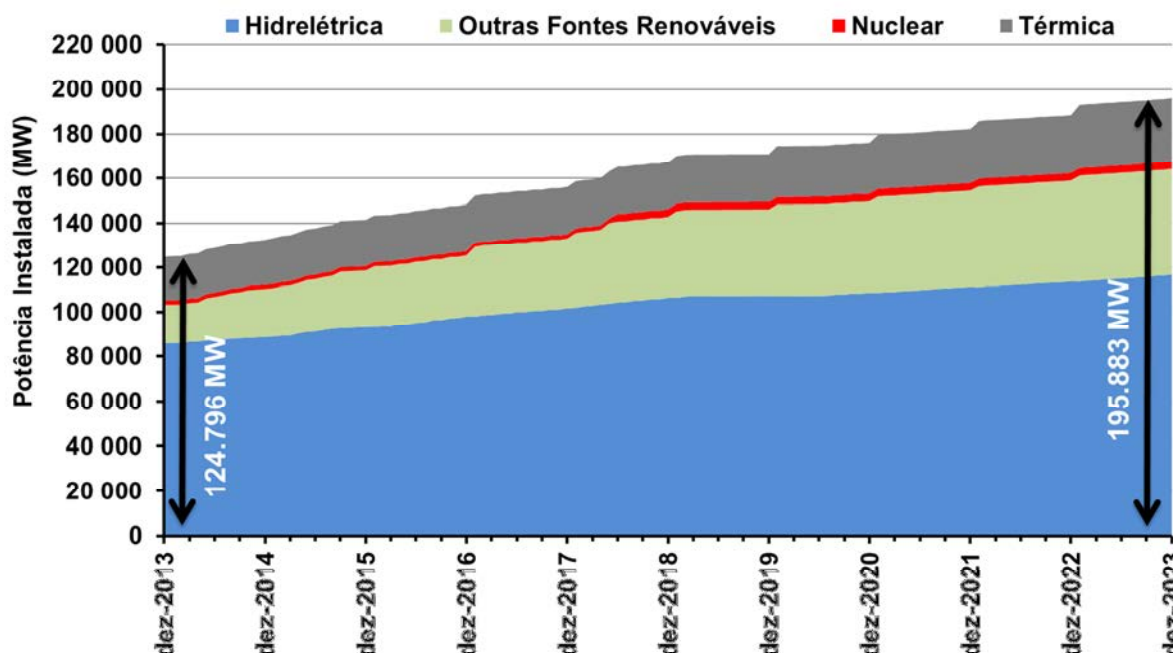
Fonte: EPE.

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 se destaca a elevação da participação da região Norte na expansão de projetos de geração de energia elétrica, passando de 12%, no início de 2013, para 23% da capacidade instalada no SIN, em 2023, totalizando 30.504 MW de expansão. Em contrapartida, nas Regiões Sudeste/Centro-Oeste, há uma redução de 56% para 43% de sua participação na oferta total do sistema, mesmo com uma expansão prevista, em termos absolutos, de 14.003 MW para o horizonte decenal. A expansão da potência instalada agregará 71.087 MW ao SIN, representando um acréscimo de 57% na oferta de eletricidade.

O Gráfico 20 ilustra a evolução³⁵ da capacidade instalada hidrotérmica por tipo de fonte, partindo de aproximadamente 125 GW em dezembro de 2013 para cerca de 196 GW no final de 2023, com destaque para a manutenção do perfil fortemente renovável da matriz elétrica brasileira.

Gráfico 20 – Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN



FONTE: EPE.

Nos itens a seguir são apresentados os principais dados dos empreendimentos considerados, divididos em projetos já contratados e em implantação e os empreendimentos indicativos do parque gerador planejado.

5.1 Parque gerador contratado e em implantação

Na medida em que os empreendimentos de geração precisam ser contratados com antecedência para atendimento das necessidades futuras de consumo, o Brasil realiza, em conformidade com a Lei nº 10.848 de 2004, leilões para compra de energia com três (A-3) e cinco (A-5) anos de antecedência.

Este processo faz com que haja um parque de geração já totalmente contratado e em implantação com usinas que deverão entrar em operação entre 2014 e 2016³⁶, além de um parque parcialmente contratado entre 2017 e 2018, oriundo dos leilões A-5 ocorridos em 2012 e 2013. Essas usinas, portanto, não mais são objeto dos estudos de planejamento e não constituem proposta de usinas indicadas neste Plano.

O elenco de usinas hidrelétricas e termelétricas em construção, em motorização e já contratadas foi considerado como oferta inicial deste Plano, com as datas consolidadas pelo CMSE.

³⁵ Para os grandes projetos hidrelétricos, cujas unidades geradoras, entram em operação ao longo de vários anos, foi considerado o cronograma de motorização para o cálculo da evolução da capacidade instalada.

³⁶ Composto por usinas vencedoras dos leilões de compra de energia nova, de reserva e de fontes alternativas realizados de 2005 a 2013.

A expansão hidrotérmica e de outras fontes renováveis (BIO, PCH e EOL) já contratadas e em construção, com previsão de entrada em operação comercial considerada neste Plano para os anos de 2014 a 2018, são apresentadas na Tabela 43 e na Tabela 44.

Tabela 43 – Expansão hidrotérmica contratada e em construção de 2014 a 2018

Ano ^(b)	Sudeste/ Centro-Oeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)
2014	UHE Batalha	53			UTE Pernambuco 3	201	UHE Sto. Ant. do Jari ^(d)	370
	UTE Baixada Fluminense	530					UTE Parnaíba IV	51
							UTE Mauá 3	583
2015							UHE Colíder	300
							UHE Ferreira Gomes	252
							UHE Teles Pires	1.819
							UTE Maranhão III ^(e)	519
2016			UHE São Roque	135			UHE Belo Monte ^(f)	11.000
			UHE Baixo Iguaçu	350				
2017							UHE Cachoeira Caldeirão	219
	UNE Angra 3 ^(c)	1.405					UHE São Manoel	700
2018							UHE Salto Apiacás	45
							UHE Sinop	400
Total		1.988		485		201		16.258

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 março de 2014.

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

(d) Usinas com casa de força complementar modelada como PCH.

(e) Usinas localizadas geograficamente no Maranhão, porém representadas eletricamente no subsistema Norte.

(f) Considerada a data de tendência de entrada em operação da Casa de Força Principal, de acordo com o DMSE.

Fonte: EPE.

Tabela 44 – Expansão de biomassa, PCH e eólica contratada de 2014 a 2018

Tipo	Região	2014	2015	2016	2017	2018
		Potência (MW)				
Biomassa	Sudeste/Centro-Oeste	503	161	50	0	398
	Sul	42	0	0	0	0
	Nordeste	17	0	0	0	300
	Norte	255	0	10	0	0
	TOTAL	817	161	60	0	698
PCH	Sudeste/Centro-Oeste	169	71	0	0	286
	Sul	40	30	18	0	113
	Nordeste	0	0	0	0	6
	Norte	21	32	12	3	0
	TOTAL	230	133	30	3	405
Eólica	Sudeste/Centro-Oeste	0	0	0	0	0
	Sul	362	543	432	28	152
	Nordeste	2.899	3.024	1.307	52	2.188
	Norte	0	0	58	203	0
	TOTAL	3.261	3.567	1.797	283	2.340
TOTAL		4.308	3.861	1.887	286	3.443

Notas: (1) Os valores da tabela indicam o acréscimo de potência instalada entre os meses de janeiro e dezembro de cada ano.

(2) Inclui a capacidade contratada nos leilões de energia de reserva.

(3) Inclui os projetos sinalizados como sem impedimento para entrada em operação comercial pela fiscalização da ANEEL.

Fonte: EPE.

5.2 Parque gerador planejado

5.2.1 Expansão hidrelétrica

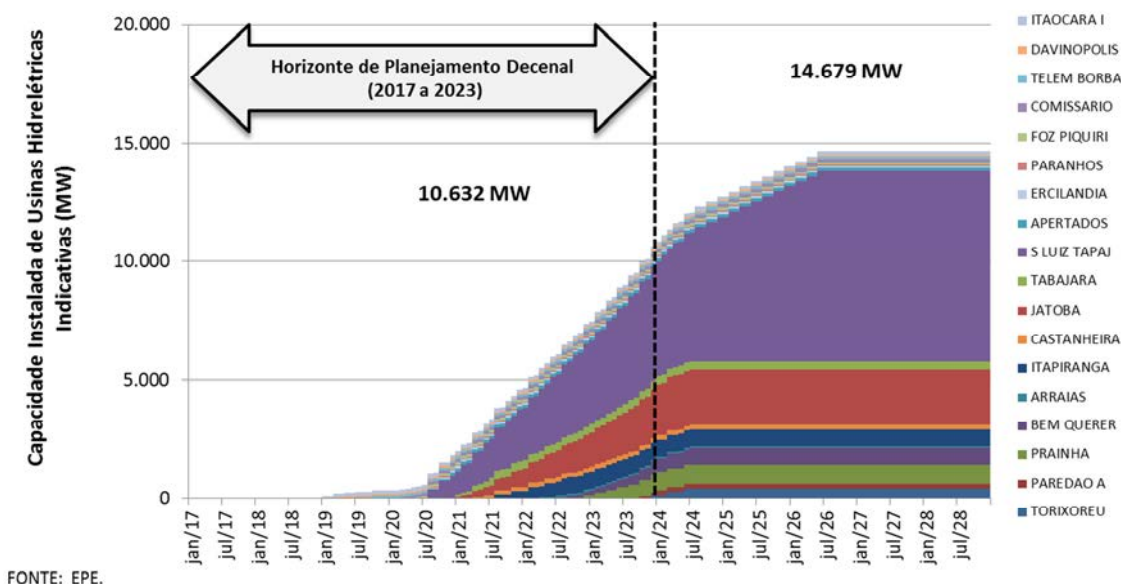
A expansão hidrelétrica planejada é composta por projetos indicativos cujos estudos estão em fase de conclusão. Os projetos já contratados e em implantação foram listados no item anterior. A Tabela 45 apresenta os novos projetos a serem viabilizados de 2019 a 2023.

Tabela 45 – Novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2019 a 2023

Entrada em Ano	Operação Mês	Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	UF
2019	Jan	UHE Itaocara I	Paraíba do Sul	145	RJ
	Jan	UHE Davinópolis	Paranaíba	74	MG/GO
	Jul	UHE Telêmaco Borba	Tibagi	109	PR
2020	Mar	UHE Comissário	Piquiri	140	PR
	Abr	UHE Foz Piquiri	Piquiri	96	PR
	Jul	UHE Paranhos	Chopim	63	PR
	Ago	UHE São Luiz do Tapajós	Tapajós	8.040	PA
	Ago	UHE Apertados	Piquiri	139	PR
	Ago	UHE Ercilândia	Piquiri	87	PR
2021	Jan	UHE Tabajara	Jiparaná	350	RO
	Jan	UHE Jatobá	Tapajós	2.338	PA
	Abr	UHE Castanheira	Arinos	192	MT
	Ago	UHE Itapiranga	Uruguai	725	SC/RS
2022	Fev	UHE Arraias	Palma	70	TO
	Jul	UHE Bem Querer	Branco	708	RR
	Dez	UHE Prainha	Aripuanã	796	AM
2023	Out	UHE Paredão A	Mucajá	199	RR
	Dez	UHE Torixoréu	Araguaia	408	MT/GO
TOTAL				14.679	

Nota: Potência total do empreendimento.
Fonte: EPE.

Os projetos hidrelétricos indicados neste Plano, que compõem o parque gerador no decênio que se encerra em 2023, somam 14.679 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 no ano de 2026, como mostra o Gráfico 21, acrescentando 10.632 MW até dezembro de 2023.

Gráfico 21 – Evolução da capacidade instalada de hidrelétrica indicativas

As usinas hidrelétricas São Luiz do Tapajós e Jatobá são consideradas estratégicas de interesse público, estruturantes e prioritárias para efeito de licitação e implantação, conforme Resolução CNPE Nº 3 de maio de 2011, e, por isso, foram consideradas no horizonte do Plano para expansão do sistema de geração.

Os projetos de geração com concessão já outorgada no passado, como as usinas hidrelétricas Couto Magalhães (150 MW), Santa Isabel (1.087 MW) e Pai Querê (292 MW), não foram considerados no horizonte de estudo deste Plano, pois apresentam problemas específicos a serem resolvidos para o andamento da obra. Contudo, permanecem sendo fiscalizadas pela ANEEL e acompanhadas pelo planejador, podendo compor a configuração dos futuros Planos à medida que sejam equacionados os seus problemas.

Observa-se, em alguns casos, a indicação de mais de um empreendimento em um mesmo rio e com início de operação em datas próximas, reforçando-se a necessidade de uma ação integrada pelos empreendedores, em especial com relação à programação das obras, instalação de canteiros, datas de desvio do rio e enchimento do reservatório, que deverão atender às orientações específicas de cada projeto e à legislação vigente.

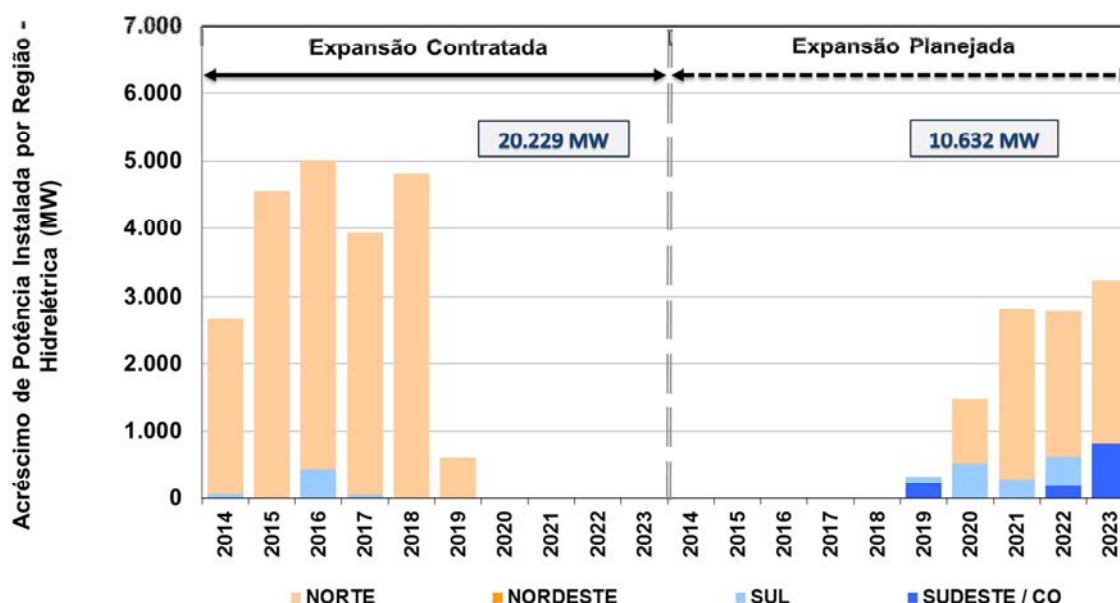
O Anexo I apresenta um diagrama esquemático das bacias hidrográficas que compõem o SIN com a representação de todos os projetos hidrelétricos constantes deste Plano³⁷.

A capacidade de geração hidráulica, considerando a estimativa de contratação da UHE Itaipu, aumentará de 86 GW para 117 GW, aproximadamente, de 2014 até 2023. Na região Norte é onde ocorrerá a maior expansão hidrelétrica, devido à entrada em operação de grandes empreendimentos, com destaque para a usina hidrelétrica de Belo Monte, cuja motorização deve levar três anos com a entrada em operação de 6 máquinas de 611,1 MW por ano. O Gráfico 22 apresenta a expansão

³⁷ Os diagramas apresentados no Anexo I foram elaborados de forma a representar, esquematicamente, a localização das usinas, apresentando a conectividade hidráulica entre os aproveitamentos.

hidrelétrica segregando a parcela já contratada da parcela indicada neste Plano³⁸. Como pode ser visto, grande parte do crescimento da demanda dos anos de 2018 a 2019 será atendida com usinas que já dispõem de contratos de concessão, principalmente, em função das características de alguns projetos com motorização plurianual, conforme mostrado anteriormente.

Gráfico 22 – Acréscimo da capacidade instalada hidrelétrica



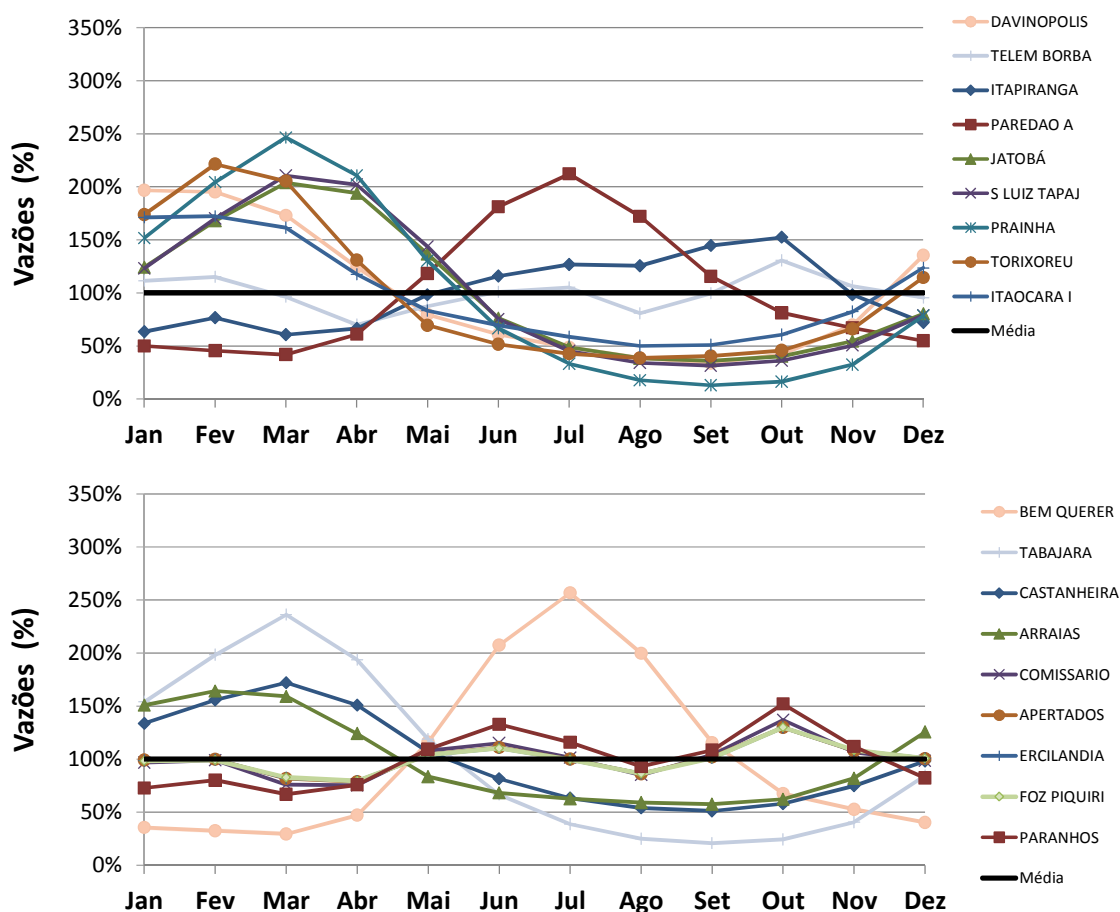
FONTE: EPE.

Considerando a grande participação hidrelétrica da expansão planejada, é interessante observar a sazonalidade hidrológica dos projetos indicados neste Plano, localizados em diferentes regiões. O Gráfico 23 apresenta, para cada usina, a variação mensal da média de longo termo – MLT³⁹ em relação ao valor médio anual dessas energias⁴⁰.

³⁸ Ressalta-se que, na expansão contratada, é considerada a motorização de usinas que já estão em operação e a parcela de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio.

³⁹ Média das séries históricas das energias naturais afluentes observadas de 1931 a 2011.

⁴⁰ 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 (2023).

Gráfico 23 – Média de longo termo da ENA mensal das hidrelétricas indicativas

FONTE: EPE.

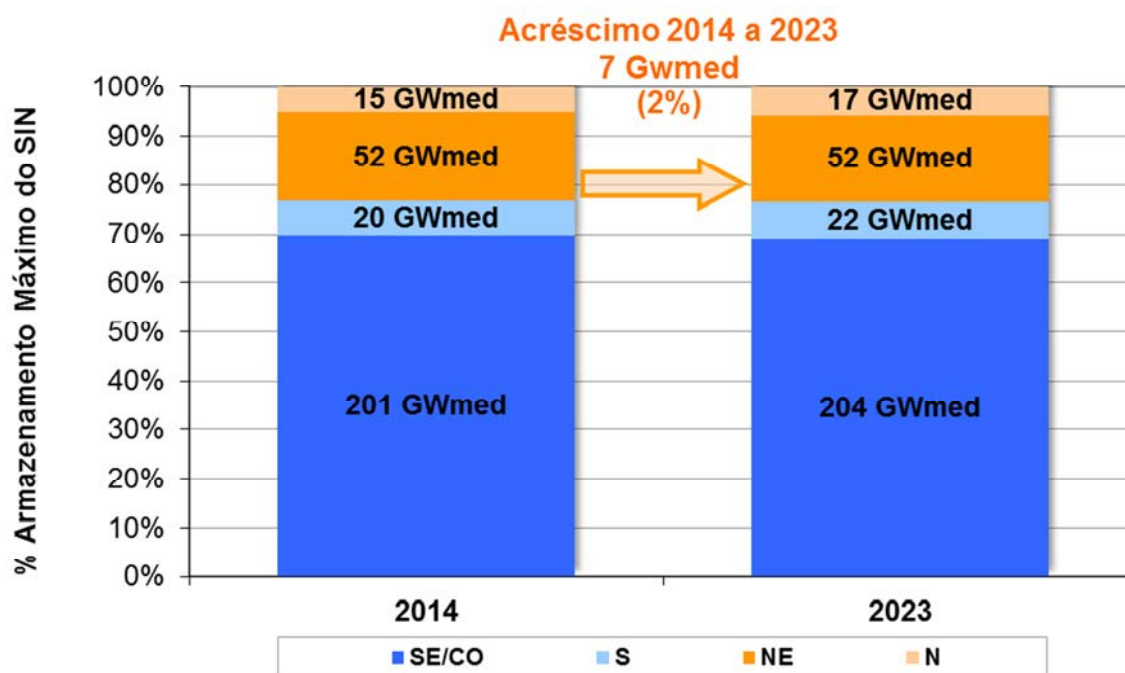
A complementaridade e sazonalidade das vazões afluentes às usinas pode ser notada claramente, destacando-se os regimes hidrológicos do Sul que, apesar de irregulares, tendem a ser mais favoráveis no período de junho a outubro (a exemplo da UHE Itapiranga), sendo complementares às usinas do Sudeste/Centro-Oeste. Nas bacias da região amazônica também são observadas complementaridades, como visto entre as usinas de Tabajara e Bem Querer, situadas, respectivamente, à margem direita e esquerda do Rio Amazonas. A UHE Tabajara possui as maiores aflúências entre os meses de janeiro e abril, e período seco com vazões muito baixas, enquanto que a UHE Bem Querer possui vazões máximas de junho a agosto.

Por meio da análise dos dados de energias naturais afluentes 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 elétrico e ambiental, o funcionamento como estoque de energia para as outras fontes renováveis como a eólica, a biomassa e a solar, que não geram energia de forma constante.

De fato, quando a geração dessas fontes se reduz, seja por falta de vento, no caso das eólicas, na entressafra da biomassa, ou por baixa incidência de energia solar, a energia armazenada nos reservatórios permite que se aumente a geração hidráulica, colocando no mercado o montante anteriormente produzido.

O Gráfico 24 mostra a quantidade de energia que pode ser armazenada nos reservatórios em cada região do país, no início e no final do horizonte do estudo.

Gráfico 24 – Evolução da capacidade de armazenamento do SIN



FONTE: EPE.

Em relação à capacidade de regularização dos reservatórios, pode-se destacar a importância dos grandes reservatórios instalados na região Sudeste/Centro-Oeste, que representam aproximadamente 70% do SIN no início de 2014, enquanto as regiões Nordeste, Sul e Norte possuem, respectivamente, 18%, 7% e 5% da capacidade de energia armazenável máxima do Brasil.

Analisando a previsão de capacidade de armazenamento dos reservatórios ao final do ano de 2023, percebe-se que, em termos percentuais, a elevação de 2% é bem inferior ao aumento da capacidade instalada de usinas hidrelétricas, de 36%.

Uma parte da oferta hidrelétrica constante desta configuração agrega energia armazenável por adicionar produtividade em cascatas que já possuem reservatórios de regularização. Entretanto, a maioria das usinas viáveis no horizonte decenal está localizada em bacias ainda inexploradas, para as quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização das vazões afluentes. Portanto, devido às dificuldades na obtenção de licenças ambientais, há indicação de apenas três usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação a montante, para as quais, estima-se que os prazos envolvidos no processo licitatório estão aderentes ao horizonte deste plano.

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. Esta

configuração do sistema gera consequências diversas, dentre as quais: a impossibilidade do controle de cheias; maior exigência das atuais usinas do sistema com capacidade de regularização, gerando grandes alterações de nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos (o que muitas vezes não é possível em função de restrições operativas hidráulicas); e maior despacho térmico para atender às exigências sazonais da carga, que não poderão ser atendidas pelo armazenamento hidráulico.

A hidroeletricidade, que já é a maior fonte de geração do SIN, ainda apresenta grande potencial a ser explorado e suficiente para permanecer como a fonte predominante no atendimento à crescente demanda de eletricidade do país. Especialmente nas bacias da região Norte e Centro-Oeste, os inventários hidrelétricos apontam que projetos importantes poderão ser viabilizados nos próximos anos, a despeito da crescente complexidade socioambiental que, normalmente, impõe estágios de desenvolvimento extensos.

Os estudos de viabilidade de UHE aprovados ou com aceite da ANEEL superavam, no final de fevereiro de 2014, 6.300 MW, conforme apresentado na Tabela 46. Destaca-se que a geração hidrelétrica é uma tecnologia muito madura e seu preço médio nos últimos leilões de expansão do sistema tem sido baixo se comparado com as fontes disponíveis no país.

Tabela 46 – 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	380,00	PCE/Enercamp/Energética-Tech/Furnas/Alstom/Andrade Gutierrez/Eletronorte	EV em andamento	Desp. 592/09
Apertados	Piquiri	PR	139,00 ⁽²⁾	COPEL Geração e Transmissão S.A.	EV em andamento	Desp. 1138/12
			135,50	BE/Desenvix		Desp. 211/12
Barra do Pomba ⁽¹⁾	Paraíba do Sul	RJ	80,00	Empreendimentos Patrimoniais Santa Gisele Ltda.	EV	Desp. 2161/06
Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	63,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV	Desp. 3809/10
Cambuci ⁽¹⁾	Paraíba do Sul	RJ	50,00	Empreendimentos Patrimoniais Santa Gisele Ltda.	EV	Desp. 2162/06
Castelhano	Parnaíba	PI/MA	64,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV	Desp. 4771/11
Comissário	Piquiri	PR	140,00 ⁽²⁾	COPEL Geração e Transmissão S.A.	EV em andamento	Desp. 1140/12
			105,30	BE/Desenvix		Desp. 2587/12
Davinópolis	Paranaíba	MG/GO	74,00	CEMIG/Neoenergia	EV em andamento	Desp. 4462/09
Ercilândia	Piquiri	PR	87,10 ⁽²⁾	COPEL Geração e Transmissão S.A.	EV em andamento	Desp. 1137/12
			96,60	BE/Desenvix		Desp. 257/12
Estreito (Parnaíba)	Parnaíba	PI/MA	56,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV	Desp. 3808/10
Foz do Apicás	Apicás	MT	230,00	Empresa de Pesquisa Energética – EPE	EV em andamento	Desp. 1242/10
Foz do Piquiri	Piquiri	PR	96,08 ⁽²⁾	COPEL Geração e Transmissão S.A.	EV em andamento	Desp. 1139/12
			101,20	BE/Desenvix		Desp. 2596/12
Iraí	Uruguai	SC/RS	330,00	Companhia Energética do Uruguai – CEU	EV em andamento	Desp. 2302/11
Marabá	Tocantins	PA/MA	2.160,00	Eletronorte/Camargo Corrêa	EV em andamento	Desp. 1141/12
Paranã	Paraná	GO/TO	95,00	CELG, Alupar e TPI	EV em andamento	Desp. 30/14
Paranhos	Chopim	PR	62,50	Foz do Chopim Energética Ltda.	EV em andamento	Desp. 2934/11
Pompéu	São Francisco	MG	209,10	Concremat/Andrade Gutierrez/CEMIG/EDP	EV em andamento	Desp. 009/12
Riacho Seco	São Francisco	BA/PE	276,00	Desenvix/Chesf/CNO/Engevix	EV em andamento	Desp. 2100/08
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	113,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV	Desp. 3344/12
Serra Quebrada	Tocantins	TO/MA	1.328,00	Consórcio Alcoa/Billinton/Camargo Corrêa/Eletronorte	EV em andamento	Desp. 3367/07
Telêmaco Borba	Tibagi	PR	109,00	Promon Engenharia Ltda.	EV em andamento	Ofício 339/03/SPH
Uruçui ⁽¹⁾	Parnaíba	PI/MA	134,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV em andamento	Desp. 239/07
Volta Grande Baixa	Chopim	PR	54,70	Foz do Chopim Energética Ltda.	EV em andamento	Desp. 3166/11
Total	23 projetos		6.330,48			

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 (28/02/2014).

5.2.2 Expansão termelétrica

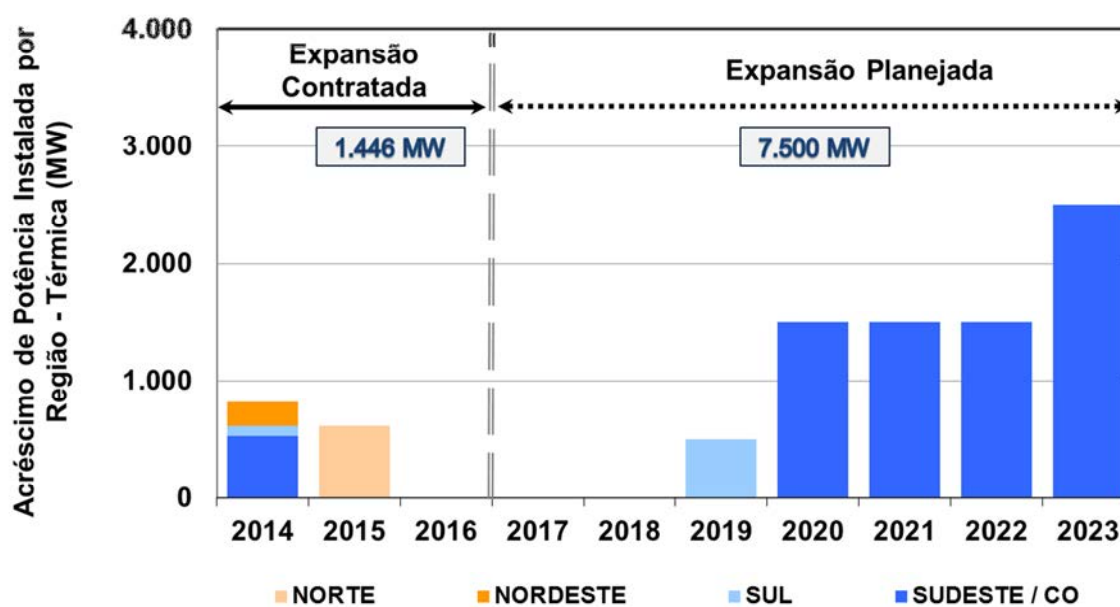
O Gráfico 25 apresenta o acréscimo de usinas termelétricas para o horizonte decenal. Este gráfico não incorpora a geração termelétrica nuclear.

Em dezembro de 2013, a capacidade térmica instalada no SIN era de 19 GW, evoluindo até o final de 2017 para cerca de 21 GW devido à capacidade contratada nos leilões realizados até então.

Para atender de forma adequada ao crescimento da carga de energia, optou-se por indicar a expansão do parque gerador, com termelétricas entre os anos de 2019 e 2023 totalizando 7.500 MW nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Destaca-se que a concretização desta expansão termelétrica está atrelada à disponibilidade de combustível e competitividade dos projetos nos futuros leilões para

compra de energia nova. Para efeitos de simulação e apresentação dos resultados deste Plano, foram consideradas usinas a gás natural, com CVU igual ao CVU teto de R\$ 250/MWh. Entretanto, em caso de inviabilidade deste combustível, outras fontes (à exceção de óleo diesel e óleo combustível) constituem alternativas para o atendimento à demanda, entre elas as usinas térmicas a carvão.

Gráfico 25 – Acréscimo de capacidade instalada termelétrica



FONTE: 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 reserva⁴¹, está prevista para entrar em operação em junho de 2018, aumentando o parque nuclear atualmente existente em 71%, de 1.990 MW para 3.395 MW.

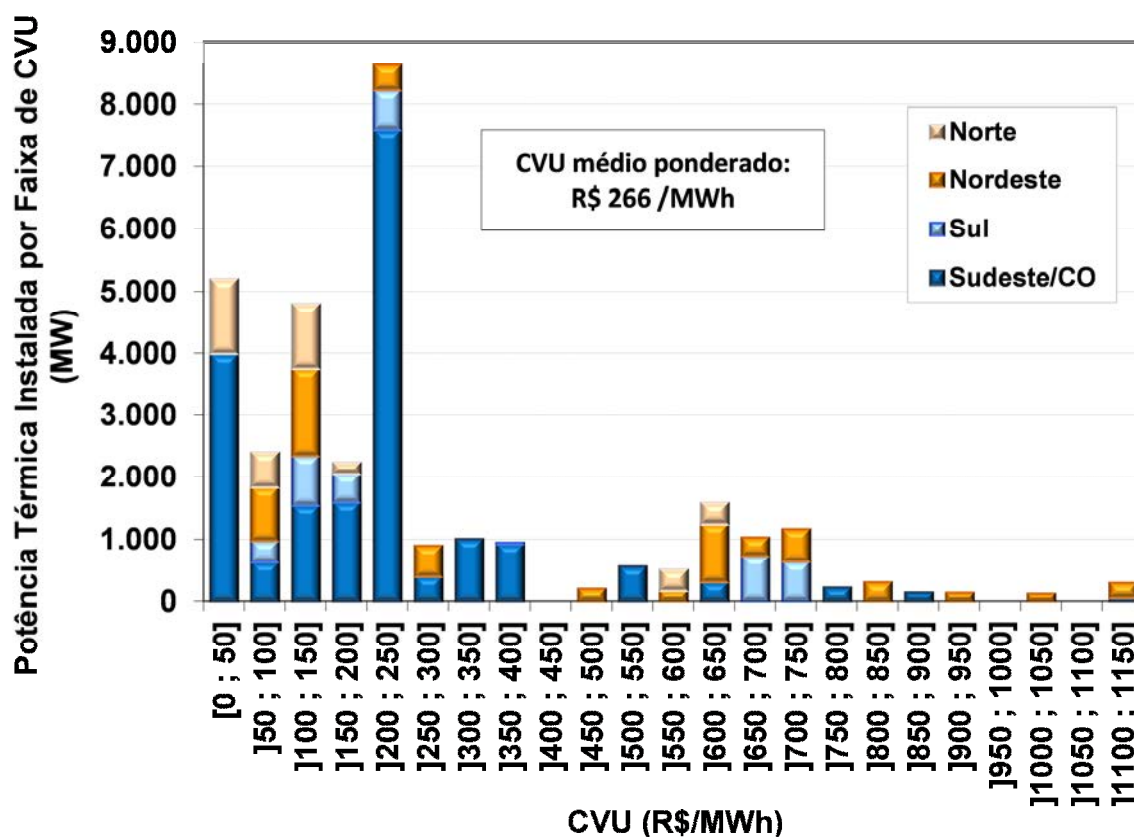
O fato da expansão do parque gerador com usinas nucleares ter ficado restrita à usina de Angra 3 deve-se basicamente aos prazos necessários para a implantação de novas centrais. Estes prazos são da ordem de dez anos, contados a partir da definição do sítio para localização da central nuclear e da decisão para o início das medidas efetivas para a sua implantação. Assim, considerando o tempo de maturação de um projeto nuclear, a data provável para a participação efetiva desta fonte na expansão do sistema de geração ultrapassa o horizonte deste Plano. No entanto, o acompanhamento do desenvolvimento de novos projetos e da implantação de novas usinas ao redor do mundo, com perspectivas de avanços tecnológicos que levem à redução de prazos e de custos de implantação, devem prosseguir de modo que essa fonte possa vir a ser considerada em planos indicativos futuros.

O Gráfico 26 ilustra a distribuição do potencial instalado no SIN, em dezembro de 2023, de usinas térmicas e nucleares classificado 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 pela concentração na faixa entre R\$ 200,00/MWh e R\$ 250,00/MWh. Destaca-se que, quanto menor o CVU, maior será a probabilidade de

⁴¹ A Portaria MME nº 980/2010 autorizou a contratação da UNE Angra 3 na modalidade de energia de reserva.

despacho da usina termelétrica. Assim, essas análises permitem avaliar a localização dos blocos termelétricos que serão poupados de gerar nos cenários de melhor hidrologia.

Gráfico 26 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por subsistema



FONTE: EPE.

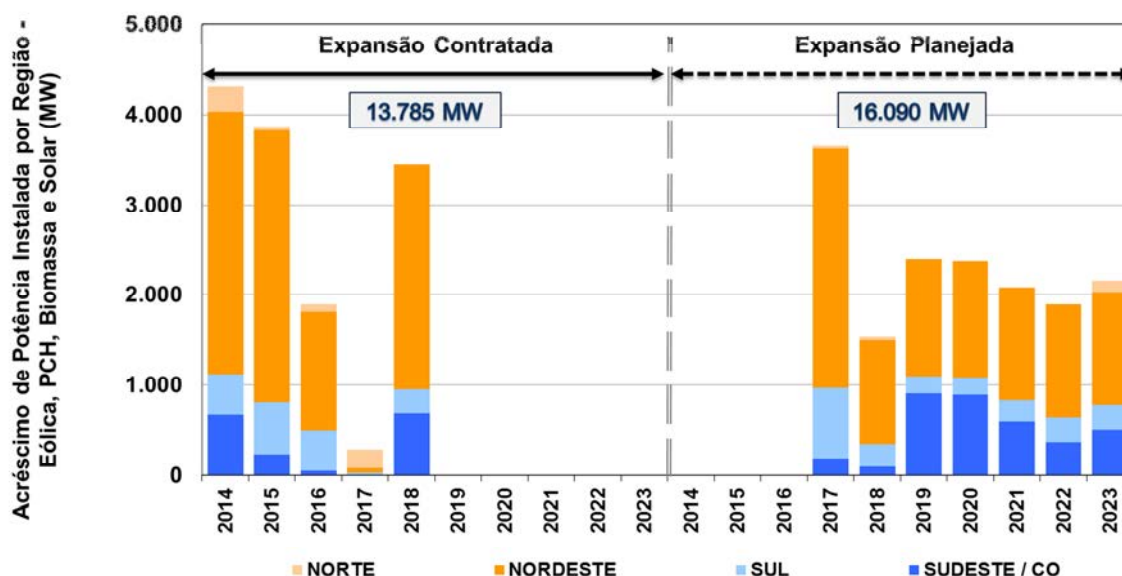
Nota.: Data de referência dos CVU: PMO de abril de 2014 (ONS).

O Anexo II apresenta a relação dos empreendimentos termelétricos que constam da configuração no ano de 2023.

5.2.3 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 10,7%, em capacidade instalada, com destaque para as usinas eólicas e a indicação de usinas solares neste horizonte. Os projetos que têm seus estudos e processos de construção e licitatórios acompanhados, fiscalizados e sinalizados como “verde”⁴² pela ANEEL estão representados na expansão contratada. A Região Nordeste tem a maior participação na expansão dessas fontes ao longo do horizonte de tempo do estudo, como pode ser visto no Gráfico 27.

⁴² 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 27 – Acréscimo de capacidade instalada de eólica, PCH, biomassa e solar

FONTE: EPE.

No horizonte decenal existe um grande potencial de oferta de energia proveniente de fontes renováveis, que neste relatório são apresentadas em dois grupos: as usinas hidrelétricas (UHE) e as outras fontes renováveis, destacadamente as PCH, usinas eólicas, térmicas a biomassa e solar. Essas fontes poderão contribuir para manter a elevada participação das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira.

A geração eólica é a fonte que mais cresceu no país em participação nos leilões desde 2009. As contratações dos últimos anos demonstraram que as usinas eólicas atingiram preços bastante competitivos e impulsionaram a instalação de uma indústria nacional de equipamentos para atendimento a esse mercado. Sua participação crescente na matriz de energia elétrica resultou de uma combinação de fatores relacionados ao cenário externo, ao desenvolvimento tecnológico e da cadeia produtiva, além de aspectos regulatórios, tributários e financeiros.

Apesar da significativa contratação no leilão A-5 de 2013, as PCH observaram trajetória decrescente de competitividade nos leilões desde 2009. Por possuírem uma tecnologia madura, com custos unitários estáveis, as PCH não se mantiveram competitivas diante das significativas reduções de custo unitário da energia eólica. Além disso, é comum que as questões relacionadas ao processo de licenciamento ambiental, preço da construção civil e custo do terreno apresentem complicadores à viabilização dos projetos de PCH.

As usinas térmicas a biomassa constituem mais uma fonte renovável disponível para compor a expansão da oferta de geração. Nessa categoria, destacam-se os empreendimentos que utilizam resíduos do processamento industrial da cana-de-açúcar, principalmente o bagaço. Conforme apresentado no Capítulo VIII sobre a oferta de biocombustíveis, o potencial técnico de produção para o SIN de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar, considerando o aproveitamento ótimo do bagaço, permitiria ofertar 7,7 GW médios até 2023, dos quais 1,4 GW médio já foi contratado nos leilões e com início de suprimento até 2018. O potencial desta fonte está localizado principalmente nos estados de SP, GO, MG, MS e PR, portanto próximo dos maiores centros

consumidores de energia. 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, assim como a sua competitividade nos leilões com outras fontes, especialmente a eólica. Além do bagaço de cana, nos últimos leilões de energia nova, houve a contratação de energia proveniente de usinas termelétricas movidas a cavaco de madeira.

Quanto à energia solar, a capacidade instalada atualmente ainda é muito pequena, 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. A expectativa, porém, é de crescimento de participação dessa fonte.

Neste plano estão indicadas usinas solares fotovoltaicas centralizadas a partir de 2017, tendo em vista que será realizado, em 2014, leilão de energia de reserva com contratação dessa fonte. As centrais geradoras heliotérmicas 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 do SIN.

O Capítulo II apresenta a penetração da geração distribuída fotovoltaica no Brasil no horizonte decenal. Ressalta-se que essa oferta já está considerada nas simulações como abatimento de carga, não sendo consideradas nas tabelas e gráficos apresentados no presente capítulo.

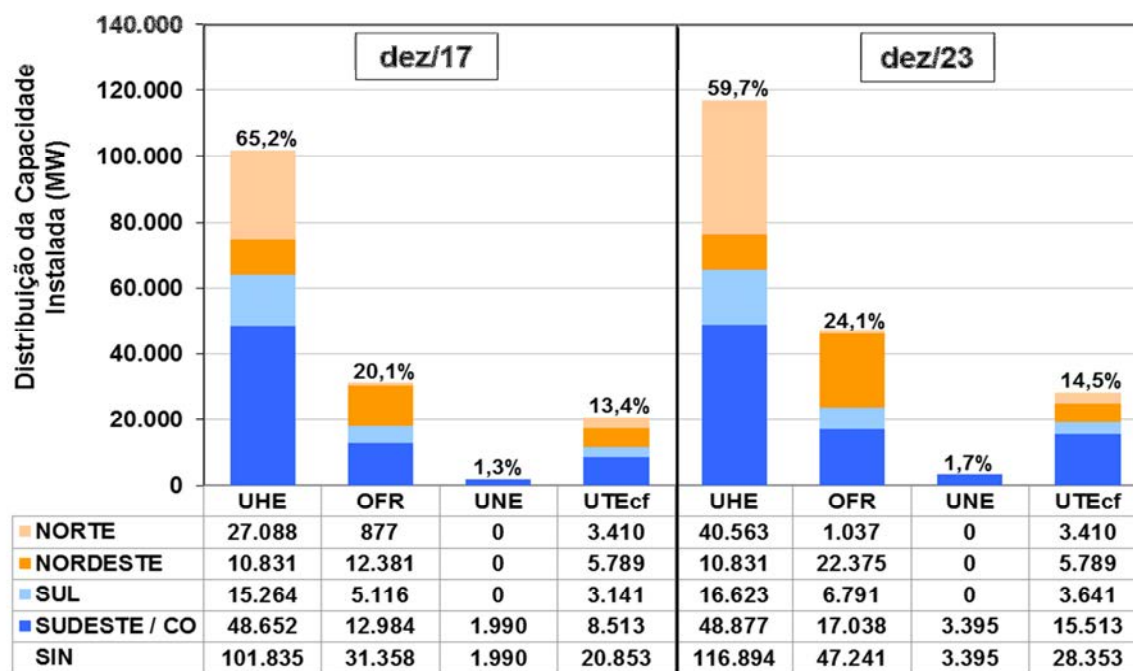
5.2.4 Resumo da expansão por tipo de fonte

Um resumo da participação das fontes de produção de energia no final de 2017 e no final de 2023, por região e por tipo de fonte, é mostrado no Gráfico 28.

Observa-se que a expansão de outras fontes renováveis de energia – biomassa, PCH, eólica e solar – faz a sua participação no parque de geração do SIN passar de 20%, no início de 2018, para 24%, em dezembro de 2023, distribuídos basicamente entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Sul. As usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis mantêm sua participação na matriz, oscilando entre 13,4% e 14,5%, neste período, assim como as usinas nucleares, que variam de 1,3% para 1,7% do parque instalado, devido à entrada de Angra 3.

Com relação à participação de hidrelétricas de grande porte, houve uma redução de 5,5% no período, em relação ao montante total de oferta de geração, apesar do aumento significativo da capacidade instalada de, aproximadamente, 15 GW.

Gráfico 28 – Participação das fontes de produção ao final de 2017 e de 2023

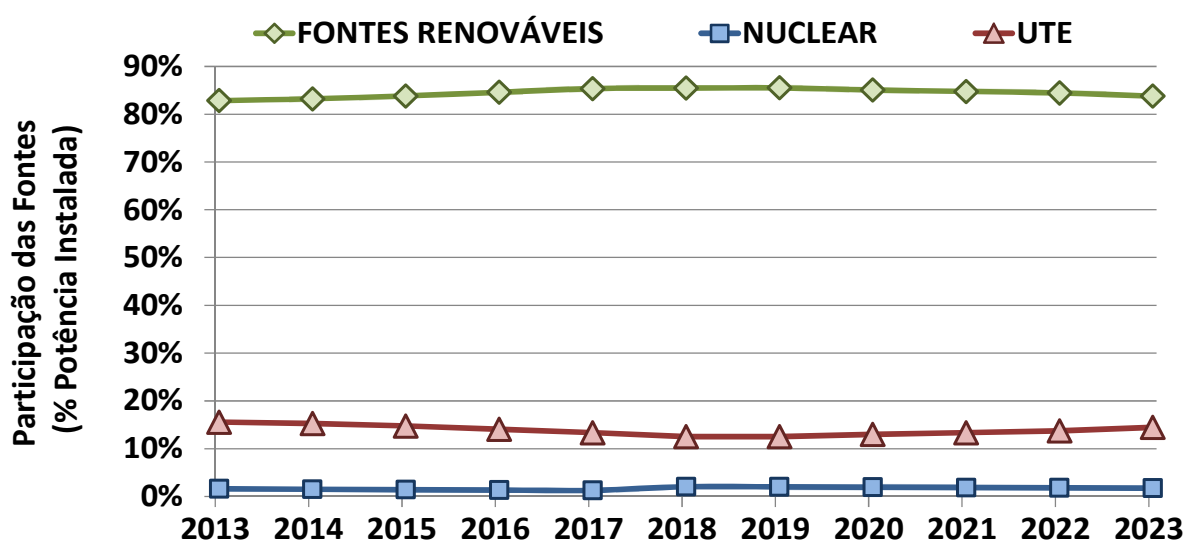


Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf-usinas termelétricas

Fonte: EPE.

Outra análise dos fatores de participação das principais fontes de energia na capacidade instalada do SIN pode ser observada no Gráfico 29.

Gráfico 29 – Evolução da participação das fontes na capacidade instalada do SIN em dezembro de cada ano



Fonte: EPE.

A evolução da capacidade instalada para diferentes fontes de geração ao longo do período de estudo é apresentada na Tabela 47. Em complementação, o Gráfico 30 ilustra esta evolução no final dos anos 2013, 2017 e 2023. No Gráfico 31 é apresentada a expansão contratada e a planejada por tipo de fonte.

Tabela 47 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração

FONTE	2013 ^(c)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
MW											
RENOVÁVEIS	103.399	110.335	118.653	125.444	133.193	142.849	146.046	149.740	154.472	158.947	164.135
HIDRO ^(a)	79.913	82.629	87.183	92.193	96.123	100.935	101.874	103.344	106.167	108.941	112.178
IMPORTAÇÃO ^(b)	6.120	6.032	5.935	5.829	5.712	5.583	5.441	5.285	5.114	4.925	4.716
OUTRAS	17.366	21.674	25.535	27.422	31.358	36.331	38.731	41.111	43.191	45.081	47.241
PCH	5.308	5.538	5.671	5.701	5.854	6.289	6.439	6.619	6.799	6.919	7.319
EÓLICA	2.191	5.452	9.019	10.816	14.099	17.439	18.439	19.439	20.439	21.439	22.439
BIOMASSA	9.867	10.684	10.845	10.905	10.905	11.603	12.353	13.053	13.453	13.723	13.983
SOLAR	0	0	0	0	500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500
NÃO RENOVÁVEIS	21.397	22.224	22.843	22.843	22.843	24.248	24.748	26.248	27.748	29.248	31.748
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	10.666	11.442	12.169	12.169	12.516	12.516	13.016	14.516	16.016	17.516	20.016
CARVÃO	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(d)	3.442	3.493	3.493	3.493	3.493	3.493	3.493	3.493	3.493	3.493	3.493
ÓLEO DIESEL	1.402	1.402	1.294	1.294	947	947	947	947	947	947	947
GÁS DE PROCESSO	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
TOTAL	124.796	132.559	141.496	148.287	156.036	167.097	170.794	175.988	182.220	188.195	195.883
Participação Relativa (%)											
RENOVÁVEIS	82,9%	83,2%	83,9%	84,6%	85,4%	85,5%	85,5%	85,1%	84,8%	84,5%	83,8%
HIDRO	68,9%	66,9%	65,8%	66,1%	65,3%	63,7%	62,8%	61,7%	61,1%	60,5%	59,7%
OUTRAS	13,9%	16,4%	18,0%	18,5%	20,1%	21,7%	22,7%	23,4%	23,7%	24,0%	24,1%
NÃO RENOVÁVEIS	17,1%	16,8%	16,1%	15,4%	14,6%	14,5%	14,5%	14,9%	15,2%	15,5%	16,2%
URÂNIO	1,6%	1,5%	1,4%	1,3%	1,3%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,8%	1,7%
OUTRAS	15,6%	15,3%	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 2013, incluindo as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados, com previsão de interligação dentro do horizonte do estudo.

Fonte: EPE.

Gráfico 30 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração

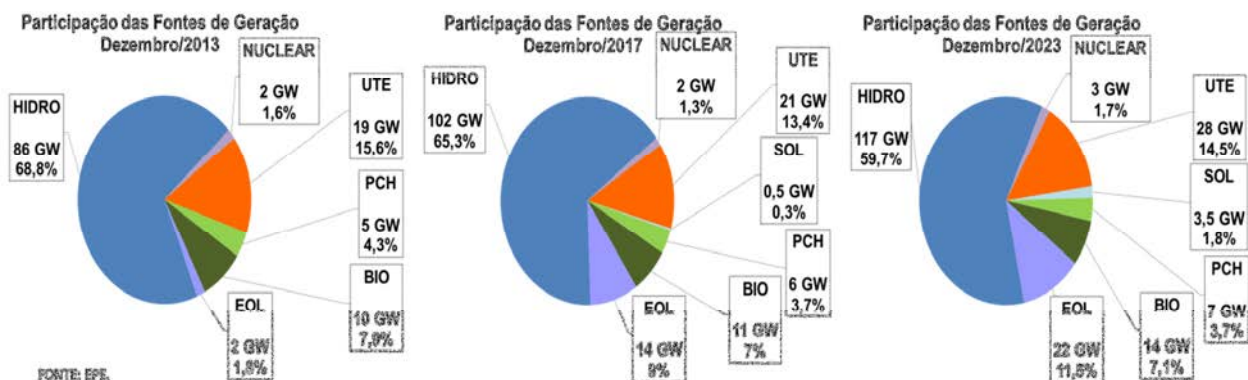
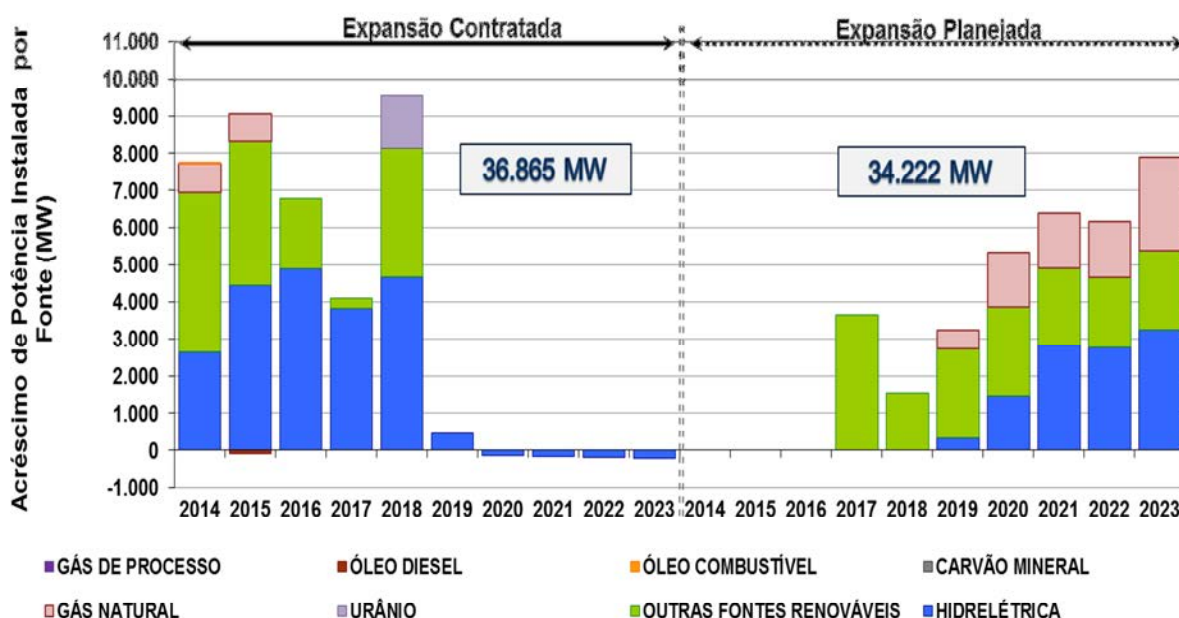


Gráfico 31 – Acréscimo anual de capacidade instalada por fonte



Há que se ressaltar, no entanto, que 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 (à 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. Balanço de Garantia Física

A elaboração do balanço de garantia física de energia⁴³ para a configuração de referência do horizonte decenal tem como finalidade auxiliar na avaliação do equilíbrio estrutural entre oferta e demanda. A demanda corresponde à carga de energia elétrica projetada, enquanto que a oferta é composta pelo somatório dos certificados de garantia física de energia das usinas. Para as usinas indicativas no horizonte do Plano, ainda não contratadas, foi considerada uma estimativa de garantia física, tendo como base os critérios vigentes. Para as usinas não despachadas centralizadamente e já contratadas nos leilões de energia nova (PCH, as usinas eólicas e as usinas movidas à biomassa com CVU nulo) optou-se, conservadoramente, por considerar a expectativa de geração⁴⁴, adotando-se como referência o histórico de geração das usinas já em operação comercial, e não seus certificados de garantia física atualmente vigentes. Ressalta-se, contudo, que a adoção da expectativa de geração no balanço não implica a utilização deste critério para o eventual recálculo de garantia física destas usinas⁴⁵. Para as usinas solares, eólicas, termelétricas a biomassa e PCH indicadas neste plano, foi considerado neste balanço, assim como na simulação do despacho hidrotérmico, um fator de capacidade típico, baseado nas características dessa fonte.

Considerou-se constante a garantia física dos empreendimentos ao longo do horizonte do estudo. Entretanto, esses valores podem ser alterados, uma vez que existe a previsão legal para a revisão dos mesmos. Foram considerados valores estimados para as usinas do parque gerador previstas neste estudo para serem interligadas ao SIN e que ainda não possuem garantia física publicada.

Por razões diversas, a soma das garantias físicas já atribuídas às usinas é maior que a atual garantia física total do sistema⁴⁶, resultando em um desequilíbrio que deve ser solucionado. Tal equacionamento, no histórico recente, tem sido realizado mediante a contratação de energia de reserva, para a recomposição do lastro de garantia física sistêmica. Esta energia, portanto, não pode servir de lastro para os contratos no mercado de energia. O montante de energia contratada como reserva em leilões específicos (incluindo a energia da usina nuclear de Angra 3) é apresentado no Gráfico 32.

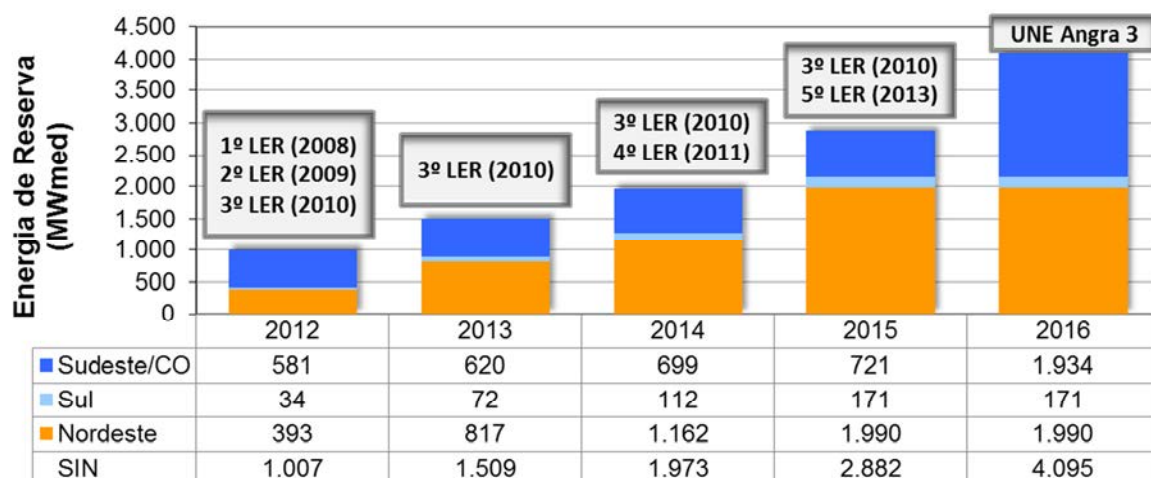
⁴³ Vale ressaltar que o balanço de garantia física não considera os reais armazenamentos do sistema interligado nacional, as transferências de energia entre os subsistemas ao longo dos anos e as práticas operativas para garantia de atendimento à carga. Portanto, deve ser observado como um instrumento complementar de avaliação das condições de equilíbrio de suprimento.

⁴⁴ Resoluções Normativas da ANEEL Nº 440, de 5 de julho de 2011 e Nº 476, de 13 de março de 2012.

⁴⁵ Para revisão dos montantes de garantia física de energia de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS, como é o caso das usinas PCH, deve ser observado o Art. 6º da Portaria MME nº 463, de 3 de dezembro de 2009. No caso de revisão de garantia física de usinas a biomassa com CVU nulo em decorrência de alteração de potência instalada, deve ser seguida metodologia estabelecida na Portaria MME nº 484, de 24 de agosto de 2012.

⁴⁶ O conceito de garantia física é, por definição, um conceito sistêmico, onde é avaliada a contribuição energética de um conjunto de usinas com suas características operativas (inflexibilidades, CVU, restrições hidráulicas, etc.) agregadas às características sistêmicas (capacidade das interligações, proporção da carga entre as regiões, dentre outras) naquele instante de tempo. A evolução da configuração é um dos fatores que levam à diferença entre os certificados de garantia física já emitidos e o valor atual da garantia física das usinas (hidrelétricas e termelétricas). Adicionalmente, pode-se destacar a evolução do critério de cálculo, atualmente definido pela Portaria MME nº 258/2008, e os aperfeiçoamentos dos modelos de simulação empregados nos estudos.

Gráfico 32 – Energia de reserva contratada



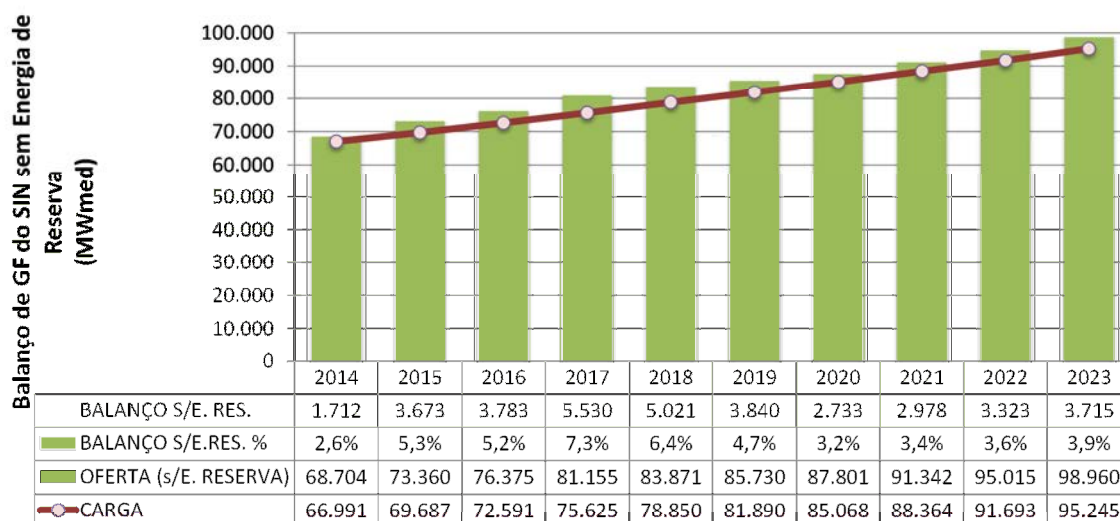
FONTE: EPE.

Nota: Não considera eventuais alterações de cronograma de projetos que negociaram energia nos leilões de energia de reserva, segundo indicação do DMSE, inclusive no caso da UNE Angra 3.

Dessa forma, é apresentada a seguir, uma análise do balanço de garantia física do SIN, que não leva em consideração a energia de reserva como recurso para atendimento ao consumo.

No Gráfico 33 observa-se uma oferta suficiente para suprir a demanda esperada em todos os anos avaliados no horizonte decenal, com uma folga de aproximadamente 1.700 MWmed em 2014, o que representa 2,6% da carga, e de 3.700 MWmed em 2023, equivalente a 3,9% da carga.

Gráfico 33 – Balanço de garantia física do SIN não considerando a energia de reserva



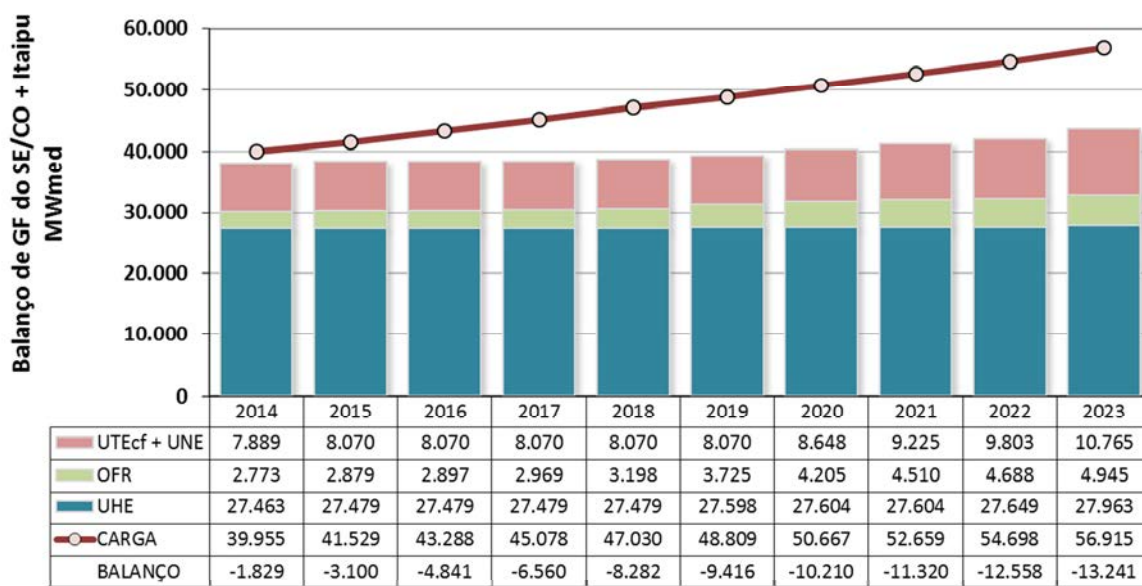
FONTE: EPE.

Em relação à contratação de energia, ressalva-se que os balanços consideram toda a garantia física no atendimento à carga do sistema, o que, em geral, não é o efetivamente praticado por todos os geradores. Por exemplo, os geradores hidrelétricos em geral, separam uma parcela de sua energia comercializável como reserva (*hedge*) para fazer face aos riscos hidrológicos de seus contratos de venda de energia na modalidade de contratação “por quantidade”. Considerando esse *hedge*, os consumos internos das usinas, as estimativas de perdas até o centro de gravidade do sistema (ponto de entrega da energia vendida pelos geradores), bem como outros fatores relacionados às regras e estratégias de comercialização de energia, constata-se que a utilização do balanço de garantia física como instrumento de avaliação do nível de contratação deve ser realizada com cautela.

Para melhor avaliar a disponibilidade energética de cada subsistema, são apresentados a seguir os balanços por região e por tipo de fonte, de forma a identificar suas necessidades de importação ou dos seus potenciais de exportação.

O Gráfico 34 apresenta o balanço das regiões Sudeste e Centro-Oeste, considerando, para fins deste estudo, a disponibilidade da usina hidrelétrica de Itaipu, correspondente à parte brasileira acrescida da estimativa da parcela importada do Paraguai. Observa-se que o crescimento da carga prevista para a região não é acompanhado pelo crescimento da oferta local, tornando crescente a necessidade de importação. Tal comportamento reflete a tendência da expansão da capacidade instalada em regiões mais distantes dos principais centros de carga.

Gráfico 34 – Balanço de garantia física – SE/CO + Itaipu

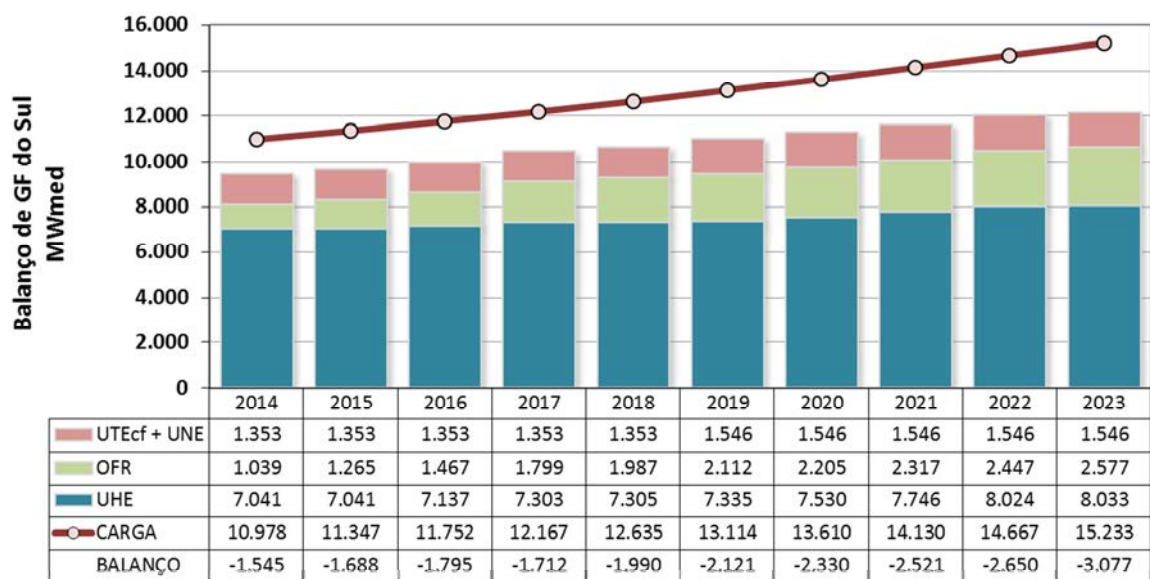


Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf-usinas termelétricas comb. fósseis

FONTE: EPE.

Situação semelhante se apresenta para a região Sul, conforme mostra o Gráfico 35.

Gráfico 35 – Balanço de garantia física – S

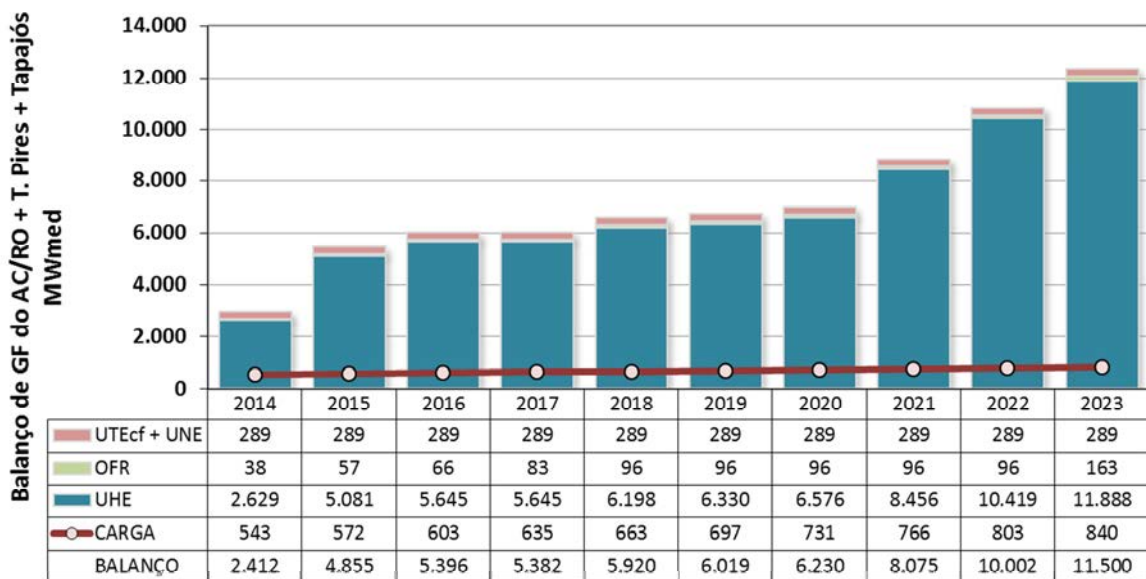


Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf-usinas termelétricas comb. fósseis

FONTE: EPE.

Por essa análise, percebe-se, portanto, a necessidade de que as Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul recebam energia de outras localidades já a partir de 2014. Como exemplo de fontes provedoras, é possível citar as usinas do rio Madeira, além das usinas das bacias dos rios Tapajós, Juruena e Teles Pires, representadas nos subsistemas Acre/Rondônia (AC/RO) e Teles Pires (T.Pires)/Tapajós. O Gráfico 36 ilustra o potencial de atendimento dessa região, cujo excedente de energia a ser exportado no ano de 2014 é de 2,4 GWmed. Em 2023 este valor chega a aproximadamente 11,5 GWmed, que corresponde a 20% da carga de energia da região Sudeste/Centro-Oeste.

Gráfico 36 – Balanço de garantia física – AC/RO + T.Pires + Tapajós

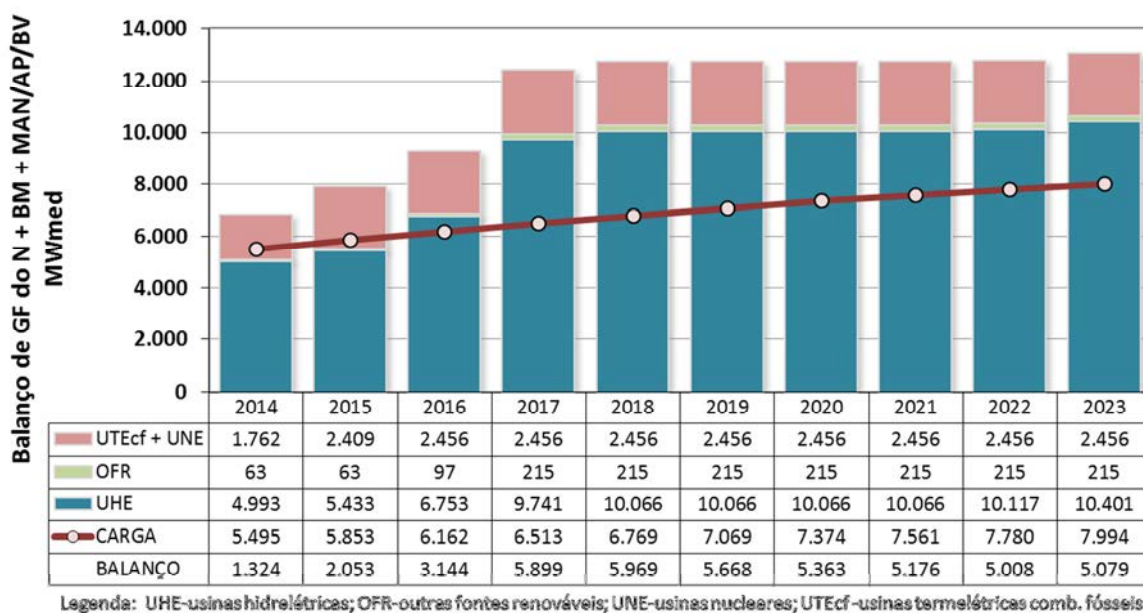


Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf-usinas termelétricas comb. fósseis

FONTE: EPE.

O Gráfico 37 apresenta o balanço da Região Norte, considerando, para fins deste exercício, a disponibilidade da usina hidrelétrica de Belo Monte, bem como a carga e as usinas dos sistemas Manaus, Amapá e Boa Vista, a partir de sua conexão ao SIN. Observa-se que, já no início do horizonte, essa região possui consideráveis excedentes de energia, passíveis de serem exportados. A partir de 2016, quando é iniciada a motorização da casa de força principal da UHE Belo Monte, a oferta disponível para exportação desta região ultrapassa os 3.000 MWmed, chegando a aproximadamente 6.000 MWmed em 2018 e mantendo-se acima de 5.000 MWmed até 2023.

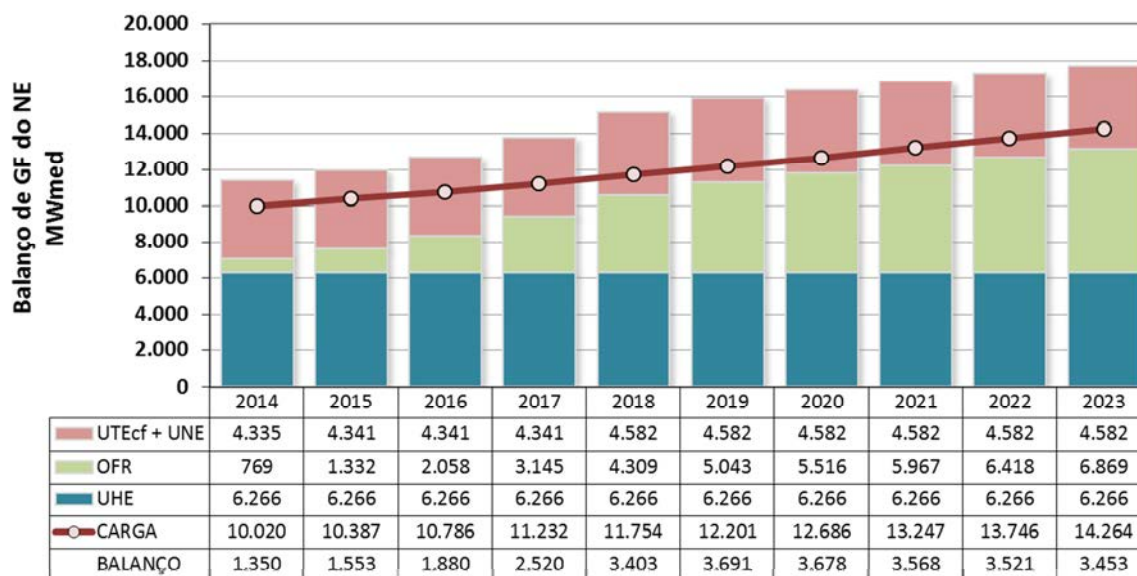
Gráfico 37 – Balanço de garantia física – N + BM + MAN/AP/BV



FONTE: EPE.

A seguir, apresenta-se o balanço para a Região Nordeste no Gráfico 38. Observa-se um balanço positivo ao longo de todo o horizonte, com forte crescimento da oferta proveniente de fontes renováveis.

Gráfico 38 – Balanço de garantia física – NE



Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outros fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf-usinas termelétricas comb. fósseis

FONTE: EPE.

Cabe observar que a disposição geográfica dos novos empreendimentos, em sua maioria distantes dos maiores centros de carga, indica a necessidade de uma avaliação criteriosa da concretização da expansão da oferta, tanto de geração quanto das interligações, permitindo assim o escoamento da energia de forma segura. Sendo assim, foram realizados estudos que indicaram a necessidade da ampliação da integração entre os subsistemas, como será visto no item a seguir.

7. Expansão das Interligações

O modelo Newave, utilizado pelo setor elétrico brasileiro e pela EPE, 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. A configuração adotada utiliza dez subsistemas, sendo os nove mostrados na Figura 4 e mais a bacia do rio Paraná, de modo a representar o SIN da melhor maneira possível.

Conforme a necessidade energética, foram indicadas ampliações desses troncos de interligação, de modo a aumentar a capacidade de escoamento de energia entre as regiões. O Anexo III apresenta os valores anuais previstos de expansão da transmissão, em MW, e as respectivas capacidades das linhas para todas as interligações representadas.

No entanto, devido às características da rede de transmissão, algumas restrições sistêmicas não podem ser representadas em apenas um tronco de interligação. Por exemplo, um subsistema poderia receber energia de dois outros subsistemas diferentes com capacidade de 1.000 MW cada um. Mas, por conta da manutenção da estabilidade dinâmica do sistema de transmissão, não pode receber mais

do que 1.500 MW na soma das duas interligações. Esse tipo de restrição é representada pela função “agrupamento de intercâmbio” do Newave.

As restrições de agrupamento consideradas no presente plano são as seguintes:

- Fornecimento e recebimento da região SE/CO via regiões N e NE;
- Fornecimento e recebimento da região NE.

No Anexo IV são apresentados os valores de agrupamento utilizados, em MWmed, desagregados ainda para cada patamar de carga e a variação de acordo com o período do ano: úmido ou seco. Esses agrupamentos estão apresentados graficamente, também no Anexo IV, para os patamares de carga leve e pesada, exceto para o recebimento do Nordeste, para o qual são apresentados os períodos úmido e seco, somente para carga leve, comparados com os limites de transmissão que os compõem. Assim é possível identificar as restrições de fluxo de energia entre as regiões.

A expansão das interligações relativas à ampliação da capacidade de exportação do Nordeste e para o aumento da capacidade de escoamento de energia do Norte, dada a entrada em operação da UHE Belo Monte, foram licitadas em dezembro de 2012 e sua entrada em operação está prevista para 2016. Como será visto adiante, há uma grande diferença entre os CMO das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste antes destas ampliações.

Ainda com relação à exportação dos excedentes de energia das regiões Norte e Nordeste para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, foi necessária a indicação de outras ampliações nesta interligação a partir de 2018, principalmente devido à grande expansão eólica da região Nordeste. Com estas ampliações, juntamente com a conclusão da interligação da UHE Belo Monte, os CMO médios anuais entre as regiões ficam equalizados após 2019.

Além destas ampliações vale destacar o aumento da capacidade de recebimento do Sul, entre projetos já licitados e indicativos deste plano, que resultará em cerca de 14 GW em 2023.

O limite de exportação do subsistema T.Pires/Tapajós, que não possui carga própria, foi dimensionado de modo que esse possa ter toda sua energia escoada para o Sudeste/Centro-Oeste. Cabe destacar que a expansão do sistema de transmissão para o escoamento das usinas do rio Tapajós ainda está sendo estudado e, caso seja decidido por outra forma de conexão, será considerada nos planos futuros.

A partir dos valores de limites de intercâmbios apresentados no Anexo III e Anexo IV, é possível destacar as expansões de interligações ao longo do período de estudo, conforme mostrado na Tabela 48.

Tabela 48 – Principais expansões das interligações

Ano	Interligação	Montante (MWmed)	Motivação
2015	TP->SE/CO	2.120	Previsão de entrada em operação da interligação para escoamento das usinas do rio Teles Pires
	AC/RO->SE/CO	1.139	Reforços no SE/CO 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).
	SE/CO->IMP	598	
	XIN->IMP	4.115	
	IMP->XIN	4.115	
	Imp. NE	1.900	
	Exp. NE	3.000	
	Imp. Sul	1.593	
	Exp. Sul	1.446	
2017	AC/RO->SE/CO	1.001	Reforços no SE/CO para escoar energia do bipolo do Madeira e reforços no sistema AC/RO para escoar máquinas adicionais da UHE Santo Antônio
	Exp. N/NE	9.900	1º Bipolo de Corrente Contínua para escoamento da UHE 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. N/NE	5.000	
	NE-IMP	200	Reforços na rede de transmissão do subsistema Nordeste
	IMP->NE	1.911	
	TP->SE/CO	1.480	Reforços para escoamento das usinas da bacia do rio Teles Pires.
	AC/RO->SE/CO	123	Reforços para escoar máquinas adicionais da UHE Santo Antônio
	SE/CO->AC/RO	137	
2018	Imp. Sul	1.057	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	717	
	XIN->SE/CO	4.000	2º Bipolo de Corrente Contínua. Escoamento da UHE Belo Monte para SE/CO
	SE/CO->XIN	3.270	
2019	Imp. Sul	1.000	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	1.000	
	TP->SE/CO	1.000	Previsão de entrada em operação das usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós
2020	Imp. Sul	954	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	1.030	
	TP->SE/CO	1.900	Previsão de entrada em operação das usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós
	AC/RO->SE/CO	129	Reforços considerando a previsão de entrada da UHE Tabajara
2021	SE/CO->IMP	1.000	Aumento da interligação entre as regiões SE/CO e N/NE para otimização energética
	IMP->SE/CO	1.010	
	TP->SE/CO	2.000	Previsão de entrada em operação das usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós
2022	Imp. Sul	1.746	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	1.670	
	TP->SE/CO	2.000	Previsão de entrada em operação das usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós

Fonte: EPE.

As ampliações indicadas segundo a necessidade energética, na tabela acima, serão viabilizadas por meio de expansões e reforços no sistema de transmissão apresentados no Capítulo IV – Transmissão de Energia Elétrica.

A utilização do sistema de transmissão, devido às necessidades de troca de energia entre as diversas regiões que levam à otimização de todos os recursos eletroenergéticos disponíveis no SIN para atendimento à carga de energia elétrica, é apresentada no Anexo V por meio de curvas de permanência. Estas curvas mostram os valores de fluxo, em todos os 2.000 cenários hidrológicos simulados, para os doze meses dos anos 2017 e 2023⁴⁷, ordenados. Os gráficos ilustram a distribuição dos fluxos de recebimento/fornecimento do Sul e Nordeste, e da região Sudeste/Centro-Oeste proveniente das regiões Norte e Nordeste, nos três patamares de carga. Neste último, também é apresentada a permanência dos fluxos durante o período úmido e seco para o patamar de carga leve.

Os fluxos de recebimento/fornecimento do Sul, mostram que as expansões das interligações associadas a essa região, indicadas no horizonte decenal, são necessárias para otimização energética.

O Nordeste, em 2017 e 2023, apresenta cenários de exportação e importação de energia divididos, aproximadamente, na mesma proporção. Por essa região possuir um elevado crescimento de potencial eólico ao longo dos anos, observa-se, em 2023, nas cargas média e leve, um montante de exportação superior ao de 2017, utilizando as ampliações indicadas neste plano para escoamento do excedente.

Acrescenta-se a esse excedente de geração eólica a expansão hidrelétrica que ocorre na região Norte, resultando em maiores montantes de energia das regiões Norte e Nordeste para serem escoados para a região Sudeste/Centro-Oeste. A ampliação da capacidade de escoamento da região Norte/Nordeste para o restante do SIN mostra-se necessária para otimização dos recursos energéticos disponíveis e pode ser percebida pela análise dos fluxos de Recebimento do Sudeste/Centro-Oeste via Norte/Nordeste. Em 2023, aproximadamente 90% dos cenários o fluxo energético será em direção ao Sudeste/Centro-Oeste. Nota-se que, em 2017, esta interligação era utilizada na sua capacidade máxima em torno de 50% dos cenários no patamar de carga leve, enquanto que, em 2023, isso ocorre em apenas 4% dos cenários simulados no período úmido, neste mesmo patamar.

8. Custos Marginais de Operação e Riscos de Déficit

Custos marginais de operação

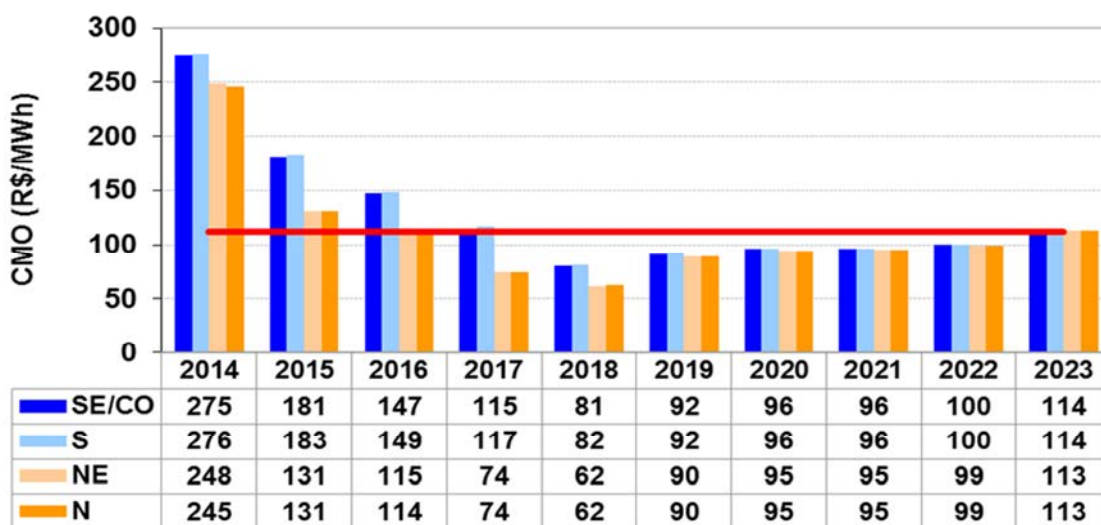
O Gráfico 39 apresenta os custos marginais de operação (CMO) dos quatro grandes centros de carga que compõem os subsistemas SE/CO, S, NE e N, ao longo do período do estudo. Conforme pode ser observado, a expansão planejada atende ao critério econômico no horizonte de planejamento, que se estende do ano 2017 ao ano 2023. Entretanto, em função do porte e motorização das usinas

⁴⁷ Amostra total de 24.000 (2.000 x 12) valores.

planejadas⁴⁸, os custos marginais médios anuais oscilam ao longo dos anos, podendo ficar abaixo do valor de CME de referência estabelecido para este Plano (112 R\$/MWh⁴⁹).

A expansão da oferta de geração até o ano de 2016 já foi totalmente contratada nos leilões realizados até o ano de 2013⁵⁰. No entanto, atrasos e exclusões de alguns projetos, sobretudo termelétricos que venderam energia nos leilões de 2007 e 2008, além dos impactos da incorporação da metodologia de aversão a risco (CVaR) no modelo Newave, levaram os CMO dos anos de 2014, 2015 e 2016 a superarem o valor do CME. Porém, como será apresentado no próximo item, a probabilidade de déficit nesses anos é inferior ao limite de 5%, o que garante o atendimento à carga de forma segura.

Gráfico 39 – Custo marginal de operação por subsistema



FONTE: EPE.

Os 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.

O Gráfico 40 destaca que, apesar dos valores médios anuais de CMO do Sudeste/Centro-Oeste e Sul estarem equalizados nos anos 2014 e 2015, ao analisar as médias mensais nota-se uma sazonalização destes valores. O Sudeste apresenta CMO superior ao Sul durante o período de julho a dezembro e inferior entre janeiro e junho.

Até o início de 2019, os CMO das regiões SE/CO e Sul são superiores aos das Regiões Nordeste e Norte, devido a utilização de toda a disponibilidade da interligação, em alguns cenários. No entanto, a conclusão da interligação para escoamento da energia gerada pela UHE Belo Monte, em 2019, e as

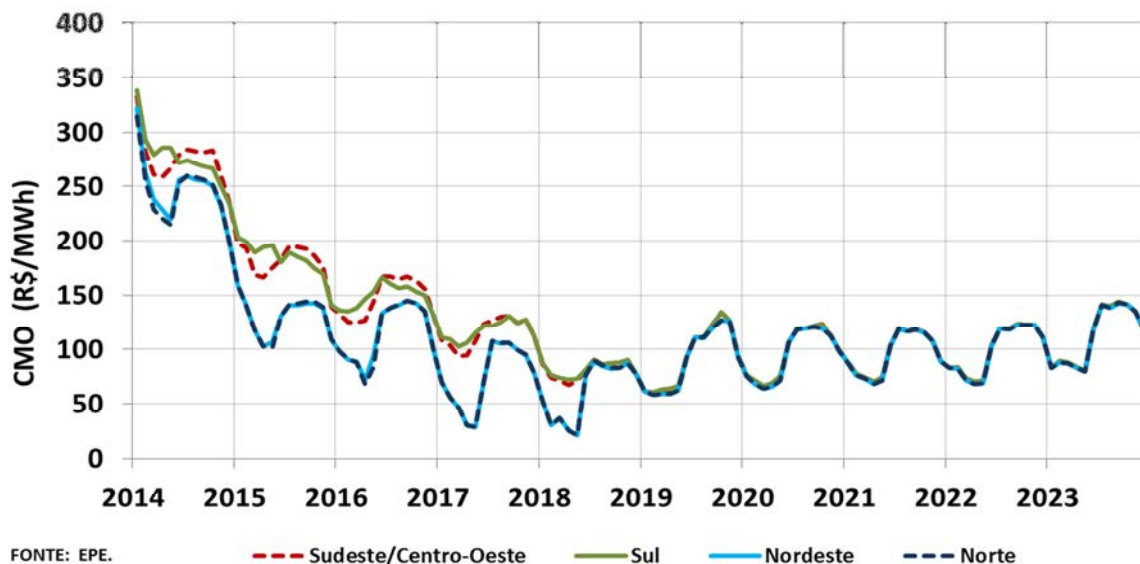
⁴⁸ Por exemplo, a usina de Belo Monte completa sua motorização em três anos e a usina de São Luiz do Tapajós em um horizonte superior a cinco anos.

⁴⁹ Admitindo-se uma tolerância para ajuste.

⁵⁰ Destaca-se que não foi realizado leilão A-3 em 2012, que também contrataria energia para o ano de 2015.

outras ampliações indicadas neste plano, permitem a equalização desses custos marginais. Ressalta-se, assim, a importância que as ampliações nas interligações ocorram até as datas indicadas.

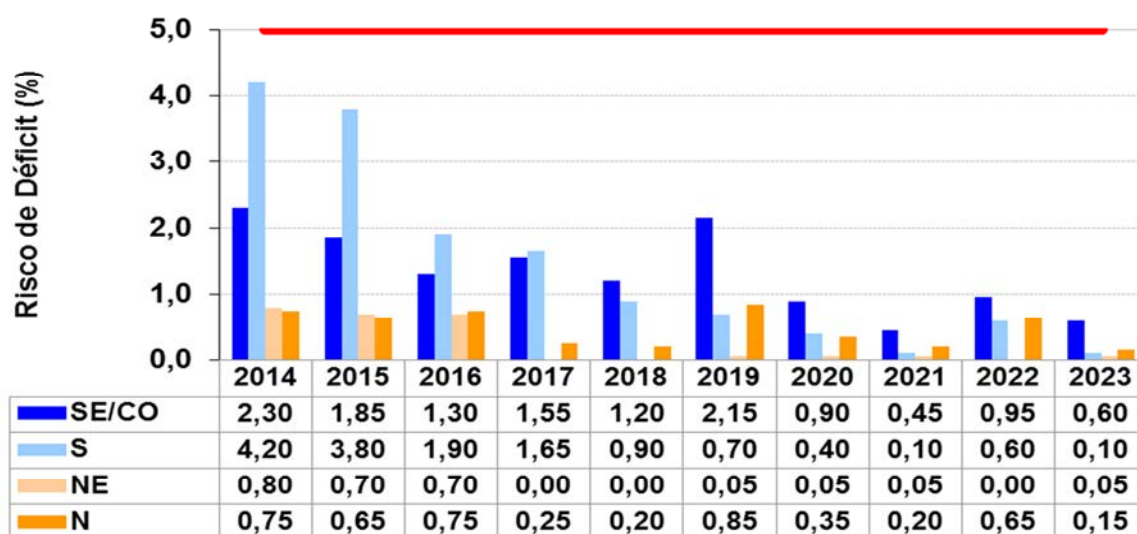
Gráfico 40 – Valores mensais de custo marginal de operação por subsistema



Riscos de déficit

A probabilidade de ocorrência de déficits, associada à expansão da geração, que atende ao critério econômico de planejamento, é apresentada abaixo. Em relação aos riscos de déficits, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, nota-se, pelo Gráfico 41, que 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.

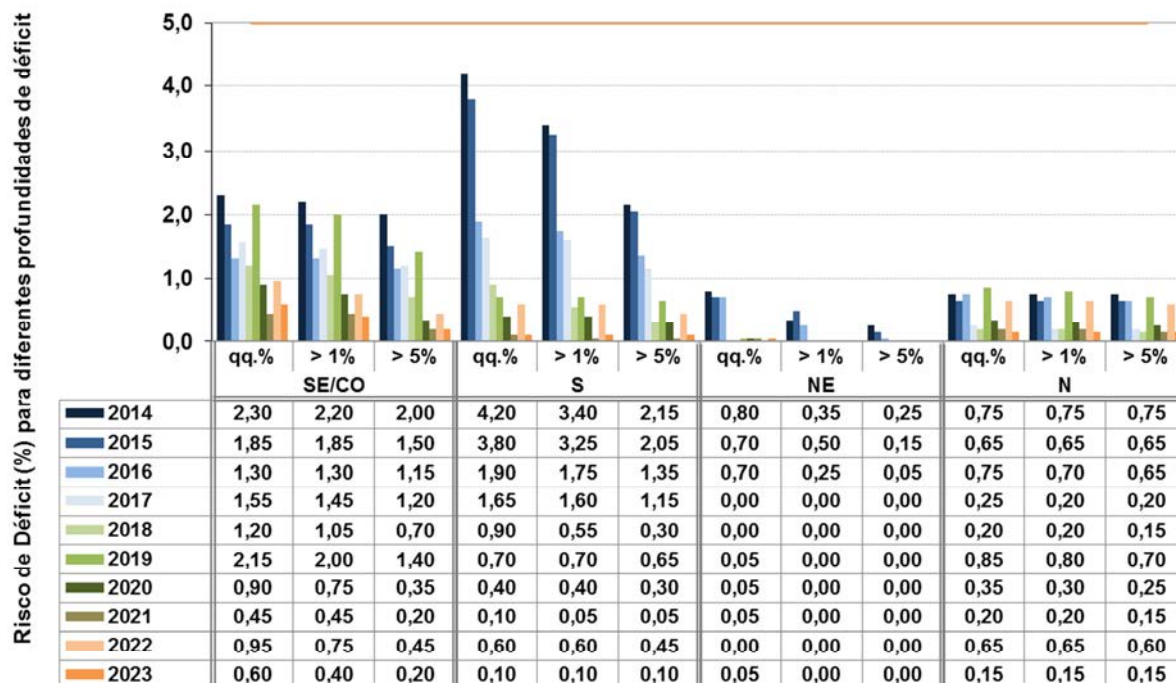
Gráfico 41 – Risco de déficit por subsistema



Fonte: EPE.

As probabilidades de déficits superiores a 1% e 5% do mercado, além do valor de risco para qualquer profundidade de déficit, estão apresentadas no Gráfico 42.

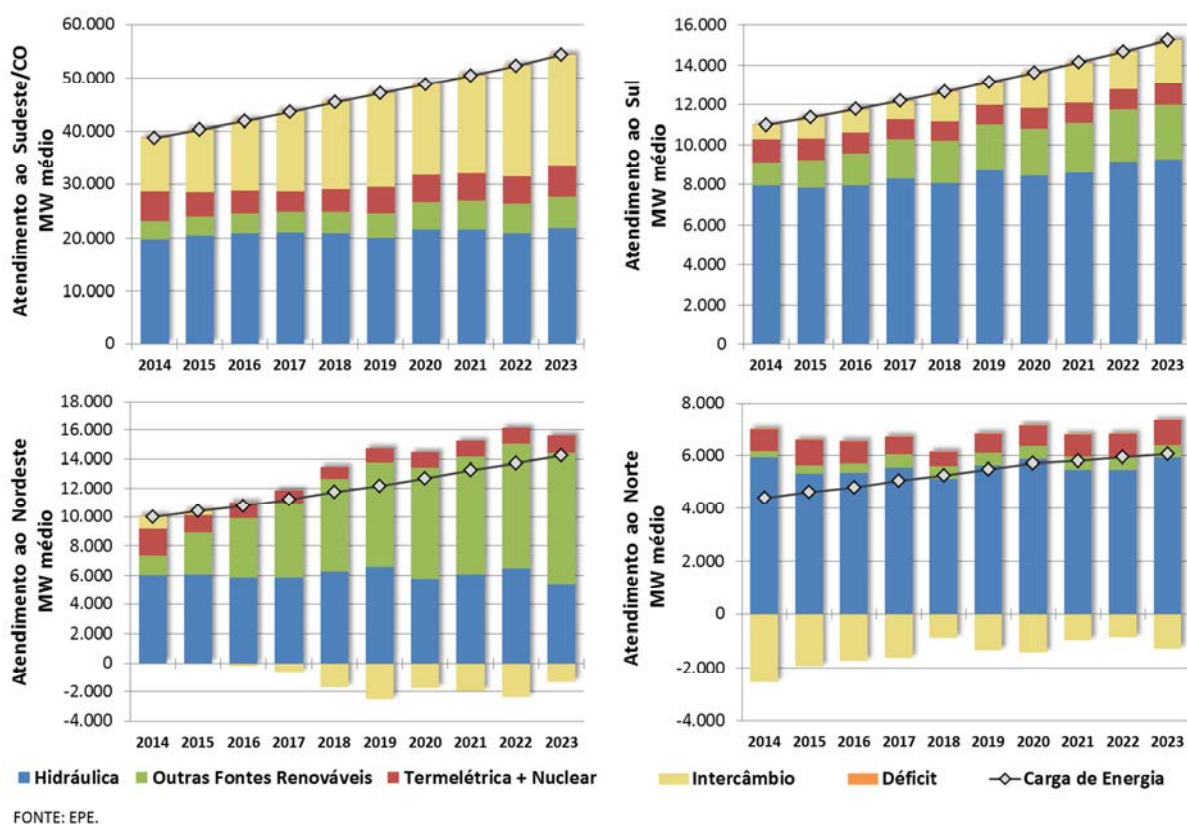
Gráfico 42 – Análise da profundidade do risco de déficit por subsistema



FONTE: EPE.

Observa-se que ao contabilizar apenas os déficits de maior profundidade, encontram-se resultados levemente inferiores aos da contabilização de qualquer déficit. Tal fato sinaliza que os déficits, apesar de serem de baixa probabilidade, quando ocorrem, são significativos, correspondendo a casos de séries hidrológicas extremas.

O despacho esperado 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 43. O esgotamento destes recursos, impossibilitando o atendimento integral à carga, é representado pelo déficit que, em valores médios anuais, é próximo de 0% da carga. 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 43 – Geração hidrotérmica por subsistema - média dos 2.000 cenários hidrológicos

Nota-se que o Sudeste/Centro-Oeste se caracteriza como importador de energia, sendo, em 2023, aproximadamente 64% desse fluxo recebido de subsistemas predominantemente hidráulicos – Acre/Rondônia, Teles Pires/Tapajós e Itaipu.

Ao contrário das hidrelétricas, a contribuição das outras fontes renováveis – BIO, PCH, EOL e SOL – para atendimento à carga cresce significativamente ao longo dos anos, sobretudo no Sul e no Nordeste, onde se destaca a intensa expansão do parque eólico. No Nordeste, essas fontes, que em 2014 supriam cerca de 14% da carga da região, em 2023, chegam a atender 62% da carga.

Os intercâmbios negativos caracterizam exportação de energia para outras regiões. O Norte, por ser um subsistema com predominância hidráulica, no período úmido, abastece as outras regiões, que evitam esvaziar seus reservatórios para suprimento da carga no período seco.

9. Atendimento à Demanda Máxima

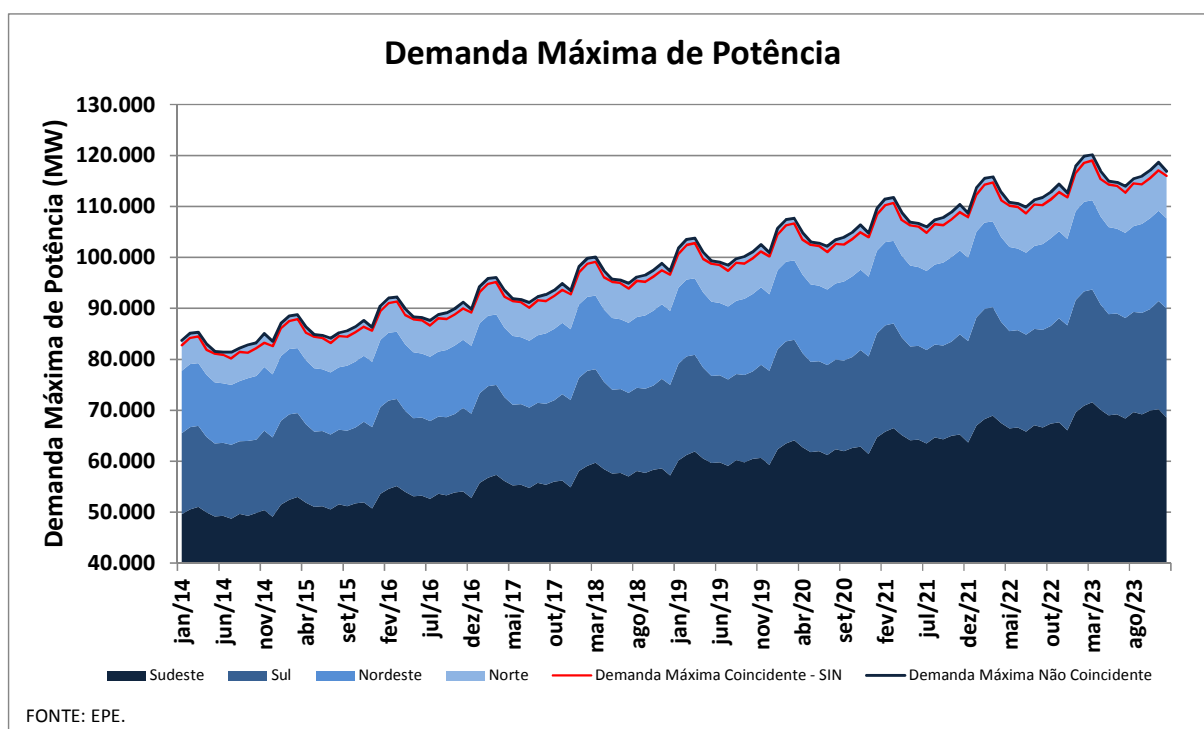
A análise do atendimento à demanda máxima do PDE 2023 tem por objetivo obter uma melhor avaliação e maior detalhamento sobre as condições deste atendimento e, assim, avaliar e verificar possíveis medidas que possam ser tomadas na expansão do sistema.

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 44 apresenta o empilhamento das demandas máximas de cada região, utilizados neste PDE, sendo a sua envoltória superior a soma das demandas máximas não-coincidentes, sobre as quais são acrescidos 5% para o atendimento à reserva operativa. O gráfico mostra também os valores de demanda máxima coincidente do SIN, sempre abaixo da envoltória anteriormente citada, em até 2,2%.

Gráfico 44 – 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.

Para as usinas hidrelétricas com reservatório foi considerada a energia armazenada final de cada mês, resultante da simulação da operação do sistema⁵¹, para se obter a altura de queda líquida para cada

⁵¹ Esta simulação é executada com o modelo a subsistemas equivalentes – NEWAVE – e séries históricas de vazões afluentes.

cenário hidrológico simulado. Para um determinado volume (em %) do reservatório equivalente em cada subsistema no mês, calcula-se o volume de cada reservatório⁵² e seu nível de montante. Com isto, pode-se estimar a queda líquida e, conseqüentemente, a máxima potência disponível nestas usinas.

Para os subsistemas compostos predominantemente por usinas a fio d'água com forte sazonalidade (Acre/Rondônia, Teles Pires/Tapajós e Belo Monte) foi considerado o valor de geração total do subsistema no patamar de carga pesada, para cada cenário de energia natural aflúente⁵³. Para as usinas a fio d'água dos demais subsistemas, onde se enquadra a usina de Itaipu, a potência máxima disponível é igual à potência efetiva⁵⁴ da usina.

No caso das termelétricas, incluindo as centrais nucleares, a potência máxima é a própria potência disponível⁵⁵.

A disponibilidade de potência de PCH e termelétricas a biomassa foi considerada de forma aproximada como sendo o valor médio mensal da sua geração, já que para estas o despacho é feito de maneira descentralizada. Conservadoramente, as usinas solares indicadas não são consideradas para o atendimento à demanda máxima. Já para as usinas eólicas, neste balanço 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).

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. Desta 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 de um balanço de potência. O objetivo é estimar o montante de potência, de cada fonte, a ser utilizado, além de verificar a reserva existente no sistema. É priorizada a utilização de fontes de custo de operação nulo e geração térmica inflexível, esta última por sua contribuição compulsória no atendimento. Esta análise é feita para verificar a capacidade do sistema planejado em atender à demanda máxima, além das condições deste atendimento. Destacam-se como principais resultados a necessidade de utilização das interligações para o atendimento à ponta e o montante de geração térmica flexível a ser utilizado.

A metodologia aplicada separa o estudo em duas etapas. Na primeira, é realizada a comparação entre a demanda máxima instantânea e a oferta local de potência considerando apenas fontes renováveis – hidrelétrica (incluindo PCH), biomassa e eólica – por terem custo de operação nulo, e termelétrica

⁵² Considerando a operação em paralelo de todos os reservatórios contidos neste subsistema equivalente, ou seja, a mesma porcentagem do subsistema é aplicada a cada reservatório que o compõe.

⁵³ 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.

⁵⁴ É a potência instalada descontada das taxas de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP).

⁵⁵ É a potência instalada descontada do fator de capacidade máximo e das taxas de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP).

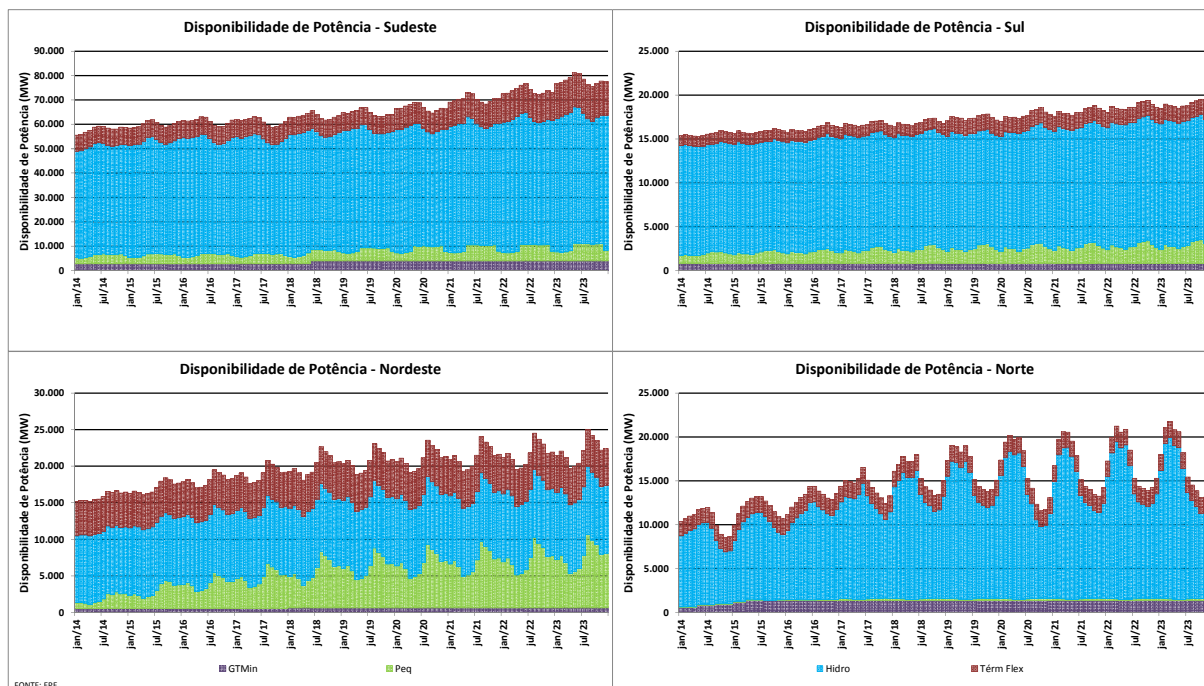
inflexível, em cada subsistema. Caso o balanço seja positivo, a demanda do subsistema pode ser atendida pela geração local das fontes mencionadas. Caso seja negativo, é verificada a possibilidade de importação de potência gerada por estas mesmas fontes de outros subsistemas.

O intercâmbio é realizado primeiro entre os subsistemas mais próximos, ou seja, considerando que o Sul só pode enviar ou receber potência do Sudeste, e vice-versa, assim como o Norte só pode enviar ou receber potência do Nordeste. Caso ainda haja a necessidade e disponibilidade para as trocas, realiza-se o intercâmbio entre os pares de subsistemas, isto é: SE e S enviam ou recebem do N e NE.

Após os intercâmbios de potência descritos, inicia-se a segunda etapa do balanço, onde é incluída a oferta térmica flexível local de cada subsistema. Se o balanço estiver positivo considerando apenas a oferta da primeira etapa, toda a disponibilidade das termelétricas flexíveis será somada às sobras de cada região. Caso o balanço de algum subsistema estiver negativo ao final da primeira etapa, e assim permanecer após a inclusão da oferta desta segunda etapa, realizam-se os mesmos passos de intercâmbio descritos anteriormente.

Considerando a expansão eletroenergética prevista, o Gráfico 45 apresenta a disponibilidade de potência esperada por fonte (média dos 81 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 eólica, as quais também apresentam forte sazonalidade. A região Sudeste apresenta uma disponibilidade termelétrica crescente, devido à indicação deste plano.

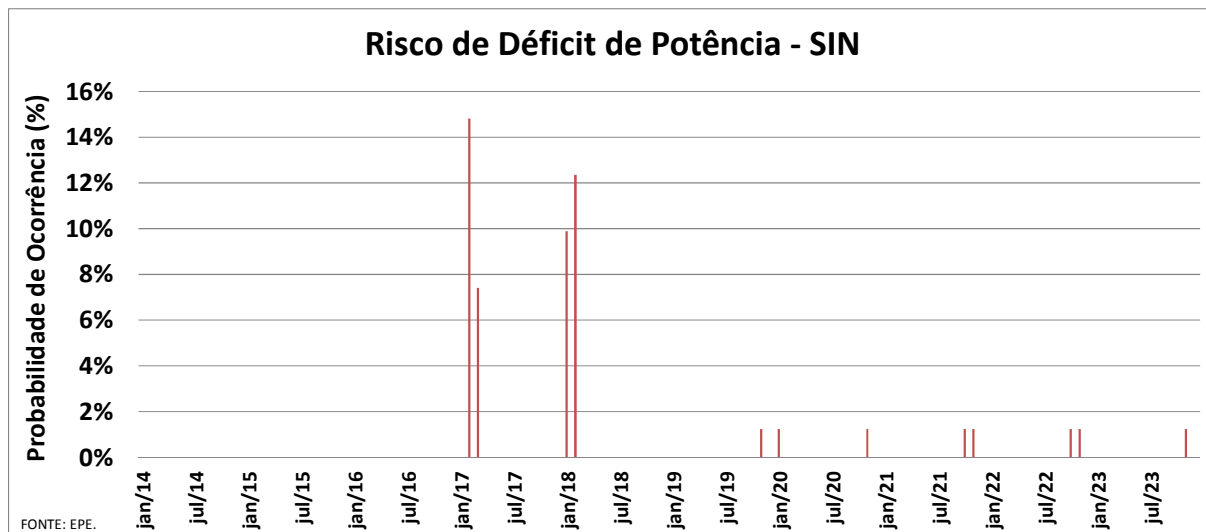
Gráfico 45 – Disponibilidade Esperada de Potência – Média dos 80 cenários históricos



O Gráfico 46 apresenta o risco de qualquer déficit de potência do sistema. Percebe-se que, para os cenários hidrológicos analisados, esta probabilidade é superior a 5% em 2017 e 2018, e inferior após

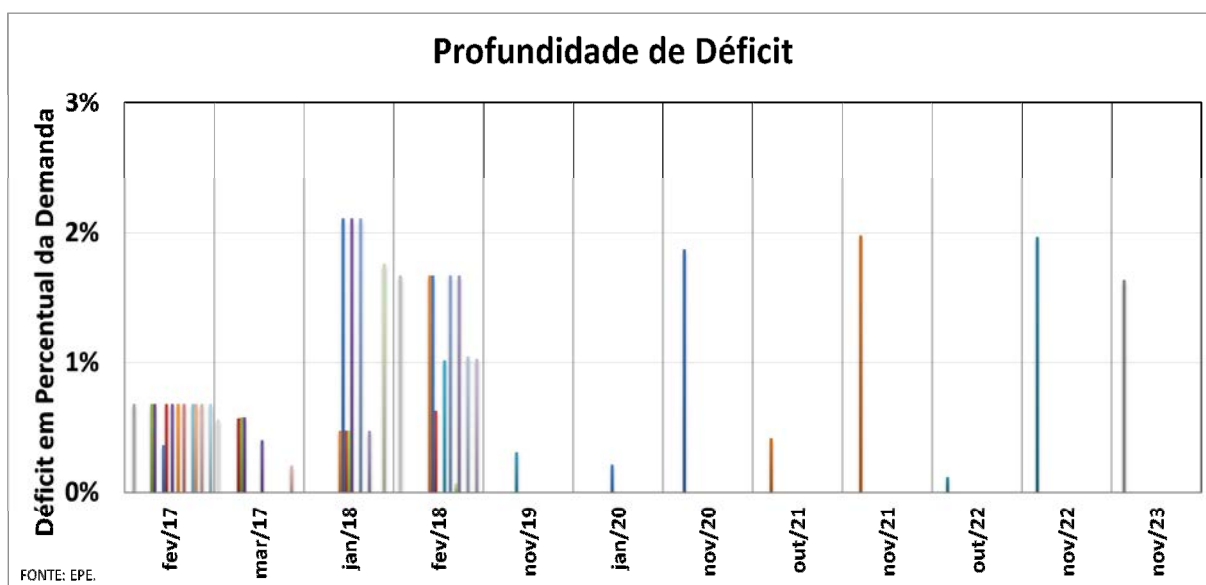
2019. Nas regiões Sudeste, Norte e Nordeste, não foram identificados cenários de déficit de potência no horizonte deste plano.

Gráfico 46 – Risco de déficit de potência



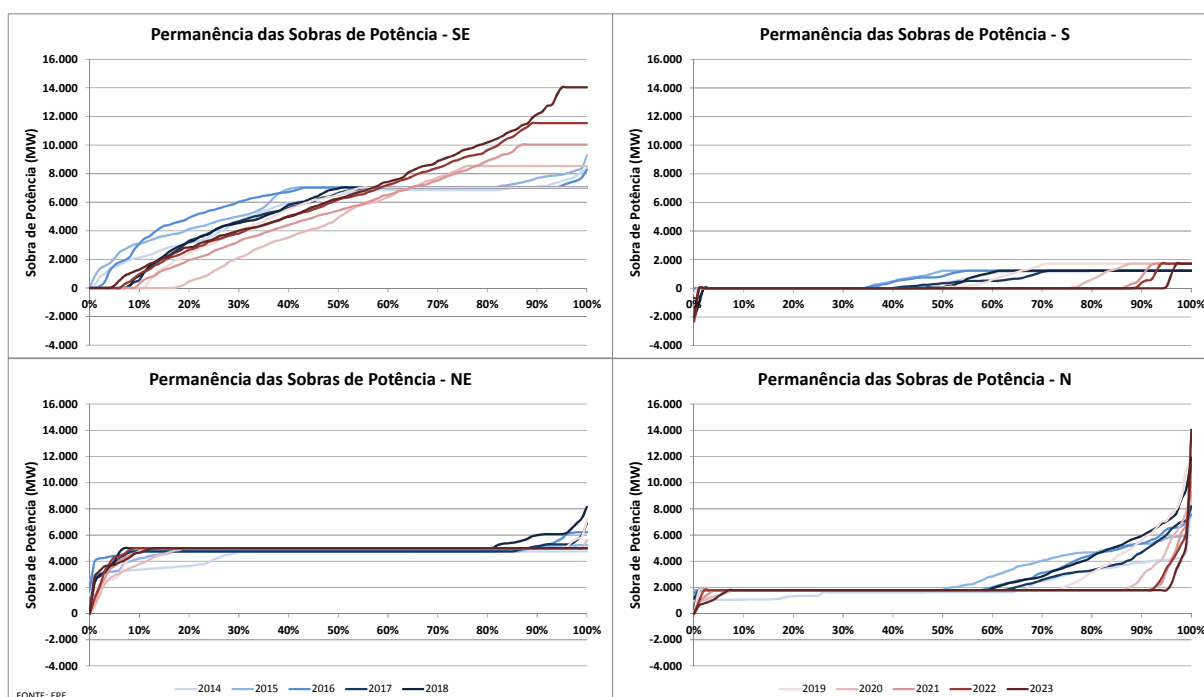
Entretanto, conforme apresenta o Gráfico 47, estes déficits são de baixa profundidade em relação à demanda do SIN. Em cada mês, foram somados os déficits que ocorrem na mesma série de todos os subsistemas, pois, conforme a metodologia apresentada, é priorizado o atendimento à demanda local, concentrando assim os déficits nos subsistemas importadores. Porém, caso haja disponibilidade de intercâmbio, é possível que, em uma situação de déficit, este seja repartido entre os subsistemas, evitando assim a ocorrência de cortes muito profundos em uma região, o que deve ser feito na operação do sistema, minimizando seus efeitos. Assim, o cenário identificado com maior profundidade ocorre em 2018 e atinge um valor de aproximadamente 2% da demanda máxima do SIN.

Gráfico 47 – Profundidade dos déficits com relação à demanda



O Gráfico 48 apresenta as sobras de potência, em cada região, após todas as etapas do intercâmbio. Os valores negativos, na região Sul, indicam os déficits apresentados no Gráfico 46. Valores nulos de sobras indicam que a região ou exportou todas as sobras ou precisou receber potência de outras regiões para atender sua demanda. No caso do Sul, esses valores indicam recebimento de potência, evidenciando assim a característica importadora desta região. As sobras significativamente baixas da região Norte em relação à região Nordeste se devem ao fato da metodologia aplicada priorizar o atendimento por fontes de CVU nulo. Como mostrado no Gráfico 45, a Região Norte possui grande disponibilidade hidrelétrica, enquanto a Região Nordeste apresenta grande disponibilidade termelétrica.

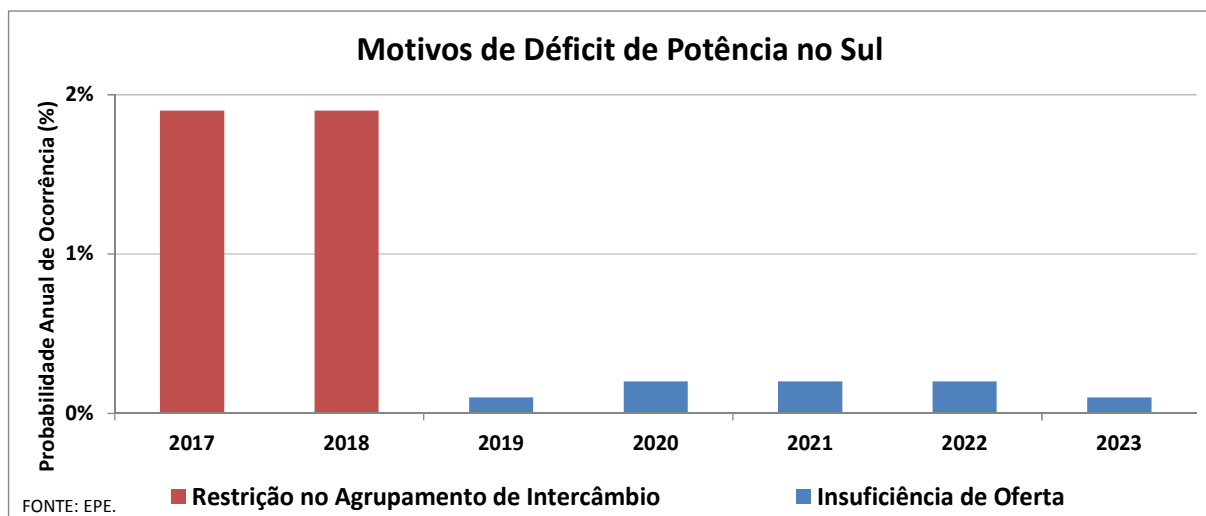
Gráfico 48 – Sobras finais de potência



O Gráfico 49 confirma que, em 2017 e 2018, todos os déficits de potência verificados na região Sul ocorrem pela utilização das interligações referentes ao recebimento do Sudeste via Norte/Nordeste em seu limite (agrupamento de intercâmbio composto pelas linhas Imperatriz-Sudeste, Xingú-Sudeste e Nordeste-Sudeste). Assim, nesses anos, quando ocorrem déficits no Sul, verifica-se um excedente de oferta de energia no Norte e Nordeste que não consegue ser escoado por esta interligação.

Após 2018, com as ampliações previstas na capacidade de recebimento da região Sudeste/Centro-Oeste, os déficits não ocorrem mais por motivo de restrição de intercâmbio. Os poucos cenários que ocorrem são por uma disponibilidade de oferta menor que a demanda máxima.

Gráfico 49 – Risco anual de déficit de potência no Sul



Conclui-se que, considerando a disponibilidade máxima de potência e a demanda máxima projetada neste estudo, o risco de déficit em 2017 e 2018 é de elevada probabilidade mas de baixa profundidade. No entanto, existe, ao longo dos anos, uma redução deste risco, que não ultrapassam 2% da demanda.

10. Estimativa de Investimentos

A expansão em geração, no período de 2014 a 2023, requer investimentos da ordem de R\$ 220 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\$ 143 bilhões, sendo 40% em hidrelétricas, 49% no conjunto de outras fontes renováveis (PCH + biomassa + eólica + solar) e 11% em termelétricas.

A Tabela 49 apresenta a estimativa de investimentos por tipo de fonte de geração.

Tabela 49 – Estimativa de investimentos em geração de energia

TIPO DE FONTES	Usinas contratadas e autorizadas		Usinas planejadas		TOTAL	
	R\$ bilhões	%	R\$ bilhões	%	R\$ bilhões	%
HIDRO	29,0	36,0	56,6	39,7	85,6	38,4
PCH + BIOMASSA + EÓLICA + SOLAR	46,3	57,5	70,0	49,1	116,3	52,1
TERMELÉTRICA	5,2	6,5	16,0	11,2	21,2	9,5
- Nuclear	2,6	3,2	-	-	2,6	1,2
- Gás natural	2,3	2,9	16,0	11,2	18,3	8,2
- Carvão	-	-	-	-	-	-
- Óleo combustível/diesel	0,3	0,4	-	-	0,3	0,1
TOTAL	80,5		142,6		223,1	

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

Data base: Dez/2013.

Fonte: EPE.

Diagrama das Bacias do Amazonas e Tocantins-Araguaia

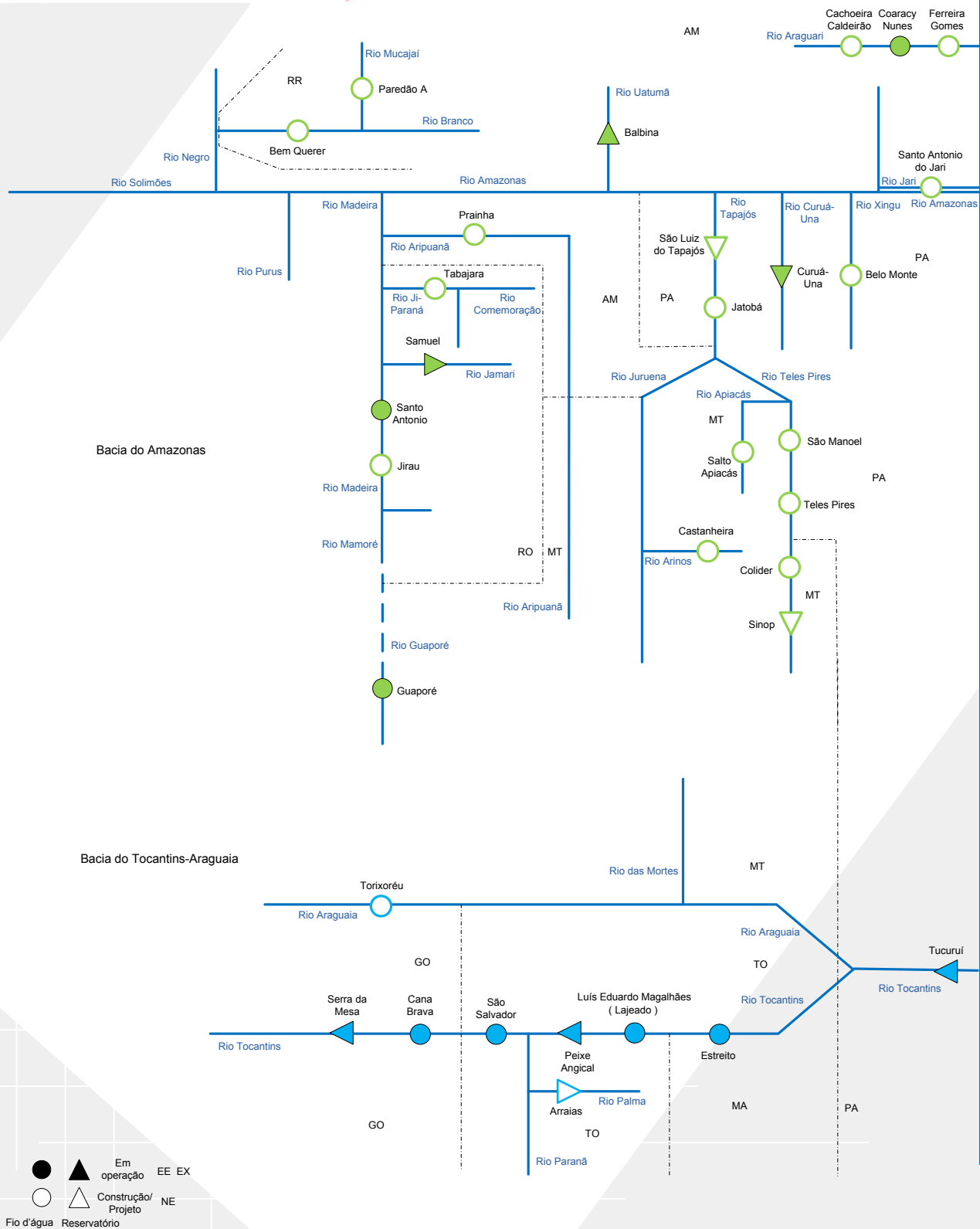


As 12 Regiões Hidrográficas Brasileiras

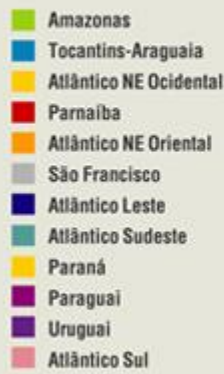
- Amazonas
- Tocantins-Araguaia
- Atlântico NE Ocidental
- Parnaíba
- Atlântico NE Oriental
- São Francisco
- Atlântico Leste
- Atlântico Sudeste
- Paraná
- Paraguai
- Uruguai
- Atlântico Sul



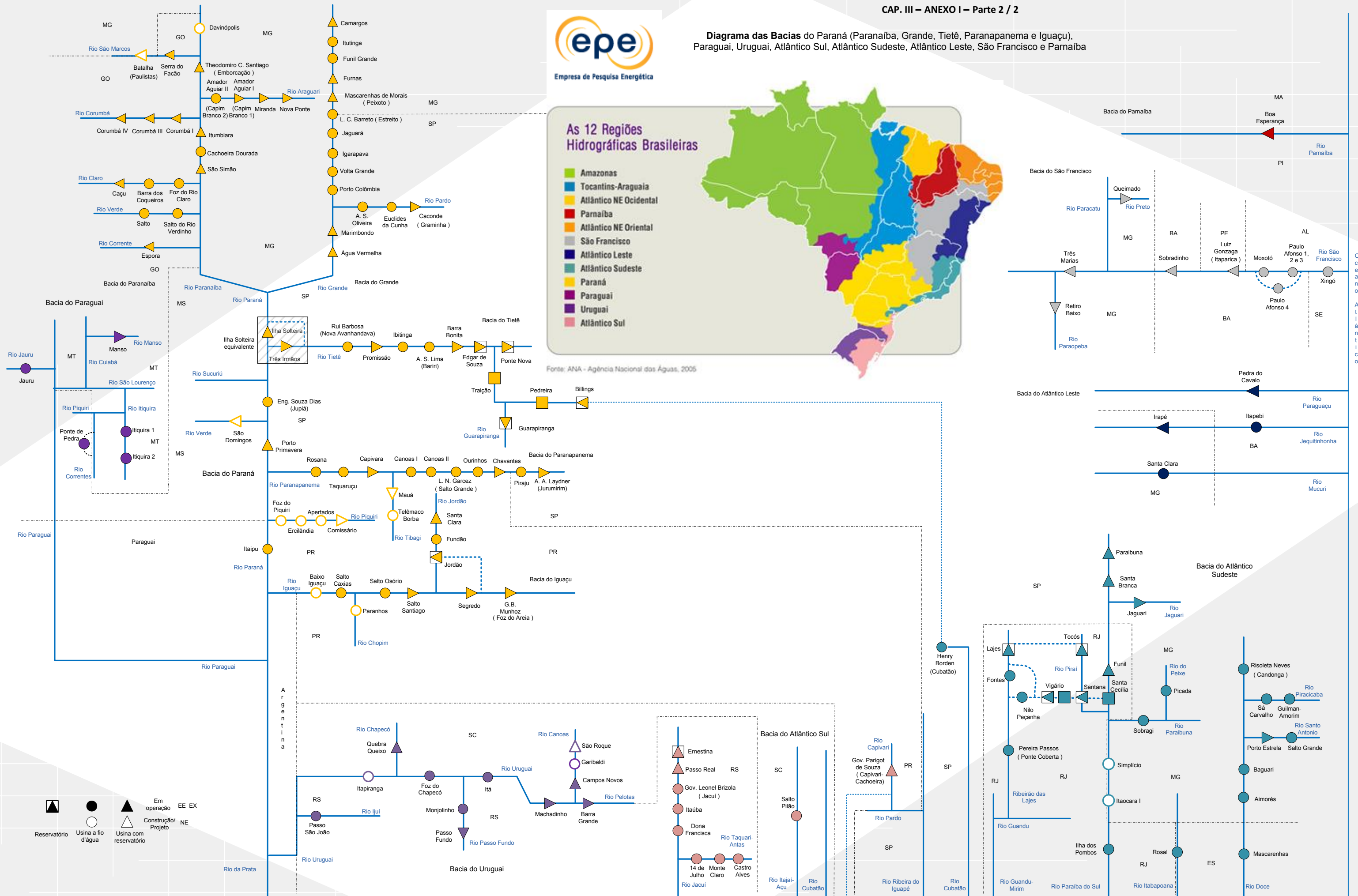
Fonte: ANA - Agência Nacional das Águas, 2005



As 12 Regiões Hidrográficas Brasileiras

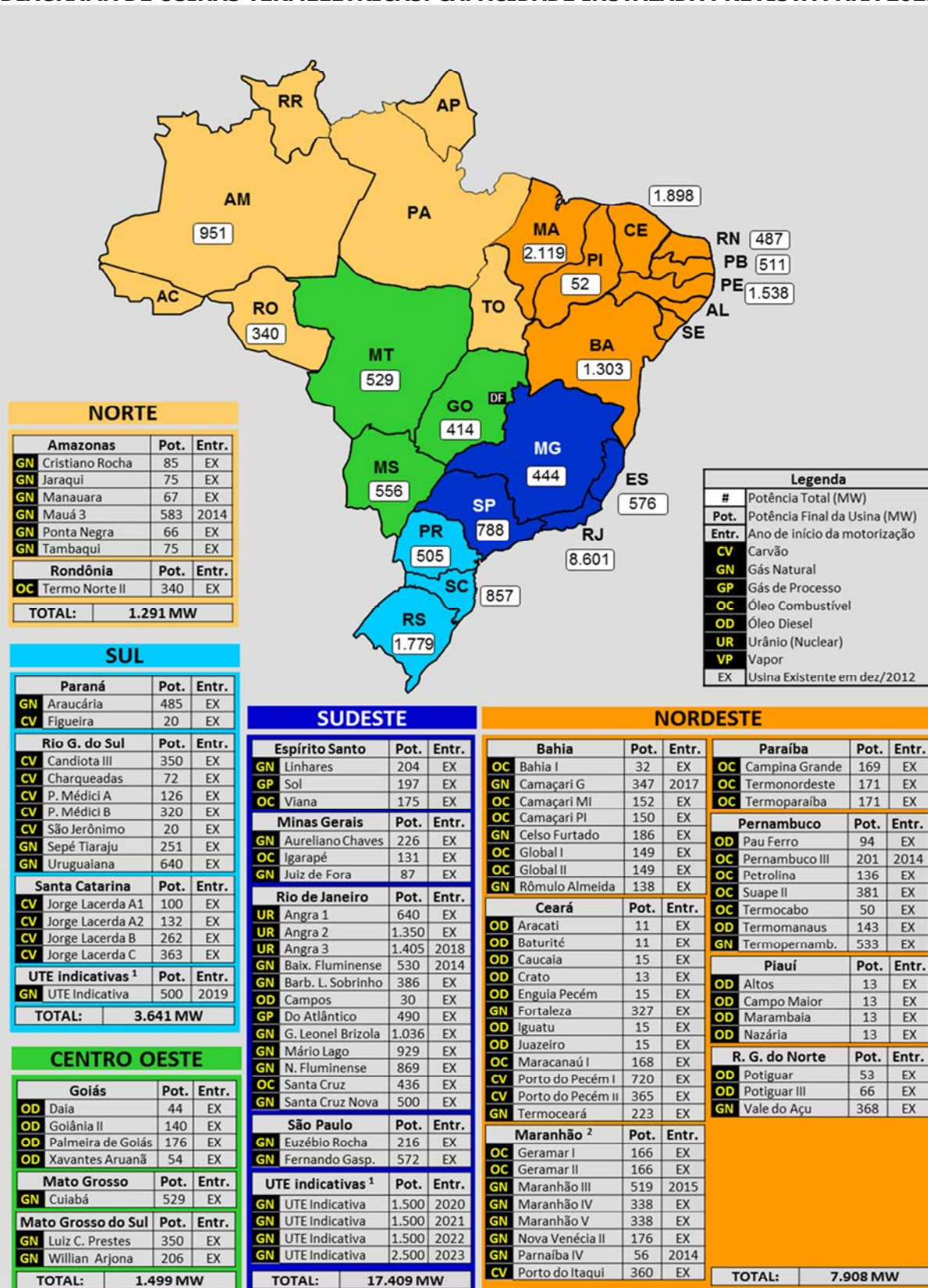


A map of Brazil with its 27 states and Federal District color-coded to represent different linguistic groups. The colors include green, blue, yellow, orange, red, grey, dark blue, purple, pink, and teal. The map is set against a light grey background with a rounded rectangle border.



CAP. III - ANEXO II

DIAGRAMA DE USINAS TERMELÉTRICAS: CAPACIDADE INSTALADA PREVISTA PARA 2023



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.

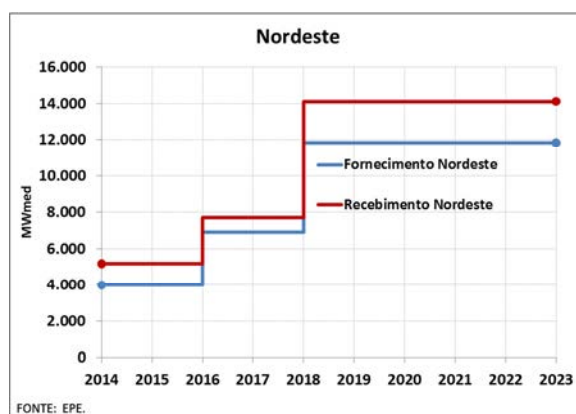
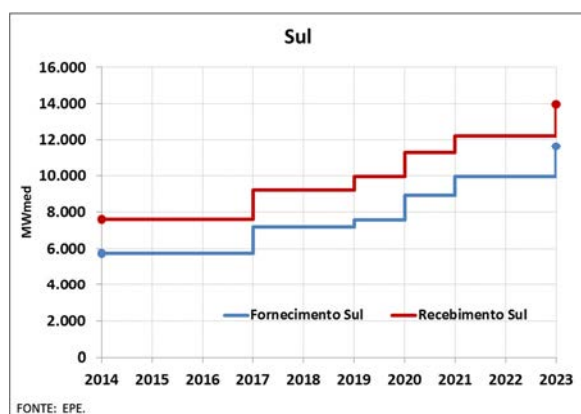
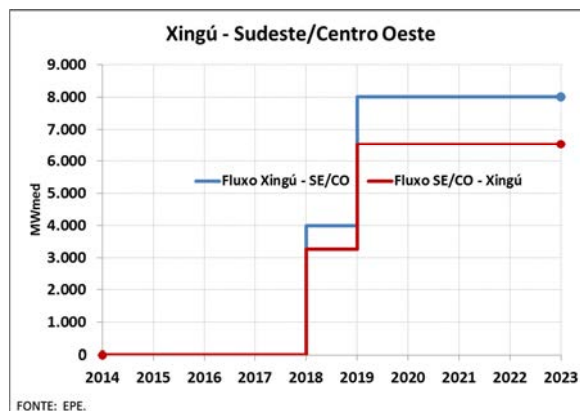
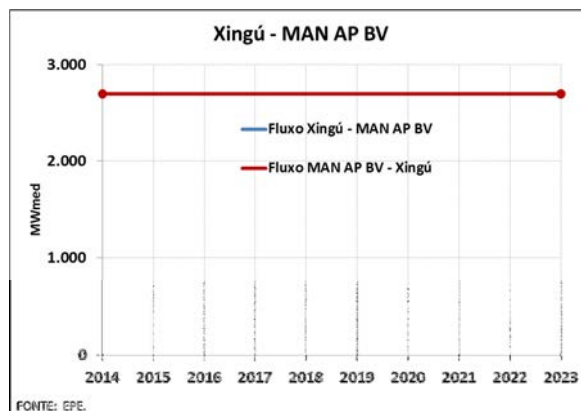
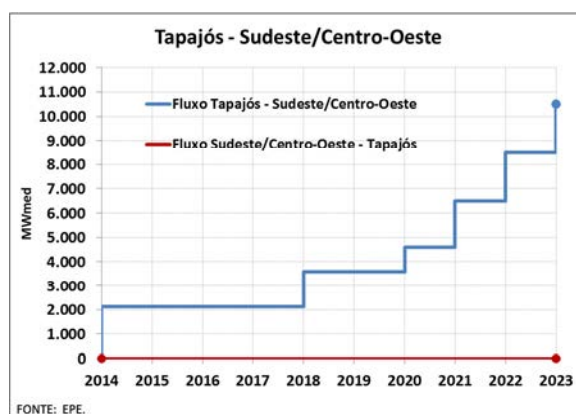
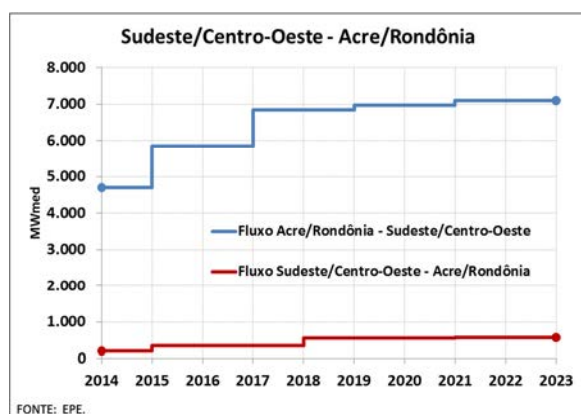
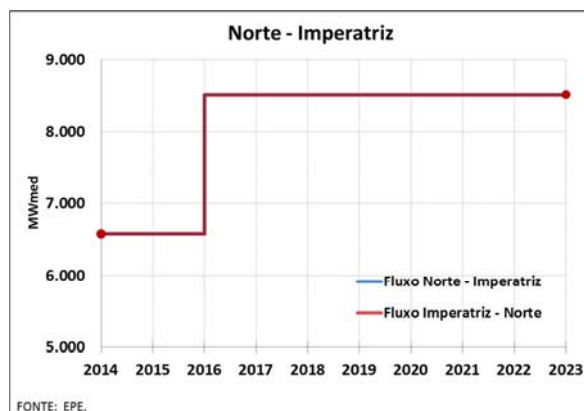
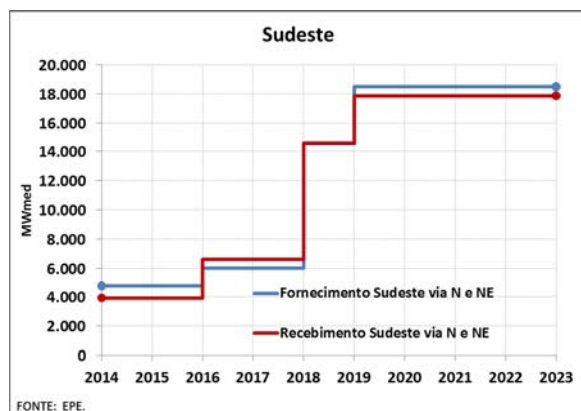
Fonte: Elaboração EPE

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
2014	0	3.636	0	3.922	0	750	0	600
2015	0	3.636	0	3.922	0	750	0	600
2016	0	3.636	0	3.922	658	1.408	1.636	2.236
2017	1.352	4.988	1.109	5.031	0	1.408	0	2.236
2018	0	4.988	0	5.031	5.092	6.500	4.700	6.936
2019	732	5.720	377	5.408	0	6.500	0	6.936
2020	1.000	6.720	1.000	6.408	0	6.500	0	6.936
2021	954	7.674	1.030	7.438	0	6.500	0	6.936
2022	0	7.674	0	7.438	0	6.500	0	6.936
2023	1.746	9.420	1.670	9.108	0	6.500	0	6.936
	SUL - ITAIPU		ITAIPU - SUL		SUL - IVAIPORÃ		IVAIPORÃ - SUL	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2014	0	104	0	1.873	0	1.728	0	2.099
2015	0	104	0	1.873	0	1.728	0	2.099
2016	0	104	0	1.873	0	1.728	0	2.099
2017	34	138	140	2.013	303	2.031	101	2.200
2018	0	138	0	2.013	0	2.031	0	2.200
2019	54	192	99	2.112	286	2.317	226	2.426
2020	0	192	0	2.112	0	2.317	0	2.426
2021	0	192	0	2.112	0	2.317	0	2.426
2022	0	192	0	2.112	0	2.317	0	2.426
2023	0	192	0	2.112	0	2.317	0	2.426
	SE/CO - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - SE/CO		N - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - N	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2014	0	4.000	0	3.319	0	6.580	0	6.580
2015	0	4.000	0	3.319	0	6.580	0	6.580
2016	598	4.598	1.051	4.370	1.938	8.518	1.938	8.518
2017	0	4.598	0	4.370	0	8.518	0	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	0	4.598	0	4.370	0	8.518	0	8.518
2021	0	4.598	0	4.370	0	8.518	0	8.518
2022	1.000	5.598	1.010	5.380	0	8.518	0	8.518
2023	0	5.598	0	5.380	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
2014	0	0	0	0	0	3.388	0	4.426
2015	0	0	2.120	2.120	0	3.388	0	4.426
2016	4.115	4.115	0	2.120	1.261	4.649	1.863	6.289
2017	0	4.115	0	2.120	0	4.649	0	6.289
2018	0	4.115	1.480	3.600	200	4.849	1.911	8.200
2019	0	4.115	0	3.600	0	4.849	0	8.200
2020	0	4.115	1.000	4.600	0	4.849	0	8.200
2021	0	4.115	1.900	6.500	0	4.849	0	8.200
2022	0	4.115	2.000	8.500	0	4.849	0	8.200
2023	0	4.115	2.000	10.500	0	4.849	0	8.200
	XINGÚ - SUDESTE		SUDESTE - XINGÚ		AC/RO - SE/CO		SE/CO - AC/RO	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2014	0	0	0	0	0	4.700	0	200
2015	0	0	0	0	1.139	5.839	139	339
2016	0	0	0	0	0	5.839	0	339
2017	0	0	0	0	1.001	6.840	0	339
2018	4.000	4.000	3.270	3.270	47	6.887	137	476
2019	4.000	8.000	3.270	6.540	76	6.963	0	476
2020	0	8.000	0	6.540	0	6.963	0	476
2021	0	8.000	0	6.540	129	7.092	9	485
2022	0	8.000	0	6.540	0	7.092	0	485
2023	0	8.000	0	6.540	0	7.092	0	485
	XIN- MAN / MAN - XIN ¹		XINGÚ - N / N - XINGÚ		BM - XINGÚ / XINGÚ - BM		ITAIPU - SUDESTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2014	0	2 700	0	2 700	0	0	0	5 500
2015	0	2 700	0	2 700	0	0	0	5 500
2016	0	2 700	0	2 700	11 000	11 000	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

SUDESTE - ITAIPU			SUDESTE - IVAIPORÃ			IVAIPORÃ - SUDESTE			ITAIPU - IVAIPORÃ		
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade		Expansão	Capacidade		Expansão	Capacidade	
2014	0	0	0	0		0	6.800		0	6.300	
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	
IVAIPORÃ - ITAIPU											
	Expansão	Capacidade									
2014	0	0									
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									

Nota: (1) MAN - Manaus/Amapá/Boa Vista
 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
2014	0	4.200	0	4.300	0	4.200	0	4.300	0	4.200	0	4.300
2015	600	4.800	0	4.300	1.200	5.400	0	4.300	1.200	5.400	0	4.300
2016	0	4.800	200	4.500	0	5.400	200	4.500	0	5.400	1.900	6.200
2017	0	4.800	0	4.500	3.900	9.300	0	4.500	3.900	9.300	0	6.200
2018	9.900	14.700	4.700	9.200	5.400	14.700	7.700	12.200	5.400	14.700	6.000	12.200
2019	0	14.700	0	9.200	0	14.700	0	12.200	0	14.700	0	12.200
2020	0	14.700	0	9.200	0	14.700	0	12.200	0	14.700	0	12.200
2021	0	14.700	0	9.200	0	14.700	0	12.200	0	14.700	0	12.200
2022	0	14.700	0	9.200	0	14.700	0	12.200	0	14.700	0	12.200
2023	0	14.700	0	9.200	0	14.700	0	12.200	0	14.700	0	12.200

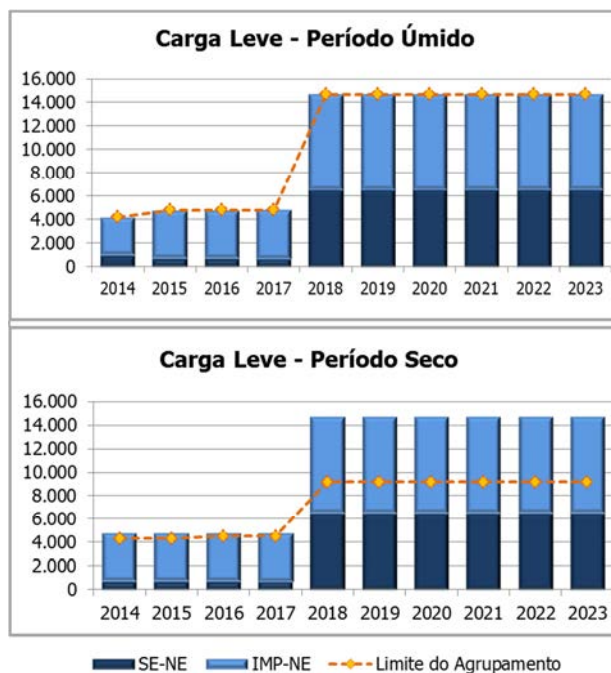
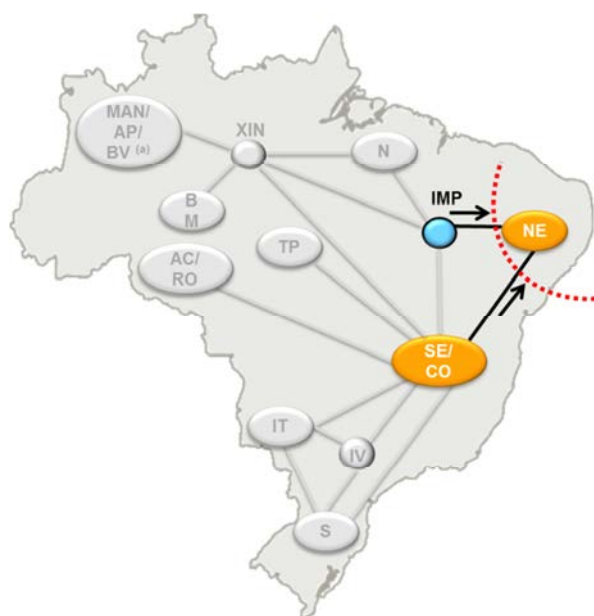
	Fornecimento NE - Carga Leve				Fornecimento NE - Carga Média				Fornecimento NE - Carga Pesada			
	Período Úmido		Período Seco		Período Úmido		Período Seco		Período Úmido		Período Seco	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2014	0	4.200	0	4.200	0	3.900	0	3.900	0	3.600	0	3.600
2015	0	4.200	600	4.800	0	3.900	300	4.200	0	3.600	0	3.600
2016	1.800	6.000	2.600	7.400	2.100	6.000	2.400	6.600	2.400	6.000	3.000	6.600
2017	1.400	7.400	0	7.400	600	6.600	0	6.600	600	6.600	0	6.600
2018	4.700	12.100	4.700	12.100	5.000	11.600	5.000	11.600	5.000	11.600	5.000	11.600
2019	0	12.100	0	12.100	0	11.600	0	11.600	0	11.600	0	11.600
2020	0	12.100	0	12.100	0	11.600	0	11.600	0	11.600	0	11.600
2021	0	12.100	0	12.100	0	11.600	0	11.600	0	11.600	0	11.600
2022	0	12.100	0	12.100	0	11.600	0	11.600	0	11.600	0	11.600
2023	0	12.100	0	12.100	0	11.600	0	11.600	0	11.600	0	11.600

	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
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	5.350	5.350	6.230	6.230	5.220	5.220	6.350	6.350	5.220	5.220	6.350	6.350
2017	0	5.350	0	6.230	0	5.220	0	6.350	0	5.220	0	6.350
2018	8.280	13.630	7.742	13.972	8.730	13.950	7.622	13.972	8.730	13.950	7.622	13.972
2019	2.930	16.560	0	13.972	3.440	17.390	0	13.972	3.440	17.390	0	13.972
2020	0	16.560	0	13.972	0	17.390	0	13.972	0	17.390	0	13.972
2021	0	16.560	0	13.972	0	17.390	0	13.972	0	17.390	0	13.972
2022	1.000	17.560	1.000	14.972	1.000	18.390	1.000	14.972	1.000	18.390	1.000	14.972
2023	0	17.560	0	14.972	0	18.390	0	14.972	0	18.390	0	14.972

	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
2014	0	4.300	0	4.300	0	4.300	0	4.300	0	4.300	0	4.300
2015	0	4.300	0	4.300	0	4.300	0	4.300	0	4.300	0	4.300
2016	700	5.000	1.300	5.600	1.200	5.500	2.000	6.300	1.200	5.500	2.000	6.300
2017	600	5.600	0	5.600	800	6.300	0	6.300	800	6.300	0	6.300
2018	5.600	11.200	5.600	11.200	5.900	12.200	5.900	12.200	5.900	12.200	5.900	12.200
2019	3.790	14.990	3.790	14.990	2.790	14.990	2.790	14.990	2.790	14.990	2.790	14.990
2020	0	14.990	0	14.990	0	14.990	0	14.990	0	14.990	0	14.990
2021	0	14.990	0	14.990	0	14.990	0	14.990	0	14.990	0	14.990
2022	1.000	15.990	1.000	15.990	1.000	15.990	1.000	15.990	1.000	15.990	1.000	15.990
2023	0	15.990	0	15.990	0	15.990	0	15.990	0	15.990	0	15.990

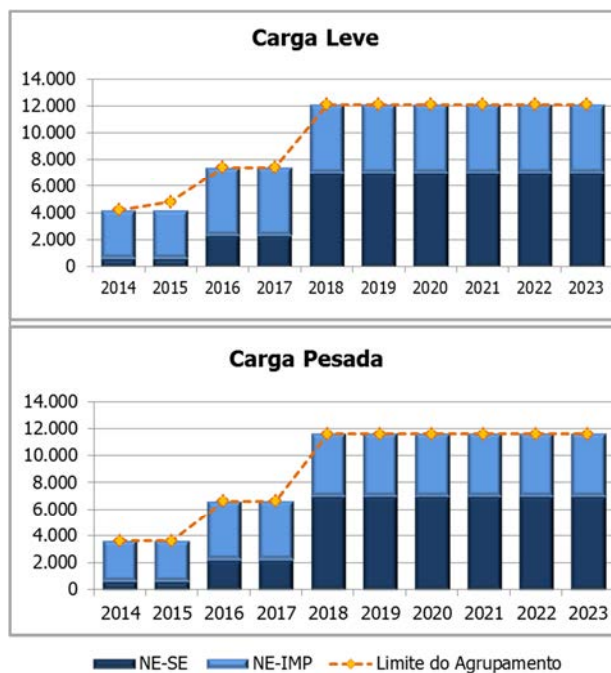
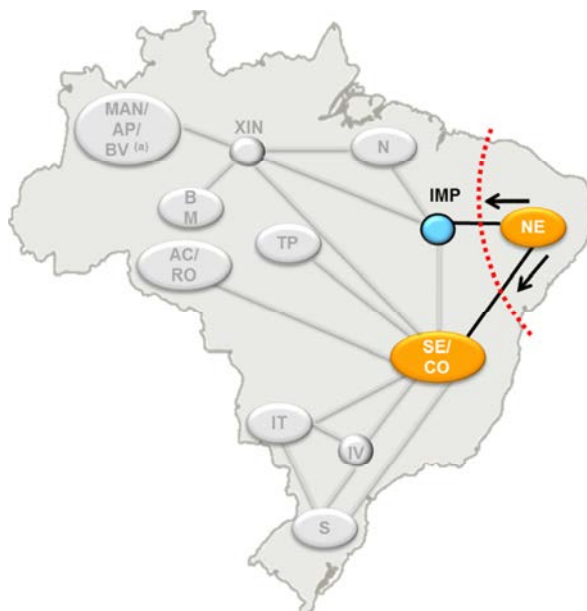
Fonte: EPE.

Recebimento Nordeste



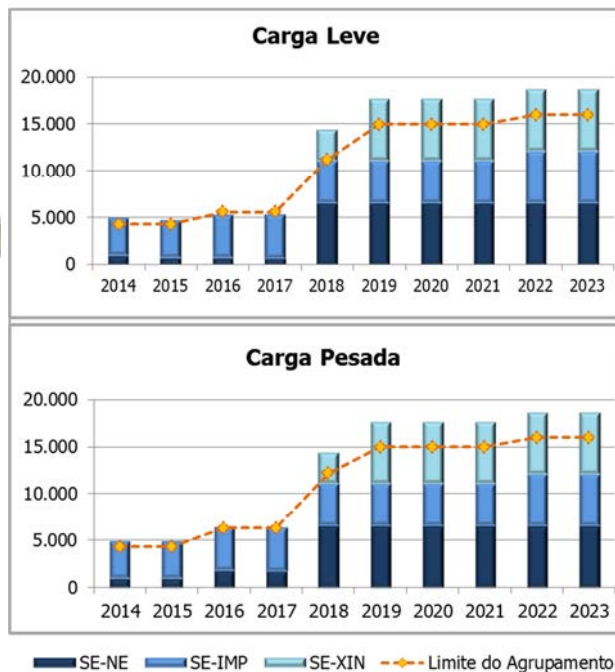
FONTE: EPE.

Fornecimento Nordeste



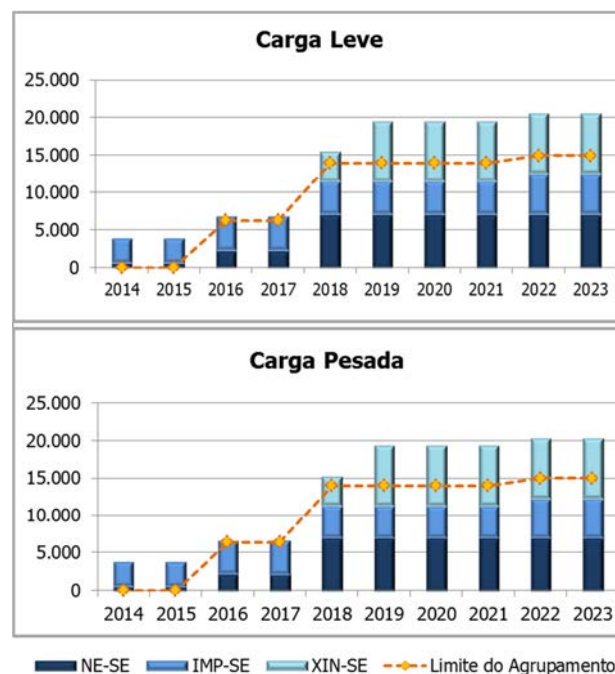
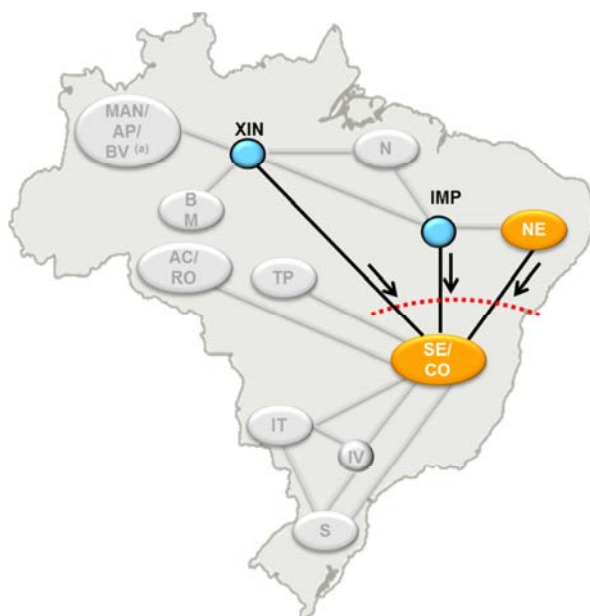
FONTE: EPE.

Fornecimento Sudeste/Centro-Oeste para Norte/Nordeste



FONTE: EPE.

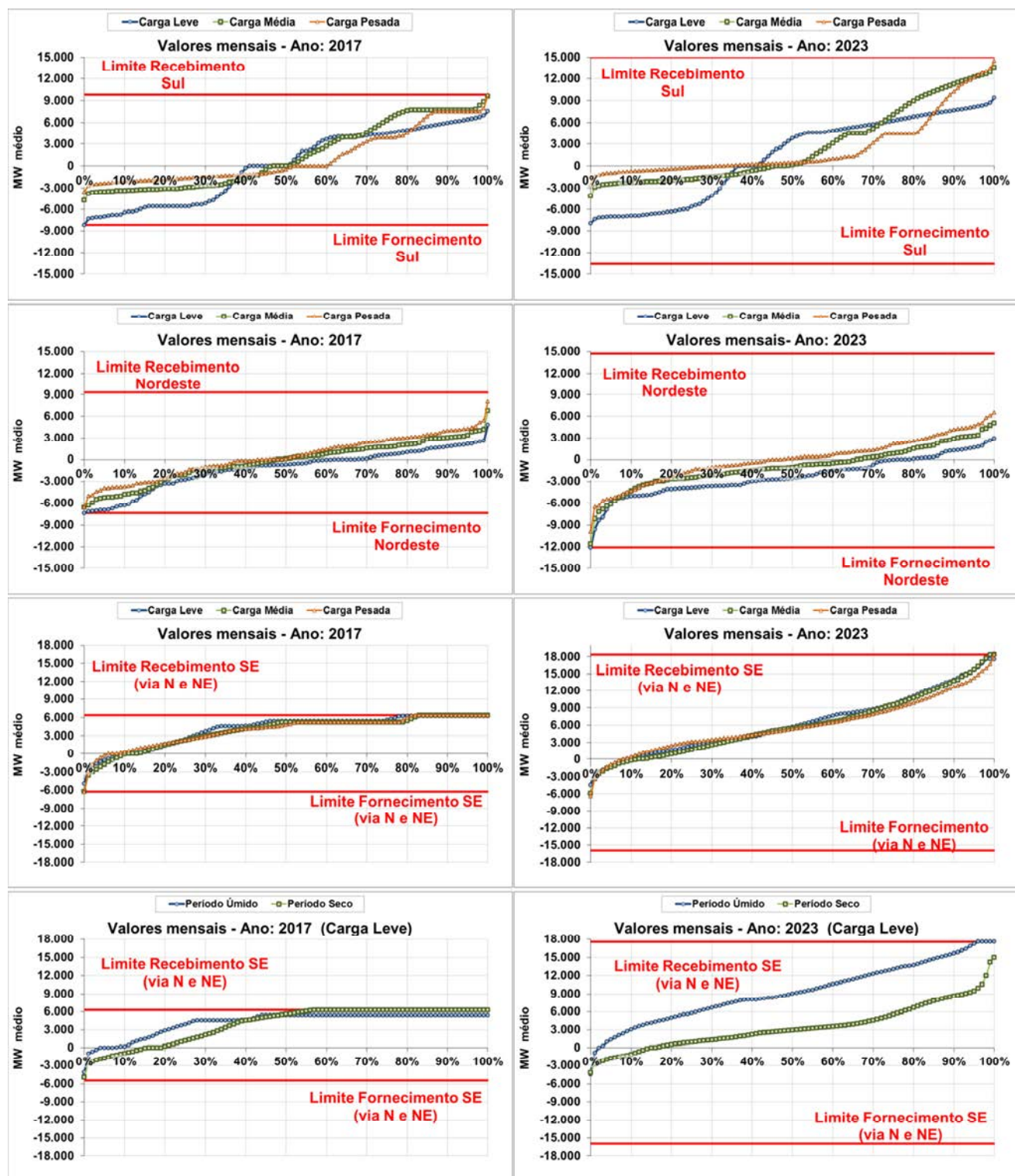
Recebimento Sudeste/Centro-Oeste de Norte/Nordeste



FONTE: EPE.

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 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 2014-2023. 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, no SIN brasileiro a transmissão desempenha, ainda, o importante e 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.

Crerérios e Procedimentos dos Estudos

As análises desenvolvidas no planejamento da expansão do sistema de transmissão seguem os critérios de desempenho apresentado em [33], 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

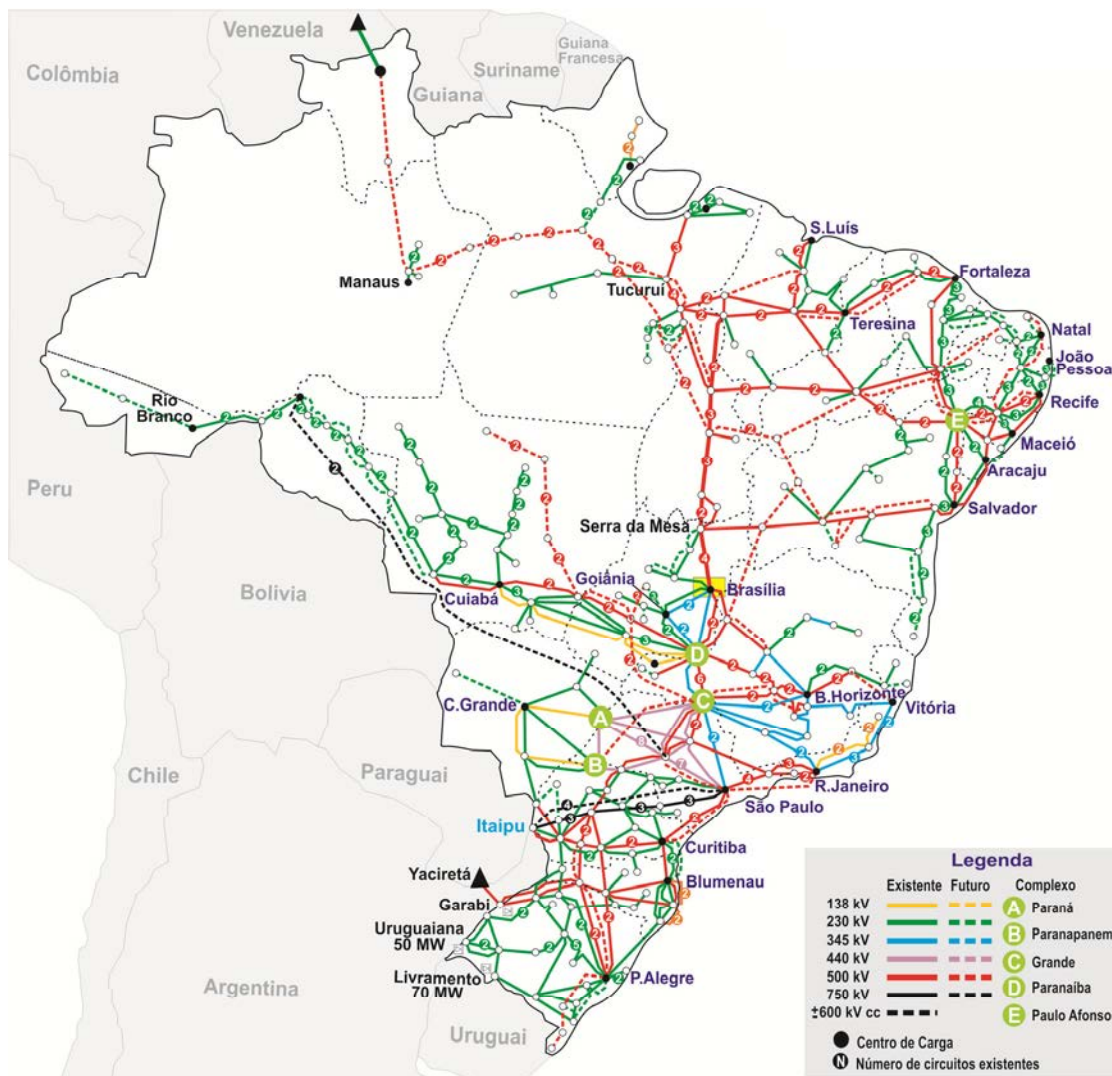
A Rede Básica de transmissão do SIN, devido à sua grande extensão territorial e à presença de um parque gerador predominantemente hidrelétrico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga.

Desta 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 5 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano de 2013 indicando também algumas instalações a serem implantadas até 2015.

Figura 5 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional - SIN



Fonte: ONS

2.2 Expansão do SIN e 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 Especiais da Transmissão, 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.

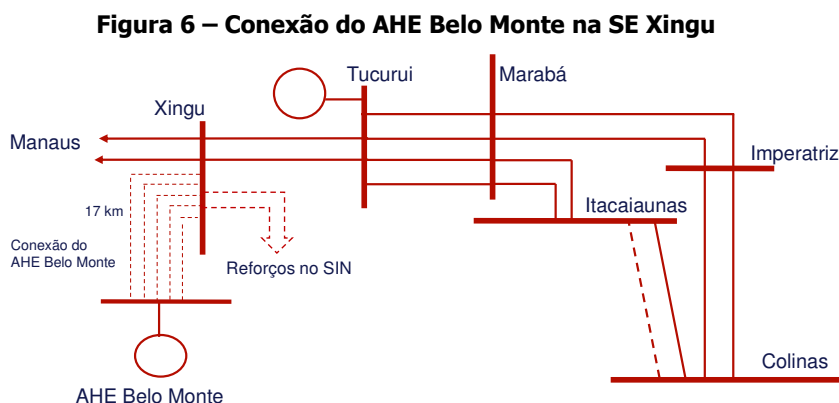
As referências [34] a [85] indicam o conjunto de estudos específicos realizados pelos GET nos anos de 2013 e 2014, os quais serviram de subsídio para o estabelecimento da configuração de referência do sistema interligado.

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

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. Dentro do horizonte deste Plano de Decenal, está contemplada a motorização de toda a usina.

A Figura 6 apresenta a conexão do AHE Belo Monte⁵⁶ 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 o requisito indicado pelas análises e estudos energéticos para os anos finais do horizonte decenal. 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.

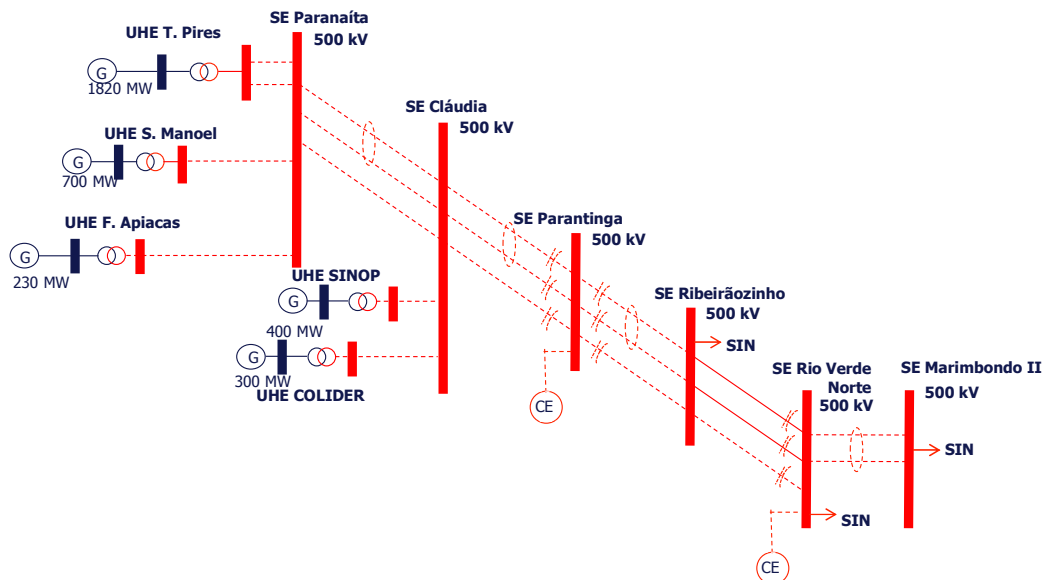
Conexão das usinas da bacia do Teles Pires

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 Paranaíta (MT) até a SE Ribeirãozinho (MT), constituído por um circuito duplo e um circuito simples,

⁵⁶ 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.

com uma extensão de aproximadamente 1.000 km como apresentado no diagrama unifilar da Figura 7.

Figura 7 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Teles Pires



Fonte: EPE

Destaque-se que este 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 Marimondo 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 – Marimondo 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 2014, 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 da bacia do Tapajós

Os estudos para definição do sistema de conexão das usinas da bacia do Tapajós encontram-se em estágio inicial, ressaltando-se que a configuração representada neste PDE 2023 é referencial e consta do conjunto de alternativas em análise.

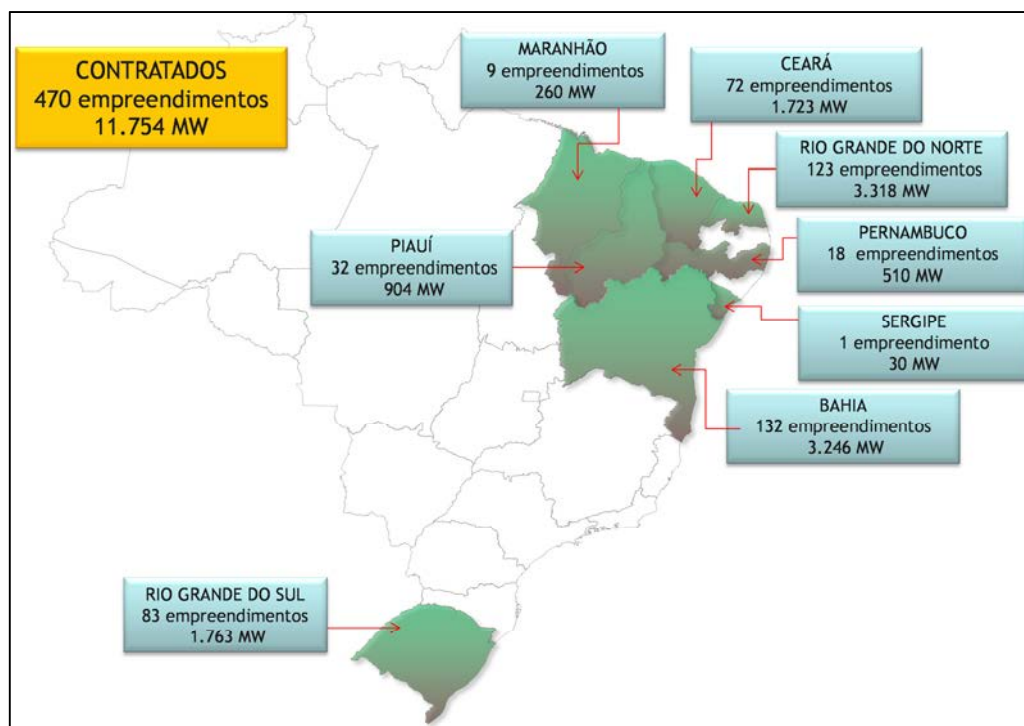
Outras Fontes Renováveis de Energia

A partir do ano de 2009, com a contratação de montantes expressivos de empreendimentos eólicos por meio dos leilões de energia, que a participação de fontes renováveis de na matriz energética brasileira se mostrou mais evidente. Desde o segundo Leilão de Energia de Reserva, o primeiro

realizado visando a contratação exclusiva de energia proveniente de empreendimentos eólicos, foram contratados 470 empreendimentos eólicos totalizando uma capacidade instalada de 11.754MW.

Destaca-se que estas contratações ocorreram, conforme apresentado na Figura 8, de forma majoritária nas regiões Nordeste e Sul do Brasil que são, notadamente, as regiões com maior potencial desse tipo de fonte.

Figura 8 – Localização dos empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia



Fonte: ELETROBRÁS; EPE

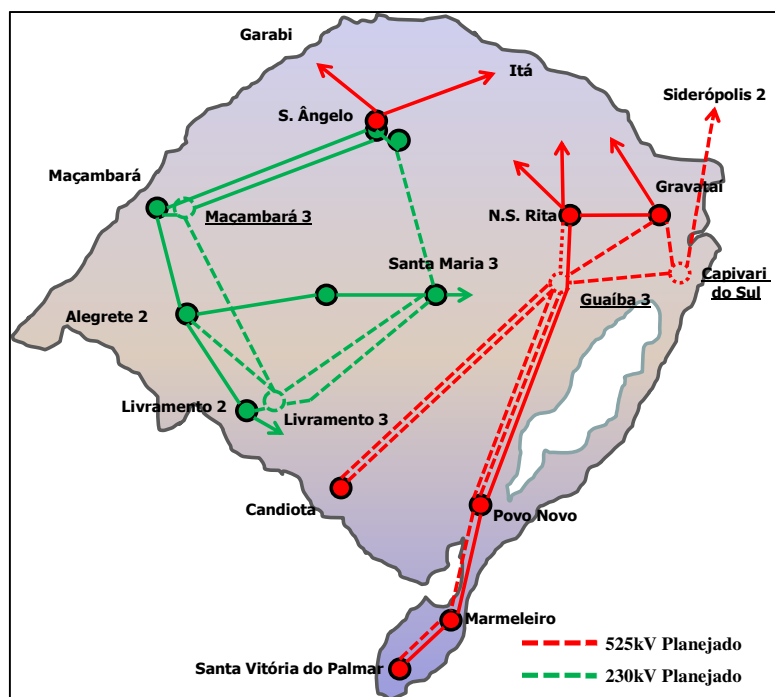
Tendo em vista a tendência crescente de contratação deste e de outros tipos de fontes renováveis de energia, além da necessidade premente de expandir o sistema de transmissão das regiões Sul e Nordeste em prazos cada vez mais curtos, a EPE tem realizado estudos específicos, denominados Estudos Prospectivos, 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 aproveitados para o escoamento da energia proveniente de quaisquer tipos de fontes.

Foram realizados até o momento dois Estudos Prospectivos denominados "Estudo Prospectivo para Avaliação da Integração do Potencial Eólico do Rio Grande do Sul" (EPE-DEE-DEA-RE-006-2013-rev1) e "Estudo para o Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia" (EPE-DEE-DEA-RE-001-2014-rev0). Esses estudos recomendaram a implantação de diversos reforços nos níveis de tensão de 230kV, 500kV e 525kV que serão licitados nos próximos leilões de transmissão.

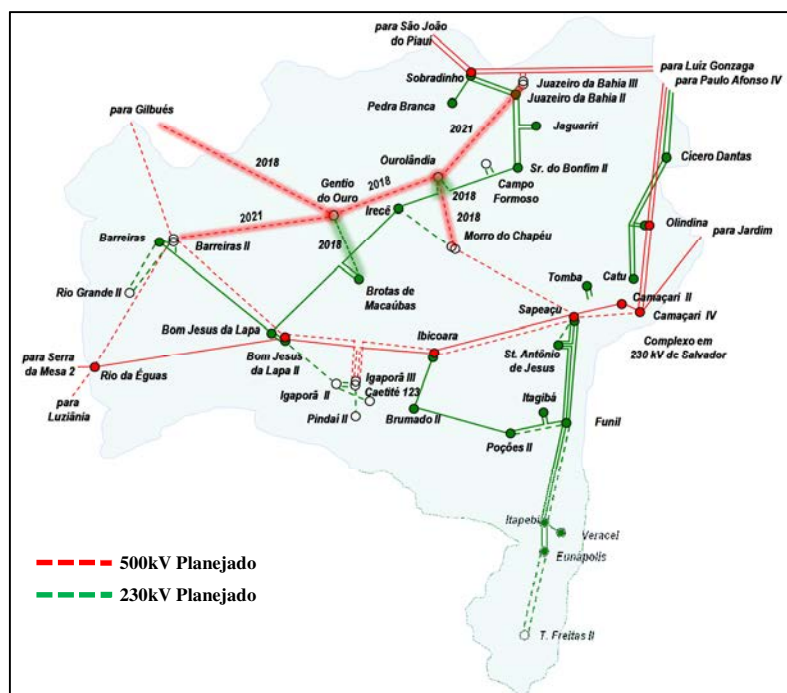
A Figura 9 e a Figura 10 apresentam, respectivamente, diagramas unifilares com a representação simplificada da expansão recomendada para os sistemas de transmissão dos estados do Rio Grande do Sul e da Bahia. Destaca-se que o conjunto completo das obras recomendado nesses estudos pode ser obtido no item 3 deste capítulo.

Figura 9 – Sistema de transmissão planejado para o estado do Rio Grande do Sul.



Fonte: EPE

Figura 10 – 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 Gentio do Ouro e 500/230kV Orolândia, estão localizadas em pontos onde o potencial de aproveitamento da energia solar tem se mostrado bastante promissor.

No último Leilão de Energia Nova A-5 de 2013, por exemplo, o número de empreendimentos solares fotovoltaicos e heliotérmicos cadastrados nas proximidades dessas regiões foi de 92 empreendimentos com capacidade instalada total de 290MW, o que corresponde a cerca de 60% da capacidade cadastrada para este tipo de fonte no referido certame

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:

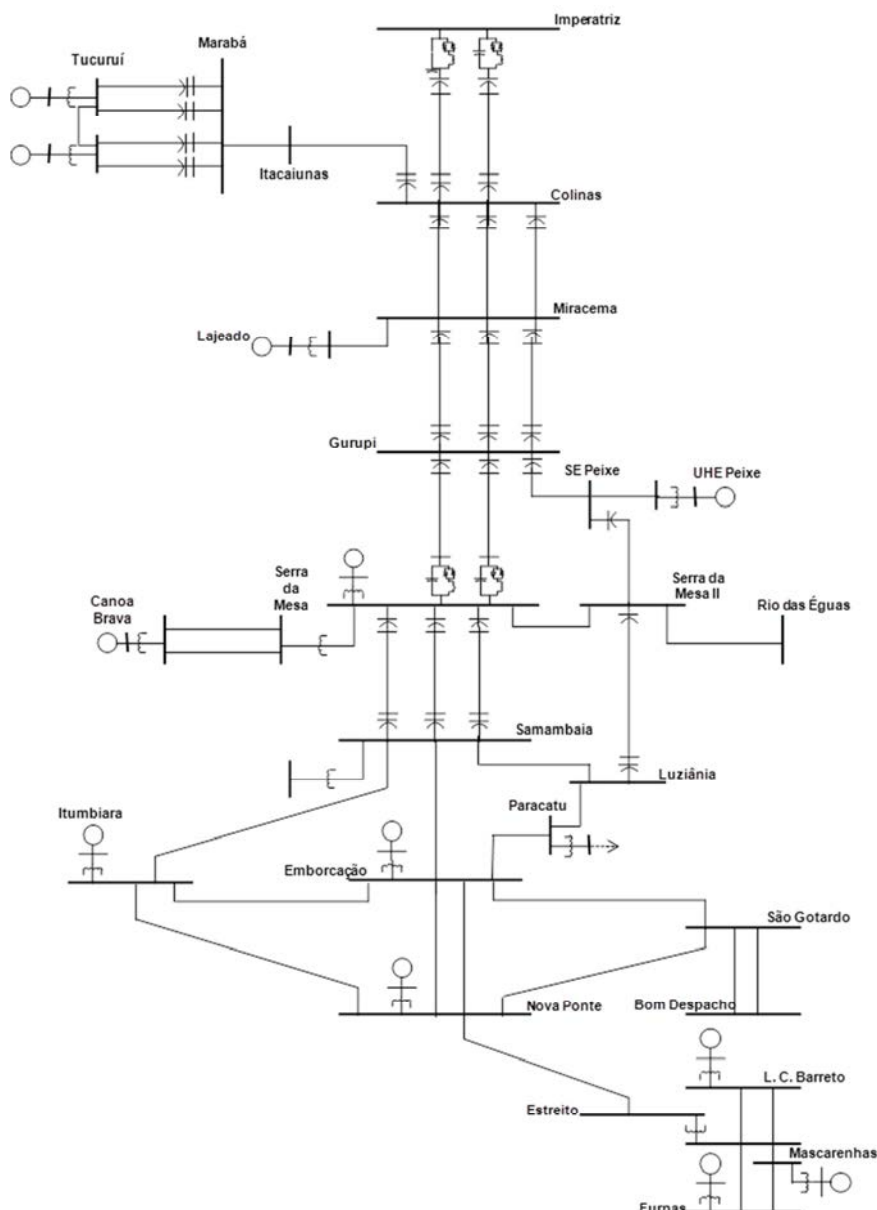
- Sul (S) – Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- Sudeste – Centro-Oeste (SE/CO) – Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Acre e Rondônia;
- Norte (N) – Pará, Tocantins e Maranhão, a partir de 2012, parte do Amazonas e Amapá e, a partir de 2014, parte de Roraima, passarão a fazer parte deste submercado; 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 11.

Figura 11 – Diagrama elétrico da interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste com o terceiro circuito e os reforços na Região Sudeste

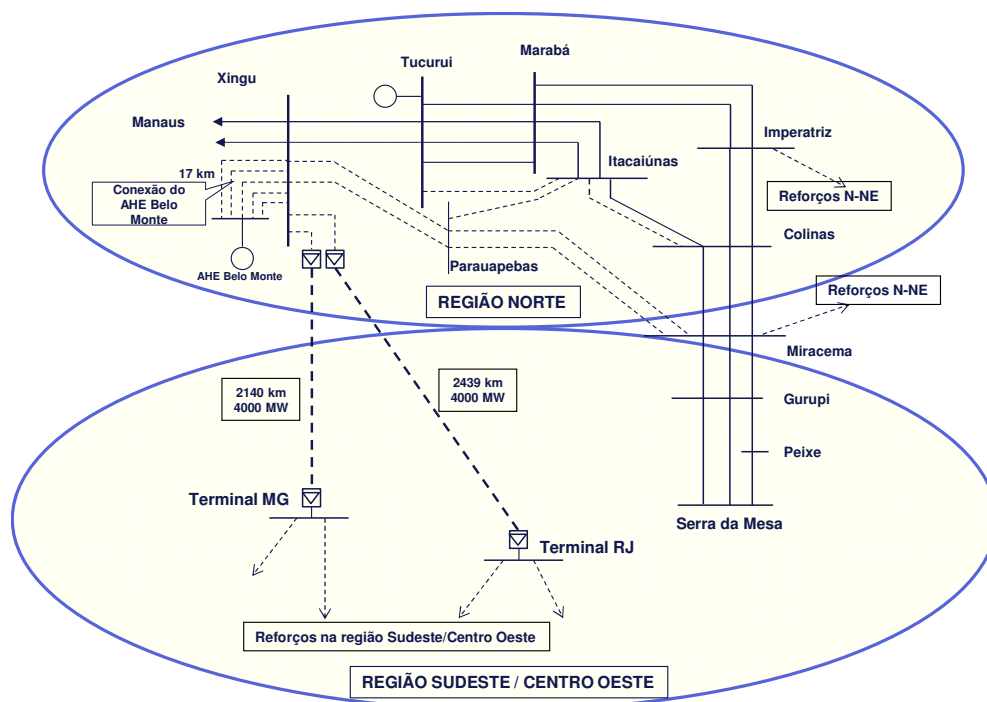


Fonte: EPE

Com a definição da expansão desta interligação, foi realizado um estudo pelo Sub Grupo 3 - Interligações N-NE e NE-SE, que contou com a participação de empresas transmissoras do setor elétrico, sob coordenação da EPE, no qual foram analisadas alternativas de transmissão para acomodar os aumentos de intercâmbio indicados nas análises energéticas, mostrando-se necessária a adição de novos circuitos de transmissão. Tendo como base a conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu 500 kV, como mostrada na Figura 6, 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 em 2018 e o segundo em 2019. Os pontos indicados para essa interligação na região sudeste são o Terminal MG, localizado na 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 o Terminal Minas foi licitado em 07 de fevereiro de 2013, tendo entrada em operação prevista para 2018 e os estudos de planejamento para licitação do bipolo entre Xingu e Terminal Rio têm conclusão prevista para final de outubro de 2014. A Figura 12 ilustra as ampliações acima mencionadas entre as regiões Sudeste e Norte consideradas neste ciclo de planejamento.

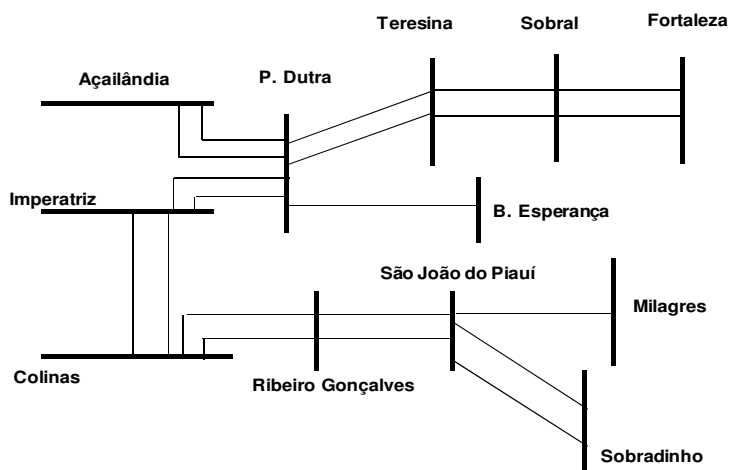
Figura 12 – Reforços na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: EPE

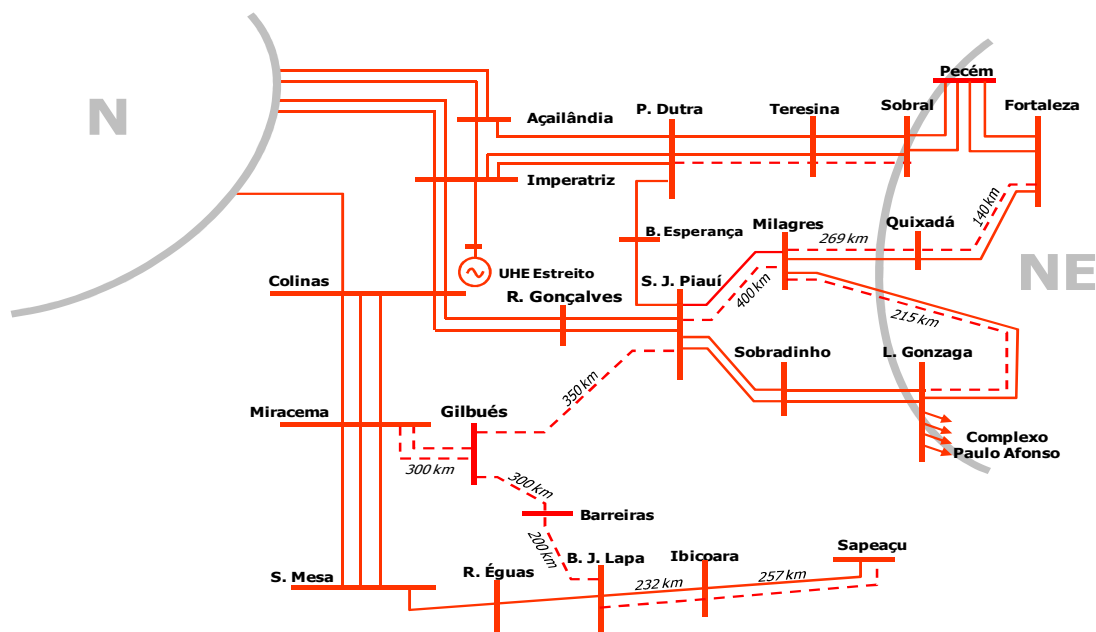
Interligação Norte-Nordeste

A interligação Norte-Nordeste está 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. Este estágio de evolução desta interligação é mostrado na Figura 13.

Figura 13 – Diagrama esquemático da interligação Norte – Nordeste – 2013

Fonte: EPE

A definição da expansão desta interligação, prevista para 2016, resultou do estudo específico consolidado nas referências [35] e [35]. A solução recomendada, além de permitir a expansão da interligação Norte – Nordeste, também atende à necessidade de aumento da capacidade de exportação da região Nordeste para a região Sudeste (conforme tratado no Capítulo III – Geração de Energia Elétrica). Os estudos em referência indicaram a expansão dos troncos em 500 kV, São João do Piauí – Milagres e Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu, e o terceiro circuito P. Dutra – Teresina – Sobral III. Adicionalmente, foram indicados 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 14.

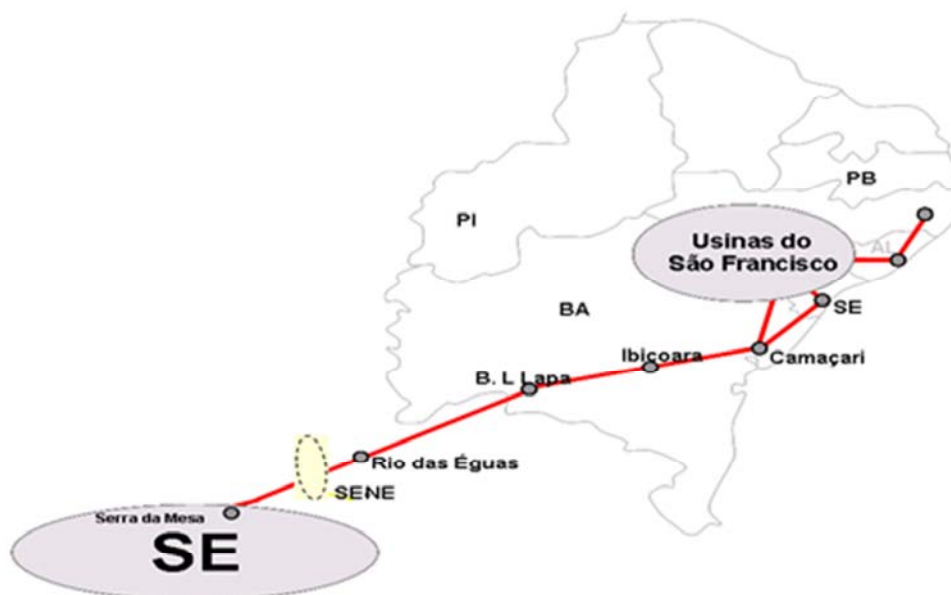
Figura 14 – Reforços indicados para ampliação da Interligação Norte - Nordeste e reforços na Interligação Nordeste - Sudeste

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 15.

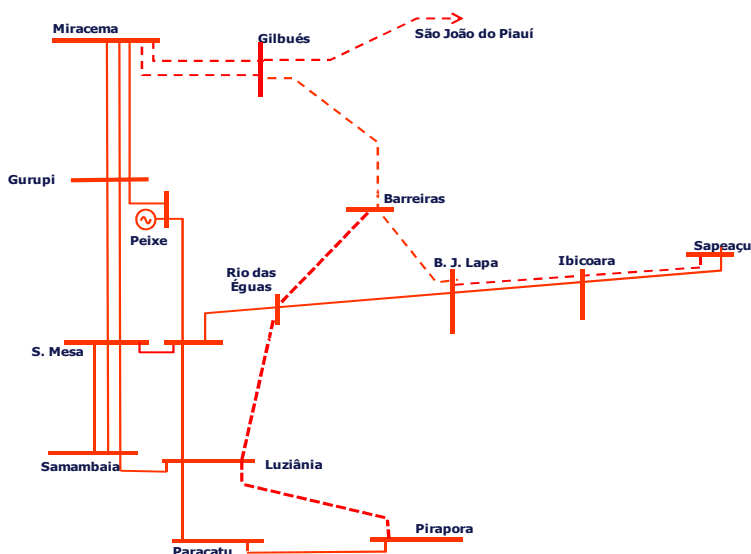
Figura 15 – Diagrama esquemático da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste



Fonte: EPE

A definição da expansão desta interligação, apresentada no relatório [34], contempla o elo em 500 kV Barreiras – Rio das Éguas – Luziânia – Pirapora, conforme apresentada na Figura 16.

Figura 16 – Diagrama unifilar simplificado da expansão da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste



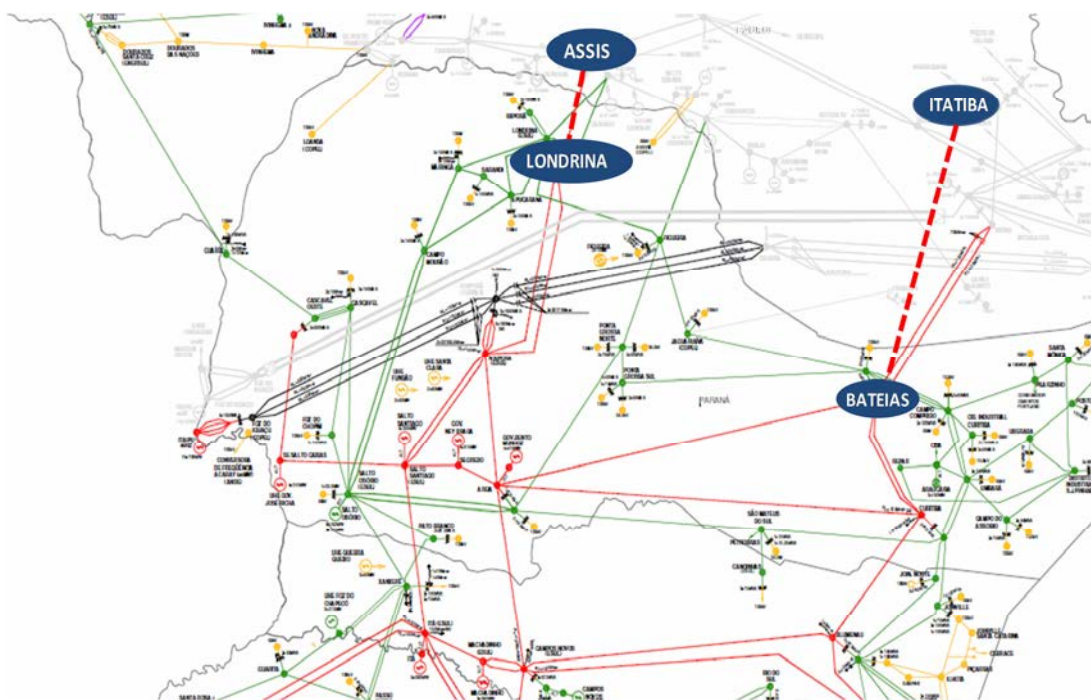
Fonte: EPE

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 estes 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 17). Este sistema de transmissão permitirá o atendimento às necessidades energéticas entre as regiões tendo em vista os limites contemplados nesses estudos.

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



Fonte: EPE

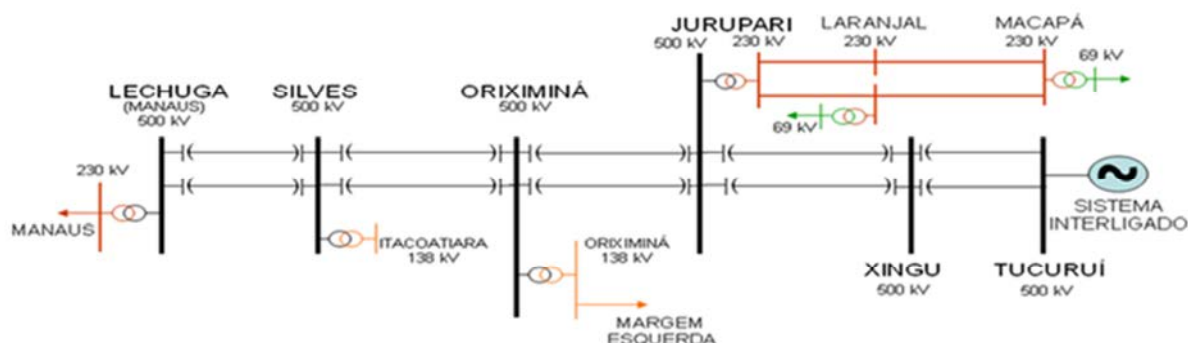
2.4 Interligações dos sistemas isolados ao SIN

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 já em operação desde julho de 2013 e previsão de entrada em operação do tronco em 230 kV entre Jurupari e Macapá em maio de 2014, 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 18.

Figura 18 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar

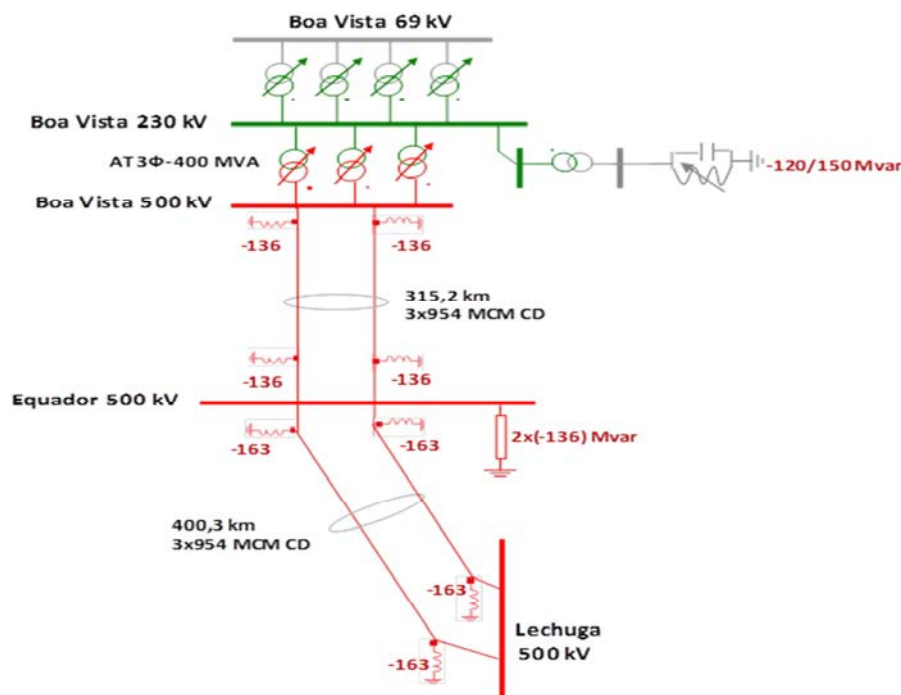


Fonte: EPE

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 19). 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 19 – 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.

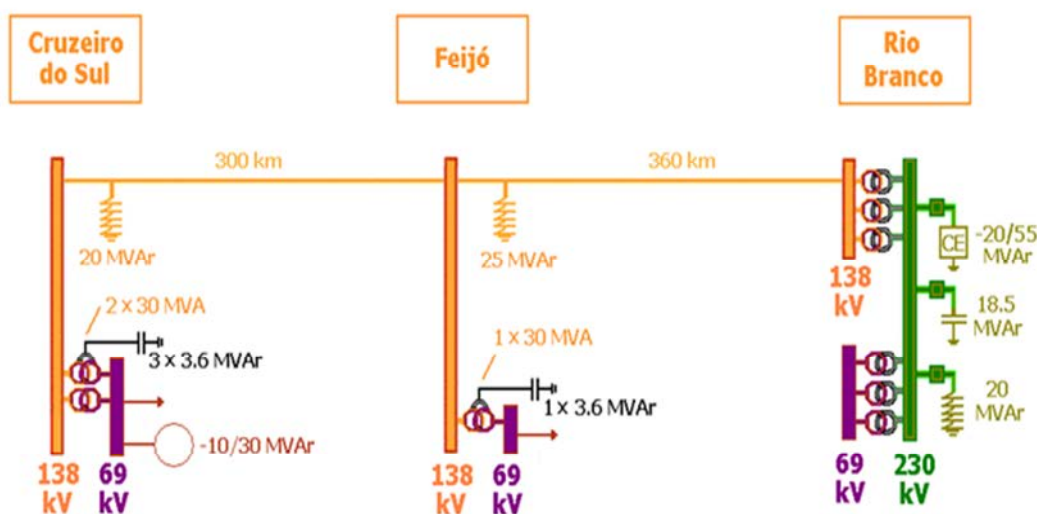
Cruzeiro do Sul, com 50.000 habitantes, é a cidade com o maior PIB de toda a região do Vale do Juruá, sendo o segundo maior de todo o Estado do Acre, atrás somente da capital, Rio Branco.

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 20 – 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 está 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 partirá 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 início de construção, visava, a princípio, a exportação de energia do Brasil para o Uruguai, condicionada à disponibilidade de unidades térmicas não despachadas ou de fontes hidrelétricas que apresentem energia vertida turbinável.

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 deste sistema é de 200 MW.

3. Sistemas de Transmissão Regionais

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 deste plano.

3.1 Região Norte

O sistema interligado de transmissão da região Norte atende aos estados do Pará, Maranhão, Tocantins, parte do estado do Amazonas e 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 12.000 km em 500 kV e 3.200 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 e CELTINS no Tocantins.

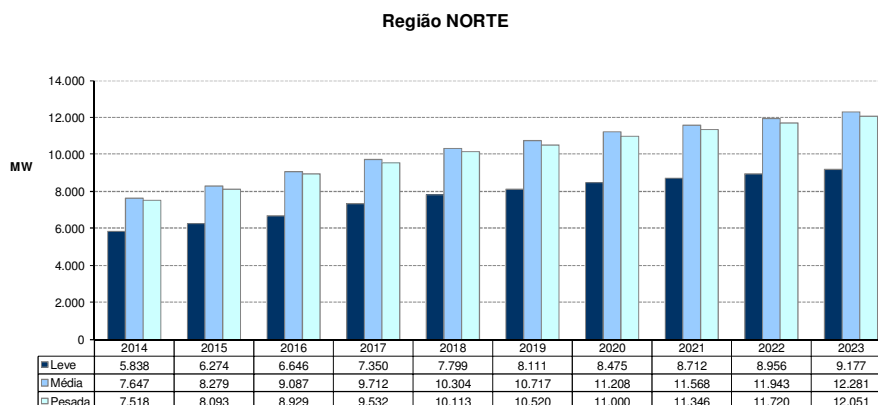
Desde maio de 2014, o estado do Amapá está conectado ao SIN. Já a partir de 2016, com a entrada em operação da Interligação Boa Vista – Manaus, o estado de Roraima também passará a ser suprido pelo SIN.

Geração Regional

O sistema interligado da região Norte, em dezembro de 2013, contava com uma capacidade instalada de cerca de 10.000 MW, sendo 96% de geração hidráulica e 4% de térmicas. A maior parte dos aproveitamentos hidráulicos está localizada no estado do Pará.

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 50 mostra a evolução da carga da região Norte, que no final do decênio corresponderá a cerca de 10% da carga do Brasil.

Gráfico 50 – 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, 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 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 2016.

Na região sudeste do Pará, conhecida pelo seu grande potencial de produção mineral e consequente 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.

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.

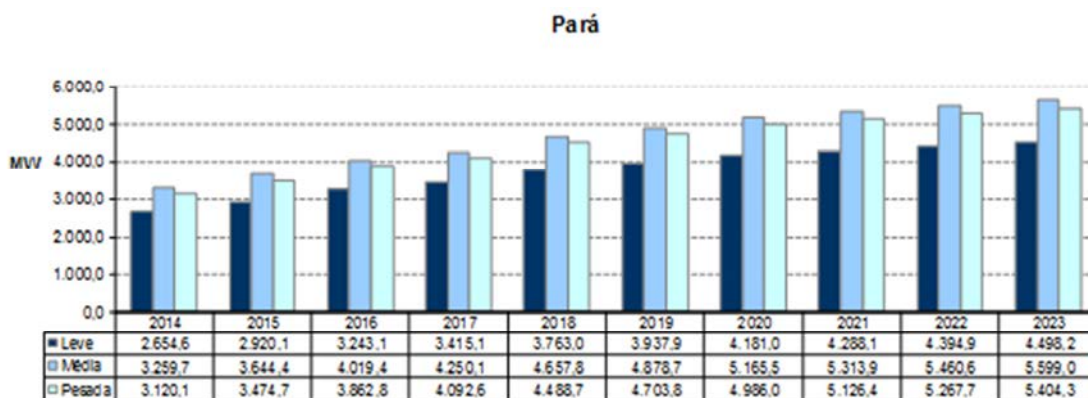
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Pará, na área atendida pelo SIN, tem uma capacidade de 8.866 MW, com 95,4% de geração hidráulica.

Carga local

Ainda no SIN, a evolução da carga do estado do Pará prevista para o ciclo de 2014-2023, referente aos três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 51. Pode-se observar que crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 6,3%.

Gráfico 51 – 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 50 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Pará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Itacaiúnas – Carajás , C3, 230 kV, 108 km	2014
LT Jurupari - Laranjal do Jari, CD, 230 kV, 105 km	2014
LT Utinga - Miramar, CD1 e CD2, 230 kV, 32 km (atualmente operando em 69 kV)	2014
LT Marituba – Castanhal, C1, 230 kV, 63 km	2016
LT Marituba - Utinga C3 e C4, 230 kV, 12 km	2016
LT Integradora – Xinguara, C2, 230 kV, 70 km	2016
LT Xingu – Altamira C1, 230 kV, 61 km	2016
LT Altamira – Transamazônica C2, 230 kV 188 km	2016
LT Transamazônica – Tapajós C1, 230 kV, 187 km	2016
LT Oriximiná – Juruti C1 e C2, 230 kV, 138 km	2016
LT Juruti – Parintins C1 e C2, 230 kV, 102 km	2016
LT Vila do Conde – Tomé-Açu C2, 230 kV, 120 km	2016
LT Vila do Conde – Marituba, C1, 500 kV, 61 km	2016

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Xingu – Parauapebas, C1 e C2, 500 kV, 410 km	2016
LT Parauapebas – Itacaiúnas, C1, 500 kV, 100 km	2016
LT Parauapebas – Miracema, C1 e C2, 500 kV, 400 km	2016
LT Parauapebas – Integradora, C1 e C2, 500 kV, 58 km	2016
LT Itacaiúnas - Colinas, C2, 500 kV, 304 km	2016
LT Tucuruí 2 – Itacaiúnas, C1	2016
LT Jurupari - Laranjal do Jari, CS, 230 kV, 105 km	2017
LT Xingu – Terminal-MG, bipolo 1, +/- 800 kV, CC, 2140 km	2018
LT Xingu – Terminal-RJ, bipolo 2, +/- 800 kV, CC, 2439 km	2020
LT Tucuruí 2 – Marituba, C1, 500 kV, 380 km	2020

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 2016, 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 – Terminal MG 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 Paragominas e Tomé-Açu.

Tabela 51 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Pará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Jurupari 500/230/69 kV	1º e 2º TR 230-69 kV – 2 x 30 MVA	2016
	3º TR 500/230 kV – 3 x 150 MVA	2017
SE Oriximiná 500/230 kV	1º e 2º TR 500-230 kV – (6+1) x 100 MVA	2016
	RL – 230 kV – 2 x 5 Mvar	2016
SE Carajás 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138 kV – 2 x 100 MVA	2014
SE Santa Maria 230/138 kV	3º TR 230-138 kV – 100 MVA	2014
SE Miramar 230/69 kV	1º, 2º e 3º TR 230-69 – 3 x 150 MVA	2014
SE Tucuruí 500/230/138/69 kV	1º e 2º AT 230/138 kV – 2 x 100 MVA	2014
	1º TR 230-69 kV – 100 MVA	2014
	2º TR 500-230 kV – 3 x 150 MVA	2016
	1º e 2º TR 230-69 – 2 x 200 MVA (substituindo os 4 TR de 33 MVA)	2015
SE Castanhal 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138 – 2 x 150 MVA	2016

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Onça Puma 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138 kV – 2 x 100 MVA	2016
SE Xinguara 230/138 kV	2º AT 230/138 – 13,8 kV – 150 MVA	2016
SE Tomé-Açu 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138 – 2 x 100 MVA	2016
	1º BC – 230 kV – 15 Mvar	2018
	2º BC – 230 kV – 15 Mvar	2019
	RB – 500 kV – 7 x 60 Mvar	2016
SE Parauapebas 500/138 kV	RL – 500 kV – 14 x 100 Mvar	2016
	2 CS – 500 kV – PAR-XIN – 639 Mvar	2016
	2 CS – 500 kV – PAR-MIR – 394 Mvar	2016
	1º e 2º AT 500/138-13,8 – 7 x 50 MVA	2017
SE Integradora 500/230 kV	1º e 2º AT 500/230 kV – 7 x 250 MVA	2016
SE Xingu 500/230 kV	RL – 500 kV – 7 x 100 Mvar	2016
	1º AT 500/230 kV – 4 x 100 MVA	2016
SE Colinas 500 kV	RL 500 kV – 4 x 45,33 Mvar, 1Ø	2016
SE Marituba 500/230/69 kV	1º AT 500/230 kV – 4 x 300 MVA	2016
	1º e 2º TR 230-69 kV – 2 x 200 MVA	2016
	RB – 500 kV – 4 x 45,33 Mvar	2016
	RL – 500 kV – 4 x 63,33 Mvar	2020
	2º AT 500/230 kV – 3 x 300 MVA	2023
SE Vila do Conde 500 kV	CS – 500 kV – TUC-VCD – 500 Mvar	2017
SE Tapajós 230/138 kV	CE (-75/150) Mvar	2016
	RL – 230 kV – 1 x 10 Mvar	2016
	1º e 2º AT 230/138 – 2 x 150 MVA	2016
	1º BC – 230 kV – 30 Mvar	2019
SE Rurópolis 230 kV	CE (-55/110) Mvar	2016
SE Oriximiná 230 kV	1º e 2º AT 500/230 kV – 7 x 100 MVA	2016
	RL – 230 kV – 2 x 5 Mvar	2016
SE Juruti 230 kV	1º e 2º AT 230/138 kV – 2 x 50 MVA	2016
	RL – 230 kV – 4 x 5 Mvar	2016
SE Transamazônica	Novo patio de 230 kV	2016
	RL – 230 kV – 1 x 30 Mvar	2016
	RL – 230 kV – 1 x 10 Mvar	2016
SE Itacaiúnas 500/230/138 kV	RL 500 kV – 4 x 45,33 Mvar, 1Ø	2016
	RL 500 kV – 4 x 84 Mvar, 1Ø	2016
	Capacitor Série 500 kV – 428 Mvar	2016
	Capacitor Série 500 kV – 285 Mvar	2016
	1º e 2º AT 230/138-13,8 kV – 2 x 225 MVA	2022
SE Altamira 230/69 kV	3º TR 230-69 – 60 MVA	2019
SE Guamá 230/69 kV	4º TR 230-69-13,8 kV – 150 MVA	2020
SE Miramar 230/69 kV	4º TR 230-69 kV – 150 MVA	2022
SE Utinga 230/69 kV	5º TR 230-69 kV – 150 MVA	2023

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.

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 2016.

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.

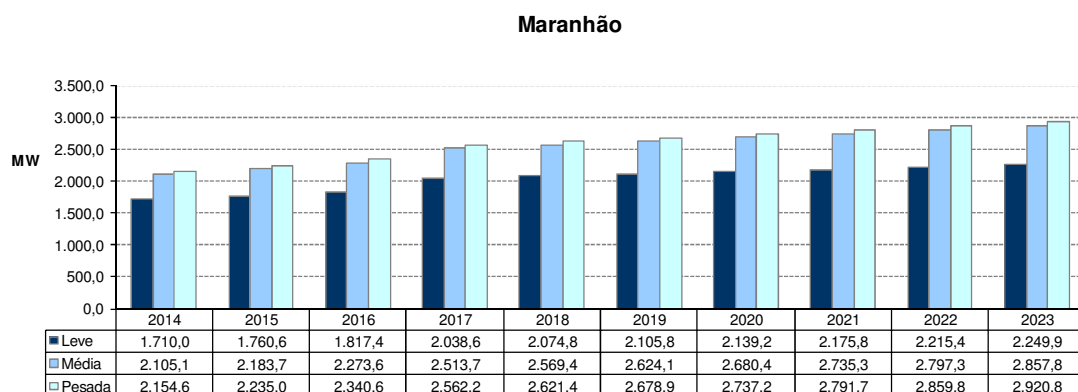
Geração local

Os principais empreendimentos de geração hidrelétrica atualmente em operação no estado do Maranhão são: UHE Boa Esperança (237 MW), na fronteira com o Piauí, e UHE Estreito (1087 MW), na fronteira com o Tocantins.

Carga local

A carga do estado do Maranhão prevista para o período 2014-2023, para os três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 52. Observa-se que a taxa média de crescimento anual da carga pesada é de cerca de 3,5%.

Gráfico 52 – 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 2014-2023 estão sumarizadas nas tabelas que se seguem.

Tabela 52 – Linhas de transmissão previstas – Rede Básica - Maranhão

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT São Luís II – São Luiz III, C2, 230 kV, 36 km	2014
LT Açailândia – Miranda II, C1, 500 kV, 386 km	2014
LT Coelho Neto – Chapadinha, C1, 230 kV, 78 km	2016
LT Miranda – Chapadinha, C1, 230 kV, 140 km	2016
LT Presidente Dutra – Teresina, C3, 500 kV, 210 km	2016
LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, 230 kV C2, 90 km	2016
LT Imperatriz – Porto Franco 230 kV, C2, 110 km	2016

Fonte: EPE

Tabela 53 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Maranhão

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE São Luís II 500/230/13,8 kV	2º CE – 230 kV – (-100 /+150) Mvar 4º AT – 500/230/13,8 kV – (3x200) MVA 2014
SE Açailândia 500 kV	RL – 4 x 75 Mvar 2014
SE Miranda II 500 kV	RL – 4 x 75 Mvar 2014
SE Coelho Neto 230 kV	BC – 1 x 15 Mvar 2016
SE Chapadinha 230 kV	RB – 1 x 15 Mvar 2016
SE Chapadinha 230/69 kV	1º e 2º TR – 230/69-13,8 kV – 2 x 100 MVA 2016
SE Balsas 230/69 kV	2º TR – 230/69 kV - 100 MVA 2016
SE Ribeiro Gonçalves 500/230 kV	2º AT – 500/230 kV – 3 x 100 MVA 2016
SE Presidente Dutra 500 kV	RL – 3 x 50 Mvar 2016
SE RPREDI 230/69 kV	1º e 2º TR 230/69 kV – 2 x 50 MVA 2017
SE Caxias	1º e 2º TR 230/69 kV – 2 x 100 MVA 2017
SE Porto Franco 230/138/69 kV	2º ATR – 230/138 kV - 100 MVA 3º TR – 230-69 kV - 33 MVA 2016 2020

Fonte: EPE

Com a instalação da Refinaria Premium I pela Petrobras no município de Bacabeira, distando cerca de 10 km da cidade de Rosário e 20 km da cidade de Santa Rita, e a instalação da SE RPREDI 230/69 em 2017, a CEMAR apresentou estudo para a solicitação de acesso nesta subestação, que foi aceito pelo ONS e EPE. Assim, as cargas da região de Perizes, hoje atendidas em 69 kV pela SE Miranda 230/69 kV, passarão a ser atendidas pela SE RPREDI 230/69, que seccionará a LT Miranda – São Luís II 230 kV, a 40 km da SE São Luís II.

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. Com o objetivo de 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.

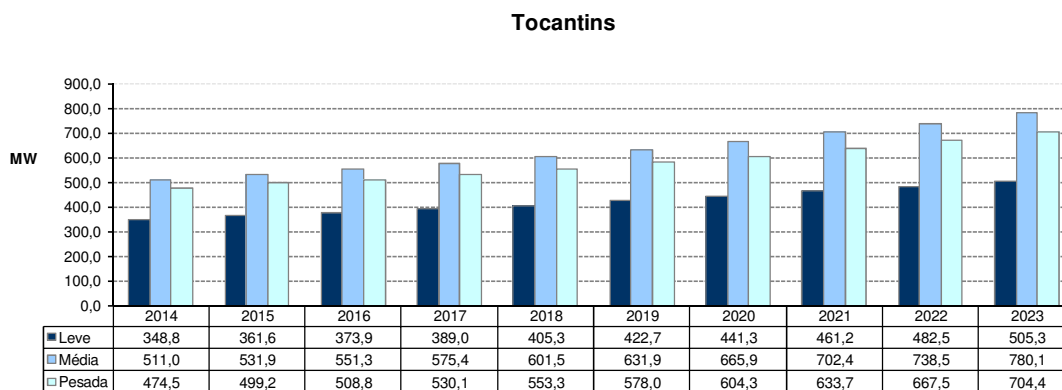
Geração local

Os principais empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Tocantins são: UHE Lajeado (902 MW), UHE Peixe (498 MW) e UHE São Salvador (243 MW), além da UHE Estreito (1087 MW), na fronteira com o Maranhão.

Carga local

A evolução da carga para estado do Tocantins prevista para o período de 2014 – 2023, para os três patamares (pesada, média e leve), é apresentada no Gráfico 53. Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 4,5%.

Gráfico 53 – 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 2014-2023 estão sumarizadas nas tabelas a seguir:

Tabela 54 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Tocantins

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Miracema – Gilbués, 500 kV, CD, 300 km	2014
LT Itacaiúnas - Colinas, C2, 500 kV, 304 km	2016
LT Imperatriz – Porto Franco 230 kV, C2, 110 km	2016
LT Lajeado – Palmas 230 kV, C1 e C2, 60 km	2016
LT Miracema – Lajeado 500 kV, C2, 30 km	2016

Fonte: EPE

Tabela 55 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Tocantins

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Lajeado 500/230 kV	2º AT – 500/230 KV – 3 x 320 MVA	2016
SE Palmas 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138 – 2 x 200 MVA	2016
SE Miracema 500/138 kV ⁽¹⁾	3º AT 500/138 kV – 3 x 60 MVA	2017
SE Porto Franco 230/69 kV	3º TR 230-69 kV – 33 MVA	2020
SE Colinas 500/138 kV ⁽²⁾	1º TR – 500-138-138,8 KV – (3 + 1) x 50 MVA	2021

Notas: (1) Esta obra poderá ser alterada em função do resultado do estudo de suprimento à Santana do Araguaia, que se encontra atualmente em andamento.

(2) Esta obra poderá ser alterada em função do resultado da reavaliação do estudo de suprimento à Araguaína, que deverá ser iniciado em breve.

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.

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

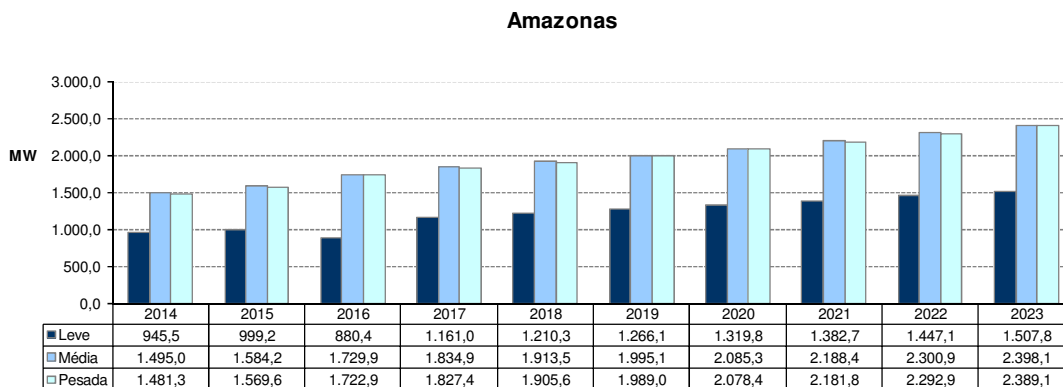
Foi recomendada a implantação da SE Parintins 230/138 kV e da LT 230 kV Juruti - Parintins, circuito duplo, visando o suprimento às cargas isoladas localizadas na margem direita do rio Amazonas.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Amazonas (capital e interior) é da ordem de 2.200 MW, com 88% de geração térmica.

Carga local

A evolução da carga para o estado do Amazonas, atendida pelo SIN é apresentada no Gráfico 54, para os três patamares (pesada, média e leve). Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 5,5%.

Gráfico 54 – 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 18 e apresentadas, junto com as demais obras previstas para o estado, nas tabelas a seguir.

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

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Jorge Teixeira – Lechuga, C3, 230 kV, 29 km	2014
LT Lechuga – Equador, CD, 500 kV, 400 km	2016
LT Juruti – Parintins, CD, 230 kV, 137 km	2016

Tabela 57 – Subestações previstas – Rede Básica – Amazonas

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Mauá III 230/138/13,8 kV	BC – 230 kV – 2 x 55 Mvar
	BC – 230 kV – 2 x 55 Mvar
	3º TR 230/138 kV – 150 MVA
	RL – 500 kV – 7x55 Mvar
SE Lechuga 500/230/13,8 kV	AT 500/230/13,8 kV- 3x200 MVA
	4º TR 230/138 kV – 150 MVA
	BC –230 kV - 1 x 55Mvar
	BC – 230 kV – 2 x 55 Mvar
	5º TR 230/138 kV – 150 MVA
	1º e 3º ATR 230/138 kV – 2 x 100 MVA
SE Parintins 230/138 kV	RB – 230 kV – 1 x 15 Mvar
	RL – 230 kV – 2 x 5 Mvar

Nota: (*) Esta obra poderá ser alterada em função do resultado da reavaliação do estudo de suprimimento à região metropolitana de Manaus, que se encontra atualmente em andamento.

3.1.5 Estado do Amapá

Sistema Elétrico

O sistema isolado que atende ao estado do Amapá perfaz 304 km de linhas em 138 kV e 195 km em 69 kV, contando com uma capacidade instalada de 372 MVA. O suprimento à capital do estado, Macapá, além dos municípios de Santana, Mazagão, Porto Grande, Ferreira Gomes, Serra do Navio, Água Branca do Amapari, Cutias, Itaubal do Pírim, Tartarugalzinho, Amapá, Calçoene e a localidade de Pracuúba, é hoje realizado por energia gerada pela Eletrobras Eletronorte, de natureza hidrotérmica. A UHE Coaracy Nunes interliga-se com a SE Santana por meio de duas linhas de transmissão em 138 kV, circuito simples, de onde derivam linhas de transmissão em 69 kV para as subestações Santa Rita, Macapá II e Equatorial, responsáveis pelo atendimento da capital do Estado, e em 138 kV para a SE Portuária, de onde é distribuída pela CEA. O sistema elétrico do Amapá será interligado ao SIN a partir de 2014, sendo o sistema de distribuição do estado 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.

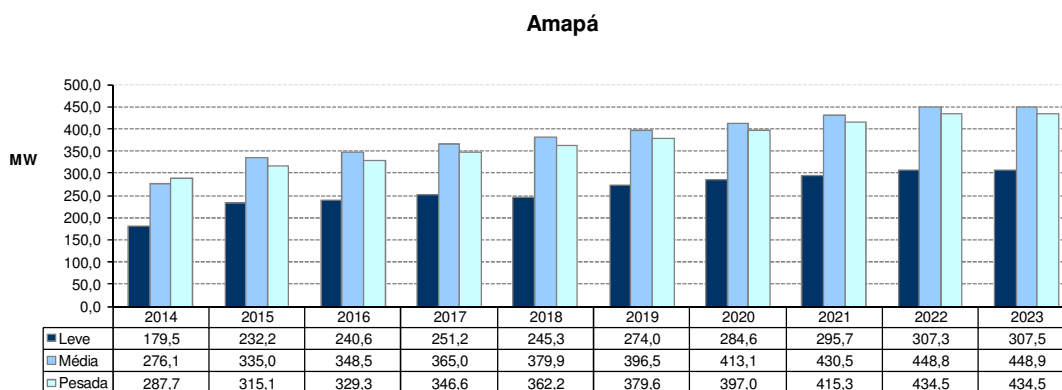
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Amapá é de cerca de 300 MW, com 74,0% de geração térmica. A partir da entrada das usinas hidrelétricas de Santo Antônio Do Jari, Ferreira Gomes e Cachoeira Caldeirão o estado passará a ser exportador de energia para o SIN.

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, em 2014, para os três patamares (pesada, média e leve), é apresentada Gráfico 55. Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 4,7%.

Gráfico 55 – Evolução da carga do Estado do Amapá



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras previstas referentes à Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus ilustradas na Figura 18 e a expansão entre Jurupari e Laranjal do Jari são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 58 – Linhas de transmissão previstas - Rede Básica – Amapá

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Jurupari - Laranjal do Jari, CD, 230 kV, 105 km	2014
LT Laranjal do Jari - Macapá, CD, 230 kV, 244 km	2014
LT Jurupari - Laranjal do Jari, CS, 230 kV, 105 km	2017

Tabela 59 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Amapá

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Laranjal do Jari 230/69/13,8 kV	AT 230/69/13,8 kV- 2x100 MVA 2014
	RL – 230 kV – 3x25,0 Mvar 2014
SE Macapá 230/69/13,8 kV	AT 230/69/13,8 kV- 3x150 MVA 2014
	CE – 230 kV- 100/-100 MVar 2014
	BC –230 kV – 2 x 30 MVA – manobrado p/ CE; 2014
	RL – 230 kV – 3x25,0 MVar 2014

3.1.6 Estado de Roraima

Atualmente, o suprimento elétrico à Boa Vista 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.

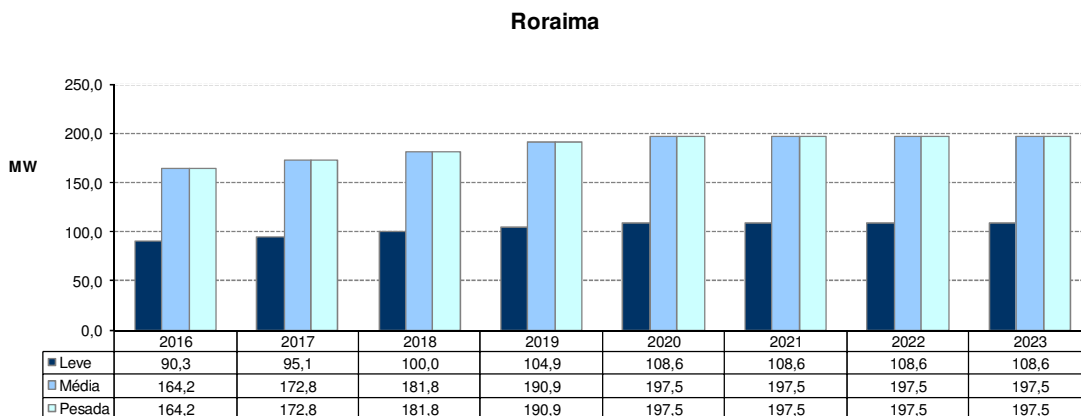
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Roraima é de 123 MW, com 96% de geração térmica.

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 56. O crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 2,7%.

Gráfico 56 – 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 19 e apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 60 – Linhas de transmissão previstas – Roraima - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Equador – Boa Vista , CD, 230 kV, 315 km	2016

Tabela 61 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Roraima

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
TR 500-69 kV- 1x100 MVA	2016
SE Equador 500/69 kV	RL – 500 kV (6 + 1) x 55 Mvar
	RL – 500 kV (6 + 1) x 45,5 Mvar
	RB – 500 kV (6 + 1) x 45,5 Mvar
	AT 500/230-13,8 kV – 2 x 400 MVA
SE Boa Vista 500/230 kV	RL – 500 kV (6 + 1) x 45,5 Mvar
	CE 230 kV (-120/150) Mvar

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 Pará

- Estudo de suprimento à Santana do Araguaia.

Estado do Maranhão

- Reavaliação do suprimento à região metropolitana de São Luís considerando as informações atualizadas de mercado, geração e topologia;

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

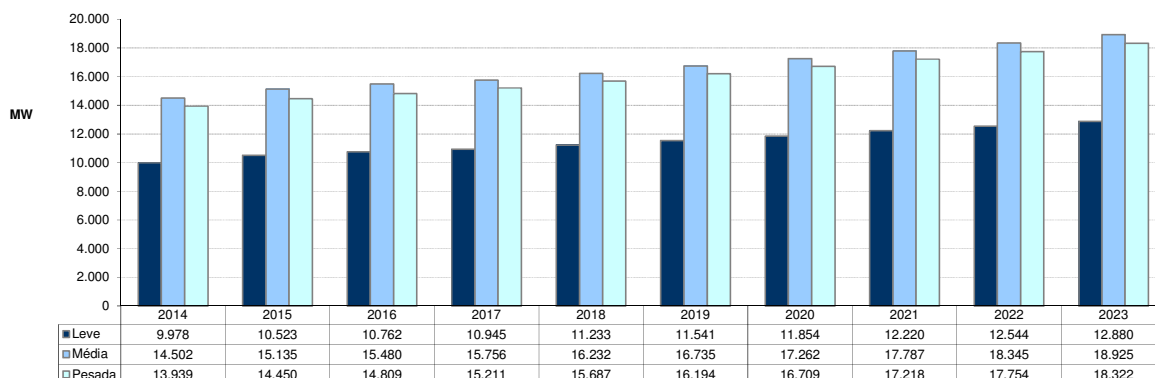
O sistema de transmissão da região Nordeste atende aos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Esse sistema é suprido em parte pela energia gerada na própria região, complementado pela energia importada das regiões Sudeste/Centro-Oeste através da Interligação 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 2013, contava com uma capacidade instalada da ordem de 17.500 MW, sendo 10.900 MW em usinas hidráulicas, 4.500 MW em térmicas e 2.000 MW em eólicas. A maior parte dos aproveitamentos hidráulicos está localizada nos estados da Bahia e Alagoas.

Carga Regional

Os maiores centros de consumo da região Nordeste estão localizados na Bahia, Pernambuco e Ceará. O Gráfico 57 mostra a evolução da carga da região Nordeste. A evolução da carga na região apresentou um crescimento de 30% no decênio 2014-2023, com uma participação de cerca de 15% no total do Brasil.

Gráfico 57 – 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 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 - Fortaleza II C1 e C2 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) 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.

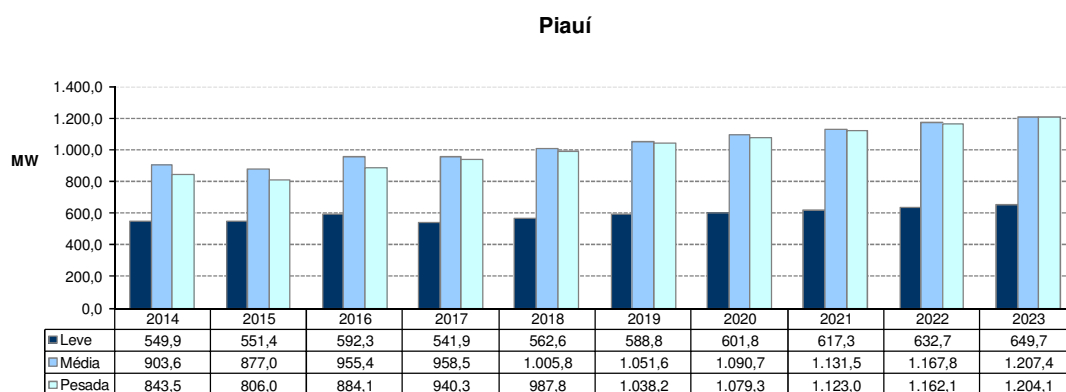
Geração local

O total de geração hidrelétrica atualmente em operação no estado do Piauí é da ordem de 237 MW, referentes à UHE Boa Esperança, localizada na fronteira com o Maranhão.

Carga local

A carga do estado do Piauí prevista para o período 2014-2023 apresenta um crescimento médio anual da carga pesada ordem de 4,1%. A evolução da carga do Estado, que representa cerca de 6% do total da região Nordeste, é apresentada no Gráfico 58.

Gráfico 58 – 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 2014-2023 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 62 – Programa de obras – linhas de transmissão - Piauí

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Teresina II – Teresina III, CD (C1 e C2), 22 km	2014
Seccionamento da LT 230 kV Sobral II - Piripiri (C1) - 22 km, (nova SE Ibiapina II)	2014
LT 500 kV P. Dutra – Teresina II, CS (C3), 210 km	2016
LT 500 kV Teresina II – Sobral III, CS (C3), 334 km	2016
LT 500 kV Miracema – Gilbues II, CS (C1), 410 km	2016
LT 500 kV Miracema – Gilbues II, CS (C2), 410 km	2016
LT 500 kV Gilbués II – Barreiras, CS (C1), 289 km	2016
LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí, CS (C1), 394 km	2016
LT 500 kV São João do Piauí – Milagres, CS (C2), 400 km	2016
LT 230 kV Gilbués II – Bom Jesus II, CS (C1), 142 km	2016
LT 230 kV Bom Jesus II – Eliseu Martins, CS (C1), 145 km	2016
LT 500 kV Ibiapina II – Sobral III, CS (C1), 110 km	2016
LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II, CS (C1), 356 km	2018
LT 230 kV São João do Piauí – Picos, CS (C2), 168 km	2020
LT 230 kV Teresina – Piripiri, CS (C2), 155 km	2021
LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri, CS (C2), 86 km	2021

Fonte: EPE

Tabela 63 – Programa de obras – subestações - Piauí

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE São João do Piauí	3º TR 230/69 kV – (1x50) MVA	2014
	2º TR 500/230 kV – (3x100) MVA	2019
SE Teresina II	3º AT 500/230 kV - (3x100) MVA	2014
	1º e 2º TR 230/69 kV – (2x150) MVA	2017
	4º TR 500/230 kV – (3x100) MVA	2021
SE Teresina III	1º e 2º TR 230/69 kV – (2x200) MVA	2014
	3º TR 230/69 kV – (1x200) MVA	2017
SE Piripiri	Substituição de 2º e 3º TR 230/69 kV de 33 MVA por dois TR – (2x50) MVA	2014
	4º TR 230/69 kV de 50 MVA– (1x50) MVA	2018
	3º TR 230/138 kV – (1x55) MVA	2014
SE Boa Esperança II	1º e 2º TR 230/69 kV – (2 x 100) MVA	2017
SE Gilbués II	1º TR 500/230 kV – 250 MVA	2016
	1º e 2º TR 230/69 kV – (2 x 50) MVA	2016
	3º RB 500 kV – (3x66,6) Mvar	2018
	RL 500 kV – ((3+1)x70) Mvar – Ref. LT Gilbués II – Gentio do Ouro II	2018
SE Bom Jesus II	1º e 2º TR 230/69 kV– (2 x 50) MVA	2016
SE Eliseu Martins	Compensador Estático de Reativos 230 kV (-20/+30 Mvar)	2016
SE Ribeiro Gonçalves	2º TR 500/230 kV – (1 x 300) MVA	2016

Fonte: EPE

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 - 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 e Banabuiú). 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 Piripiri, 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 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 de COELCE.

Com a recomendação de construção do segundo e terceiro circuitos entre a subestação Russas II e Banabuiú será possível escoar a potência advinda das usinas eólicas vencedoras nos últimos leilões de energia localizadas na região de Aracati.

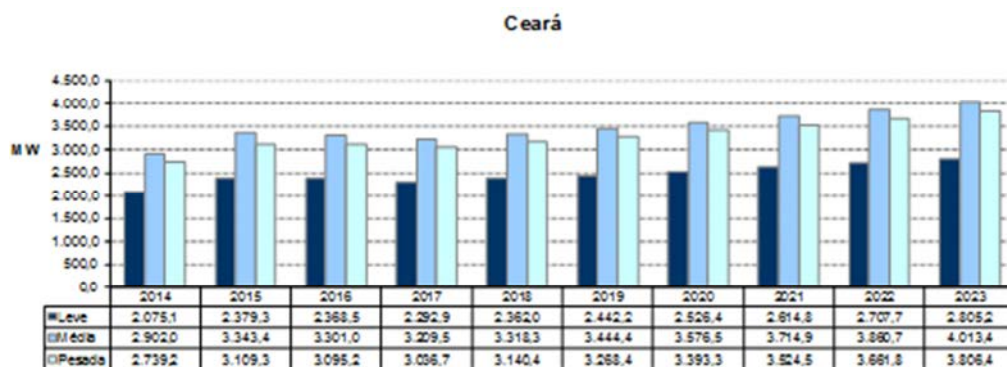
Para o adequado escoamento da potência gerada pelas usinas eólicas localizadas no litoral norte do estado vencedoras nos últimos leilões de energia, foi recomendado um setor em 500 kV na subestação de Ibiapina II e a construção de um circuito simples entre as subestações Sobral III e Ibiapina II 500 kV, previstos para 2016.

Geração local

Do total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Ceará 32% correspondem a usinas eólicas.

Carga local

A carga do estado do Ceará prevista para o período 2014-2023 representa, em média, 20% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 3,8%. O Gráfico 59 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 59 – 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 2014-2023 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 64 – Programa de obras – linhas de transmissão – Rede Básica - Ceará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II, CS (C2) - 177 km	2014
LT 230 kV Banabuiú - Russas II, CS (C2) - 110 km	2014
Seccionamento da LT 230 kV Sobral II - Piripiri (C1) - 22 km, (nova SE Ibiapina II)	2014
LT 230 kV Acaraú II – Sobral III C2, 97 km, CS (C2)	2014
Seccionamento da LT 230 kV Fortaleza-Banabuiú, CS (C1) – 40 km, (nova SE Aquiraz)	2015
Seccionamento da LT 230 kV Fortaleza-Banabuiú, CS (C2) – 40 km, (nova SE Aquiraz)	2015
LT 500 kV Milagres II - Açú III, CS (C1) - 286 km (Nova SE Açú III)	2016
Seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Milagres, CS (C1) - 4 km (Nova SE Milagres II)	2016
Seccionamento da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres, CS (C1) - 4 km (Nova SE Milagres II)	2016
LT 500 kV Sobral III - Teresina II (C3) - 334 km	2016
LT 500 kV São João do Piauí - Milagres II (C2) - 400 km	2016
LT 500 kV Luiz Gonzaga - Milagres II (C2) - 230 km	2016
Seccionamento da LT 230 kV Fortaleza-Cauípe (C1) – 1 km, (nova SE Maracanaú)	2016
LT 230 kV Banabuiú – Russas II CS (C3) - 110 km	2016
LT 230 kV Aracati III – Russas II CD (C1 e C2) - 62 km	2016
LT 500 kV Ibiapina II – Sobral III CS (C1) - 110 km	2016
LT 500 kV Quixada - Açú III CS (C1) - 250 km	2018
LT 230 kV Ibiapina II – Sobral III CS (C1) - 110 km	2021
LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri CS (C2) - 86 km	2021

Tabela 65 – Programa de obras – subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Ceará

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Cauípe	3º TR 230/69 kV – (1x100) MVA	2014
SE Ibiapina II	1º e 2º TR 230/69 kV (2x100 MVA)	2014
SE Tauá II	2º TR 230/69 kV – (1x100) MVA	2014

	CE 230 kV - (-45/90) Mvar	2014
SE Acaraú II	1º e 2º TR 230/69 kV – (2x100) MVA	2014
SE Russas	3º TR 230/69 kV – (1x100) MVA	2014
SE Banabuiú	4º TR 230/69 kV- 100 MVA	2015
SE Milagres	3º ATR 500/230 kV – (3x200) MVA	2015
	RB 500 kV – 180 Mvar	2015
	RB 500 kV – 150 Mvar	2014
SE Sobral III	CE 500 kV - (-150/250) Mvar	2016
	3º ATR (1x600) MVA	2018
SE Aracati III	1º e 2º TR 230/138 kV (2x150 MVA)	2016
SE Milagres II	Nova subestação 500 kV	2016
SE Quixadá	RB 500 kV – 180 Mvar	2016
SE Ibiapina II	1º ATR 500/230 kV (3x150) MVA	2016
SE Maracanaú II	1º, 2º e 3º TR 230/69 kV – (3x150) MVA	2016
	4º TR 230/69 kV – (1x150) MVA	2022
SE Banabuiú	RB 230 kV - 20 Mvar	2016
SE Russas II	RB 230 kV - 20 Mvar	2016
SE Aquiraz	4º TR 230/69 kV – (1x100) MVA	2016
SE Milagres	4º TR 230/69 kV – (1x100) MVA	2020

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 Banabuiú (LT Banabuiú – Russas - Mossoró e Banabuiú - Mossoró C1), localizada no estado do Ceará. Os demais são responsáveis pela principal interligação com o estado da Paraíba (LT Campina Grande II - Natal C1, C2, C3, C4), sendo dois expressos e dois seccionados na SE Paraíso a 98 km da SE Natal II. Cabe destacar a existência de uma interligação em 230 kV entre as subestações de Mossoró, Açu e Paraíso, além de um sistema de 138 kV entre as subestações de Açu e Campina Grande II (PB), passando pelas subestações de Currais Novos, Santana dos Matos e Santa Cruz. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da COSERN.

Devido o elevado montante de energia eólica na região nordeste do estado, recomendou-se a implantação de uma nova subestação 500 kV na área metropolitana de Natal (SE João Câmara III), além da subestação coletora SE 230 kV João Câmara II, prevista para ser implantada em 2014.

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 500 kV: Campina Grande III – Ceará Mirim II (C1) e Ceará Mirim II – João Câmara III (C1).

Visando o adequado escoamento da potência gerada pelas usinas eólicas na região norte do estado, vencedoras no leilão A-3 de 2011, foi licitada a LT 500 kV Milagres II – Açu III, prevista para entrar em operação no ano 2016.

Para o escoamento da energia elétrica proveniente dos futuros empreendimentos eólicos do estado do Rio Grande do Norte, destaca-se a recomendação de implantação das linhas de transmissão 500 kV: João Câmara III – Açu III (C1), Açu III – Quixadá (C1) e Ceará Mirim II – João Câmara III (C2),

Geração local

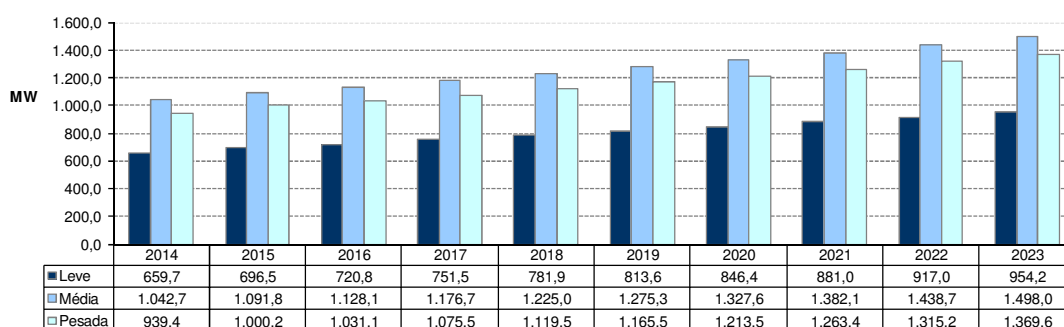
Em termos de geração de energia elétrica, o Rio Grande do Norte, cerca de 60% da capacidade instalada no Estado é referente às usinas eólicas

Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Norte prevista para o período 2014-2023 representa cerca de 7% 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 do Rio Grande do Norte

Rio Grande do Norte



Fonte: EPE

Programa de Obras

Os empreendimentos mais importantes para o período 2014-2023 na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira descritos anteriormente estão sumarizados nas tabelas a seguir.

Tabela 66 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio Grande do Norte

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II, CS (C2) - 177 km	2014
LT 230 kV Extremoz - João Câmara II, CS (C1) - 82 km (Nova SE João Câmara II)	2014
LT 230 kV Paraíso - Açu II, CS (C3) - 123 km	2014
LT 230 kV Mossoró II - Açu II, CS (C2) - 69 km	2014
LT 230 kV Paraíso – Lagoa Nova, CS (C1) - 65 km	2014
LT 230 kV Mossoró II - Mossoró IV, CS (C1) - 40 km	2015
Seccionamento da LT 230 kV Extremoz – João Câmara II, CS (C1) - 12 km, (Nova SE Ceará Mirim II)	2015
LT 230 kV Currais Novos II - Lagoa Nova, CD (C1 e C2) - 25 km	2015
LT 230 kV Ceará Mirim II – Touros, CS (C1) - 56 km (Nova SE Touros)	2015
LT 230 kV Extremoz - Ceará Mirim II, CS (C1) - 26 km	2015
LT 500 kV Ceará Mirim II - Campina Grande III, CS (C1) - 201 km	2015

LT 500 kV Ceará Mirim II - Campina Grande III, CS (C2) - 196 km	2015
LT 500 kV Ceará Mirim II - João Câmara III, CS (C1) - 64 km (Nova SE João Câmara III)	2015
LT 230 kV Currais Novos II – Lagoa Nova II, CD (C1 e C2) – 25 km (Nova SE Currais Novos II)	2015
Seccionamento da LT 230 kV Açú II – Lagoa Nova (C1) - 26 km, (Nova SE Açú III)	2016
Seccionamento da LT 230 kV Mossoró II - Açú II (C1) - 5 km, (Nova SE Açú III)	2016
Seccionamento da LT 230 kV Mossoró II - Açú II (C2) - 2 km, (Nova SE Açú III)	2016
LT 500 kV Milagres II - Açú III, CS (C1) - 286 km (Nova SE Açú III)	2016
LT 500 kV Quixadá - Açú III CS (C1) - 250 km	2018
LT 500 kV Açú III - João Câmara III, CS (C1) - 131 km	2018
LT 500 kV Ceará Mirim II - João Câmara III, CS (C2) - 64 km	2018
LT 230 kV Ceará Mirim II – João Câmara II, CS (C2) – 68 km	2018
LT 230 kV União dos Ventos - João Câmara II, CS (C2) – 26 km	2018
LT 230 kV Ceará Mirim II – Touros, CS (C2) – 56 km	2021
LT 230 kV Ceará Mirim II – Extremoz II, CS (C3) – 26 km	2021

Tabela 67 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Rio Grande do Norte

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE João Câmara II	2 TR 230/69 kV - (2x180) MVA
	1 TR 230/69 kV - (1x180) MVA
SE Lagoa Nova II	2 TR 230/69 kV – (2x150) MVA
SE Touros	1 TR 230/69 kV – (1x150) MVA
	RB 500 kV – 150 Mvar
SE Açú III	1º ATR 500/230 kV – (3x300) MVA
	RB 500 kV – 150 Mvar
	2º ATR 500/230 kV – (3x300) MVA
SE Mossoró II	RB 230 kV – 20 Mvar
SE Mossoró IV	1 TR 230/69 kV – (1x100) MVA
	RB 500 kV – 133 Mvar
SE Ceará Mirim	1º e 2º ATR 500/230 kV ((6+1)x150) MVA
	CE 230 KV (-75/150) Mvar
SE João Câmara III	BC 138 kV – 50 Mvar
	1º, 2º e 3º ATR 500/138 kV ((3+1)x150) MVA
	RB 500 kV – 150 Mvar
SE Currais Novos II	2 TR 230/69 kV – (2x100) MVA

3.2.4 Estado da Paraíba

Sistema Elétrico

O suprimento ao estado da Paraíba é realizado por meio das subestações de Mussurê, Campina Grande II, Coremas, Goianinha e Santa Cruz, sendo as duas últimas localizadas nos estados de Pernambuco e Rio Grande do Norte, respectivamente. 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 partem, atualmente, quatro circuitos em 230 kV para alimentar a subestação de Natal, no estado do Rio Grande do Norte. A subestação de Mussurê, 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. A integração dessa malha de transmissão com o sistema de distribuição da Energisa PB e, que atende ao estado da Paraíba, é feita através das subestações 230/69 kV de Mussurê, Coremas, Campina Grande II e Goianinha (PE), além das subestações 138/69 kV Santa Cruz (RN) e Santa Rita. Ressalta-se também a existência de duas linhas de transmissão de 138 kV ligando as subestações de Campina Grande e Santa Cruz, no estado do Rio Grande do Norte.

A solução recomendada para integração dos empreendimentos de geração eólica localizados no estado do Rio Grande do Norte contempla a implantação do eixo 500 kV Garanhuns – Campina Grande III – Ceará Mirim II, incluindo a nova subestação Campina Grande III 500/230 kV.

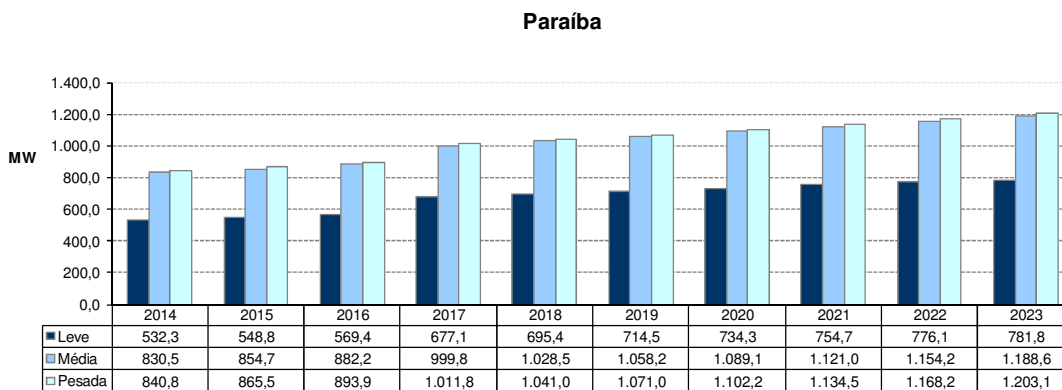
Geração local

Os empreendimentos de geração atualmente em operação no estado da Paraíba perfazem um total de cerca de 600 MW de capacidade instalada.

Carga local

A carga do estado da Paraíba prevista para o período 2014-2023 representa, em média, cerca de 6% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 4 %. O Gráfico 61 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 61 – 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 2014-2023 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 68 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Paraíba

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Garanhuns - Campina Grande III, CS (C1) - 190 km (Nova SE Campina Grande III)	2014
LT 500 kV Ceará Mirim II - Campina Grande III, CS (C1) - 201 km (Nova SE Campina Grande III)	2015
LT 500 kV Ceará Mirim II - Campina Grande III, CS (C2) - 196 km (Nova SE Campina Grande III)	2015
Seccionamento da LT 230 kV Campina Grande II - Extremoz II - (C1) - 13 km (Nova SE Campina Grande III)	2015
Seccionamento da LT 230 kV Campina Grande II - Extremoz II - (C2) - 13 km (Nova SE Campina Grande III)	2015
LT 230 kV Campina Grande II - Campina Grande III, CS (C1) - 8 km	2015
LT 230 kV Pau Ferro - Santa Rita II, CS (C1) - 96 km (Nova SE Santa Rita II)	2015
LT 500 kV Campina Grande III - Pau Ferro CS (C1) - 127 km	2018

Fonte: EPE

Tabela 69 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Paraíba

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Santa Rita II	3º TR 230/69 kV – (1x150) MVA 2015
SE Campina Grande III	RB 500 kV – 150 Mvar 2015
	2 ATR 500/230 kV – (6x200) MVA 2015

Fonte: EPE

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 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. 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, Mirueira, Pau Ferro e Bongü. 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 - Mussurê 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 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, localizada no Ceará.

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.

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.

O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da CELPE.

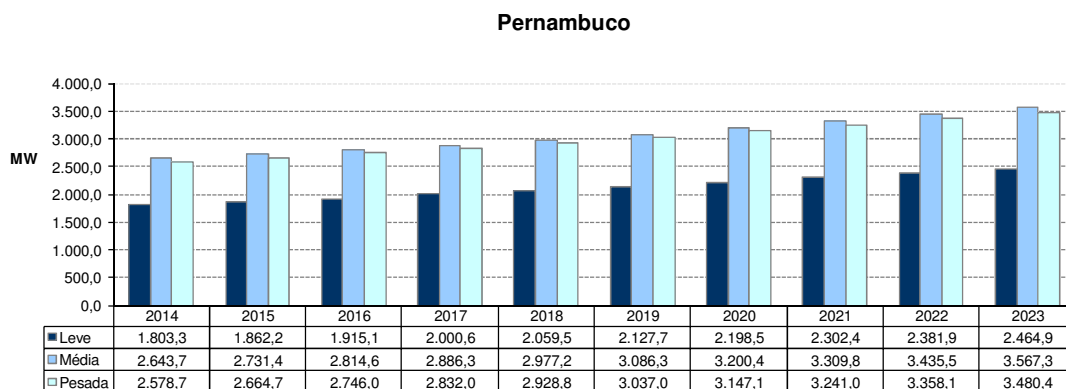
Geração local

Os empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Pernambuco contemplam a UHE Luiz Gonzaga (1.479 MW), localizada na fronteira com a Bahia, e usinas termelétricas que totalizam cerca de 1.600 MW.

Carga local

A carga do Estado de Pernambuco prevista para o período 2014-2023 representa, em média, cerca de 19% 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 Pernambuco



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2014-2023 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 70 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Pernambuco

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Luiz Gonzaga – Garanhuns II, CS (C2) - 224 km	2014
Seccionamento da LT 500 kV Luiz Gonzaga - Angelim II - 1,4 km (Nova SE Garanhuns II)	2014
LT 500 kV Garanhuns II - Campina Grande III, CS (C1) - 190 km (Nova SE Campina Grande III)	2014

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Pau Ferro – Garanhuns II, CS (C1) - 239 km	2014
Seccionamento da LT 500 kV Recife II - Angelim II - 166 km - CD (Nova Setor de 500 kV SE Pau Ferro)	2014
LT 500 kV Recife II - Suape II, CS (C2) - 45 km	2014
Seccionamento da LT 230 kV Recife II - Pirapama II, CS (C1) - 28 km (Nova SE Jaboatão II)	2014
LT 230 kV Mirueira II – Pau Ferro, CS (C2) – 8 km (trecho entre Pau Ferro e derivação Mirueira)	2014
LT 230 kV Pau Ferro – Goianinha, CS (C2) - 8 km (trecho entre Pau Ferro e derivação Mirueira)	2014
Seccionamento da LT 230 kV Paulo Afonso III - Angelim, CS (C1) 1,4 km (Nova SE Garanhuns II)	2014
Seccionamento da LT 230 kV Paulo Afonso III – Angelim, CS (C2) 1,4 km (Nova SE Garanhuns II)	2014
Seccionamento da LT 230 kV Paulo Afonso III – Angelim CS, (C3) 1,4 km (Nova SE Garanhuns II)	2014
LT 230 kV Garanhuns II – Angelim, CS (C5) - 13 km	2014
LT 230 kV Pau Ferro - Mirueira II, CS (C1) - 0,25 km (Nova SE Mirueira II) - Desvio da LT existente Pau Ferro - Mirueira I	2014
LT 230 kV Pau Ferro - Santa Rita II, CS (C1) - 97 km (Nova SE Santa Rita II)	2015
Seccionamento da LT 230 kV Recife II –Angelim, CS (C2) 0,4 km, (Conectando-se na SE Ribeirão)	2015
LT 230 kV Caetés II – Arcoverde II, CS (C1) – 56 km (nova SE Arcoverde II)	2017
LT 230 kV Garanhuns II – Arcoverde II, CS (C1) – 93 km (nova SE Arcoverde II)	2017
LT 500 kV Garanhuns II – Messias, CS (C1) – 90 km	2021
LT 500 kV Campina Grande III - Pau Ferro, CS (C1) - 127 km	2018

Tabela 71 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Pernambuco

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Suape II	2º ATR 500/230 kV – (3x200) MVA	2014
SE Suape III	3º TR 230/69 kV – (1x100) MVA	2014
SE Garanhuns II	1º ATR 500/230 kV – ((3+1)x200) MVA	2014
	1º RB 500 kV – 150 Mvar	2014
	2º RB 500 kV – 150 Mvar	2021
	1º e 2º TR 230/69 kV – (2x100) MVA	2022
SE Pau Ferro	1º e 2º ATR 500/230 kV – (6x250) MVA	2014
SE Mirueira II	1º e 2º TR 230/69 kV – (2x150) MVA	2014
SE Jaboatão II	1º e 2º TR 130/69 kV – (2x150) MVA	2015
SE Arcoverde II	1º e 2º TR 230/69 kV – (2x100) MVA	2017

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 à 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. A interligação com o estado de Sergipe ocorre através da LT 230 kV Jardim – Penedo.

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 à 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.

O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de Eletrobras Distribuição Alagoas.

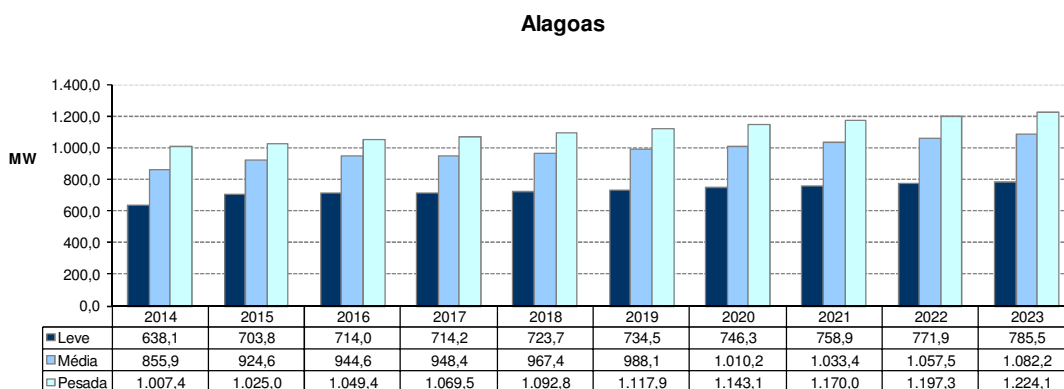
Geração local

Os empreendimentos de geração hidráulica atualmente em operação no estado de Alagoas compreendem as usinas de Apolônio Sales e Paulo Afonso na fronteira com a Bahia e a usina de Xingó, na fronteira com Sergipe.

Carga local

A carga do estado de Alagoas prevista para o período 2014-2023 representa, em média, cerca de 7% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 2,0%. O Gráfico 63 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 63 – Evolução da carga do Estado de Alagoas



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes no estado para o período 2014-2023 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 72 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Alagoas

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Messias – Maceió II, CD (C1 e C2), 20 km	2014
LT 230 kV N. S. Socorro – Penedo, CS (C2), 110 km	2017
LT 500 kV Garanhuns II – Messias, CS (C1) – 90 km	2021

Fonte: EPE

Tabela 73 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Alagoas

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Maceió II	1º e 2º TR 230/69 kV – (1 x 200) MVA	2014
SE Arapiraca III	2º TR 230/69 kV – (1 x100) MVA	2017
	3º TR 230/69 kV – (1 x100) MVA	2019
SE Messias	3º ATR 500/230 kV – (3 x 200) MVA	2021

Fonte: EPE

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 e Jardim - Camaçari 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 à 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 2014, 2017, 2017 e 2018.

Geração local

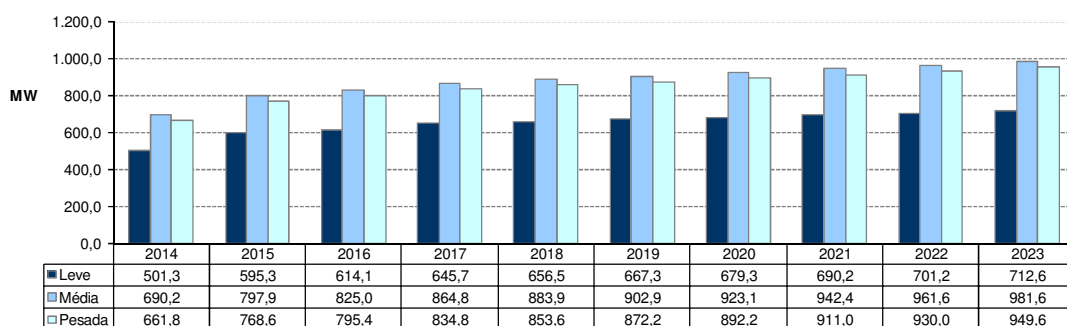
O total de geração hidráulica atualmente em operação no estado de Sergipe refere-se à UHE Xingó (3162 MW), localizada na fronteira com Alagoas.

Carga local

A carga do estado de Sergipe prevista para o período 2014-2023 representa, em média, cerca de 5% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 4,0%. O Gráfico 64 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 64 – Evolução da carga do Estado de Sergipe

Sergipe



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras visualizadas para o período 2014-2023, correspondentes a ampliações das capacidades de transformação das subestações supridoras existentes, estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 74 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Sergipe

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Jardim – Penedo, CS (C1), 110 km	2014
LT 230 kV Sec. Jardim/Penedo - N. S. do Socorro e LT Jardim/FAFEN, CD, 5 km	2014
LT 230 kV Jardim- N. S. do Socorro, CD (C1 e C2), 1,3 km	2014
LT 230 kV N. S. Socorro – Penedo, CS (C2), 110 km	2017
LT 500 kV Xingó – Jardim, CS (C2), 160 km	2018

Fonte: EPE

Tabela 75 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Sergipe

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Itabaiana	3º TR 230/69 kV – (1x100) MVA	2014
SE N. S. do Socorro	1º e 2º TR 230/69 kV - (2 x 150) MVA	2014
	3º TR 230/69 kV – (1x150) MVA	2020
SE Itabaianinha	2º TR 230/69 kV – (1x100) MVA (substituição do TR existente de 33 MVA)	2015
	3º TR 230/69 kV – (1x100) MVA	2015
	1º BC 230 kV - 50 Mvar	2017
SE Jardim	3º ATR 500/230 kV – (3x200) MVA	2017

Fonte: EPE

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 (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 – Olindina - Camaçari, Luiz Gonzaga – Olindina - Camaçari, Xingó – Jardim - Camaçari, 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 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 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 de 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.

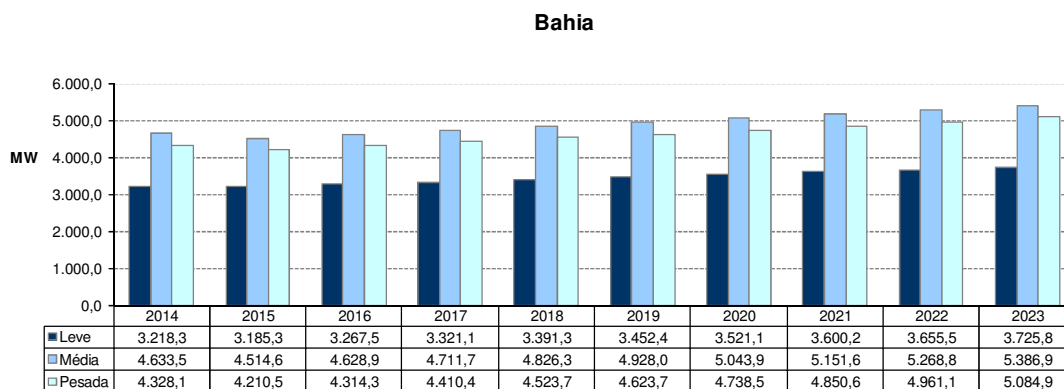
Para escoamento da energia elétrica proveniente dos futuros empreendimentos eólicos da região central da Bahia, são recomendadas as novas subestações 500/230 kV Gentio do Ouro II e Ourolândia e as linhas de transmissão 500 kV: Gilbués II – Gentio do Ouro II (C1), Gentio do Ouro II – Ourolândia (C1), Ourolândia – Morro do Chapéu II (C1) e Morro do Chapéu II – Sapeaçu (C1). São recomendados ainda dois compensadores estáticos de reativos (subestações Gentio do Ouro II e Morro do Chapéu II), o seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim na SE Ourolândia e a LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas.

Geração local

O total de empreendimentos de geração hidráulica atualmente em operação no estado da Bahia compreendem, dentre outras, as usinas de Sobradinho na Bahia, Apolônio Sales e Paulo Afonso, na fronteira com Alagoas, Luiz Gonzaga, na fronteira com Pernambuco.

Carga local

A carga do estado da Bahia prevista para o período 2014-2023 representa, em média, cerca de 28% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 2%. O Gráfico 65 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 65 – Evolução da carga do Estado da Bahia

Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras visualizadas para o período 2014-2023, 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 76 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Bahia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Bom Jesus da Lapa II - Igaporã II, CS (C1) - 115 km (Nova SE Igaporã)	2014
Seccionamento da LT 230 kV Tomba - Camaçari II - 2km (SE G. Mangabeira)	2014
LT 230 kV Camaçari II – Catu, CD (C1 e C2) - 24 km - Remanejamento aéreo para a SE Camaçari IV	2014
LT 230 kV Camaçari II – Jacaracanga, CS (C1) - 19 km - Remanejamento subterrâneo para a SE Camaçari IV	2014
LT 230 kV Camaçari II – Jacaracanga, CS (C2) - 19 km - Remanejamento subterrâneo para a SE Camaçari IV	2014
LT 230 kV Camaçari II – Cotegipe C1 - 23 km - Remanejamento subterrâneo para a SE Camaçari IV	2014
LT 230 kV Camaçari II – Poló, CS (C1) - 10 km - Remanejamento subterrâneo para a SE Camaçari IV	2014
LT 230 kV Camaçari II – Poló, CS (C2) - 10 km - Remanejamento subterrâneo para a SE Camaçari IV	2014
LT 230 kV Camaçari II – Pituaçu, CS (C1) - 39 km - Remanejamento subterrâneo para a SE Camaçari IV	2014
LT 230 kV Sapeaçu - Santo Antônio de Jesus, CS (C3) - 31 km	2014
LT 500 kV Sapeaçu -Camaçari IV, CS (C1) - 105 km	2014
Seccionamento LT 230 kV Itagibá - Brumado II - 0,5 km (Nova SE Poções II)	2014
LT 230 kV Funil - Poções II, CS (C1) - 117 km	2014
Seccionamento da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara (C1) - 78 km (SE Igaporã III)	2015
LT 230 kV Igaporã II - Igaporã III, CS (C1) - 2 km	2015
LT 230 kV Igaporã II - Igaporã III, CS (C2) - 2 km	2015
LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II, CS (C1) - 46 km (Nova SE Pindaí II)	2015
LT 230 kV Irecê - Morro do Chapéu II, CS (C1) - 65 km (Nova SE Morro do Chapéu II)	2015

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Eunápolis - Teixeira de Freitas, CS (C1) - 152 km (Nova SE Teixeira de Freitas II)	2015
LT 230 kV Eunápolis - Teixeira de Freitas, CS (C2) - 152 km (Nova SE Teixeira de Freitas II)	2015
LT 230 kV Pirajá - Camaçari IV, CS (C1) - 45 km - (Nova SE Pirajá)	2015
LT 230 kV Pirajá - Pituaçu - (C1) - 5 km (Nova SE Pirajá)	2015
LT 500 kV Barreiras II - Bom Jesus da Lapa II, CS (C1) - 221 km (Nova SE Barreiras II)	2016
LT 500 kV Luziânia - Rio das Éguas, CS (C1) - 373 km	2016
LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas, CS (C1) - 238 km (Nova SE Barreiras II)	2016
LT 500 kV Barreiras II - Gilbués II, CS (C1) - 289 km (Nova SEs Barreiras II e Gilbués II)	2016
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara, CS (C2) - 232 km	2016
LT 500 kV Ibicoara - Sapeaçu, CS (C2) - 254 km	2016
Seccionamento em loop da LT 230 kV Barreiras I - Bom Jesus da Lapa - 2,4 km (Nova SE Barreiras II)	2016
LT 230 kV Rio Grande II - Barreiras II, CD (C1 e C2) - 133,5 km (Nova SE Rio Grande II)	2016
LT 230 kV Barreiras I - Barreiras II, CS (C1) - 14,5 km	2016
Seccionamento em loop da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara, CS (C2) - 78 km (SE Igaporã III)	2018
Seccionamento em loop da LT 500 kV Sobradinho - L. Gonzaga, CS (C2) - 1 km (Nova SE Juazeiro III)	2018
LT 230 kV Juazeiro II - Juazeiro III, CS (C1) - 1 km	2018
LT 500 kV P. Afonso IV - L. Gonzaga, CS (C2) - 37 km	2018
LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II, CD (C1 e C2) - 46 km	2018
LT 500 kV Morro do Chapéu II - Sapeaçu, CS (C1) - 280 km	2018
LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, CS (C1) - 356 km	2018
LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia, CS (C1) - 155 km	2018
LT 500 kV Ourolândia - Morro do Chapéu II, CS (C1) - 117 km	2018
LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas, CS (C1) - 131 km	2018
LT 230 kV Ourolândia - Seccionamento em loop LT Senhor do Bonfim/Irecê, CS (C1) - 2x26 km	2018
LT 500 kV Ibicoara - Poções II, CS (C1) - 161 km	2018
LT 500 kV Barreiras II - Gentio do Ouro II, CS (C1) - 288 km	2021
LT 500 kV Ourolândia - Juazeiro III, CS (C1) - 224 km	2021
Seccionamento em loop da LT 500 kV Sobradinho - L. Gonzaga, CS (C1) - 1 km (Nova SE Juazeiro III)	2021

Tabela 77 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Bahia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Sapeaçu	3º TR 500/230 kV - (3x200) MVA
	1º CER 500 kV -(250/150) Mvar
SE Igaporã II	1º e 2º TR 230/69 kV- (2x150) MVA
	BC 230 kV - 50 Mvar
SE Igaporã III	1º e 2º TR 500/230 kV - ((6+1)x250) MVA
	3º TR 500/230 kV - (3x250) MVA
	RB 500 kV - ((3+1)x50) Mvar
	4º TR 500/230 kV - (3x250) MVA
	5º TR 500/230 kV - (3x250) MVA
SE Pindaí II	1º e 2º TR 230/69 kV - (1x150) MVA
	1º TR 230/69 kV - (1x150) MVA
SE Morro do Chapéu II	RB 230 kV - 20 Mvar
	1º e 2º ATR 500/230 kV - ((3+1)x300) MVA

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
1º CER 500 kV- (-100/+200) Mvar	2018
RL 500 kV – ((3+1)x33) Mvar – Ref. LT Ourolândia – M. Chapéu II	2021
SE Teixeira de Freitas II	2º TR 230/138 kV – (1x100) MVA
	2015
	BC 138 kV – 10 Mvar
	2015
SE Poções II	1º e 2º TR 230/138 kV – (2x100) MVA
	2014
	1º ATR 500/230 kV – ((3+1)x200) MVA
	2018
	RL 500 kV – ((3+1)x21,7) Mvar – Ref. LT Poções II – Ibicoara C1
	2018
	1º BC 230 kV 50 Mvar
	2021
SE Pirajá	1º e 2º TR 230/69 kV – (2x180) MVA
	2015
SE Irecê	2º TR 230/138 kV (1x55) MVA
	2015
SE Barreiras II	1º TR 500/230 kV – ((3+1)x100) MVA
	2016
	RB 500 kV – 150 Mvar
	2016
	RL 500 kV – ((3+1)x50) Mvar – Ref. LT Barreiras II – Gentio do Ouro II
	2018
SE Rio Grande	1º TR 230/138 kV – (1x100) MVA
	2016
SE Ibicoara	RL 500 kV – ((3+1)x21,7) Mvar – Ref. LT Poções II – Ibicoara C1
	2018
SE Juazeiro III	1º ATR 500/230 kV – ((3+1)x100) MVA
	2018
	2º ATR 500/230 kV – (3x100) MVA
	2021
	1º e 2º TR 230/69 kV – (2x100) MVA
	2018
	RL 500 kV – ((3+1)x33) Mvar – Ref. LT Ourolândia – Juazeiro III
	2021
SE Gentio do Ouro II	1º e 2º ATR 500/230 kV – ((6+1)x300) MVA
	2018
	1º CER 500 kV- (-100/+200) Mvar
	2018
	1º e 2º RB 500 kV – ((6+1)x33) Mvar
	2018
	RL 500 kV – ((3+1)x70) Mvar – Ref. LT Gilbués II – Gentio do Ouro II
	2018
	RL 500 kV – ((3+1)x50) Mvar – Ref. LT Barreiras II – G. Ouro II
	2021
SE Ourolândia	1º e 2º ATR 500/230 kV – ((6+1)x300) MVA
	2018
	1º RB 500 kV – ((3+1)x33) Mvar
	2018
	RL 500 kV – ((3+1)x50) Mvar – Ref. LT G. do Ouro II - Ourolândia
	2018
	3º ATR 500/230 kV – (3x300) MVA
	2021
	RL 500 kV – ((3+1)x33) Mvar – Ref. LT Ourolândia – Juazeiro III
	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
- Estudo de atendimento às cargas do Alto Médio Canindé e Sertão do Araripe.

Estado do Ceará

- Estudo de atendimento às cargas das subestações de Sobral e Cauípe.

Estado da Paraíba

- Estudo de atendimento às cargas da SE Goianinha.

Estado de Pernambuco

- Estudo de atendimento às cargas do Alto Médio Canindé e Sertão do Araripe.
- Estudo de atendimento às cargas da SE Goianinha.
- 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 ao 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

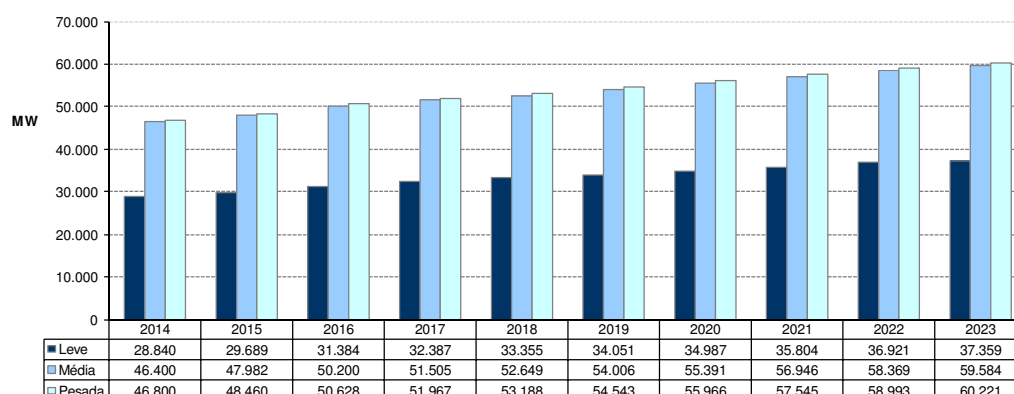
A maior hidrelétrica da região é Itaipu, que totaliza 14.000 MW. Metade desta potência (7.000 MW) é gerada no setor de 50 Hz da usina, sendo cerca de 1.000 MW entregues à ANDE, no Paraguai, e o restante escoado para o Brasil pelo sistema de corrente contínua e entregue na SE Ibiúna. A outra metade é 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 Iguaçu à SE Ibiúna, com cerca de 800 km de extensão. O sistema CA conta com três circuitos de 765 kV de Foz do Iguaçu 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.

Carga Regional

As projeções de mercado para os patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão mostradas no Gráfico 66. A evolução da carga na região apresentou um crescimento de 29% no decênio 2014-2023.

Gráfico 66 – Evolução da carga da Região Sudeste

Região SUDESTE



Fonte: EPE

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 ± 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, Jupiá, 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 – Praia Grande 4 (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.

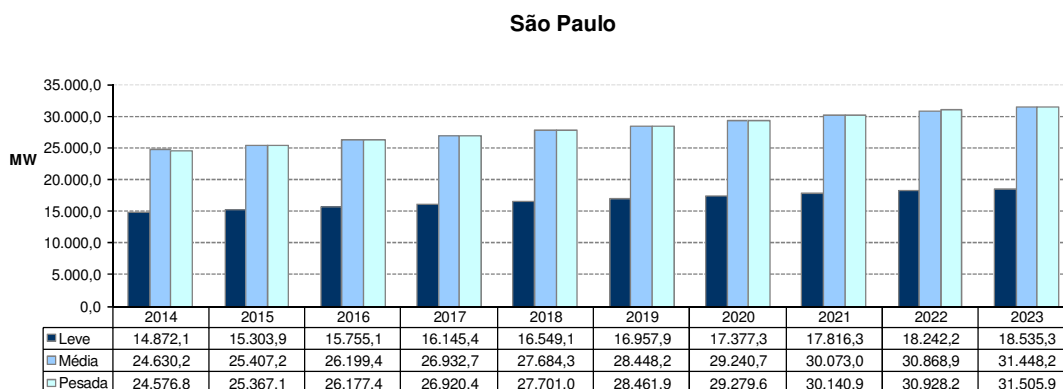
Geração local

O Estado de São Paulo tem a maior potência instalada da Região Sudeste em usinas hidrelétricas e termelétricas, representando mais de 40% do total da Região.

Carga local

A carga pesada do estado de São Paulo representa 53% da região Sudeste/Centro-Oeste e 28% do SIN em 2014. Esta carga mostra um crescimento médio de cerca de 3% ao ano no período decenal. O Gráfico 67 a seguir apresenta a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 67 – Evolução da carga do Estado de São Paulo



Fonte: EPE

Programa de obras

As obras da Rede Básica previstas para o estado de São Paulo são listadas na Tabela 78 e na

Tabela 79.

Tabela 78 – Programa de – Linhas de Transmissão – Rede Básica - São Paulo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Itapeti – Nordeste 345 kV D1, 29 km	2014
LT Alto da Serra – Sul 345 kV CD, 15 km	2014
LT Araraquara 2 – Taubaté 500 kV, CS, 356 km	2015
LT Taubaté – Nova Iguaçu 500 kV, 252 km	2015
LT Assis – Paraguaçu Paulista 2 230 kV CD, 39 km	2015
LT Araraquara 2 – Itatiba 500 kV, CS, 198 km	2017
LT Itatiba – Bateias 500 kV, CS, 390 km	2017
Seccionamento LT 440 kV Jupiá – Getulina C1 para conexão da SE Marechal Rondon, 9 km	2016
Seccionamento LT 440 kV Jupiá – Taquaruçu para conexão da SE Marechal Rondon, 9 km	2016
LT Assis – Marimondo 2 500 kV, CS, 300 km	2016
LT Araraquara 2 – Fernão Dias 500 kV, CS, 240 km	2017
LT Henry Borden – Manoel da Nóbrega 230 kV, CD, 22 km	2017
Seccionamento LT 345 kV T. Preto – B. Santista C3 para conexão da SE Domênico Rangoni, 27 km	2017
LT Campinas – Marimondo 500 kV, CS, 370 km	2017
LT Fernão Dias – Estreito 500 kV, CD, 330 km	2017
LT Fernão Dias – Cabreúva 440 kV, CD, 66 km	2017
Seccionamento LT 440 kV Bom Jardim – Santo Ângelo para conexão da SE Água Azul	2017
Seccionamento LT 500 kV Marimondo – Ribeirão Preto para conexão da SE Morro Agudo	2017
LT 345 kV Bandeirantes – Piratininga II C1 e C2, subterrânea, 15 km	2017
LT Cachoeira Paulista – Estreito 500 kV, C1 e C2, 330 km	2019
LT Fernão Dias – Terminal Rio 500 kV, C1, 320 km	2019

Fonte: EPE

Tabela 79 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - São Paulo

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Tijuco Preto (765/345 kV)	4º TR - (3x500) MVA	2014
SE Assis (440x230 kV)	RB 500 kV ((3+1)x45,3)Mvar	2015
	3º ATR - (3x112) MVA	2015
SE Araraquara II	Estação Inversora Nº 02 CC/CA	2014
SE Getulina	2º Reator de Barra 440 kV - (3x60) Mvar	2015
SE Taubaté	BC 138 kV - (2x50) MVA	2014
	Subst. TR 1 440/230 kV (3x110) MVA por (3x250) MVA	2017
	2º ATR 440/230 kV - (3x250) MVA	2017
	2º ATR 500/440 kV - (3x300) MVA	2020
SE Cerquilho III (230/138 kV)	1º e 2º TRs (6 + 1) x 50 MVA	2014
SE Piracicaba (440/138 KV) - Nova	1º e 2º TRs - 400 MVA	2014
	BC 138 kV - (2x50) Mvar	2014
	3º TR - 400 MVA	2021
SE Paraguaçu Paulista II (230/88 kV) - Nova	1º ATR - ((3+1)x50) MVA	2014
SE Mogi das Cruzes (230/88 kV)	Subst. TR1 (3 x 20) MVA por (3 x 50) MVA	2014
SE Itatiba (500/138 kV)	CE (-300/+300) Mvar	2017

	3º TR - 400 MVA	2014
SE Santa Bárbara D'Oeste	BC 138 kV - (2x50) Mvar	2017
	CE (-300/+300) Mvar	2017
SE Salto (440/88 kV)	2º TR - (3x133,3) MVA	2016
SE Salto Grande (230/88 kV)	2º ATR – 75 MVA	2016
SE Ribeirão Preto	BC 138 kV – (2 x 50) Mvar	2016
SE Cabreúva	BC 230 kV – (2 x 100) Mvar	2016
SE Caraguatatuba	BC 138 kV – (2 x 50) Mvar	2016
SE Registro	BC 138 kV – 50 Mvar	2016
SE Bragança Paulista	BC 138 kV – (2 x 50) Mvar	2016
SE Atibaia II	BC 138 kV – (2 x 50) Mvar	2016
SE Porto Colômbia (345/138 kV)	1º TR 345/138 kV 400 MVA	2017
	1º TR 138/138 kV Defasador 400 MVA	2017
SE Morro Agudo (500/138 kV)	1º e 2º TR ((6+1) x 133) MVA	2017
SE Araras (440/138 kV)	3º TR - (3x100) MVA	2015
SE Água Azul (440/138 kV)	1º e 2º TR ((6 + 1) x 100) MVA	2017
SE Marechal Rondon (440/138 kV)	1º e 2º TRs ((6 + 1) x 100) MVA	2017
SE Fernão Dias (500/440 kV)	Implantação dos setores de 500 e 440 kV	2017
	1º, 2º e 3º ATRs ((9 + 1) x 400) MVA	2017
	CE (-300/+300) Mvar	2019
	RB 500 kV ((3+1)x45,3) Mvar	2020
SE Manoel da Nóbrega (230/138 kV)	1º e 2º TRs 230/138 kV ((6 + 1) x 75) MVA	2017
	1º TR 230/88 kV ((3 + 1) x 75) MVA	2017
SE Domênico Rangoni (345/138 kV)	1º e 2º TRs 345/138 kV ((6 + 1) x 133) MVA	2017
SE Bom Jardim	BC 88 kV - 50 Mvar	2015
	BC 138 kV - (2 x 50) Mvar	2015
SE Ibiúna (500/345 kV)	3º ATR - (3x250) MVA	2015
SE Capão Bonito	BC 230 kV - 100 Mvar	2016
SE Bauru	Subst. 2 ATR 440/138 kV- (3 x 50) MVA por (3 x 100) MVA	2016
	4º TR (440/138 kV) - 150 MVA	2020
	CE (-300/+300) Mvar	2019
SE Leste	4º TR (345/138-88 kV) – (3 x 133) MVA	2018
SE Mirassol 2 (440/138 kV)	3º ATR - (3x100) MVA	2020
SE Ramon Rebert Filho	4º TR (345/138-88 kV) – (3 x 133) MVA	2019
SE Araraquara (440/138 kV)	4º ATR - (3x100) MVA	2019
SE Campinas	BC 345 kV – 2 x 100 Mvar	2017
	RB 500 kV ((3+1)x45,3) Mvar	2020
SE Cabreúva (440/230 kV)	4º TR (3 x 250) MVA	2020
SE Nordeste	4º TR (345/138-88 kV) – (3 x 133) MVA	2022

Fonte: EPE

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 Energisa - 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 LT's 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.

Geração local

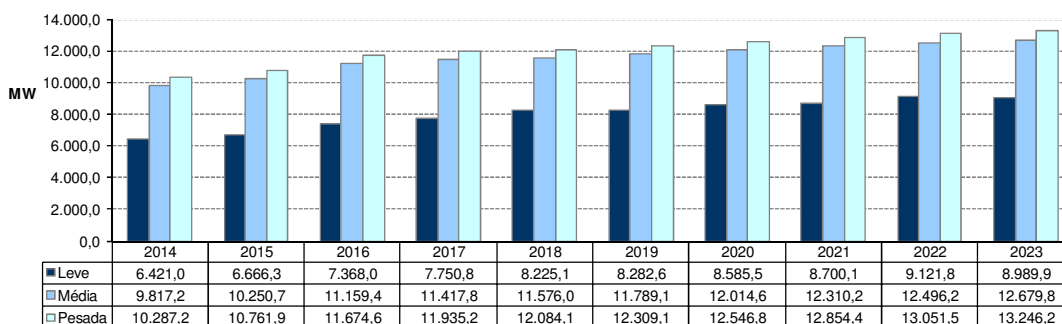
O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Minas Gerais é de cerca de 16.000 MW, com participação de usinas hidrelétricas da ordem de 13.000 MW.

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 3% ao ano no período decenal. A evolução dos três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 68.

Gráfico 68 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais

Minas Gerais



Fonte: EPE

Programa de obras

Nas tabelas a seguir é mostrado o Programa de Obras para o sistema de transmissão no estado de Minas Gerais.

Tabela 80 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Minas Gerais

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 – 180 km	2014
LT 345 kV Pimenta – Taquaril (Recapacitação) – 215 km	2014
LT 230 kV Mesquita – Timóteo 2 – 24 km	2014
LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril (Recapacitação) – 53 km	2014
LT 500 kV Mesquita-Viana – 248 km	2014
LT 345 kV Volta Grande – Jaguará (Recapacitação) – 89 km	2015
LT 230 kV Itabira 2 – Itabira 5 (Recondutoramento) – 12 km	2015
LT 500 kV Luziânia – Pirapora 2 – 350 km	2016
LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 – 383 km	2016
LT 230 kV Araçuaí 2 – Irapé C2 – 61 km	2016
LT 230 kV Janaúba 3 – Irapé – 135 km	2016
LT 230 kV Itabira 2 – Itabira 5 C2 – 12 km	2016
LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2 – 90 km	2017
LT 500 kV Estrito-Fernão Dias C1 e C2 – 310 km	2017
LT 500 kV Pirapora 2-Presidente Juscelino C1 e C2 – 172 km cada	2018
LT 500 kV Presidente Juscelino-Itabira 5 - 163 km	2018
LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Presidente Juscelino – 97 km cada	2018
LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Betim 6 - 43 km	2018
LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo - 22 km	2018
LT 345 kV Itabirito 2 – Barro Branco - 54 km	2018
LT 500 kV Estrito-Cachoeira Paulista C1 e C2 – 340 km	2019
Seccionamento da LT 345 kV Furnas-Itutinga na nova SE Varginha 4 - 2 x 38 km	2018
LT 345 kV Itutinga - Jeceaba – 107 km	2018
LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba – 45 km	2018
LT 345 kV Neves1-Betim 6 – Recapacitação – 7 km	2018

Fonte: EPE

Tabela 81 – Programa de obras – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Minas Gerais

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Mascarenha de Moraes (345/138 kV)	2º ATR - ((3+1)x133,3) MVA - c/LTC	2014
SE Conselheiro Pena - Nova	Secc LT 230 kV Aimorés - G.Valadares	2014
	1º TR 230/69 KV 66 MVA	2014
SE Barreiro (345/138 kV)	6º ATR - ((3+1R)x125) MVA - c/LTC	2014
	BC 345 kV - 100 Mvar	2014
SE Padre Fialho (345/138 kV) - Nova	1º ATR - ((3+1R)x50) MVA - c/LTC	2014
SE Bom Despacho3	Compensador estático -100/200 MVAR	2014
SE São Gotardo2	1º TR 345/138 kV	2014
SE São Gotardo 2	1º BC 345 kV	2014
SE Itabirito2	Nova SE 500/345 kV	2014
SE Sete Lagoas 4	Nova SE 345/138 kV	2014
SE Mesquita	4º TR 500/230 kV	2014
SE Taquaril	4º TR 345/230 kV	2014
SE Timóteo 2	Nova SE 230 kV	2014
SE Irapé	2º TR 345/230 kV	2015
SE Araçuaí	2º TR 230/138 kV	2015
SE Pirapora 2	2º TR 500/345 kV	2015
SE Mascarenhas de Moraes	3º ATR 345/138 kV	2015
SE Emborcação	3º TR 500/138 kV	2015
SE São Gotardo 2	2º BC 345 kV	2015
SE Jaguará	TR 500/345 kV Reserva regional	2015
SE Três Marias	2º TR 345/289 kV	2016
SE Ipatinga 1	2º TR 230/13,8 kV	2016
SE Barbacena	1º TR 345/138 kV	2016
SE Estreito 2	1º Bipolo 4000 MW 800 kV HVDC	2017
SE Braúnas	Nova SE 230/138 kV	2018
SE Itabira 5	Nova SE 500/230 kV	2018
SE Janaúba 3	Nova SE 230/138 kV	2018
SE Timóteo 2	1º TR 230/69 kV	2018
SE Ipatinga 1	2º ATR 230/138 kV	2018
SE João Monlevade 4	Nova SE 230/69 kV	2018
SE Betim 6	Nova SE 345/138 kV	2018
SE Barreiro	Substituição dos ATRs 345/138 kV por 2x375 MVA	2018
SE Neves 1	Substituição dos TRs 500/138 kV por 2x750 MVA	2018
SE Sete Lagoas 4	2º ATR 345/138 kV	2018
SE Presidente Juscelino	Nova SE 500/345 kV	2018
SE Sarzedo	Nova SE 345 kV (seccionamento)	2018
SE Poços de Caldas	2º Banco 525/345 kV	2018
SE Varginha 4	Nova SE 345/138 kV	2018

SE Pimenta	Substituição dos trafos por 2 bancos de 225 MVA	2018
SE Itabirito 2	2º banco 500/345 kV	2018
SE Itajubá	3º Trafo 500/138 kV	2024

Fonte: EPE

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. As SE Mascarenhas e Verona possuem transformações de fronteira e atendem em 138 kV a região 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, e a construção de nova SE em 230 kV em Linhares, que será suprida por linha nessa tensão, proveniente da subestação Mascarenhas, da Escelsa.

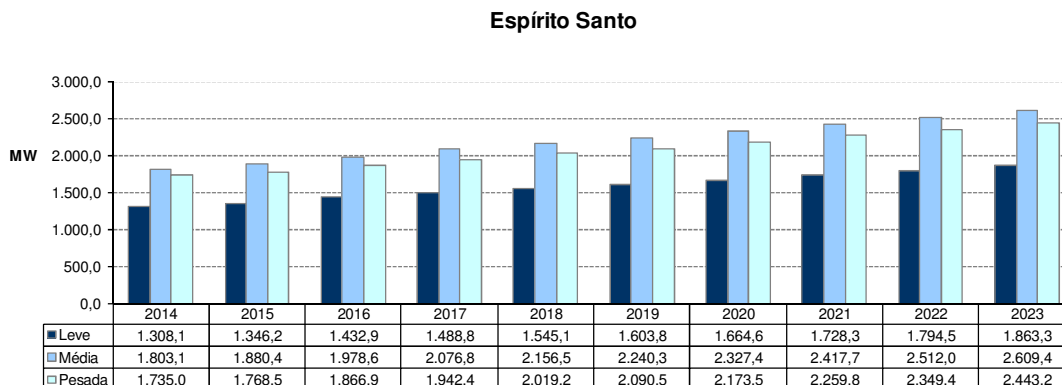
Geração local

O Espírito Santo tem cerca de 1.900 MW de potência instalada, o que representa cerca de 3% do total da região Sudeste. Atualmente as maiores usinas são a UHE Mascarenhas, a UTE Viana e a UTE Linhares.

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 69 ilustra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 69 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo



Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras da Rede Básica previstas para o estado do Espírito Santo no período 2014-2023 são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 82 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Espírito Santo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Mesquita – Viana 2 – 248 km	2014
LT 345 kV Viana 2 – Viana – 10 km	2014
LT 230 kV Mascarenhas – Linhares – 99 km	2014
LT 500 kV Mesquita – João Neiva 2 – 240 km	2016
LT 345 kV Viana 2 – João Neiva 2 – 80 km	2016
LT 230 kV Linhares 2 – São Mateus 2 – 108 km	2016

Fonte: EPE

Tabela 83 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Espírito Santo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Viana II (500/345 kV)	1º ATR - ((3+1)x300) MVA 2014
SE Linhares (230/138 kV)	1º ATR - ((3+1)x50) MVA 2014
SE São Mateus 2 (230/138 kV)	1º ATR - ((3+1)x 50) MVA 2016
	1º Reator de Barra, 20 Mvar 2016
SE Rio Novo do Sul (345/138 kV)	1º ATR - ((3+1)x 133) MVA 2016
	2º ATR - (3x133) MVA 2021
SE João Neiva 2 (500/345 kV)	1º ATR - ((3+1)x 350) MVA 2016
SE João Neiva 2 (345/138 kV)	1º e 2º ATR - ((7+1)x 133) MVA 2016
	3º ATR - (3x 133) MVA 2017
SE João Neiva 2 345 kV	Compensador Estático 150 MVar 2018

SE Vitória (345/138 kV)	5º ATR - ((3+1)x133) MVA	2019
SE Viana (345/138 kV)	4º ATR (3x75) MVA	2021

Fonte: EPE

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 serão 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 de atendimento durante a Copa do Mundo de 2014, e a subestação Macaé 345/138 kV, com 800 MVA de transformação, necessária devido ao esgotamento da transformação 345/138 kV da subestação de Campos.

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.

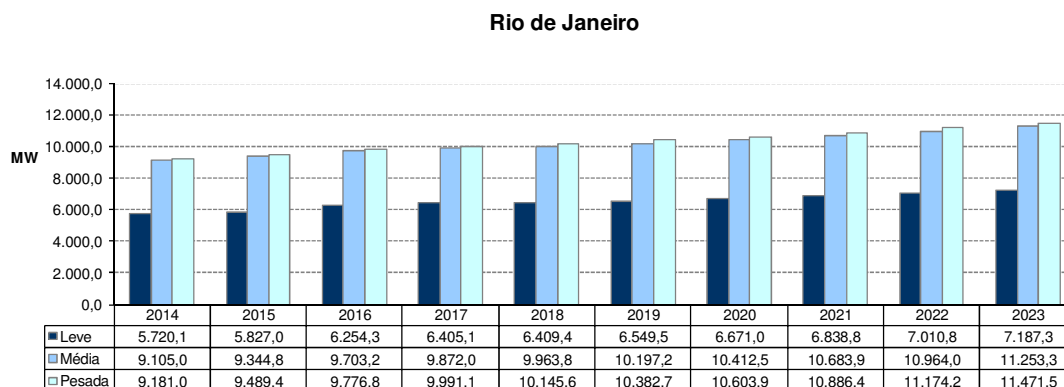
Geração local

O estado do Rio de Janeiro tem uma potência instalada de cerca de 8.700 MW, dos quais 86% são usinas termelétricas (nucleares, gás e óleo).

Carga local

O estado do Rio de Janeiro é importador de energia elétrica e sua carga representa, em média, cerca de 20% do total da Região Sudeste. O patamar de carga pesada apresenta um crescimento médio anual de 2,5% no período decenal. A evolução dos três patamares de carga é mostrada no Gráfico 70.

Gráfico 70 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro



Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras da Rede Básica previstas para o estado do Rio de Janeiro no período 2014-2023 são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 84 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio de Janeiro

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Reconstrução da LT Jacarepaguá – Cosmos/Ari Franco 138 kV	2014
Secc. LT 345 kV Adrianópolis - Jacarepaguá (Nova SE Nova Iguaçu) - 4 km	2014
Secc. LT 500 kv Adrianópolis – São José 500 kV (Nova SE Nova Iguaçu) - 2 km	2014
LT Taubaté – Nova Iguaçu 500 kV, 231 km	2014
LT 500 kV Nova Iguaçu – Terminal Rio, 20 km (referencial)	2019
Secc.LT 500 kV Resende - Adrianópolis (Nova SE Terminal Rio) - 2 km	2019
Secc.LT 500 kV CSN - Adrianópolis (Nova SE Terminal Rio) - 2 km	2019
LT 500 kV Fernão Dias – Terminal Rio, C1 320 km	2019

Fonte: EPE

Tabela 85 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica – Rede Básica de Fronteira – Rio de Janeiro

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
1º ATR 500/138 kV - ((3+1)x300) MVA - c/LTC	2014
SE Nova Iguaçu (Nova)	1º ATR 500/345 kV - ((3+1)x300) MVA - c/LTC
2º ATR 500/138 kV - (3x300) MVA - c/LTC	2015
SE Zona Oeste	1º ATR 500/138 kV - ((3+1)x300) MVA - c/LTC
SE Campos 345/138 kV	4º ATR 345/138 kV - (3x75) MVA - c/LTC
SE Terminal Rio 800 kV DC	Receptor Bipolo 2 de Xingu
	2019

Fonte: EPE

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
- Avaliação da malha em 500 kV e 440 kV – Compensação das perdas de potência reativa
- Suprimento à região leste e ABC - SE Leste, Ramon 345 kV
- 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 das transformações de fronteira
- Estudo de Atendimento à Ampla na Região de Niterói

Estado do Espírito Santo

- Estudo das transformações de fronteira

Estado de Minas Gerais

- Estudo para atendimento à região do Triângulo Mineiro.
- 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 têm 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

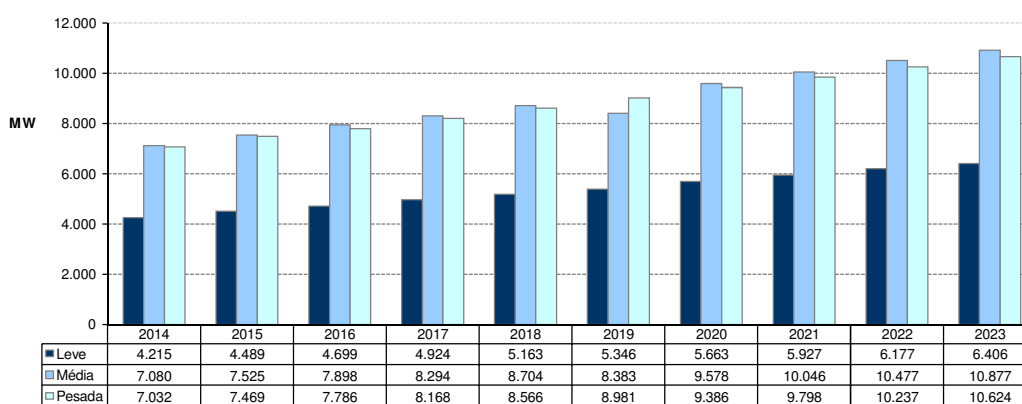
Os Estados do Acre e Rondônia, atualmente, acrescem à capacidade instalada da Região Centro-Oeste cerca de 2.700 MW, distribuídos entre as usinas hidrelétricas de Samuel e Santo Antônio (em fase de entrada em operação), pequenas centrais hidrelétricas e usinas térmicas a óleo combustível.

Carga Regional

As projeções dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão mostradas no Gráfico 71.

Gráfico 71 – Evolução da carga da Região Centro-Oeste e Acre e Rondônia

Região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia



Fonte: EPE

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.

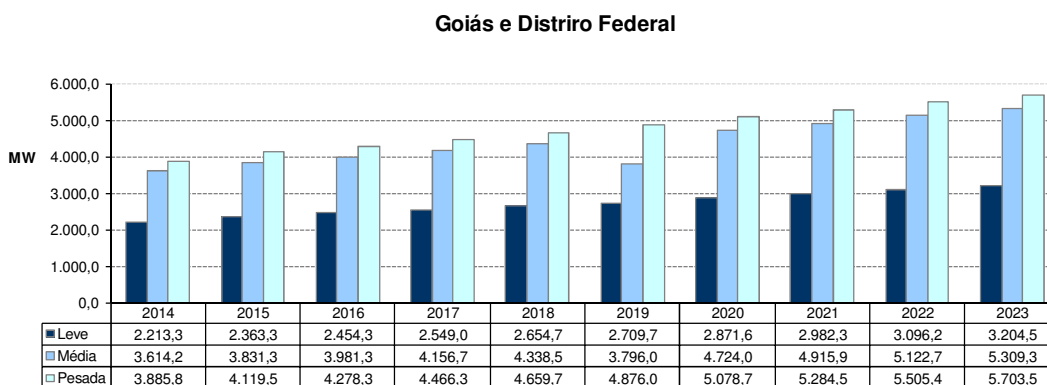
Geração local

O Estado de Goiás possui grande parque hidráulico, da ordem de 8.500 MW, considerando as usinas localizadas na divisa com o estado de Minas Gerais.

Carga local

A carga do estado de Goiás e do Distrito Federal representa, em média, 55% do total da região Centro-Oeste. A evolução desta carga apresenta um crescimento médio anual de 4,5% e é reproduzida no Gráfico 72 para os três patamares de carga.

Gráfico 72 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal



Fonte: EPE

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 86 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Goiás e Distrito Federal

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Rio Verde Norte – Trindade, CD - 193 km	2014
LT 230 kV Trindade – Xavantes CD - 37 km	2014
LT 230 kV Trindade – Carajás - 29 km	2014
LT 500 kV Itumbiara-Samambaia – Recapitação para 1700 MVA	2014

LT 230 kV Serra da Mesa – Niquelândia C2 – 100 km	2015
LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C2 - 88 km	2015
LT 230 kV Xavantes – Pirineus, C2 – 50 km	2015
LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimondo II, CD – 350 km	2015
LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, C3 – 250 km	2015
LT 230 kV Brasília Sul – Brasília Geral, C3 - 13 km subterrânea	2016
LT 230 kV Brasília Sul – Samambaia, C3 - 15 km	2016
LT 500 kV Brasília Leste – Luziânia, C1 e C2 - 65 km	2016
LT 230 kV Trindade – Firminópolis, C1 – 88 km	2016
LT 230 kV Barro Alto – Itapaci, C2 - 68 km	2016
LT 230 kV Itumbiara – Paranaíba, C2 - 11 km	2016

Fonte: EPE

Tabela 87 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Goiás e Distrito Federal

Distrito Federal		DATA PREVISTA
DESCRIÇÃO DA OBRA		
Ampliação da SE Anhanguera	3º AT 230/138 kV, 100 MVA, 3 x 33,33 MVA c/ LTC	2014
Ampliação da SE Carajás	2º AT 230/138 kV, 225 MVA, 3 x 75 MVA c/ LTC	2014
SE Águas Lindas 230 kV	(sec. LT 230 kV Barro Alto – Brasília Sul)	2014
SE Trindade 500/230 kV	500/230 kV, 3 ATs 400 MVA (9+1R) x 133,33 MVA c/ LTC	2014
Ampliação da SE Pirineus	2º AT 230/138 kV, 225 MVA, 3 x 75 c/ LTC	2014
Ampliação da SE Luziânia	1º AT 500/138 kV, 225 MVA (3+1R) x 75 MVA c/ LTC	2014
Ampliação da SE Niquelândia	1º AT 230/69 kV, 30 MVA (3+1R) x 10 MVA	2014
SE Corumbá 345/138 kV	345/138 kV, 2 ATs 75 MVA c/ LTC	2015
SE Águas Lindas 69 kV	Banco de capacitores 20 MVAR	2015
Ampliação da SE Brasília Geral	5º AT 230/34,5 kV, 60 MVA c/ LTC	2015
Ampliação da Barro Alto	3º AT 230/69 kV, 50 MVA, 3 x 16,6 MVA	2015
SE Itapaci 230 kV	Banco de Capacitores 50 Mvar	2015
Ampliação da SE Brasília Sul	4º AT 345/230 kV, 225 MVA, 3 x 75 MVA c/ LTC	2015
Ampliação da SE Brasília Sul	1 AT 345/138 kV, 50 MVA, reserva	2015
Ampliação da SE Samambaia	4º AT 500/345 kV, 1050 MVA, 3 x 350 MVA	2015
Ampliação da SE Samambaia	4º AT 345/138 kV, 225 MVA, 3 x 75 MVA c/ LTC	2015
Ampliação da SE Luziânia	2º AT 500/138 kV, 225 MVA, 3 x 75 MVA c/ LTC	2015
Ampliação da SE Rio Verde Norte 500 kV	Compensador Estático -200/+300 Mvar	2015
Ampliação da SE Itapaci	230/138 kV, 2 ATs 75 MVA c/ LTC	2016
SE Brasília Leste	2 TR´s 500/138 kV, 540 MVA (3+1R) x 180 MVA c/ LTC	2016
SE 138 kV Luziânia	2 bancos de capacitores 50 MVAR	2016
SE 345 kV Samambaia	3º banco de capacitores 150 MVAR	2016
Ampliação da SE Luziânia 500 kV	Compensador Estático -150/+300 Mvar	2016
Ampliação da SE	4º AT 345/230 kV, 225 MVA, 3 x 75 MVA	2016
Ampliação da SE Trindade	4º AT 500/230 kV, 400 MVA, 3 x 133,33 MVA c/ LTC	2016
Ampliação da SE Firminópolis	2º AT 230/138 kV, 150 MVA, 3 x 50 MVA c/ LTC	2016
Ampliação da SE Goiânia Leste	4º TR 230/13,8 kV, 50 MVA c/ LTC	2016
Ampliação da SE Xavantes	4º AT 230/138 kV, 150 MVA, 3 x 50 MVA c/ LTC	2016
Ampliação da SE Palmeiras	3º AT 230/69 kV, 50 MVA c/ LTC	2016
Ampliação da SE Anhanguera	– 2º TR 230/69 kV, 50 MVA, 3 x 16,67 MVA c/ LTC	2016
Ampliação da SE Anhanguera	4º AT 230/138 kV, 100 MVA, 3 x 33,33 MVA c/ LTC	2017

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
Ampliação da SE Paranaíba	3º TR 230/69 kV, 50 MVA c/ LTC	2017
Ampliação da SE Luziânia	3º AT 500/138 kV, 225 MVA, 3 x 75 MVA c/ LTC	2021
Ampliação da SE Xavantes	5º AT 230/138 kV, 150 MVA, 3 x 50 MVA c/ LTC	2022
Ampliação da SE Trindade	5º AT 500/230 kV, 400 MVA, 3 x 133,33 MVA c/ LTC	2022
Ampliação da SE Anhanguera	AT 230/138 kV, 100 MVA, 3 x 33,33 MVA c/ LTC	2024

Fonte: EPE

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 a 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 à 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 um dos circuitos 230 kV Jauru - Coxipó na SE Nova Várzea Grande 230/138 kV.

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 transformadores 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 o atendimento à Cuiabá, estudos indicaram para o ano de 2017 a necessidade de transformação de fronteira 230/138 kV em nova subestação denominada CPA, seccionando o circuito em 230 kV existente entre Nobres e Coxipó, e conectando-se à subestação em 138 kV existente, da CEMAT.

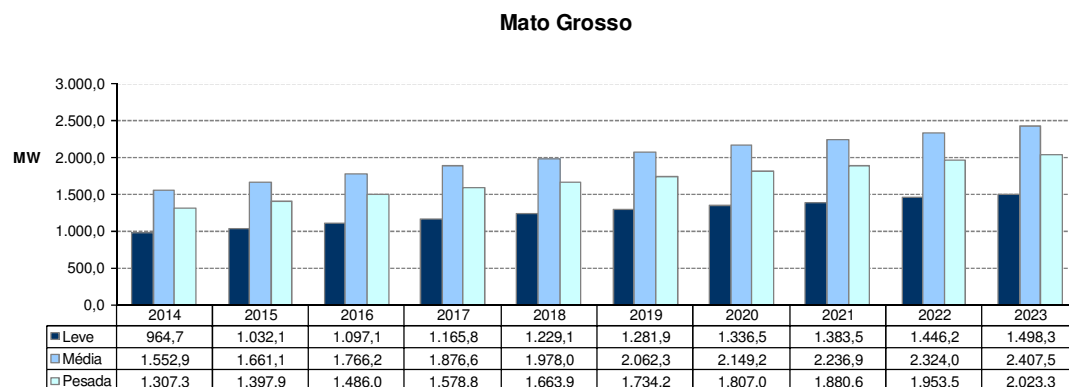
Geração local

O Estado de Mato Grosso exporta energia, com a geração local das UHEs Juba I e II (84 MW), da UTE Mário Covas (480 MW), UHE Manso (210 MW), UHE Guaporé (120 MW), UHE Jauru (110 MW), UHEs Itiquira I e II (156 MW) e UHE Ponte de Pedra (176 MW), além de 55 PCH que totalizam cerca de 744 MW.

Carga local

A carga do estado de Mato Grosso representa, em média, cerca de 19 % do total da região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia, com crescimento médio anual de 5% para o patamar de carga pesada. Sua evolução é mostrada no Gráfico 73 para os três patamares de carga.

Gráfico 73 – Evolução da carga de Estado de Mato Grosso



Fonte: EPE

Programa de obras

O plano de obras para o sistema de transmissão em Mato Grosso é apresentado nas tabelas a seguir.

Tabela 88 – Programa de obras – Linhas de transmissão Rede Básica – Mato Grosso

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Paranaíta – Cláudia, C1 e C2, 300 km CD (com compensação série e reatores de linha)	2015
LT Cláudia - Paranatinga, C1 e C2, 350 km CD (com compensação série e reatores de linha)	2015
LT Paranatinga – Ribeirãozinho, C1 e C2, 348 km CD (com compensação série e reatores de linha)	2015
LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3, 243 km (com reatores de linha)	2015
Seccionamento da LT 230 kV Nobres – Coxipó	2016
LT Paranaíta – Cláudia, 300 km (com compensação série e reatores de linha)	2018
LT Cláudia - Paranatinga, 350 km (com compensação série e reatores de linha)	2018
LT Paranatinga – Ribeirãozinho, 348 km (com compensação série e reatores de linha)	2018
LT 500 kV Jauru – Cuiabá C2	2018

Fonte: EPE

Tabela 89 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Mato Grosso

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Paranaíta (Nova)	2 Reatores de Barra de 136 MVar e vãos associados
	1 Reator de Barra de 136 MVar e vão associado
SE Ribeirãozinho	2º ATR 500/230kV, 3 x 133,33
SE Rondonópolis	3º ATR 230/138 kV, 1 x 100 MVA (*)
	4º ATR 230/138 kV, 1 x 100 MVA
SE Cláudia (Nova)	2 Reatores de Barra de 165 MVar e vãos associados
	1 Reator de Barra de 165 MVar e vão associado
SE Paranatinga (Nova)	2 Reatores de Barra de 165 MVar e vãos associados

	1 Reator de Barra de 165 MVar e vão associado	2018
	Compensador Estático -200/200 MVar	2015
SE Nova Várzea Grande 230/138 kV	2º ATR 230/138 kV, 3x 50 MVA	2016
SE Nova Várzea Grande 138/138 kV	1º e 2º Transformadores Defasadores 138/138 kV 150 MVA	2016
SE Jauru 500/230 kV	2º ATR 500/230/13,8 kV, 3x250 MVA	2018
SE CPA 230/138 kV	1º ATR 230/138 kV, (3+1) 50 MVA	2020

Nota: (*) Problemas no transpote – equipamento retido na Argélia

Fonte: EPE

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 Eptaciolândia 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.

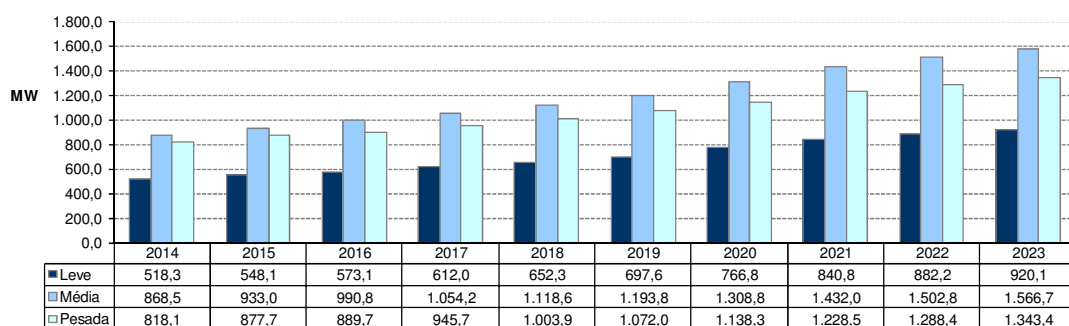
Em Rondônia, está prevista a integração do sistema isolado da região de Machadinho do Oeste, através de sistema de Distribuição em 138 kV que será suprido via nova transformação 230/138 kV na subestação de Jaru.

Geração local

O total da geração atualmente em operação nos estados do Acre e Rondônia é de 2.700 MW, dos quais 2.600 MW estão instalados em Rondônia e 190 MW no Acre. Com a motorização completa das UHE Jirau e Santo Antonio, a potência instalada do subsistema irá ultrapassar 7 GW.

Carga local

A evolução dos três patamares de carga para os estados do Acre e Rondônia prevista para o decênio é apresentada no Gráfico 74 de onde se deduz, para o patamar de carga pesada, um crescimento médio anual de 6% no período decenal.

Gráfico 74 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia**Acre e Rondônia**

Fonte: EPE

Programa de obras

O programa de obras para a Rede Básica destes estados é mostrado nas tabelas a seguir.

Tabela 90 – Programa de obras obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Acre e Rondônia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Porto Velho I / Samuel 230 kV - C3, 41 km	2014
LT Samuel / Ariquemes 230 kV - C3, 150 km	2014
LT Ariquemes / Ji-Paraná 230 kV - C3, 165 km	2014
LT Ji-Paraná / Pimenta Bueno 230 kV - C3, 118 km	2014
LT Pimenta Bueno / Vilhena 230 kV - C3, 160 km	2014
LT Vilhena / Jauru 230 kV - C3, 354 km	2014
LT Coletora Porto Velho / Araraquara ±600CC - n°2	2014
LT Rio Branco / Feijó 230 kV – C1 – 360 km	2017
LT Feijó / Cruzeiro do Sul 230 kV – C1 – 300 km	2017
LT Samuel / Ariquemes 230 kV – C4, 150 km	2018
LT Ariquemes / Ji-Paraná 230 kV – C4, 165 km	2018

Fonte: EPE

Tabela 91 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Acre e Rondônia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
3º TR 230/69/13,8kV - 30 MVA	2014
SE Jaru	3º TR 230/69/13,8kV - 30 MVA
	2015
1º TR 230/138/13,8kV - (3+1)x16,7 MVA	2015
SE Ji Paraná	3º TR230/69/13,8kV - 60 MVA
	2014
CC - Estação Retificadora Nº 02 CA/CC	2014
SE Feijó	1º TR 230/69/13,8 kV, 30 MVA
	2017
SE Cruzeiro	1º TR 230/69/13,8 kV, 30 MVA
	2017
SE Cruzeiro	2º TR 230/69/13,8 kV, 30 MVA
	2017
SE Coletora Porto Velho 230/69 kV	1º TR 230/69/13,8 kV, 100 MVA
	2016
SE Ji Paraná 230 kV	Compensador síncrono de 100 MVA
	2017

SE Ariquemes 230 kV	Compensador síncrono de 100 MVA	2017
SE Vilhena 230 kV	Compensação Série 50% da LT 230 kV Vilhena – Jauru C1,C2,C3	2018
SE Coletora Porto Velho 230/69 kV	2º TR 230/69/13,8 kV, 100 MVA	2023
Fonte: EPE		

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 providas de Inocência, Imbirussú e Jataí; e a SE 230/138 kV Dourados (4 x 75 MVA), com linhas providas de Anastácio, Ivinhema 2 e Guáira (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 regiões 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.

Geração local

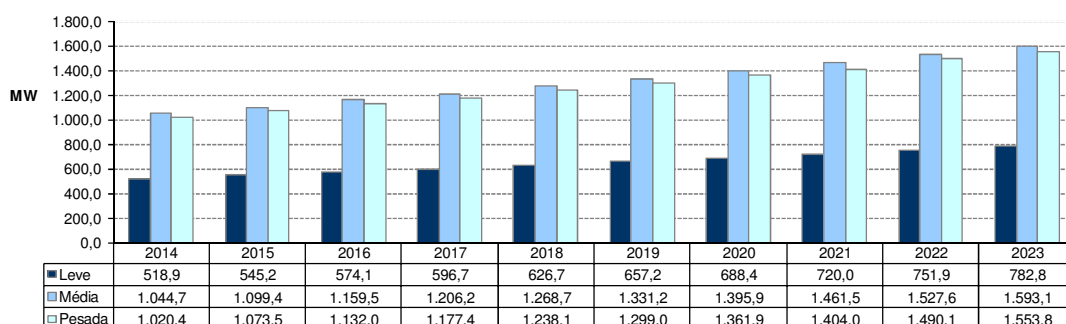
A potência instalada no estado é da ordem de 8.400 MW, considerando as usinas localizadas nas fronteiras com os estados de São Paulo e Mato Grosso, com a predominância de fontes hidráulicas (80%).

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 15% do total da região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia, apresenta um crescimento anual médio de 4,8% ao ano no período decenal. A previsão para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 75.

Gráfico 75 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso do Sul

Mato Grosso do Sul



Fonte: EPE

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 92 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Mato Grosso do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Secc. LT 230 kV Imbirussú – Chapadão para SE Campo Grande 2, CD	2015
Secc. LT 230 kV Campo Grande 2 – Chapadão para SE Paraíso 2, CD	2017
LT 230 kV Paraíso 2 – Chapadão, CS, 60 km	2017
LT 230 kV Campo Grande 2 – Paraíso 2, CS, 240 km	2017

Tabela 93 – 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 (Nova) 1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2015
SE 230/138 kV Ivinhema 2 1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2016
SE 230/138 kV Paraíso 2 (Nova) 1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2017

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:

- Não foram identificados problemas específicos na área do Estado de Goiás e do Distrito Federal.
- 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 tronco entre Jauru, Cuiabá e Itumbiara devido ao aumento de geração previsto na usina de Santo Antônio.

Estado do Mato Grosso do Sul:

- Atendimento ao Estado do Mato Grosso do Sul: Região Central (Campo Grande e Dourados).

3.5 Região Sul

A Região Sul, constituída pelos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, cumpre um importante papel na integração com os países do Mercosul, com destaque na importação/exportação de energia com a Argentina, Uruguai e Paraguai, e o estado de Mato Grosso do Sul.

Sistema Elétrico

Este sistema, além do atendimento ao mercado regional, participa da otimização energética entre as regiões Sul e Sudeste através de conexões com os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul. A região possui uma extensa malha de Rede Básica em 525 kV que constitui o sistema de conexão entre as usinas hidrelétricas das Bacias dos rios Iguaçu 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. As interligações internacionais 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 Uruguiana (50 MW), a interligação com o Uruguai através da Conversora de Rivera (70 MW) e a interligação Copel/Ande através de um conversor de 55 MW. As empresas ELETROSUL, COPEL-T e CEEE-T são as principais responsáveis pela Rede Básica e as empresas CELESC, COPEL-D, CEEE-D, AES-Sul e RGE são as principais concessionárias de distribuição que atendem a Região Sul.

Geração Regional

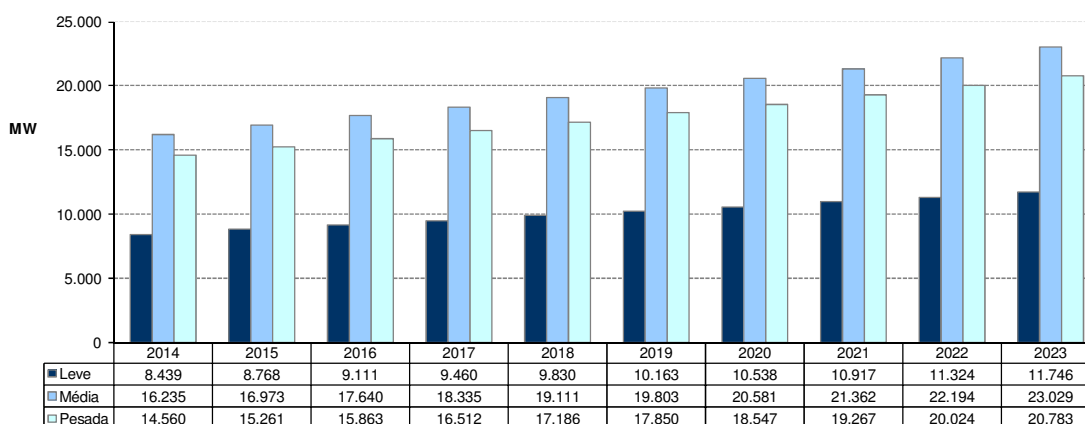
O sistema da região Sul no final de 2013 conta com uma capacidade instalada da ordem de 32.000 MW, sendo 88% em hidráulicas e 12% em térmicas. A maior parte dos aproveitamentos hidráulicos está localizada nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Paraná.

Carga Regional

O Gráfico 76 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 4,1% no período 2014-2023.

Gráfico 76 – Evolução da carga na Região Sul

Região SUL



Fonte: EPE

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, a LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita C2 terá importância estratégica para a entrada de grandes blocos de energia no estado. O seccionamento da LT 525 kV Itá – Garabi II na SE 525/230 kV Santo Ângelo será importante para agregar confiabilidade e qualidade no atendimento à região oeste do estado. Já as 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. Esses reforços sistêmicos também possuem grande importância para viabilizar o aproveitamento do potencial eólico e térmico do estado.

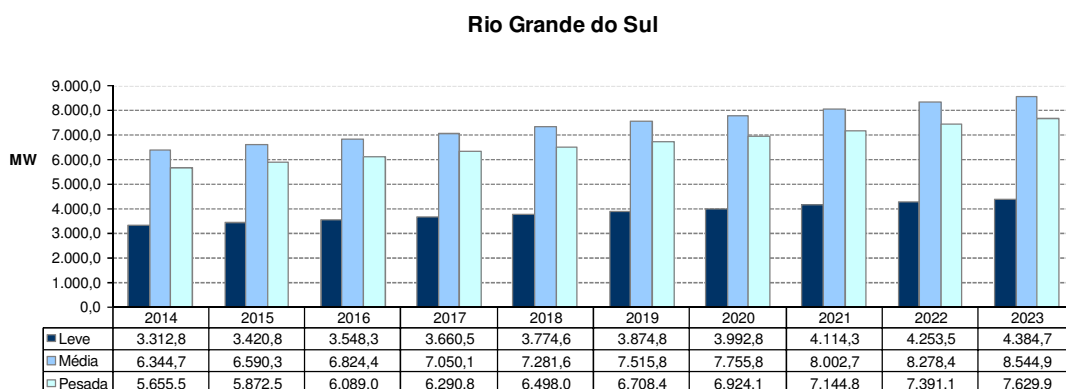
Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 5.000 MW, com predominância de fontes hidráulicas e térmicas, sem considerar as usinas hidrelétricas localizadas na fronteira com o estado de Santa Catarina.

Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Sul prevista para o período 2014-2023 apresenta um crescimento médio de cerca de 3,4% ao ano, para o patamar de carga pesada. O Gráfico 77 sumariza a evolução para os três patamares de carga.

Gráfico 77 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul



Fonte: EPE

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 94 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio Grande do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Secc. LT 230 kV Porto Alegre 9 – Guaíba 2 para SE Eldorado do Sul (adequação), CD, 0,3 km	2014
Secc. LT 230 kV Passo Fundo – Monte Claro C2 para SE Nova Prata 2, CD, 11 km	2014
LT 230 kV Porto Alegre 9 – Porto Alegre 8, CS, 12 km	2014
LT 230 kV Porto Alegre 9 – Nova Santa Rita, CS, 29 km	2014
LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita C2, CS, 305 km*	2014
Secc. LT 230 kV Cidade Industrial – Porto Alegre 9 para SE Canoas I (adequação), CD, 1,4 km	2014
LT 230 kV Nova Santa Rita – Camaquã 3, CS, 140 km	2014
LT 230 kV Camaquã 3 – Quinta, CS, 163 km	2014
Secc. LT 230 kV Guaíba 2 – Pelotas 2 para SE Camaquã 3, CS, 2 km	2014
Secc. LT 230 kV Camaquã 3 – Quinta para SE Povo Novo, CS, 2 km	2014
Secc. LT 525 kV Itá – Garabi II para SE Santo Ângelo, 2 x CS, 2 x 12 km	2014
LT 525 kV Nova Santa Rita - Povo Novo, CS, 281 km	2014
LT 525kV Povo Novo – Marmeleiro, CS, 154 km	2014
LT 525 kV Marmeleiro - Santa Vitória do Palmar, CS, 52 km	2014
LT 230 kV Campo Bom – Taquara, CS, 29 km	2015
Secc. LT 230 kV Nova Santa Rita – Itaúba para SE Candelária 2, CD, 12 km	2015
Secc. LT 230 kV Gravataí 2 – Porto Alegre 6 para SE Viamão 3, CD, 2 km	2015

LT 230 kV Viamão 3 – Restinga , CS, 19 km	2015
LT 230 kV Restinga – Porto Alegre 13, CS, 13 km	2015
LT 230 kV Porto Alegre 12 - Porto Alegre 1 – Subterrânea, CS, 3,4 km	2015
LT 230 kV Porto Alegre 8 - Porto Alegre 1 – Subterrânea, CS, 3,4 km	2015
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3 C2, CS, 235 km	2015
LT 525 kV Nova Santa Rita - Guaíba 3 C2, CS, 36 km	2015
LT 525 kV Santa Vitória do Palmar - Marmeleiro C2, CS, 52 km	2015
LT 525 kV Marmeleiro - Povo Novo C2, CS, 152 km	2015
LT 525 kV Guaíba 3 - Capivari do Sul, CS, 168 km	2015
LT 525 kV Guaíba 3 – Gravataí, CS, 120km	2015
LT 525 kV Capivari do Sul – Gravataí, CS, 80 km	2015
LT 230 kV Osório 3 - Gravataí 3, CS, 68 km	2015
Secc. LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita C1 para SE Guaíba 3, 2 x CS, 2 km	2015
Recond. LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C1, CS, 13,5 km	2015
Recond. LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C2, CS, 13,5 km	2015
Secc. LT 230 kV Osório 2 – Lagoa dos Barros para SE Osório 3, 2 x CS, 2 km	2015
LT 230 kV Capivari do Sul – Viamão 3, CS, 60 km	2015
LT 230 kV Guaíba 2 – Guaíba 3 C1, CS, 5km	2015
LT 230 kV Guaíba 2 – Guaíba 3 C2, CS, 5km	2015
LT 230 kV Livramento 3 – Alegrete 2, CS, 126km	2015
LT 230 kV Livramento 3 – Cerro Chato, CS, 2km	2015
LT 230 kV Livramento 3 – Santa Maria 3, CS, 240km	2015
Secc. LT 230 kV Lajeado Grande – Forquilha para SE Lajeado Grande 2, 2 x CS, 2 km**	2015
Secc. LT 230 kV Passo Fundo – Nova Prata C1 e C2 para SE Vila Maria, 4 x CS, 0,5 km	2015
Secc. LT 230 kV Monte Claro – Garibaldi para SE Vinhedos, CD, 2,1 km	2016
LT 230 kV Lajeado 2 - Lajeado 3, CS, 10 km	2016
LT 230 kV Lajeado 3 – Garibaldi, CS, 50 km	2016
LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará C2, CS, 205 km	2016
LT 230 kV Candiota – Bagé 2 C1, CS, 50 km	2016
LT 230 kV Atlântida 2 - Torres 2, CS, 60 km	2017
LT 230 kV Forquilha - Torres 2, CS, 70 km	2017
Secc. LT 230 kV Gravataí 2 – Cidade Industrial C4 para SE Cachoeirinha, CD, 1 km	2018
Secc. LT 230 kV Pelotas 3 – Quinta para SE Povo Novo, CS, 2 km	2018
LT 525 kV Candiota - Guaíba 3, CD, 270km	2018
LT 230 kV Guaíba 3 - Nova Santa Rita, CS, 36 km	2018
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha C2, CS, 111 km* **	2018
Secc. LT 230 kV P. Médici - Bagé 2 para SE Candiota, CS, 2 k	2018
Recond. LT 230 kV P. Médici - Candiota C2, CS, 10 km	2018
LT 230 kV Livramento 3 - Maçambará 3, CS, 209 km	2018
LT 230 kV Santa Maria 3 – Santo Ângelo 2, CS, 163 km	2018
Secc. LT 230 kV Maçambará – Santo Ângelo C1 e C2 para SE Maçambará 3, 4 x CS, 1 km	2018
LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3 C2, CS, 240 km**	2021
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3 C3, CS, 235 km**	2021
LT 525 kV Capivari do Sul - Siderópolis 2, CS, 249 km* **	2021
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha C3, CS, 111 km* **	2021

Notas: * Linha de transmissão entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

** A implantação dessas obras está condicionada à concretização dos montantes eólicos existentes no Rio Grande do Sul. A data de necessidade apontada é referencial.

Fonte: EPE

Tabela 95 – Programa de obras - Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Rio Grande do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230 kV Ijuí 2	Reator de barra (manobr.), 230 kV, 30 Mvar (3Φ)	2014
SE 230/13,8 kV Porto Alegre 10	2º TR 230/13,8 kV, 50 MVA (3Φ)	2014
SE 230/138 kV Passo Real	2º ATF 230/138 KV, 3 x 50 MVA (1Φ)	2014
SE 230/23 kV Canoas I	2º TR 230/23 KV, 50 MVA (3Φ)	2014
SE 230/23 kV Scharlau	2º TR 230/23 KV, 50 MVA (3Φ)	2014
SE 230/69 kV Camaquã 3 (nova)	1º e 2º TR 230/69KV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2014
SE 230/69 kV Porto Alegre 8	3º TR 230/69 kV, 83 MVA (3Φ)	2014
SE 230/69 kV São Vicente do Sul	3º TR 230/69 KV, 50 MVA (3Φ)	2014
SE 230/69 kV Uruguaiana 5	3º TR 230/69 KV, 83 MVA (3Φ)	2014
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 30 Mvar (3Φ)	2016
SE 230/69 kV São Borja 2	3º TR 230/69 KV, 50 MVA (3Φ)	2014
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 30 MVar (3Φ)	2014
SE 230/69 kV Maçambará	Capacitor (manobr.), 230 kV, 30 MVar (3Φ)	2014
	3º TR 230/69 KV, 83 MVA (3Φ)	2014
SE 230/138/69 kV Quinta	Capacitor (manobr.), 230 kV, 25MVar (3Φ)	2014
	3º TR 230/138 kV, 50 MVA (3Φ)	2015
	3º TR 230/69 kV, 3x55 MVA (1Φ)	2016
	3º TR 230/69 KV, 83 MVA (3Φ)	2014
SE 230/138/69 kV Santa Maria 3	RL(fixo) LT 230kV Santa Maria 3 – Livramento 3 C1, 27 Mvar (3Φ)	2015
	1º e 2º AT 230/138 KV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2016
	RL(fixo) LT 230kV Santa Maria 3 – Livramento 3 C2, 27 Mvar (3Φ)*	2021
	1º e 2º TR 230/69 KV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2014
SE 230/69kV Porto Alegre 12 – SF6 (nova)	3º TR 230/69KV, 83MVA (3Φ)	2017
SE 525 kV Marmeleiro (nova)	Reator de barra (manobr.), 525 kV, 3 x 33,3 Mvar (1Φ)	2014
	Compensador Síncrono, 525 kV, -200/+200 Mvar	2014
	RL (manobr.), LT 525kV Povo Novo – Marmeleiro C1, (3+1) x 33,3 Mvar (1Φ)	2014
	Reator de barra (manobr.), 525 kV, 3 x 33,3 Mvar (1Φ)	2015
	RL (manobr.), LT 525kV Povo Novo – Marmeleiro C2, 3 x 33,3 Mvar (1Φ)	2015
	Compensador Síncrono, 525 kV, -100/+100 Mvar*	2021
SE 525/138kV Santa Vitória do Palmar (nova)	1º TR 525/138 kV, 75 MVA (3Φ)	2014
	RL(manobr.) LT 525kV Santa Vitória do Palmar – Marmeleiro C1, 3 x 16,7 Mvar (1Φ)	2014
	RL(manobr.) LT 525kV Santa Vitória do Palmar – Marmeleiro C2, 3 x 16,7 Mvar (1Φ)	2015
SE 525/230 kV Nova Santa Rita	RL (manobr.), LT 525kV Itá – Nova Santa Rita, 3 x 50 Mvar (1Φ)	2014
	RL(fixo), LT 525kV Povo Novo – Nova Santa Rita, (3+1) x 50Mvar (1Φ)**	2014
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 100Mvar (3Φ)	2016
SE 525/230kV Povo Novo (nova)	1º AT 525/230kV, (3+1) x 224 MVA (1Φ)	2014
	RL (fixo), LT 525kV Povo Novo – Nova Santa Rita, (3+1) x 50 Mvar (1Φ)	2014
	RL (manobr.), LT 525kV Povo Novo – Marmeleiro C1, (3 +1) x 16,7 Mvar (1Φ)	2014
	2º AT 525/230kV, (3+1) x 224 MVA (1Φ)	2015

	RL (manobr.), LT 525kV Povo Novo – Marmeleiro C2, 3 x 16,7 Mvar (1Φ)	2015
	RL(fixo), LT 525kV Povo Novo – Guaíba 3 C2, 3 x 50Mvar (1Φ)	2015
	RL(fixo), LT 525kV Povo Novo – Guaíba 3 C3, 3 x 50Mvar (1Φ)*	2021
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 2 x 100Mvar (3Φ)*	2021
SE 230 kV Lajeado Grande 2 (nova)	Subestação seccionadora*	2015
SE 230 kV Osório 3	Subestação seccionadora	2015
SE 230/138 kV Lajeado Grande	2º AT 230/138 kV, 75 MVA (3Φ)	2015
SE 230/138 kV Pelotas 3	3º TR 230/138 kV, 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/138 kV Vila Maria (nova)	1º e 2º AT 230/138 kV, 2 x 150 MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Candelária 2 (nova)	1º e 2º TR 230/69 kV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Guarita	3º TR 230/69 kV, 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Porto Alegre 1 – SF6 (nova)	1º, 2º e 3º TR 230/69kV, 3 x 83MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Restinga (nova)	1º e 2º TR 230/69 kV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Santa Marta	2º TR 230/69 kV, 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/138 kV Lagoa Vermelha 2	2º AT 230/138 kV, 3 x 50 MVA (1Φ)	2015
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 50Mvar (3Φ)	2019
SE 230/69kV Viamão 3 (nova)	1º, 2º e 3º TR 230/69kV, 3 x 83 MVA (3Φ)	2015
	1º TR 230/23kV, 50MVA (3Φ)	2018
	Compensador Síncrono, 230 kV, -100/+100 Mvar	2015
	Reator de barra (manobr.), 230 kV, 2 x 30 Mvar (3Φ)	2015
SE 230 kV Livramento 3 (nova)	RL(manobr.) LT 230kV Santa Maria 3 – Livramento 3 C1, 27 Mvar (3Φ)	2015
	RL(manobr.) LT 230kV Maçambará 3 – Livramento 3 C1, 15 Mvar (3Φ)*	2018
	RL(manobr.) LT 230kV Santa Maria 3 – Livramento 3 C1, 27 Mvar (3Φ)*	2021
	Compensador Síncrono, 230 kV, -100/+100 Mvar*	2021
	1º e 2º AT 525/230kV, (6+1) x 224 MVA (1Φ)	2015
	Reator de barra (manobr.), 525 kV, (6+1) x 33,3 Mvar (1Φ)	2015
SE 525/230/138 kV Capivari do Sul (nova)	RL(manobr.) LT 525kV Capivari do Sul – Guaíba 3, (3+1) x 33,3Mvar (1Φ)	2015
	1º e 2º AT 230/138kV, 2 x 100MVA (3Φ)	2017
	RL(fixo), LT 525kV Capivari do Sul – Siderópolis 2, (3+1) x 33,3Mvar (1Φ)*	2021
	1º e 2º AT 525/230kV, (6+1) x 224 MVA (1Φ)	2015
	Reator de barra (manobr.), 525 kV, (6+1) x 33,3 Mvar (1Φ)	2015
SE 525/230 kV Guaíba 3 (nova)	RL(fixo) no terminal Guaíba 3, (3+1) x 50Mvar (1Φ) realocado do terminal de Nova Santa Rita (LT 525kV Povo Novo - Nova	2015
	RL(fixo), LT 525kV Povo Novo – Guaíba 3 C2, (3+1) x 50Mvar (1Φ)	2015
	RL(fixo), LT 525kV Candiota – Guaíba 3 CD, (6+1) x 50Mvar (1Φ)*	2018
	RL(fixo), LT 525kV Povo Novo – Guaíba C3, 3 x 50Mvar (1Φ)*	2021
SE 230 kV Maçambará 3	Subestação seccionadora	2018
	RL(manobr.) LT 230kV Maçambará 3 – Livramento 3 C1, 15 Mvar (3Φ)	2018
SE 230/69 kV Vinhedos (nova)	1º e 2º TR 230/69kV, 2 x 165 MVA (3Φ)	2016
SE 230/69kV Lajeado 3 (nova)	1º e 2º TR 230/69kV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2016
SE 230/69kV Torres 2 (nova)	1º e 2º TR 230/69kV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2017
SE 230/69 kV Santa Rosa	3º TR 230/69kV, 1x 83 MVA (3Φ)	2017
SE 230/69 kV Bagé 2	3º TR 230/69kV, 1x 50 MVA (3Φ)	2017
SE 230/138 kV Cachoeirinha (nova)	1º e 2º AT 230/138 kV, 2 x 150 MVA (3Φ)	2018
SE 230/138 kV Presidente Médici	2º TR 230/138 kV, 3 x 38,3 MVA (1Φ)	2018

SE 230/69 kV Guaíba 2	3º TR 230/69 kV, 50 MVA (3Φ)	2018
SE 525 kV Cachoeira do Sul (nova)	Subestação seccionadora***	2018
SE 525/230 kV Candiota	2º e 3º AT 525/230kV, (6+1) x 224 MVA (1Φ)	2018
	RL(fixo), LT 525kV Candiota – Guaíba 3 CD, (6+1) x 50Mvar (1Φ)	2018
SE 230/69 kV Tapera 2	Capacitor (manobr.), 230 kV, 50Mvar (3Φ)	2019
SE 525/230 kV Santo Ângelo	3º AT 525/230kV, 3 x 224 MVA (1Φ)*	2021

Notas: * A implantação dessas obras está condicionada à concretização dos montantes eólicos existentes no Rio Grande do Sul. A data de necessidade apontada é referencial.
 ** O reator de linha de 150Mvar do terminal de Nova Santa Rita da LT 525kV Povo Novo – Nova Santa Rita será realocado para o terminal de Guaíba 3 da LT Povo Novo – Guaíba 3.
 *** A implantação da subestação Cachoeira do Sul está condicionada à entrada em operação do potencial térmico da região. A data de necessidade apontada é referencial.

Fonte: EPE

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 providas 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. A LT 525 kV Salto Santiago – Itá C2 será fundamental para contornar os problemas de desbalanço energético entre as bacias dos rios Iguaçu e Uruguai. A LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita C2 terá importância estratégica no envio de grandes blocos de energia para o Rio Grande do Sul. 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 local, eliminando a dependência da rede elétrica da região sul do país em relação à operação da UTE Jorge Lacerda. Há ainda a previsão de uma nova subestação 525/230 kV na região de Joinville, que será fundamental para o atendimento local.

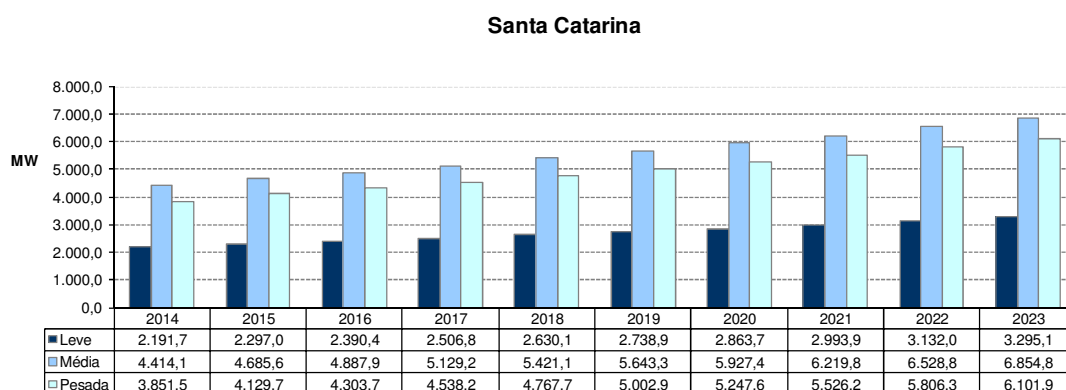
No caso específico da malha de 230 kV que atende à capital Florianópolis, foi indicada a expansão da única subestação existente SE 230/138 kV Desterro e a implantação de um novo ponto de suprimento 230/138 kV em Ratones, sendo este alimentado por uma linha de transmissão em 230 kV circuito duplo a partir da SE 525/230 kV Biguaçu.

Geração local

A potência instalada no estado, com a predominância de fontes hidráulicas, é da ordem de 7.000 MW, considerando as usinas hidrelétricas nas fronteiras com os estados do Rio Grande do Sul e Paraná.

Carga local

A carga do estado de Santa Catarina, a qual representa cerca de 27% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 5,2% no período decenal para o patamar de carga pesada. O Gráfico 78 resume os valores previstos para os três patamares de carga.

Gráfico 78 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina

Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado de Santa Catarina são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 96 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Santa Catarina

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 230 kV Curitiba – Joinville Norte C2, CS, 100 km*	2014
LT 525 kV Salto Santiago – Itá C2, CS, 190 km*	2014
LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita C2, CS, 305 km**	2014
LT 230 kV Blumenau - Joinville (recapacitação), CS 67 km	2015
LT 230 kV Blumenau – Joinville Norte (recapacitação), CS, 73,2 km	2015
Secc. LT 230 kV Blumenau – Biguaçu para SE Gaspar , CD, 1 km	2015
Secc. LT 525 kV Campos Novos – Biguaçu para SE Abdon Batista, CS, 2 x 3 km	2015
Secc. LT 230 kV Barra Grande – Lages CD para SE Abdon Batista, CD, 2 x 23 km	2015
LT 525kV Abdon Batista – Siderópolis 2 C1 e C2, CD, 250 km	2015
LT 525kV Campos Novos – Abdon Batista C2, CS, 40 km	2015
Secc. LT 230kV Jorge Lacerda – Siderópolis C3 para SE Tubarão Sul, 2 x CS, 2 x 8,5 km	2015
LT 230kV Siderópolis 2 – Siderópolis C1 e C2, CD, 1 km	2015
LT 230kV Siderópolis 2 – Forquilha C1, CS, 20 km	2015
LT 525kV Curitiba Leste – Blumenau C1 (antecipação), CS, 158 km*	2015
LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho C1, CS, 40 km	2016
LT 230 kV Biguaçu – Ratoles C1 e C2, CD, 28 km	2017

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 525kV Biguaçu – Siderópolis 2 C1, CS, 150 km	2018
Secc. LT 230 kV Blumenau – Palhoça para SE Gaspar, CD, 1 km	2018
LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho C2, CS, 40 km	2018
LT 230 kV Joinville 2 – Joinville C1 e C2, CD, 1 km	2021
Secc. LT 525 kV Curitiba Leste – Blumenau para SE Joinville 2, 2 x CS, 2 x 1 km*	2021
Notas: * Linha de transmissão entre os estados do Paraná e Santa Catarina. ** Linha de transmissão entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul.	
Fonte: EPE	

Tabela 97 – 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 TR 230/138 kV, 50 MVA (3Φ) 2015
SE 230/138 kV Joinville Norte	Capacitor (manobr.), 230 kV, 2 x 100 Mvar (3Φ) 2015
	4º AT 230/138kV, 150 MVA (3Φ) 2018
SE 230/138 kV Gaspar 2 (Nova)	1º, 2º e 3º AT 230/138 kV, 3 x 150 MVA (3Φ) 2015
SE 525/230 kV Abdon Batista (Nova)	1º e 2º AT 525/230 kV, (6+1) x 224 MVA (1Φ) 2015
	Reator de Linha (fixo), 525 kV, (6+2) x 25 Mvar (1Φ) 2015
SE 230/138 kV Itajaí	4º AT 230/138kV (substituição), 150 MVA (3Φ) 2015
SE 230/138 kV Pinhalzinho (Nova)	1º AT 230/138 kV, 150 MVA (3Φ) 2016
	2º e 3º AT 230/138 kV, 2 x 150 MVA (3Φ) 2018
SE 230 kV Canoinhas	Capacitor (manobr.), 230 kV, 50 Mvar (3Φ) 2015
	3º AT 230/138 kV (substituição), 150 MVA (3Φ) 2018
SE 525/230/138 kV Biguaçu	Reator de Barra (manobr.), 525 kV, (3+1) x 50 Mvar (1Φ) 2015
	4º AT 230/138kV, 150 MVA (3Φ) 2016
	Reator de Linha (manobr.), 525 kV, (3+1) x 25 Mvar (1Φ) 2018
	Compensador Estático, 525 kV, -100/300 Mvar 2018
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 100 Mvar (3Φ) 2018
	3º AT 525/230 kV (postergação), 3 x 224 MVA (1Φ) 2018
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 100 Mvar (3Φ) 2021
	1º e 2º AT 525/230 kV, (6+1) x 224 MVA (1Φ) 2015
	Reator de Barra (manobr.), 525 kV, (3+1) x 50 Mvar (1Φ) 2015
	Reator de Linha (manobr.), 525 kV, (6+2) x 50 Mvar (1Φ) 2015
SE 525/230 kV Siderópolis 2 (Nova)	Reator de Linha (manobr.), 525 kV, (3+1) x 25 Mvar (1Φ) 2018
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 100 Mvar (3Φ) 2021
	3º AT 525/230 kV, 3 x 224 MVA (1Φ) 2021
	Reator de Linha (manobr.), 525 kV, (3+1) x 33,3 Mvar (1Φ)* 2021
	1º AT 230/138 kV, 150 MVA (3Φ) 2015
SE 230/138/69 kV Tubarão Sul (Nova)	1º e 2º TR 230/69 kV, 2 x 150 MVA (3Φ) 2015
	2º AT 230/138 kV, 150 MVA (3Φ) 2021
SE 230 kV Rio do Sul	Capacitor (manobr.), 230 kV, 100 Mvar (3Φ) 2015

	Capacitor (manobr.), 230 kV, 50 Mvar (3Φ)	2021
SE 230/69 kV Forquilha	3º TR 230/69 kV, 150 MVA (3Φ)	2015
SE 525 kV Blumenau	Reator de Barra (manobr.), 525 kV, (3+1) x 50 Mvar cada (1Φ)	2015
SE 230/138 kV Videira	3º TR 230/138 kV, 150 MVA (3Φ)	2016
SE 230/138 kV Desterro	Reator de Barra (manobr.), 230 kV, 2 x 50 Mvar (3Φ)	2017
	2º AT 230/138 kV, 150 MVA (3Φ)	2022
SE 230/138 kV Ratoles (Nova)	1º e 2º AT 230/138 kV, 2 x 150 MVA (3Φ)	2017
	Reator de Barra (manobr.), 230 kV, 2 x 50 Mvar (3Φ)	2017
SE 525/230 kV Joinville 2 (Nova)	1º AT 525/230 kV, (3+1) x 224 MVA cada (1Φ)	2021
SE 230/138 kV Palhoça	1º, 2º e 3º AT 230/138 kV (substituição), 3 x 150 MVA (3Φ)	2022
SE 230/138 Itajaí	Banco de Capacitores, 230 kV, 100 MVar	2023

Nota: * A implantação dessa obra está condicionada à concretização dos montantes eólicos existentes no Rio Grande do Sul. A data de necessidade apontada é referencial.

Fonte: EPE

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. Por sua vez, a LT 525 kV Salto Santiago – Itá C2 será fundamental para contornar os problemas de desbalanço energético entre as bacias dos rios Iguaçu e Uruguai.

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.

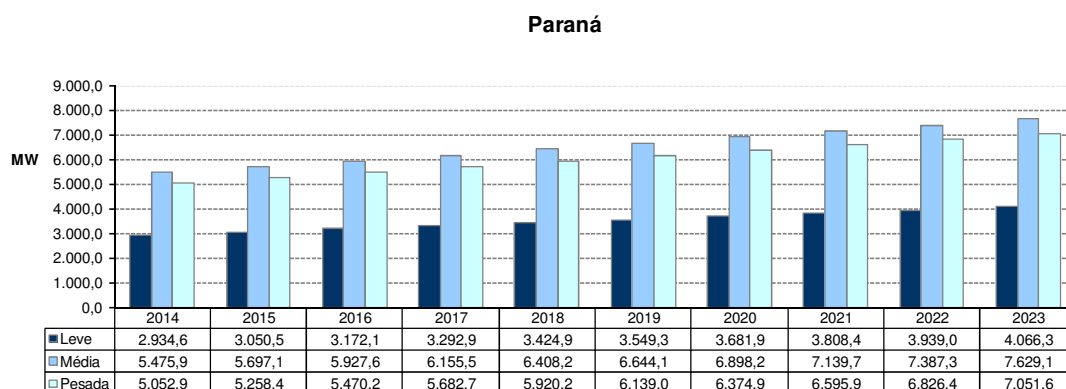
Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 18.000 MW, considerando as usinas hidrelétricas localizadas na fronteira com o estado de São Paulo, com a predominância de fontes hidráulicas (90%).

Carga local

A carga do estado do Paraná, que corresponde a 32% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 3,8% no período decenal para o patamar de carga pesada. A previsão para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 79.

Gráfico 79 – Evolução da carga do Estado do Paraná



Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado do Paraná previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 98 e na Tabela 99.

Tabela 98 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica – Paraná

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Curitiba – Joinville Norte C2, CS, 100 km*	2014
LT 525 kV Salto Santiago – Itá C2, CS, 190 km*	2014
LT 230 kV Umbará – Uberaba C2 (recondutoramento), CS, 36 km	2014
LT 230 kV Cascavel Oeste – Umuarama, CS, 143 km	2014
LT 230 kV Umuarama – Guaíra, CS, 100 km	2014
Secc. LT 230 kV Campo Comprido – Umbará para SE Santa Quitéria, CD, 0,5 km	2014
LT 525 kV Curitiba – Curitiba Leste, CS, 28 km	2014
Secc. LT 230 kV Uberaba – Posto Fiscal para SE Curitiba Leste, CD, 1 km	2014
Secc. LT 230 kV Distrito São José dos Pinhais – Santa Mônica para SE Curitiba Leste, CD, 3 km	2014
LT 230 kV Cascavel Oeste – Cascavel Norte C2, CS, 30 km	2014
Secc. LT 230 kV Cascavel Oeste – Umuarama para SE Cascavel Norte, CD, 3 km	2014
LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório C2, CS, 10 km	2014
LT 230 kV Londrina – Figueira C2, CS, 88 km	2014
LT 230 kV Curitiba Leste – Uberaba (recondutoramento), CS, 18 km	2014
LT 525 kV Curitiba Leste – Blumenau, CS, 158 km*	2015
Secc. LT 230 kV Assis – Salto Grande para SE Andará Leste, CS, 2 x 20 km	2015

Secc. LT 230 kV Pilarzinho – CCPR para SE Curitiba Norte, CD, 1 km	2016
LT 230 kV Curitiba Norte – Bateias, CS, 35 km	2016
LT 230 kV Foz do Chopim – Realeza, CS, 50 km	2016
LT 230 kV Figueira – Ponta Grossa Norte (recapitação), CS, 137 km	2017
LT 230 kV Sarandi – Paranaíba Norte, CD, 80 km	2017
LT 525 kV Londrina – Sarandi, CS, 71 km, C1	2017
Secc. LT 230 kV Londrina – Maringá para SE Sarandi, CD, 1 km	2017
Secc. LT 230 kV Londrina – Apucarana para SE Londrina Sul, CD, 1 km	2017
LT 500 kV Itatiba – Bateias, CS, 387 km**	2017
LT 230 kV Uberaba – Capanema (subterrânea), CD, 7,8 km	2018
Secc. LT 230 kV Umbará – Uberaba C1 para SE Curitiba Sul, CD, 8 km	2018
Secc. LT 230 kV Cascavel – Foz do Iguaçu Norte para SE Medianeira, CD, 2 km	2018
Secc. LT 230 kV Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte para SE Medianeira, CD, 2 km	2018
LT 230 kV Baixo Iguaçu – Realeza, CS, 35 km	2018
LT 500 kV Assis – Londrina C2, 123 km	2018
LT 230 kV Figueira – Jaguariaíva (Recapitação), CS, 82,7 km	2021
LT 525 kV Londrina – Sarandi, CS, 71 km, C2	2022
LT 525 kV Bateias – Curitiba Leste, CS, 65 km, C1	2023
LT 230 kV Londrina – Apucarana, CS, 46 km, C2 (Recapitação)	2023

Notas: * Linha de transmissão entre os estados do Paraná e Santa Catarina.

** Linha de transmissão entre os estados de São Paulo e Paraná.

Fonte: EPE

Tabela 99 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Paraná

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Umuarama (Nova)	1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2014
SE 230/138/13,8 kV Santa Quitéria – SF6 (Nova)	1º e 2º TR 230/138 kV (69 kV), 150 MVA cada (3Φ)	2014
	1º e 2º TR 230/13,8 kV, 50 MVA cada (3Φ)	2014
SE 525/230 kV Curitiba Leste (nova)	1º AT 525/230 kV, 3 x 224 MVA (1Φ)	2014
SE 230/13,8 kV Uberaba	1º e 2º TR 230/13,8 kV, 50 MVA cada (3Φ)	2014
SE 230/138 kV Cascavel Norte (Nova)	1º e 2º TR 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2014
SE 230/138 kV Foz do Iguaçu Norte	Banco de Capacitores, 138 kV, 30 MVar	2014
SE 230 kV Guaíra	Capacitor (manobr.), 230 kV, 50 Mvar (3Φ)	2015
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 30 Mvar (3Φ)	2018
	RL (fixo) no terminal Itatiba, 3 x 30 Mvar (1Φ)	2017
SE Bateias 500 kV	Capacitor série no terminal Bateias, 970 Mvar (3Φ)	2017
SE 230/138 kV Curitiba Norte (Nova)	1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2016
SE 230/138 Andirá Leste (Nova)	1º e 2º ATF 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2015
SE 230/138 Realeza (Novo setor 230 kV)	1º ATF 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2016
SE 230/138 kV Foz do Iguaçu Norte	Banco de Capacitores, 138 kV, 30 MVar	2016
SE 230/138 kV Paranaíba Norte (Nova)	1º e 2º ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA (Banco 1 Φ)	2017
	Banco de Capacitores, 138 kV, 30 MVar	2020
SE 230/138 kV Umuarama Sul	3º AT 230/138 kV, 150 MVA (3Φ)	2017

	Banco de Capacitores, 138 kV, 30 MVar	2017
SE 230/138 kV Sarandi	2º e 3º ATF 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2017
SE 230/138 kV Apucarana	Banco de Capacitores, 138 kV, 30 MVar	2017
SE 230/138 kV Londrina Sul (Nova)	1º ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA (Banco 1 Φ)	2017
	Banco de Capacitores, 138 kV, 30 MVar	2017
SE 525/230 kV Sarandi (Novo setor 525 kV)	1º ATF 525/230 kV, 3 x 50 MVA (Banco 1 Φ)	2017
	2º ATF 525/230 kV, 3 x 50 MVA (Banco 1 Φ)	2022
SE 230/138/13,8 kV Capanema – SF6 (Nova)	1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2018
	1º e 2º TR 230/13,8 kV, 50 MVA cada (3Φ)	2018
SE 230/138kV Curitiba Sul (Nova)	1º AT 230/138 kV, 150 MVA (3Φ)	2018
SE 230/138 kV Medianeira	1º ATF 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2018
SE 230/138 Realeza	2º ATF 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2020
SE 525/230 kV Bateias	Banco de Capacitores, 230 kV, 200 MVar	2023
SE 525/230 kV Curitiba Leste	Banco de Capacitores, 230 kV, 200 MVar	2023
SE 230/138 kV Campo Mourão	Banco de Capacitores, 230 kV, 100 MVar	2023

Fonte: EPE

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*), com o objetivo de viabilizar o suprimento elétrico do estado mesmo em condições críticas de geração local, com hidraulicidade baixa e as usinas térmicas fora de operação.
- Atendimento à Região Serrana (*futuro*), com o objetivo de promover o suprimento elétrico da região citada.

Estado de Santa Catarina

- Atendimento à Região do Vale do Itajaí (*em curso*), com o objetivo de promover o suprimento elétrico da região citada.

Estado do Paraná

- Atendimento à Região Centro-Sul (*em curso*), com o objetivo de promover o suprimento elétrico da região citada.
- Expansão da Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste (*futuro*), com o objetivo de 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 2014-2023 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.

Evolução física

Tabela 100 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Linhas de transmissão (km)

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
Existente em 2013*	0	2.683	3.996	39.083	6.728	10.272	49.897	112.660
Evolução 2014-2023	9.518	0	2.375	37.325	194	1.645	18.760	69.817
Evolução 2014-2018	2.140	0	2.375	25.096	146	843	11.700	42.300
Evolução 2019-2023	7.378	0	0	12.229	48	802	7.060	27.517
Estimativa 2023	9.518	2.683	6.371	76.408	6.922	11.918	68.656	182.477

Nota: * Dados do DMSE/MME

Fonte: EPE

Tabela 101 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Transformação (MVA)

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
Existente em 2013**	22.500	120.824	23.916	48.445	73.261	288.946
Evolução 2014-2023	0	97.102	5.850	19.012	40.994	162.958
Evolução 2014-2018	0	65.335	3.500	11.513	29.887	110.235
Evolução 2019-2023	0	31.767	2.350	7.499	11.107	52.723
Estimativa 2023	22.500	217.926	29.766	67.457	114.255	451.904

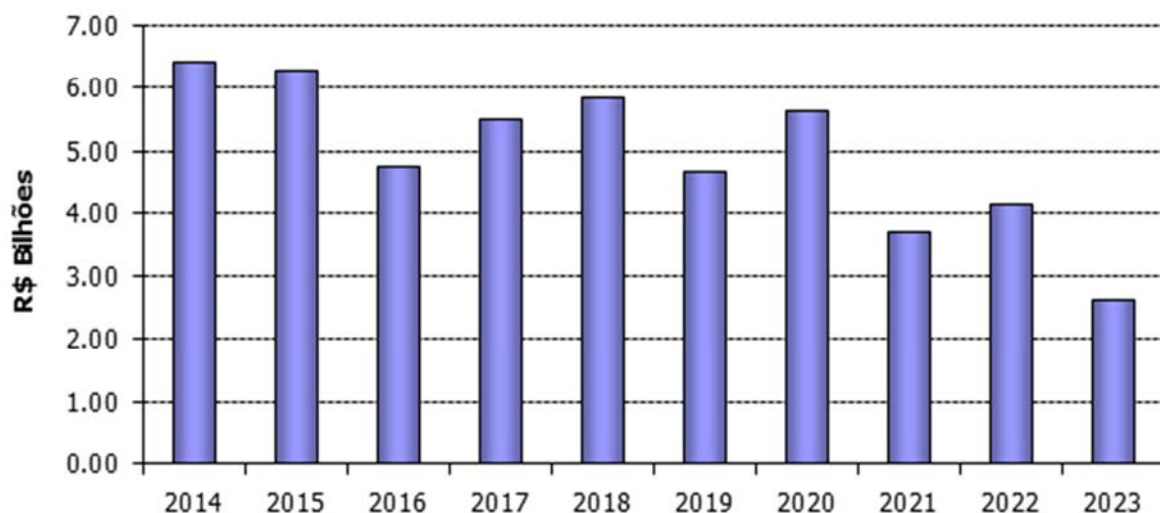
Notas: * Inclui os transformadores de fronteira.

** Dados do DMSE/MME

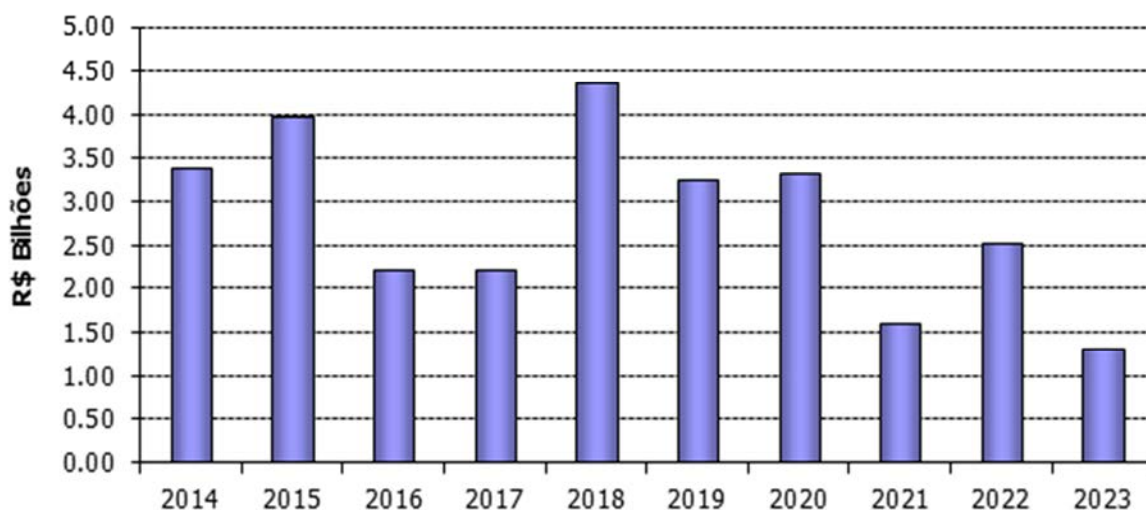
Fonte: EPE

Investimentos

Os gráficos a seguir apresentam os investimentos previstos anualmente em linhas de transmissão e subestações, incluindo as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal e as expansões referentes à entrada de usinas eólicas neste período.

Gráfico 80 – SIN – Estimativa dos investimentos em linhas de transmissão

Fonte: EPE

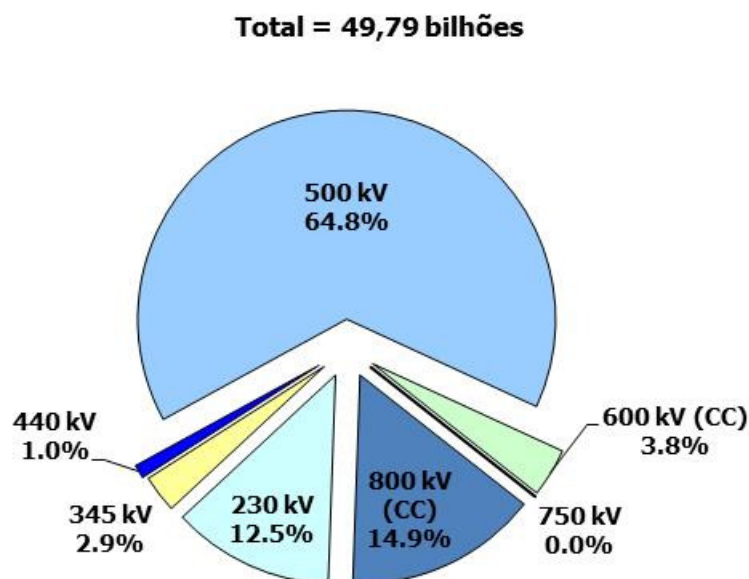
Gráfico 81 – SIN – Estimativa dos investimentos em subestações

Fonte: EPE

Nos gráficos a seguir, são mostrados os investimentos totais de forma desagregada por nível de tensão, considerando o valor acumulado no período 2014-2023, computando-se nesse total as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal. O valor total atinge a cerca de R\$ 78,0 bilhões, sendo R\$ 49,8 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 28,2 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

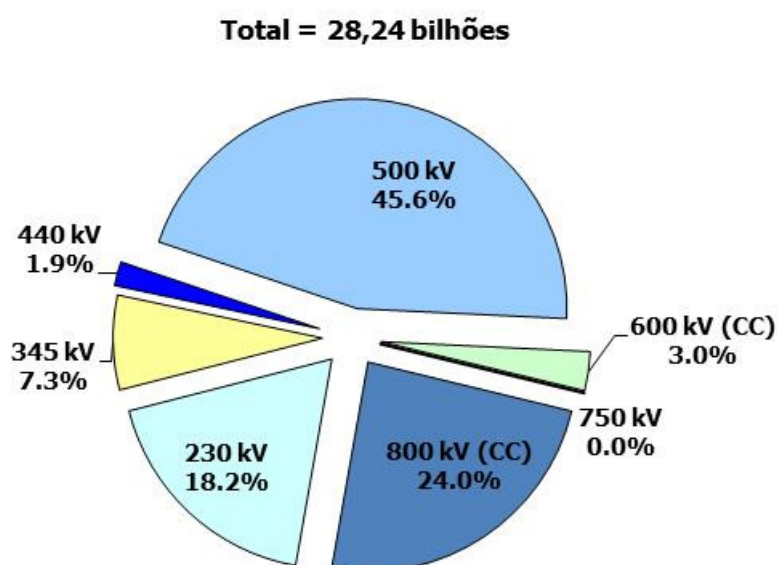
Sem o cômputo das instalações já licitadas, ou seja, considerando apenas as novas instalações de linhas de transmissão e subestações previstas, o valor total resulta da ordem de R\$ 43,1 bilhões, sendo cerca de R\$ 26,7 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 16,4 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

Gráfico 82 – Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão



Fonte: EPE

Gráfico 83 – 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. Os itens abaixo indicam as premissas consideradas no PDE 2023 para esses parâmetros:

- 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 evolução da RAP no período decenal foi estimada a partir dos investimentos informados pelas empresas participantes do Plano Decenal de Transmissão e das estimativas de custos-padrão constantes do Sistema de Gestão da Expansão da Transmissão (SGET) da EPE. A Receita Anual Permitida (RAP) contemplada no primeiro ano do PDE (ano 2014, que corresponde ao ciclo tarifário 2013-2014) foi de R\$ 8.500.798,20, conforme o disposto Resolução Homologatória nº 1.555/2013.

Como resultado das análises, o valor médio da TUST de geração projetado para 2023, considerando as usinas das quatro regiões geoeletricas, foi da ordem de R\$ 4,4/kW.mês. Separadamente para as regiões, os resultados foram: Sul – R\$ 4,3/kW.mês, Nordeste – R\$ 4,4/kW.mês, Norte – R\$ 3,8/kW.mês e Sudeste/Centro-Oeste – R\$ 5,0/kW.mês.

Quanto à TUST de carga, em 2023, foram obtidos os seguintes valores médios por região: Sul – R\$ 5,0/kW.mês, Nordeste – R\$ 4,8/kW.mês, Norte – R\$ 5,8/kW.mês e Sudeste/Centro-Oeste – R\$ 4,7/kW.mês.

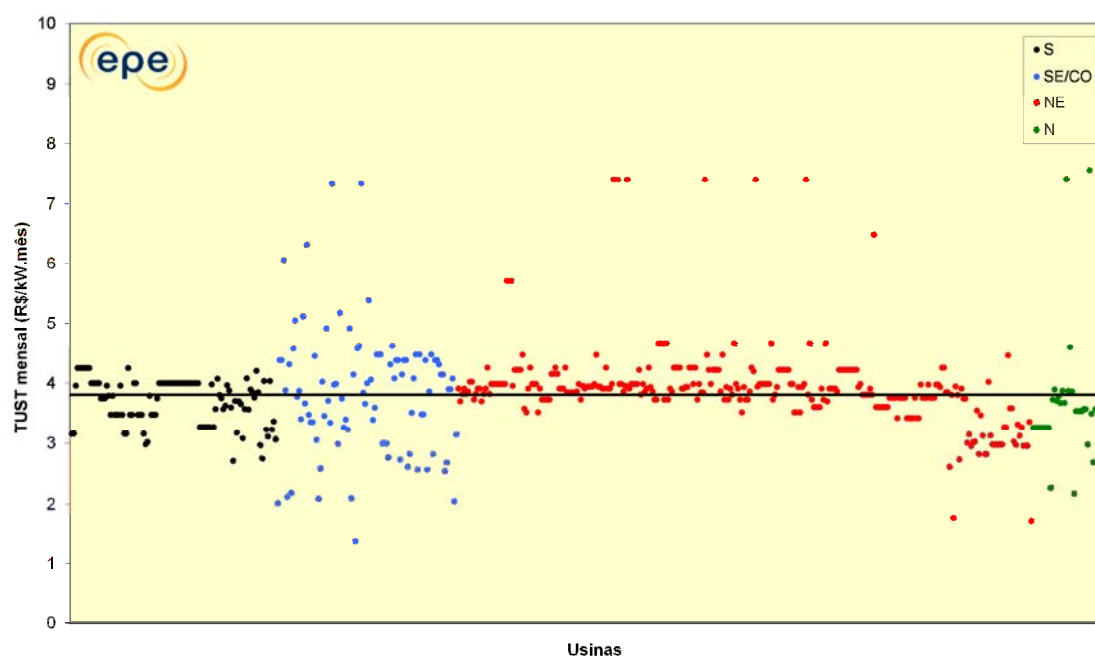
Observa-se que na estimativa dos custos de expansão da transmissão foram incorporados custos referentes às expansões do SIN, que estão sendo analisadas em estudos, ainda em desenvolvimento, para o escoamento de significativo potencial eólico nas regiões Nordeste e Sul (superior ao indicado no capítulo III), bem como da expansão das interligações regionais. Tal condição justifica, em parte, o aumento relativo dos valores de TUST deste PDE em relação ao ciclo anterior, proporcionalmente maior que o aumento de demanda.

Na sequência, esses resultados são apresentados com maior detalhe.

TUST para Instalações de Geração

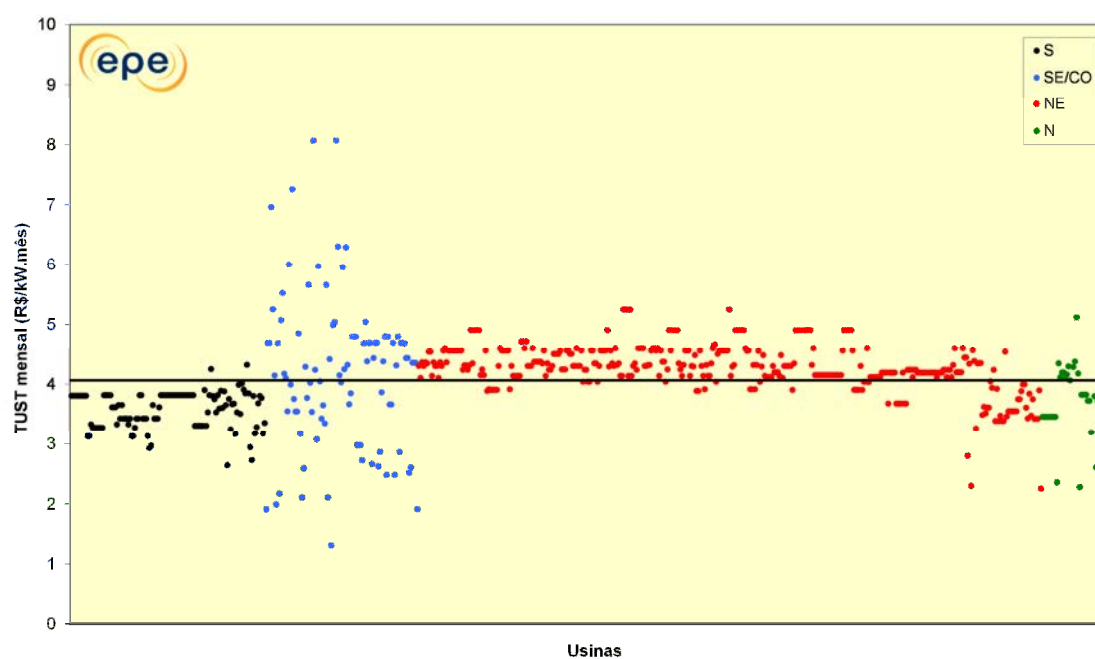
Os gráficos a seguir apresentam a distribuição da estimativa das TUST de geração de cada submercado, em relação à média do sistema, considerando-se apenas os anos ímpares do período 2014-2023, à exceção do ano 2015 (correspondente ao ciclo tarifário 2014-2015), visto que as tarifas oficiais desse período serão disponibilizadas em breve pela ANEEL.

Gráfico 84 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2017



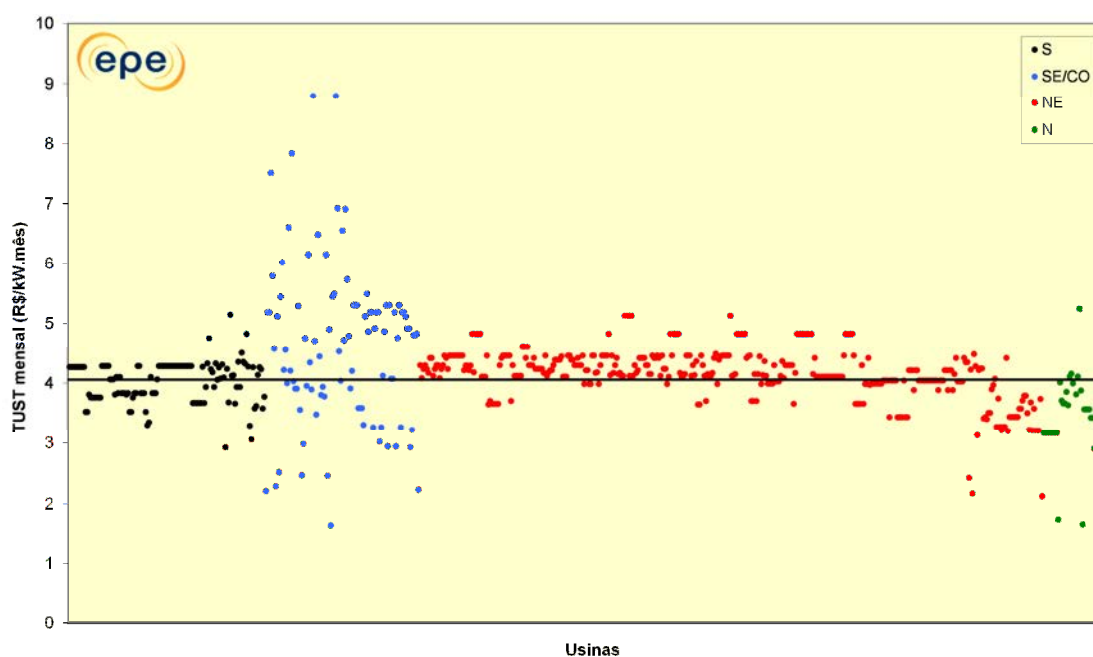
Fonte: EPE

Gráfico 85 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2019



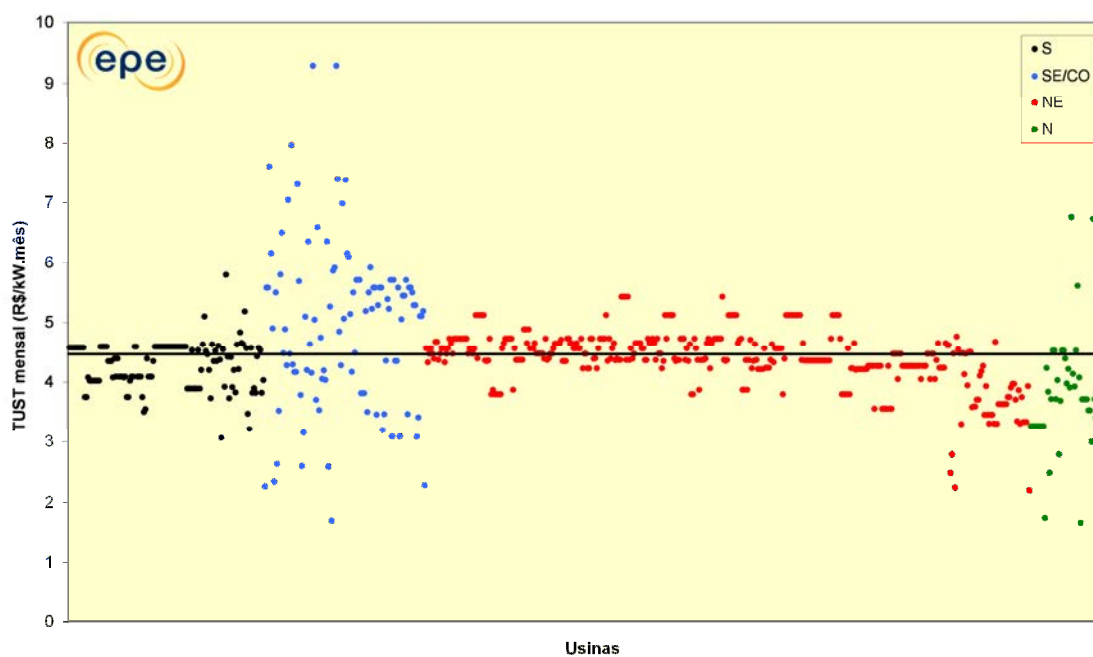
Fonte: EPE

Gráfico 86 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2021



Fonte: EPE

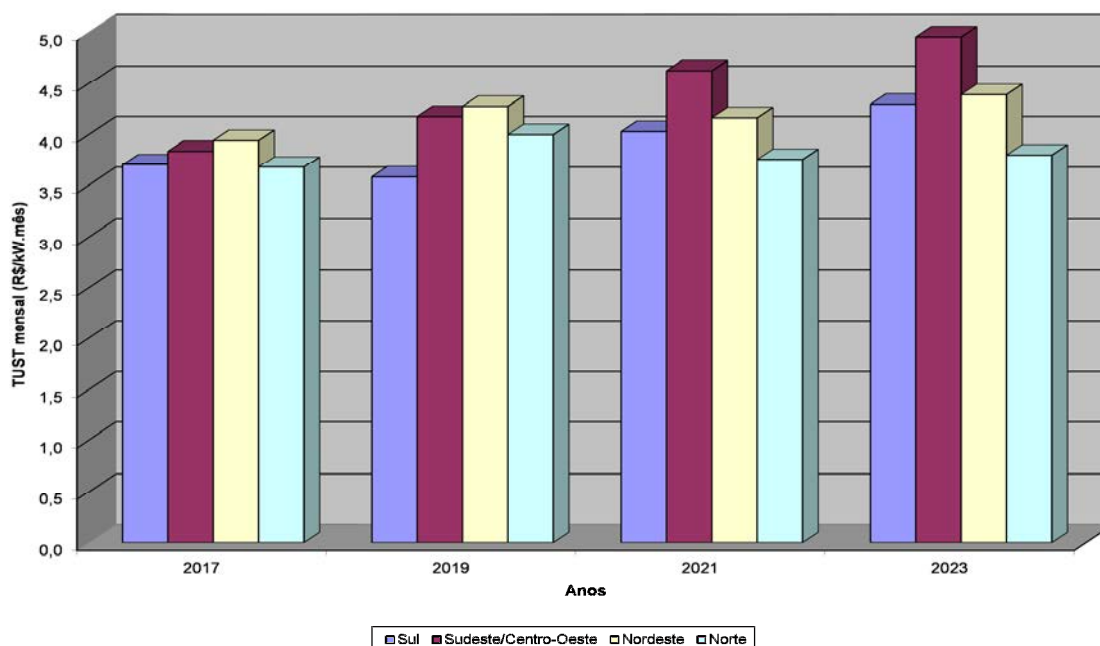
Gráfico 87 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2023



Fonte: EPE

No Gráfico 88 é mostrada a estimativa da evolução da TUST média de geração dos submercados.

Gráfico 88 – TUST média de geração



Fonte: EPE

TUST para Instalações de Consumo (TUST de Carga)

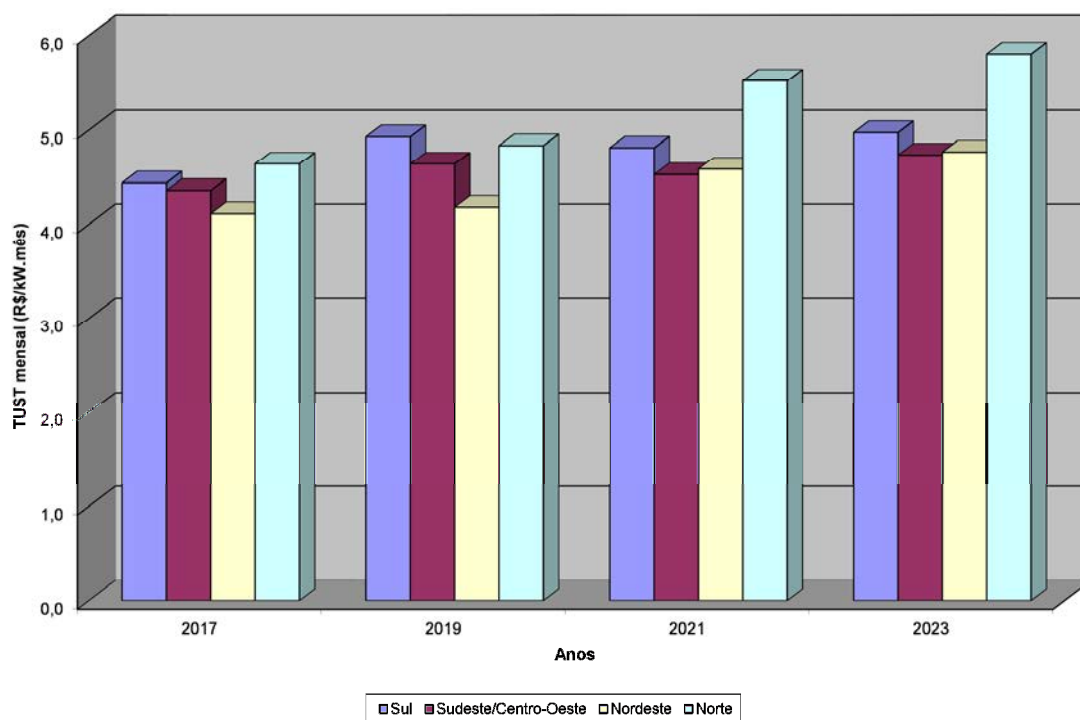
A Tabela 102 apresenta a estimativa das TUST de carga obtidas para o sistema interligado, com os valores mínimo, máximo e médio de cada submercado, para os anos ímpares do período decenal 2014-2023, à exceção do ano 2015 (correspondente ao ciclo tarifário 2014-2015), visto que as tarifas oficiais desse período serão disponibilizadas em breve pela ANEEL.

Tabela 102 – Tarifas de carga

Ano	Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
		Mínima	Máxima	Média
2017	Sul	3,4	5,5	4,4
	Sudeste/Centro-Oeste	0,0	6,3	4,4
	Nordeste	0,3	6,4	4,1
	Norte	2,4	5,7	4,6
2019	Sul	3,8	6,1	4,9
	Sudeste/Centro-Oeste	0,0	6,8	4,6
	Nordeste	2,2	6,4	4,2
	Norte	2,0	6,1	4,8
2021	Sul	3,3	6,1	4,8
	Sudeste/Centro-Oeste	0,0	6,8	4,5
	Nordeste	2,5	6,8	4,6
	Norte	1,7	7,0	5,5
2023	Sul	3,0	6,4	5,0
	Sudeste/Centro-Oeste	0,0	7,1	4,7
	Nordeste	2,4	7,1	4,8
	Norte	1,8	7,4	5,8

O Gráfico 89 mostra a estimativa da evolução da tarifa média de carga dos submercados no período 2017-2023.

Gráfico 89 – TUST média de carga



Fonte: EPE

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 2014-2023, 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).

Neste PDE, além das previsões desagregadas quanto à qualidade do petróleo (leve, mediano e pesado) e quanto à procedência do GN: associado e não associado, acrescentam-se desagregações quanto ao ambiente de E&P (terra costeira, terra interior, mar costeiro, água rasa, água profunda e água ultraprofunda) e área do pré-sal (Extra Pré-Sal Legal, Pós-Sal e Pré-Sal Geológico).⁵⁷

Adicionalmente, são abordados os recursos não convencionais de petróleo e gás, dada a relevância que o tema tem adquirido no país e no mundo, principalmente quanto ao gás natural; a dispersão das projeções de produção, de modo a expressar a incerteza inerente às atividades de Exploração e Produção (E&P); e, os volumes dos recursos recuperáveis que sustentam as projeções de produção.

1. Introdução

As previsões de produção 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 nessa previsão, ao longo do período estudado. Assim, a produção potencial do PDE poderá superar a estimativa da demanda efetiva, que reflete o comportamento 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.⁵⁸ Ela se refere à produção condicionada à hipótese plausível de existência de mercado consumidor e/ou de infraestrutura. No caso do GN, as hipóteses são testadas 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 produtivas correspondem a prospectos ainda não perfurados por poços pioneiros. Consideram-se UP

⁵⁷ Nos planos anteriores as projeções de produção eram apresentadas somente em escala de país e para o prisma vertical de profundidade indeterminada dos blocos, inclusive no caso do pré-sal.

⁵⁸ 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.

tanto nas áreas contratadas (por concessão, até a Rodada 11, ou cessão onerosa com a Petrobras) quanto em parte das áreas da União ainda não contratadas com empresas de E&P.

Neste PDE enfoca-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 incerteza e risco 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*), descobertas em avaliação exploratória na Bacia de São Francisco 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 a 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 (2013). Para as UP em áreas da União ainda não contratadas, utilizaram-se mapas de bacias efetivas do estudo Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2012), combinados com critérios exploratórios e ambientais.⁵⁹

Os volumes (de estoque) de petróleo e gás natural, 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 no país, conforme registros da ANP referentes a 31 de dezembro de 2012;
- UP de recursos contingentes nas áreas contratadas (RC)⁶⁰: informações volumétricas contidas nos planos originais de avaliação de descobertas em blocos exploratórios submetidos pelas concessionárias à ANP; a depender da disponibilidade de dados, foram utilizadas avaliações de expectativa de fluido e de área de prospectos provenientes do Zoneamento (EPE, 2012);
- UP de recursos não descobertos (potencial petrolífero) nas áreas contratadas até 31 de maio de 2013 (RND-E)⁶¹: avaliações do Zoneamento (EPE, 2012) para as chances de descobertas comerciais, expectativas de tipos de fluidos e áreas de prospectos nos diversos *plays* exploratórios das bacias brasileiras, combinadas com estatísticas de poços exploratórios e volumes de campos descobertos;

⁵⁹ Os principais critérios 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; setores das bacias sedimentares brasileiras delineados pela ANP a partir da Quinta Rodada de Licitações, em 2003; e, uma classificação ambiental das áreas de cada bacia sedimentar, quanto ao tipo de restrição para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, em *apta*, *moratória* ou *não apta* (no âmbito da Portaria Interministerial Nº 198, em 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).

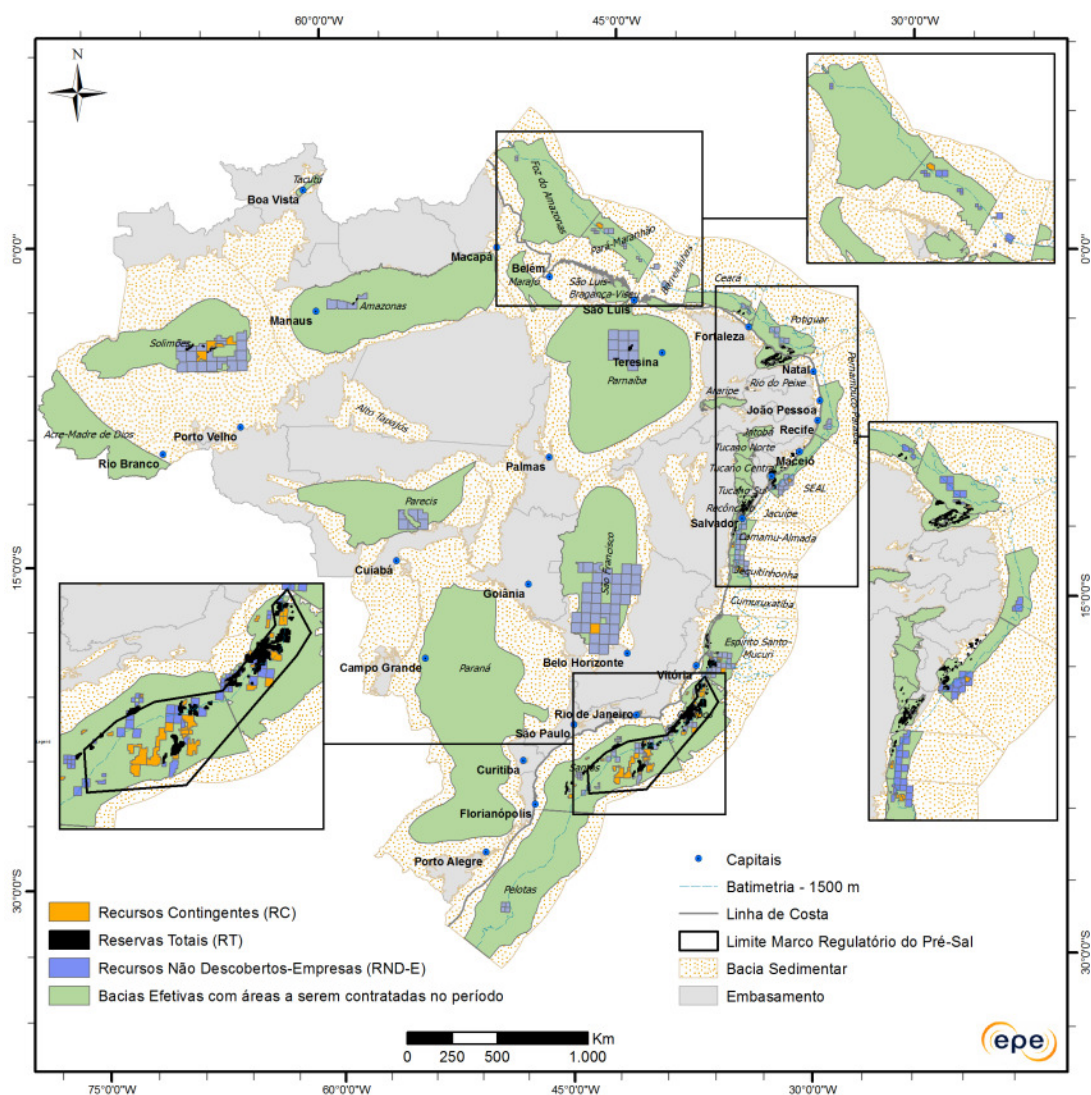
⁶⁰ O recurso petrolífero do bloco de Libra, oferecido em outubro de 2013 na primeira licitação no regime de partilha no Brasil, está considerado na categoria de recurso contingente em área contratada. Também estão na categoria de contingentes os volumes das descobertas de Franco e Carioca (BM-S-9) que tiveram a comercialidade declarada em dezembro de 2013, quando passaram a se chamar de campos de Búzios e Lapa, depois do período de elaboração das projeções de produção de petróleo deste PDE.

⁶¹ Foram considerados todos os 142 blocos arrematados na Rodada 11 em maio de 2013. No segundo semestre de 2013 foram assinados 120 contratos.

- UP de recursos não descobertos na área da União⁶²: mapas de *plays* efetivos do Zoneamento (EPE, 2012), analogias geológicas e estimativas volumétricas para UP com recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E).

A Figura 21, baseada no estudo Zoneamento (EPE, 2012), apresenta a distribuição geográfica das UP em áreas contratadas (RT, RC e RND-E) e das áreas de bacias efetivas da União contendo UP projetadas para contratação no período deste PDE.

Figura 21 – Bacias efetivas nas áreas da União e com as UP em áreas contratadas com recursos descobertos e não descobertos



Fonte: EPE

De modo consistente com as previsões de produção, elaboram-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.

⁶² Os recursos contidos nos 240 blocos na Rodada 12, ofertados em novembro de 2013 às empresas de E&P, estão considerados na categoria da União; 72 blocos foram arrematados, contudo, até junho de 2014, nenhum contrato foi assinado.

O processo de elaboração das projeções de produção de petróleo e gás natural deste PDE foi iniciado no segundo trimestre de 2013 e encerrado no início do quarto trimestre de 2013, 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.

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 2013-2017⁶³. O modelo também envolve a previsão do ano da descoberta e do início da produção, para as UP contratadas e ainda sem 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), envolve os seguintes componentes:

- previsão de produção nacional para as áreas já contratadas;
- previsão de demanda de petróleo e gás natural no longo prazo;
- 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 ao longo do período deste PDE, englobaria cerca de 3000 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

⁶³ As previsões de curto prazo (2014 e 2015) são sustentáveis, considerando-se a versão dos PAPs de março de 2014 e as produções realizadas de janeiro a abril de 2014, conforme ANP.

o grau de incerteza correspondente a cada uma das quatro categorias de UP abordadas no item anterior (RT, RC, RND-E e União).

Na Tabela 103 e no Gráfico 90 apresenta-se a previsão de produção potencial diária de petróleo nacional até 2023. A produção sustentada somente nas reservas totais (RT), referidas a 31 de dezembro de 2012, deverá atingir os maiores volumes entre 2018 e 2019, declinando em seguida. 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 51% da produção em 2023. A partir de 2016, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), porém contribuindo apenas com aproximadamente 1% da produção nacional em 2023. 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, é prevista iniciar-se 2019 e alcançar cerca de 3% da produção potencial total em 2023⁶⁴. Em relação ao total, considerando-se todas as quatro fontes de recursos referidas acima, estima-se que a produção em 2023 tenha potencial de ser 141% maior que a registrada em 2013⁶⁵. É notória a dominância da participação dos recursos já descobertos (RT e RC) na produção de petróleo ao longo de todo o período deste PDE.

Tabela 103 – Previsão nacional de produção de petróleo por nível de incerteza dos recursos

RECURSO: PETRÓLEO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	milhões de barris diários									
União	-	-	-	-	-	0,023	0,054	0,072	0,093	0,134
RND-E	-	-	0,005	0,013	0,020	0,035	0,044	0,047	0,059	0,072
RC	0,002	0,013	0,079	0,264	0,559	0,971	1,427	1,881	2,243	2,474
RT	2,550	2,763	2,827	2,814	3,090	3,078	3,021	2,766	2,462	2,214
TOTAL	2,552	2,776	2,910	3,091	3,668	4,107	4,546	4,766	4,859	4,893

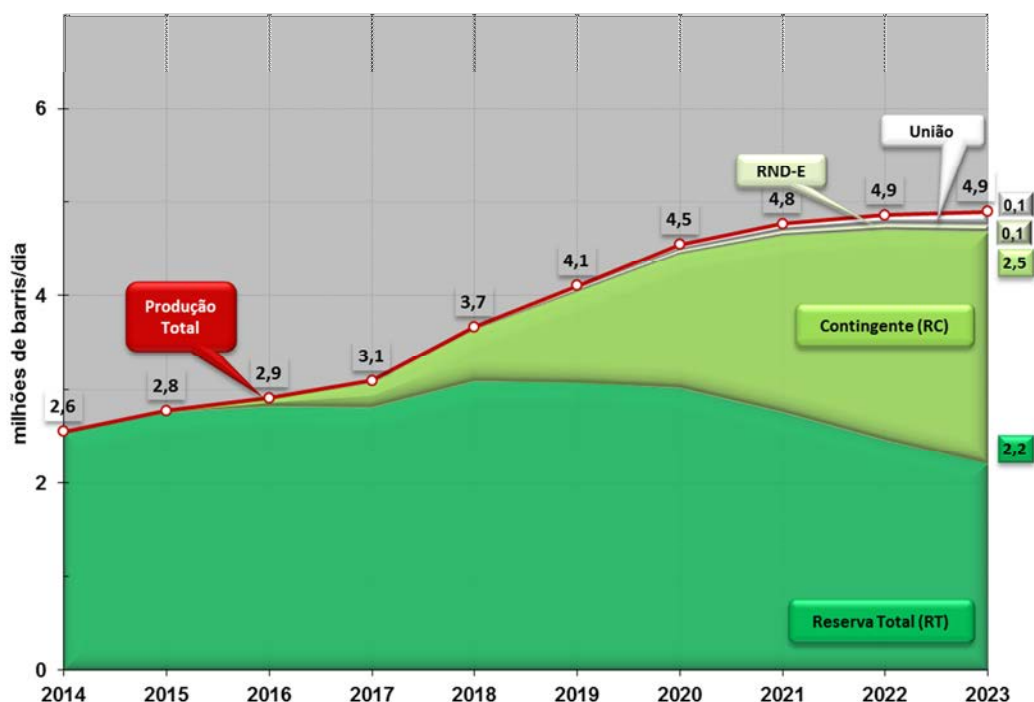
Nota: As legendas referem-se a: (1) União = recursos não descobertos em áreas não contratadas; (2) RND-E = recursos não descobertos em áreas contratadas com empresas; (3) RC = recursos contingentes e (4) RT = reservas totais.

Fonte: EPE

⁶⁴ 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).

⁶⁵ A produção média diária de petróleo realizada em 2013 foi de 2,03 milhões de bpd, segundo dados disponibilizados pela ANP.

Gráfico 90 – Produção nacional de petróleo



Fonte: EPE

A Tabela 104 apresenta as previsões de produção de petróleo nacional, classificada conforme a densidade do petróleo⁶⁶, em áreas contratadas com empresas, a partir dos recursos descobertos (RT + RC). Observa-se uma predominância do petróleo mediano até o final do período e uma significativa queda de participação do petróleo pesado, 42% em 2014 para 13% em 2023.

Tabela 104 – Produção de petróleo a partir de recursos descobertos em áreas contratadas, classificada por densidade

RECURSO: PETRÓLEO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
milhões de barris diários										
LEVE	0,379	0,465	0,535	0,519	0,526	0,527	0,546	0,545	0,500	0,459
MEDIANO	1,113	1,209	1,346	1,664	2,223	2,630	3,077	3,358	3,540	3,636
PESADO	1,060	1,102	1,025	0,895	0,900	0,891	0,824	0,744	0,666	0,593
TOTAL	2,552	2,776	2,906	3,078	3,649	4,049	4,448	4,647	4,706	4,688

Fonte: EPE

A Tabela 105 e o Gráfico 91 apresentam a previsão de produção bruta potencial nacional diária de gás natural até 2023.⁶⁷ 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.

⁶⁶ 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 ($10 \leq ^{\circ}\text{API} < 22$).

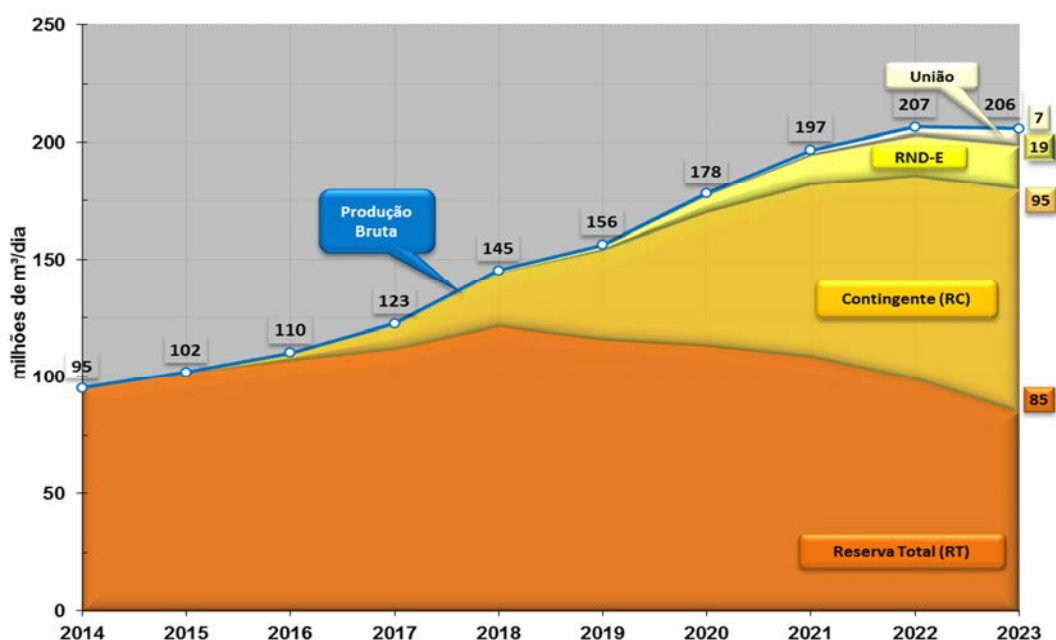
⁶⁷ No caso da Bacia de São Francisco, resultados preliminares das atividades de E&P ao final do processo de elaboração deste PDE antecipam provável redução de expectativas de produção de gás natural para o próximo ciclo do PDE (2015-2024). Há importantes incertezas técnicas e econômicas nessa bacia a resolver, para a qual ainda pode ser considerada a possibilidade de recurso convencional e não convencional. Com relação ao PDE 2022, há nove (9) blocos a menos, devolvidos pelas operadoras à União; a única descoberta com plano de avaliação continua sendo a do bloco SF-T-132.

Tabela 105 – Previsão de produção bruta potencial de gás natural por nível de incerteza dos recursos

RECURSO: GÁS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
milhões de metros cúbicos diários										
União	-	-	-	-	-	0,434	1,078	2,159	3,960	7,321
RND-E	-	-	0,096	0,337	0,861	2,058	7,318	12,998	17,210	18,756
RC	0,039	0,233	3,221	10,643	22,944	37,865	56,411	73,245	86,522	94,904
RT	95,021	101,815	106,911	111,622	121,527	115,981	113,310	108,297	98,820	84,732
TOTAL	95,061	102,047	110,229	122,601	145,332	156,339	178,118	196,700	206,512	205,712

Nota: As legendas referem-se a: (1) União = recursos não descobertos em áreas não contratadas; (2) RND-E = recursos não descobertos em áreas contratadas com empresas; (3) RC = recursos contingentes e (4) RT = reservas totais.

Fonte: EPE

Gráfico 91 – Produção bruta potencial nacional de gás natural

Fonte: EPE

Contando-se apenas com as reservas totais (RT) referidas a 31 de dezembro de 2012, prevê-se uma tendência crescente significativa até 2018, quando se atingiria um pico de produção próximo de 121 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 2023 poderá ser 170% maior que a produção bruta efetiva realizada em 2013⁶⁸. 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.

Na Tabela 106 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

⁶⁸ A produção (bruta) média diária de gás natural realizada em 2013 foi de 76,15 milhões de m³/d, segundo dados disponibilizados pela ANP.

empresas (RT + RC). Nota-se que no período considerado (2014-2023), a produção de gás associado é significativamente majoritária.

Tabela 106 – Produção bruta potencial de gás natural, a partir de recursos descobertos em áreas contratadas

RECURSO: GÁS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
milhões de metros cúbicos diários										
GA (RT + RC)	63,394	71,482	77,969	89,250	108,830	117,963	129,504	138,408	141,662	136,846
GNA (RT + RC)	31,667	30,566	32,164	33,014	35,641	35,883	40,217	43,135	43,679	42,790
TOTAL	95,061	102,047	110,133	122,264	144,471	153,846	169,721	181,543	185,341	179,636

Nota: As legendas referem-se a: (1) GA = Gas associado; (2) GNA = Gás não associado; (3) RC = recursos contingentes e (4) RT = reservas totais.
Fonte: EPE

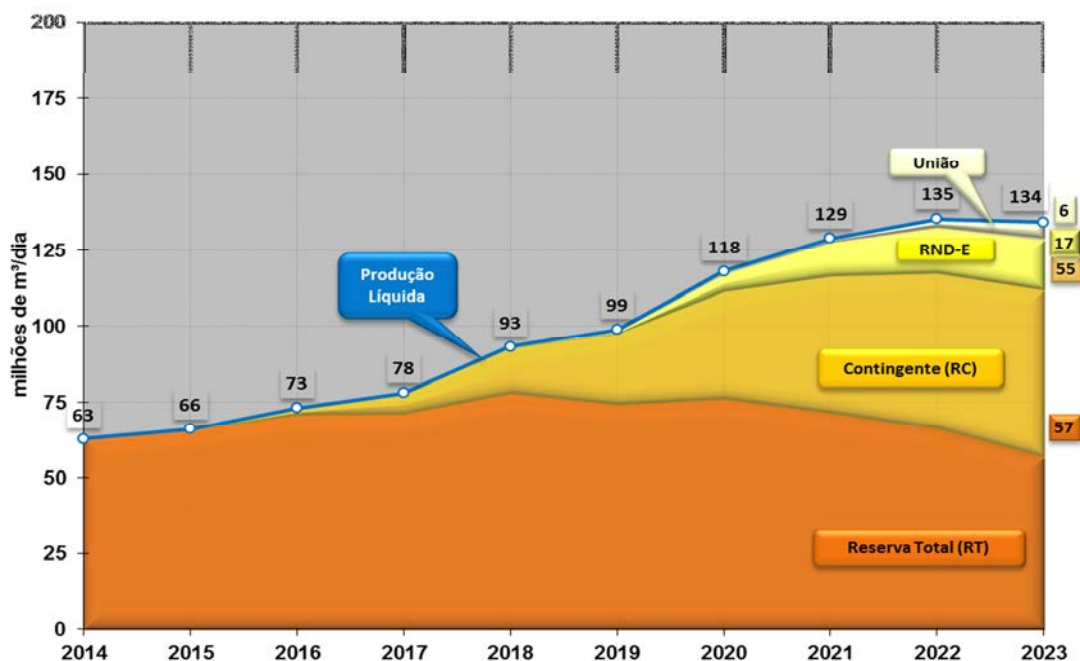
A previsão de produção líquida potencial nacional diária de gás natural, apresentada na Tabela 107 e no Gráfico 92, corresponde aos volumes de gás natural potencialmente disponibilizados para as UPGNs, obtidos a partir da previsão de produção bruta (conforme a Tabela 105) e de estimativas de reinjeção nos reservatórios, perdas/queimas e consumo próprio (para E&P) de gás natural.

Tabela 107 – Produção líquida potencial de gás natural

RECURSO: GÁS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
milhões de metros cúbicos diários										
União	-	-	-	-	-	0,26	0,64	1,29	2,70	5,57
RND-E	-	-	-	-	-	0,95	6,03	11,46	15,45	16,86
RC	0,03	0,16	2,26	6,89	14,94	23,42	35,32	44,77	51,02	55,07
RT	62,69	65,88	70,78	70,99	77,89	74,27	76,06	71,44	66,16	56,82
TOTAL	62,72	66,03	73,05	78,01	93,17	98,89	118,05	128,95	135,32	134,31

Nota: As legendas referem-se a: (1) União = recursos não descobertos em áreas não contratadas; (2) RND-E = recursos não descobertos em áreas contratadas com empresas; (3) RC = recursos contingentes e (4) RT = reservas totais.
Fonte: EPE

Gráfico 92 – Produção líquida potencial nacional de gás natural

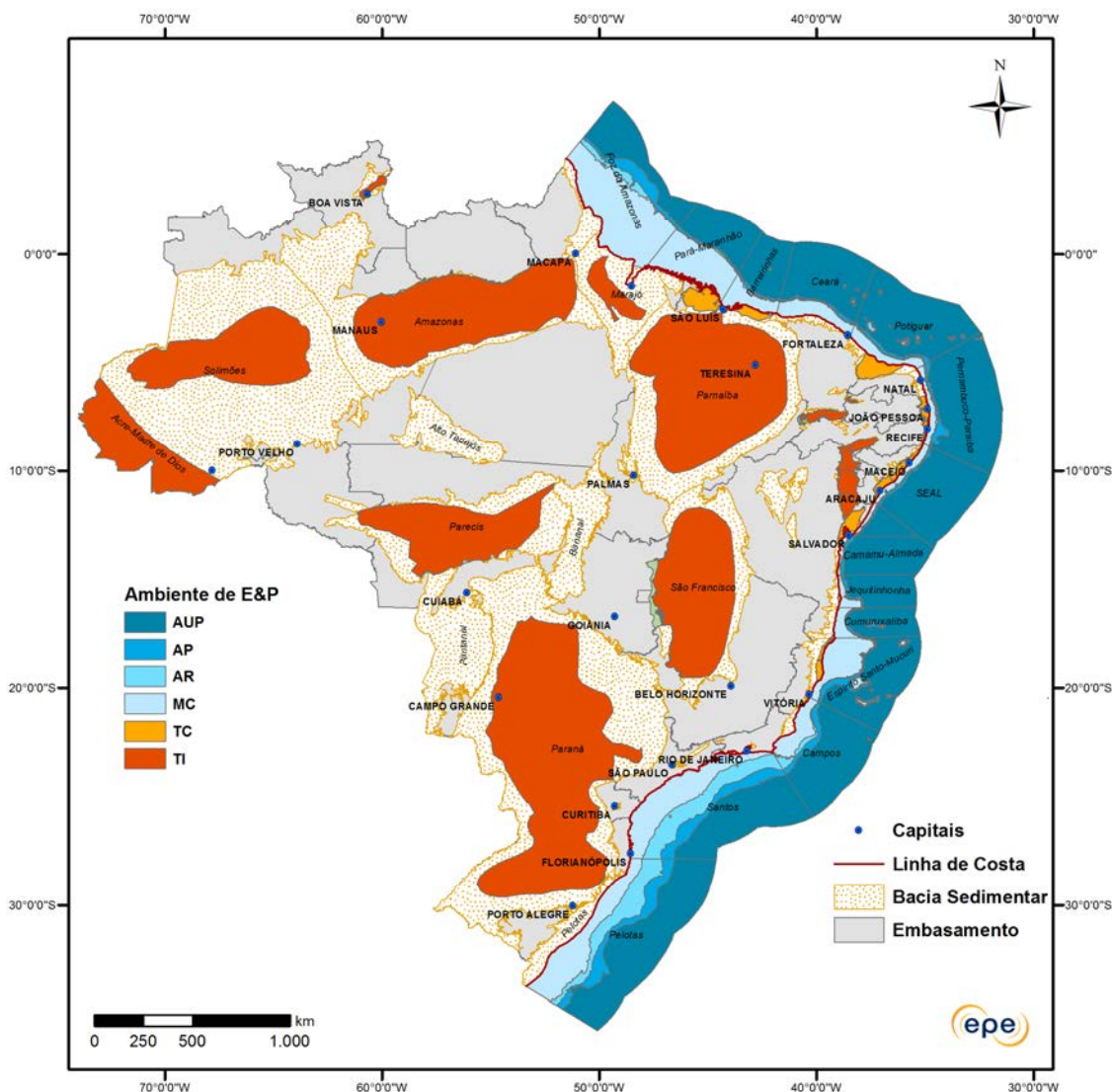


Fonte: EPE

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 22 apresenta em mapa os ambientes de E&P.

Figura 22 – Mapa dos ambientes de E&P



Fonte: EPE

A Tabela 108 e o Gráfico 93 apresentam a previsão da produção nacional de petróleo prevista para os RD, RND-E e RND-U segmentada por ambiente de E&P. Os ambientes de AP e AUP (principalmente)

dominam todo o período deste PDE, tanto no volume a ser produzido, 85% do total, quanto no crescimento da participação nacional, de 81% em 2013 a 90% em 2023⁶⁹.

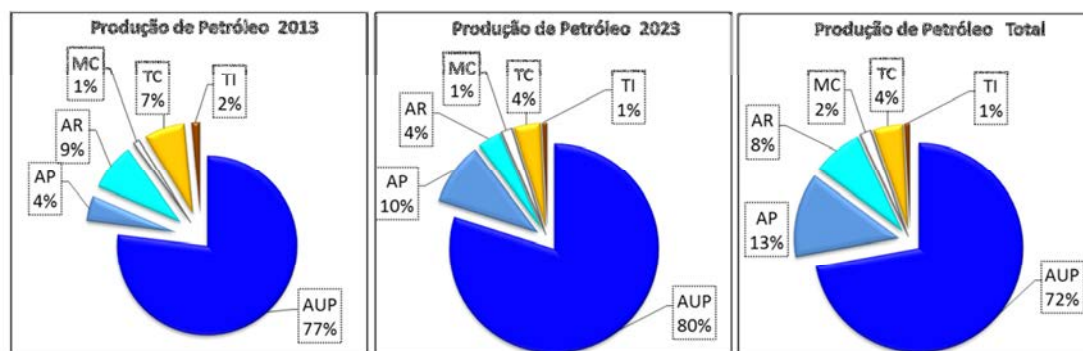
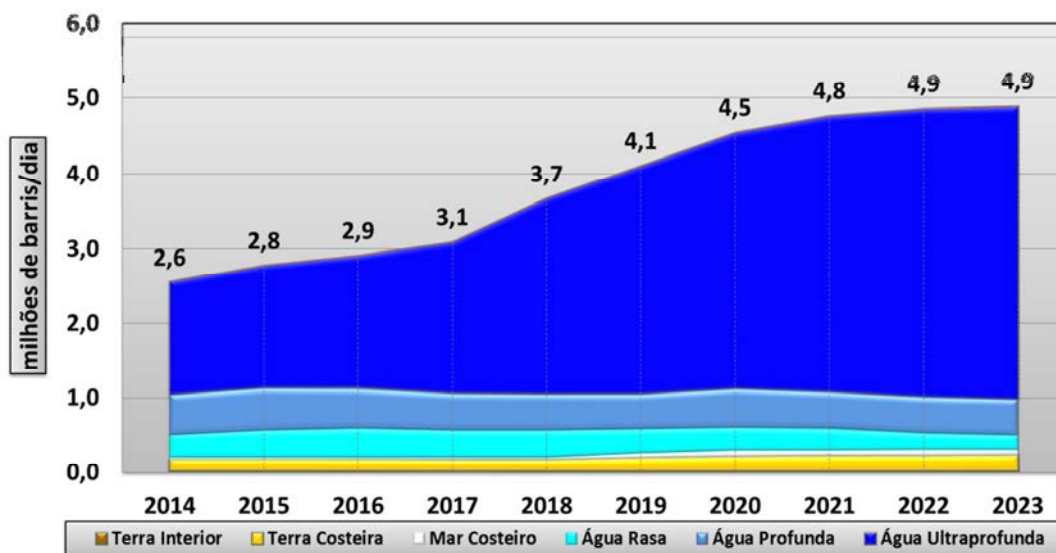
Tabela 108 – Produção de petróleo por ambiente de E&P

RECURSO: PETRÓLEO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	milhões de barris diários									
AUP	1,511	1,645	1,784	2,036	2,621	3,055	3,427	3,693	3,850	3,908
AP	0,513	0,558	0,526	0,482	0,477	0,464	0,510	0,477	0,469	0,480
AR	0,311	0,355	0,373	0,337	0,327	0,311	0,296	0,276	0,216	0,183
MC	0,022	0,026	0,039	0,058	0,069	0,078	0,090	0,090	0,089	0,081
TC	0,166	0,165	0,163	0,157	0,151	0,173	0,196	0,199	0,200	0,202
TI	0,030	0,027	0,025	0,021	0,024	0,026	0,027	0,030	0,034	0,038
TOTAL	2,552	2,776	2,910	3,091	3,668	4,107	4,546	4,766	4,859	4,893

Nota: As legendas referem-se a: (1) AUP = água ultraprofunda; (2) AP = água profunda; (3) AR = água rasa; (4) MC = mar costeiro; (5) TC = terra costeira; (6) TI = terra interior.

Fonte: EPE

Gráfico 93 – Produção de petróleo por ambiente de E&P



Fonte: EPE

⁶⁹ 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 50 aos anos 70. Nos anos 80 e anos 90, 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 109 e o Gráfico 94 apresentam a previsão da produção bruta potencial nacional de gás natural (convencional) para os RD, RND-E e RND-U 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.

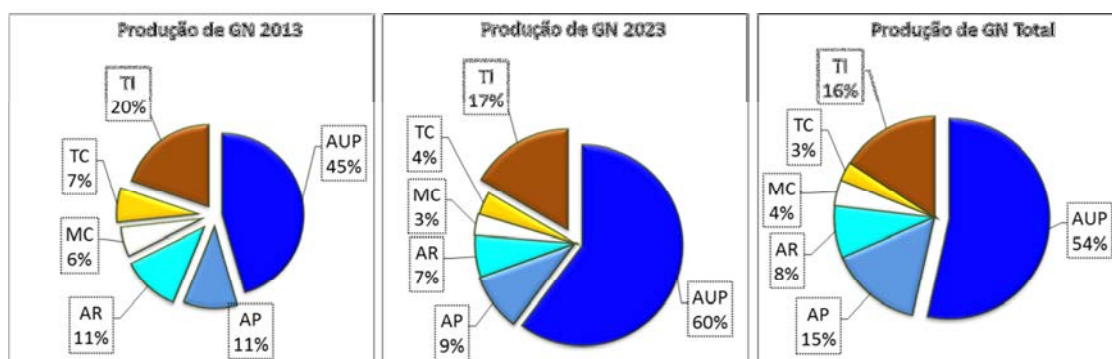
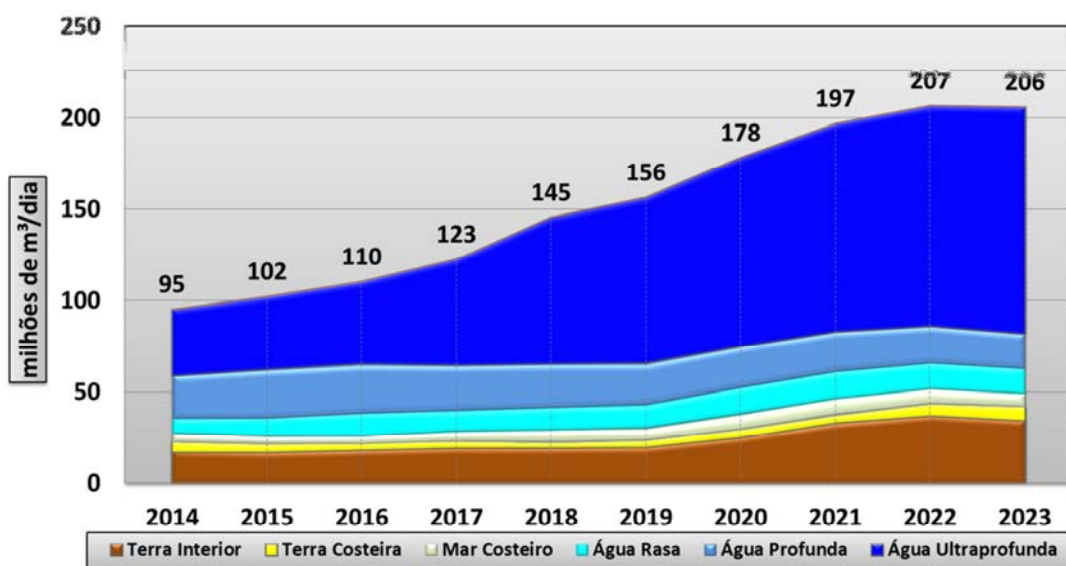
Tabela 109 – Produção bruta potencial nacional de gás natural por ambiente de E&P

RECURSO: GÁS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
milhões de metros cúbicos diários										
AUP	36,03	40,12	45,24	58,33	80,24	91,02	103,40	113,95	120,54	124,02
AP	23,19	25,27	26,24	24,26	23,24	22,17	22,08	21,74	20,28	19,07
AR	8,65	10,89	12,27	11,68	12,58	13,04	14,83	14,89	14,21	13,73
MC	4,55	4,25	4,19	5,26	6,75	6,67	8,24	8,63	7,92	7,05
TC	4,91	4,46	3,98	3,67	3,20	3,80	4,43	4,42	6,42	7,57
TI	17,73	17,06	18,30	19,40	19,33	19,63	25,14	33,07	37,13	34,27
TOTAL	95,061	102,047	110,229	122,601	145,332	156,339	178,118	196,700	206,512	205,712

Nota: As legendas referem-se a: (1) AUP = água ultraprofunda; (2) AP = água profunda; (3) AR = água rasa; (4) MC = mar costeiro; (5) TC = terra costeira; (6) TI = terra interior.

Fonte: EPE

Gráfico 94 – Produção bruta potencial nacional de gás natural por ambiente de E&P



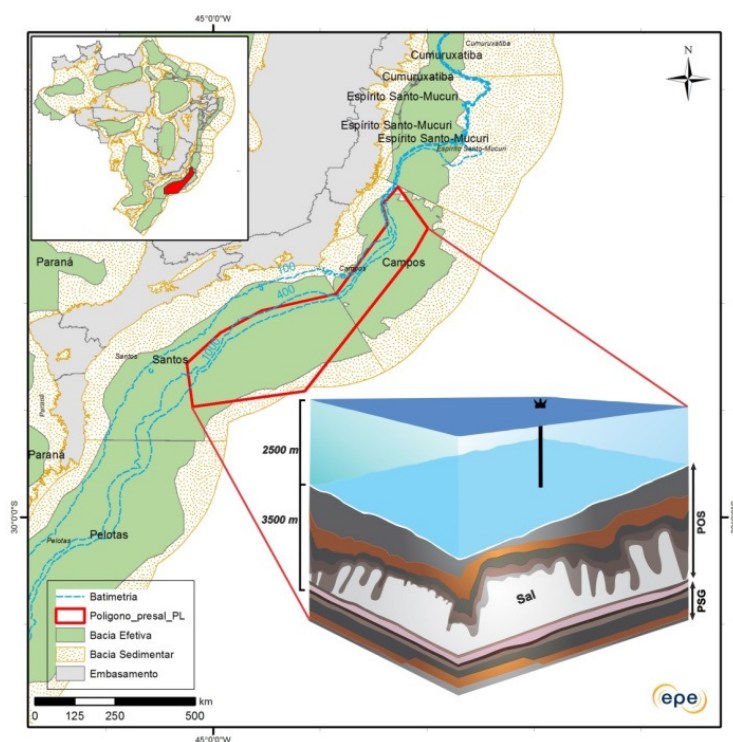
Fonte: EPE

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 geológico.

O Pré-Sal Legal (PSL) corresponde a todo o prisma no interior do polígono definido na lei e inclui, portanto, a *seção*⁷⁰ anterior aos depósitos evaporíticos, aqui chamada de Pré-Sal Geológico⁷¹ (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 23 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 23 – Prisma esquemático da área do Pré-Sal



Fonte: EPE

⁷⁰ 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.

⁷¹ O Pré-sal Geológico (PSG), até o PDE 2020, era considerado como a seção geológica definida somente por rochas carbonáticas depositadas na fase *sag basin* e na fase *rifte* 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 2013-2022 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 (“muralhas”) depósitos evaporíticos, 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* e da Bacia de Campos; 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 110 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 2014-2023, classificados por nível de incerteza; o Pré-Sal Geológico (PSG) e o Pós-Sal (POS) estão incluídos no Pré-Sal Legal⁷².

Tabela 110 – Produção nacional de petróleo em áreas contratadas, relativa à Área do Pré-Sal

RECURSO: PETRÓLEO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
milhões de barris diários										
RND-E (EPSL)	-	-	0,005	0,011	0,018	0,032	0,037	0,037	0,034	0,031
RND-E (PSL)	-	-	-	0,001	0,001	0,003	0,007	0,010	0,025	0,040
RD (EPSL)	0,411	0,447	0,470	0,444	0,436	0,416	0,408	0,391	0,333	0,300
RD (PSL)	2,141	2,329	2,435	2,634	3,213	3,632	4,040	4,256	4,373	4,388
TOTAL	2,552	2,776	2,910	3,091	3,668	4,084	4,492	4,694	4,765	4,760

Nota: As legendas referem-se a: (1) EPSL = Extra Pré-Sal Legal; (2) PSL = Pré-Sal Legal; (3) RD = recursos descobertos (reservas + contingentes); (4) RND-E = recursos não descobertos em áreas contratadas com empresas.

Fonte: EPE

De modo análogo ao petróleo, a Tabela 111 apresenta a previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural, classificada por nível de incerteza, com a contribuição do Pré-Sal Legal (POS + PSG) e do Extra Pré-Sal Legal nas áreas contratadas.

Tabela 111 – Produção bruta potencial de gás natural em áreas contratadas, relativa à Área do Pré-Sal

RECURSO: GÁS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
milhões de metros cúbicos diários										
RND-E (EPSL)	0,000	0,000	0,096	0,292	0,816	1,937	7,023	12,568	16,001	16,635
RND-E (PSL)	0,000	0,000	0,000	0,045	0,045	0,121	0,295	0,430	1,209	2,121
RD (EPSL)	46,153	44,293	47,284	47,926	48,834	47,914	51,222	52,483	51,396	44,130
RD (PSL)	48,907	57,754	62,848	74,338	95,637	105,932	118,499	129,060	133,946	135,505
TOTAL	95,061	102,047	110,229	122,601	145,332	155,904	177,039	194,541	202,551	198,392

Nota: As legendas referem-se a: (1) EPSL = Extra Pré-Sal Legal; (2) PSL = Pré-Sal Legal; (3) RD = recursos descobertos (reservas + contingentes); (4) RND-E = recursos não descobertos em áreas contratadas com empresas.

Fonte: EPE

A Lei estabelece o 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 2013, conforme divulgado pela Petrobras, a produção dos campos com reservatórios na “camada pré-sal” foi de 371 mil barris de petróleo por dia principalmente dos campos Lula e Sapinhoá, na Bacia de Santos, e da região do Parque das Baleias, na Bacia de Campos. Neste PDE, as previsões de produção referidas ao PSG referem-se às jazidas cujo início de produção ocorre

⁷² Os recursos das áreas sob contrato de Cessão Onerosa encontram-se contabilizados no RD (PSL), exceto a área de “Peroba” no RND-E (PSL).

a partir de 2008, quando o campo de Jubarte, na Bacia de Campos, inaugurou a produção do pré-sal brasileiro⁷³.

A Tabela 112 e o Gráfico 95 apresentam as previsões de produção de petróleo no Pré-Sal Legal desagregada em POS e PSG. Estima-se que praticamente toda a produção no PSL será proveniente dos recursos descobertos, aqui se incluindo as grandes descobertas de Libra e da Cessão Onerosa, especialmente o campo de Búzios (denominado Franco, antes da declaração de comercialidade). A produção do POS, com tendência declinante no período do PDE, domina até 2017 e depois passa a ser superada pelo PSG.

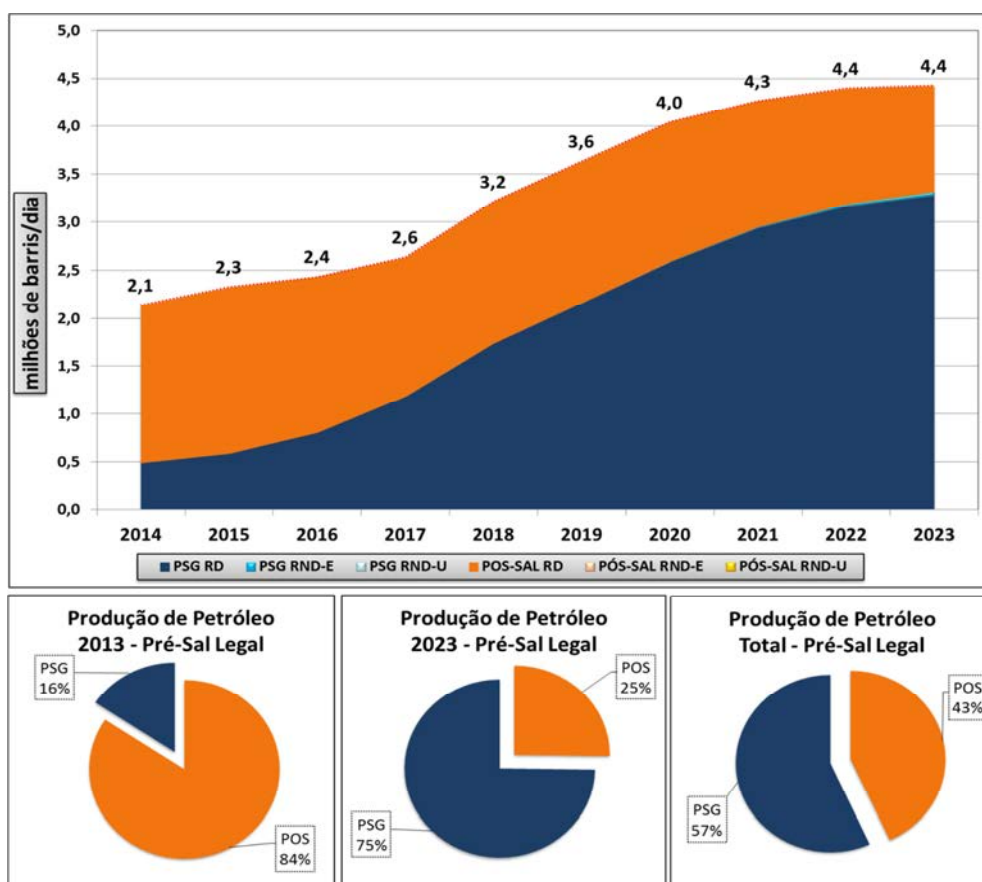
Tabela 112 – Produção de petróleo no Pré-Sal Legal

RECURSO: PETRÓLEO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	milhões de barris diários									
POS	1,647	1,733	1,620	1,442	1,474	1,471	1,450	1,318	1,215	1,117
PSG	0,494	0,596	0,815	1,193	1,741	2,164	2,596	2,948	3,183	3,311
TOTAL	2,141	2,329	2,435	2,635	3,214	3,636	4,046	4,266	4,398	4,428

Nota: As legendas referem-se a: (1) POS = Pós-Sal (camada depositada depois dos evaporitos na área definida pela Lei 12.351/2010); (2) PSG = Pré-Sal Geológico (camada depositada antes dos evaporitos na área definida pela Lei 12.351/2010).

Fonte: EPE

Gráfico 95 – Produção de petróleo no Pré-Sal Legal



Nota: As legendas referem-se a: (1) POS = Pós-Sal (camada depositada depois dos evaporitos na área definida pela Lei 12.351/2010); (2) PSG = Pré-Sal Geológico (camada depositada antes dos evaporitos na área definida pela Lei 12.351/2010).

Fonte: EPE

⁷³ 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.

A Tabela 113 e o Gráfico 96 apresentam as previsões de produção bruta potencial de gás natural no Pré-Sal Legal desagregadas em POS e PSG. 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 2015 e depois é superada pela produção do PSG.

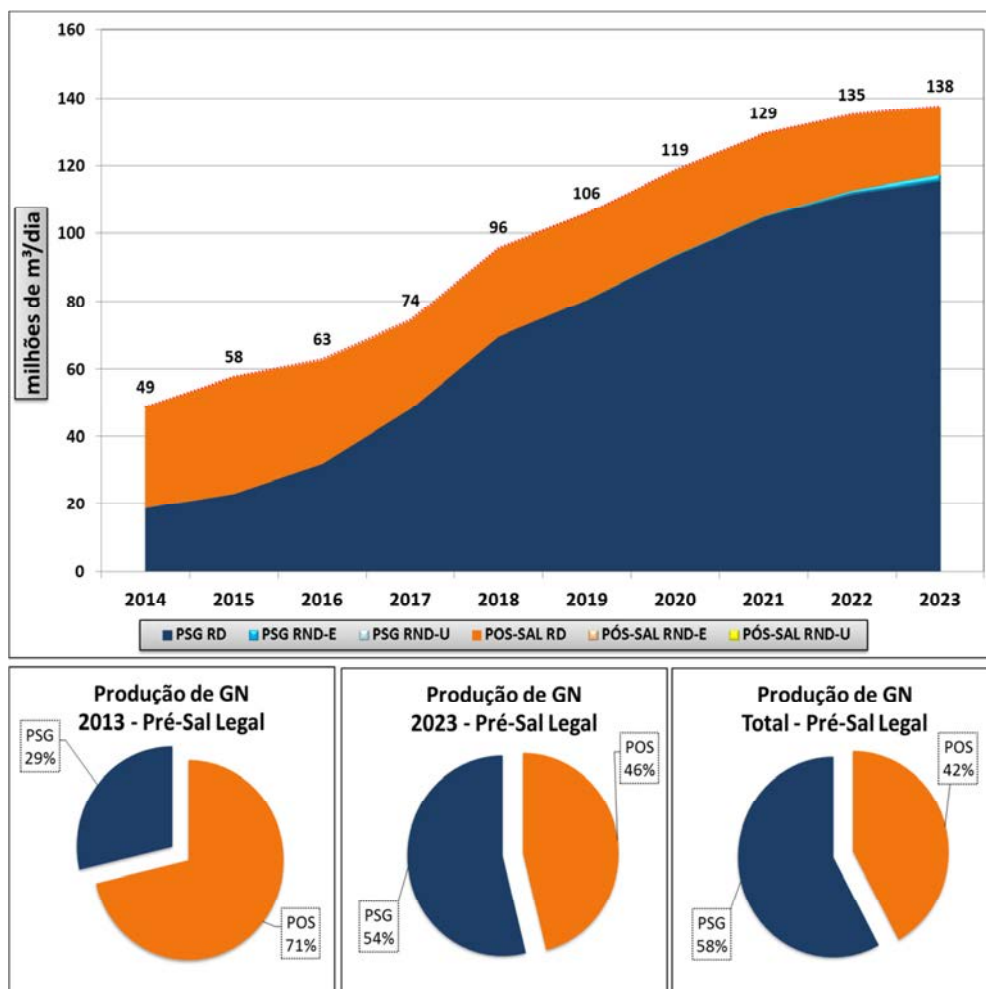
Tabela 113 – Produção bruta potencial de gás natural no Pré-Sal Legal por tipo de recurso

RECURSO: GÁS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
milhões de metros cúbicos diários										
POS	29,949	34,414	30,754	25,917	25,844	25,430	25,067	24,301	22,187	20,024
PSG	18,958	23,340	32,094	48,466	69,837	80,624	93,726	105,189	112,967	117,602
TOTAL	48,907	57,754	62,848	74,383	95,682	106,053	118,794	129,490	135,155	137,626

Nota: As legendas referem-se a: (1) POS = Pós-Sal (camada depositada depois dos evaporitos na área definida pela Lei 12.351/2010); (2) PSG = Pré-Sal Geológico (camada depositada antes dos evaporitos na área definida pela Lei 12.351/2010).

Fonte: EPE

Gráfico 96 – Produção bruta potencial de gás natural no Pré-Sal Legal



Nota: As legendas referem-se a: (1) POS = Pós-Sal (camada depositada depois dos evaporitos na área definida pela Lei 12.351/2010); (2) PSG = Pré-Sal Geológico (camada depositada antes dos evaporitos na área definida pela Lei 12.351/2010).

Fonte: EPE

5. Recursos Não Convencionais na Produção Nacional

O Brasil já produz óleo não convencional na Bacia do Paraná desde o início dos anos 90, 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 linguagem internacional, é referido principalmente como *oil shale*. A produção tem se mantido estabilizada nos últimos anos em torno de 4 mil bpd⁷⁴.

Além do óleo de folhelho *pirobetuminoso* da Bacia do Paraná, recentemente o estudo Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (MME/EPE, 2012) indicou nas bacias 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 maior 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 24 apresenta o mapa dos possíveis plays de recursos não convencionais terrestres, conforme o principal tipo de fluido esperado, se 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. Portanto, é difícil que, ao menos no prazo deste PDE, haja a repetição da denominada “Revolução dos Recursos Não Convencionais” ocorrida nos EUA nos últimos anos.

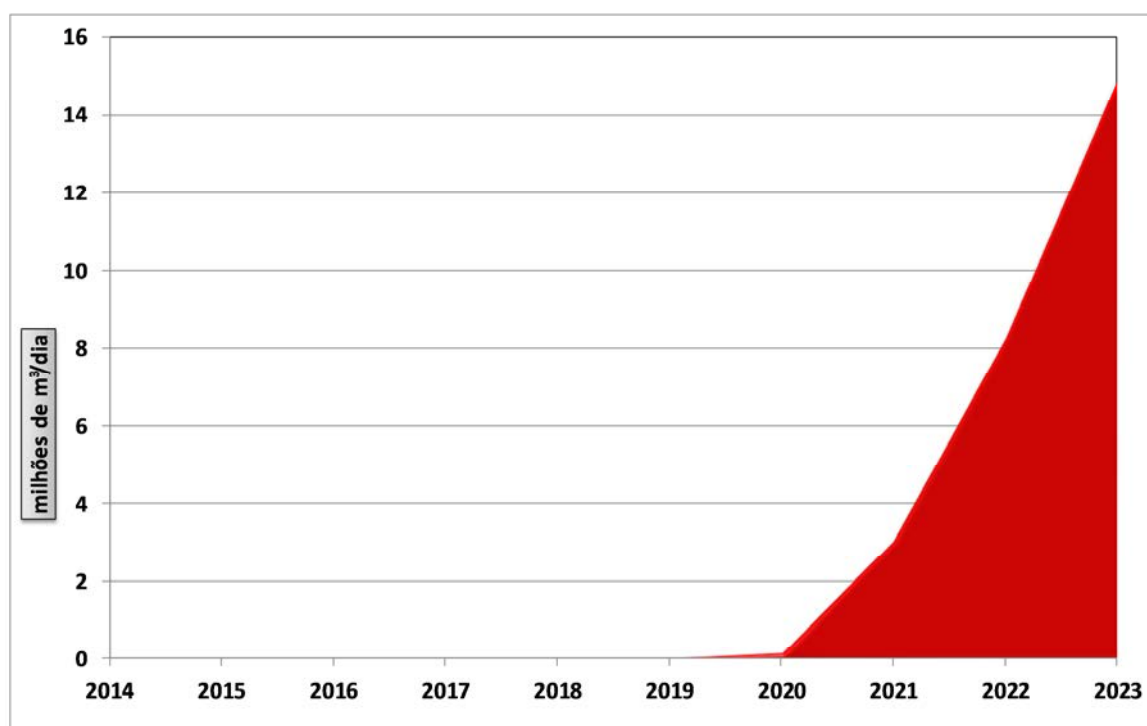
⁷⁴ A produção brasileira de óleo não convencional da Petrobras não está incluída nas tabelas e gráficos deste PDE.

Tabela 114 – Projeção de Produção de Gás Não Convencional

RECURSO: GÁS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	milhões de metros cúbicos diários									
Gás RNC	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,132	3,034	8,237	14,944

Nota: A legenda RNC refere-se a Recurso Não Convencional
 Fonte: EPE

Gráfico 97 – Produção de Gás Não Convencional



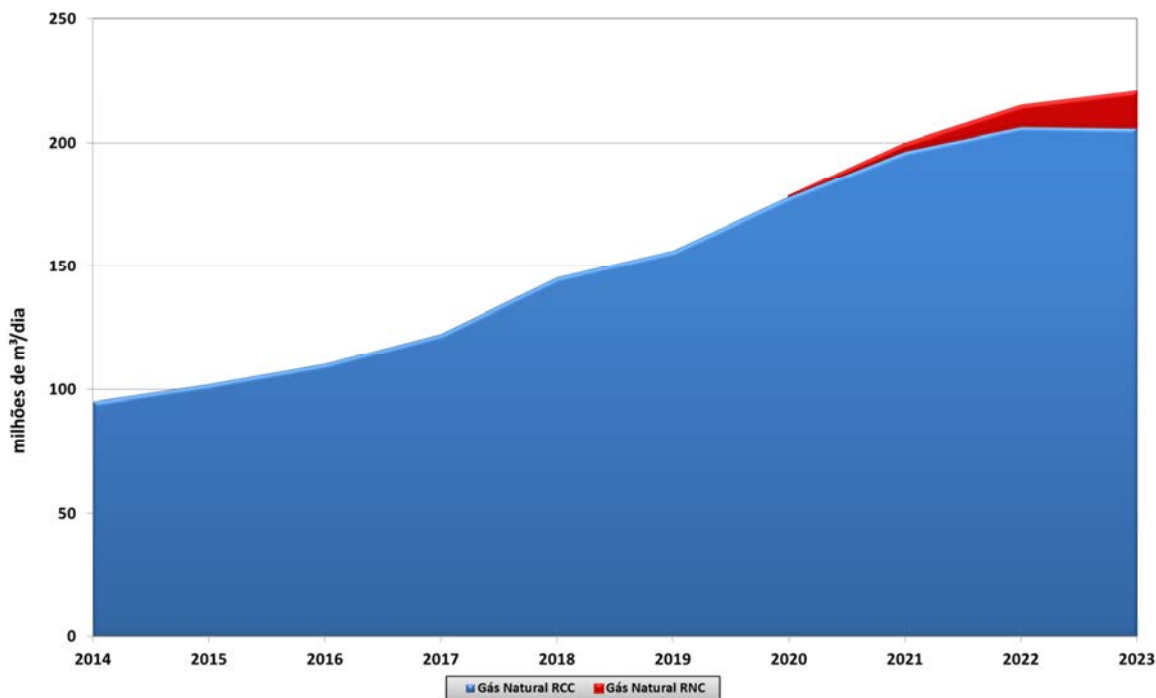
Fonte: EPE

A Tabela 115 e o Gráfico 98 apresentam a projeção de produção nacional de gás natural agregando à produção bruta convencional a possível contribuição do gás não convencional.

Tabela 115 – Produção Bruta Potencial Nacional de Gás com Recurso Não Convencional

RECURSO: GÁS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	milhões de metros cúbicos diários									
Gás RNC	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,132	3,034	8,237	14,944
Gás RCC	95,061	102,047	110,229	122,601	145,332	156,339	178,118	196,700	206,512	205,712
TOTAL	95,061	102,047	110,229	122,601	145,332	156,339	178,249	199,734	214,749	220,656

Nota: As legendas referem-se a: (1) RNC = recurso não-convencional e (2) RCC = recurso convencional.
 Fonte: EPE

Gráfico 98 – Produção Bruta Potencial Nacional de Gás com Recurso Não Convencional

Nota: As legendas referem-se a: (1) RNC = recurso não-convencional e (2) RCC = recurso convencional.
 Fonte: EPE

6. Dispersão das Projeções de Produção

O processo de elaboração de uma projeção de longo prazo⁷⁶ para a produção de petróleo e gás natural, desde a escala de campo até o nível agregado de país, envolve uma série de incertezas de natureza técnica (de reservatórios) e econômica (de equipamentos). Assim, rigorosamente, cada curva de produção apresentada, 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 risco.

Portanto, para que se possa avaliar a dispersão das projeções de produção, são definidas duas outras curvas, além da (hipótese de) referência que é uma curva moderada: *curva (hipótese) inferior* e *curva (hipótese) superior*.

Para a curva inferior é assumido: reserva provada; recurso contingente com risco de não comercialidade; recurso não descoberto com volume relativamente pequeno. No caso de recurso não convencional, acrescenta-se prazo relativamente longo para o início da produção.

Para a curva superior é assumido: reserva total; recurso contingente sem risco de não comercialidade; recurso não descoberto com volume relativamente grande. No caso de recurso não convencional, acrescenta-se prazo relativamente curto para início da produção.

⁷⁶ Para efeito desse capítulo do PDE, 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.

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 produção⁷⁷. Entretanto, no caso específico dos campos, considera-se a representação de incerteza somente depois do último ano dos planos anuais de produção (PAP) submetidos à ANP.

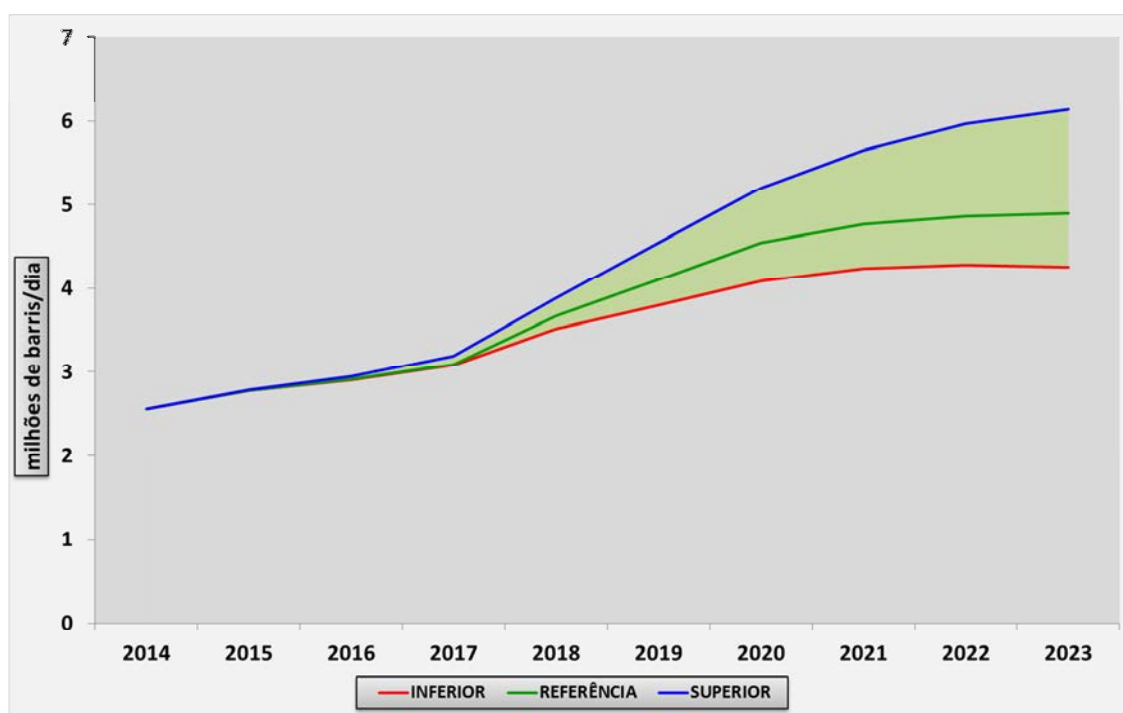
A Tabela 116 e o Gráfico 99 as três curvas (inferior, referência e superior) para o caso do petróleo. Conforme visto em item anterior, a produção de recursos não convencionais de petróleo não é projetada no horizonte deste PDE.

Tabela 116 – Dispersão da Projeção da Produção Nacional de Petróleo

RECURSO:	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
PETRÓLEO	milhões de barris diários									
Superior	2,554	2,784	2,942	3,191	3,881	4,548	5,206	5,649	5,964	6,140
Referência	2,552	2,776	2,910	3,091	3,668	4,107	4,546	4,766	4,859	4,893
Inferior	2,552	2,776	2,907	3,082	3,515	3,794	4,085	4,243	4,281	4,258

Fonte: EPE

Gráfico 99 – Dispersão da Projeção da Produção Nacional de Petróleo



Fonte: EPE

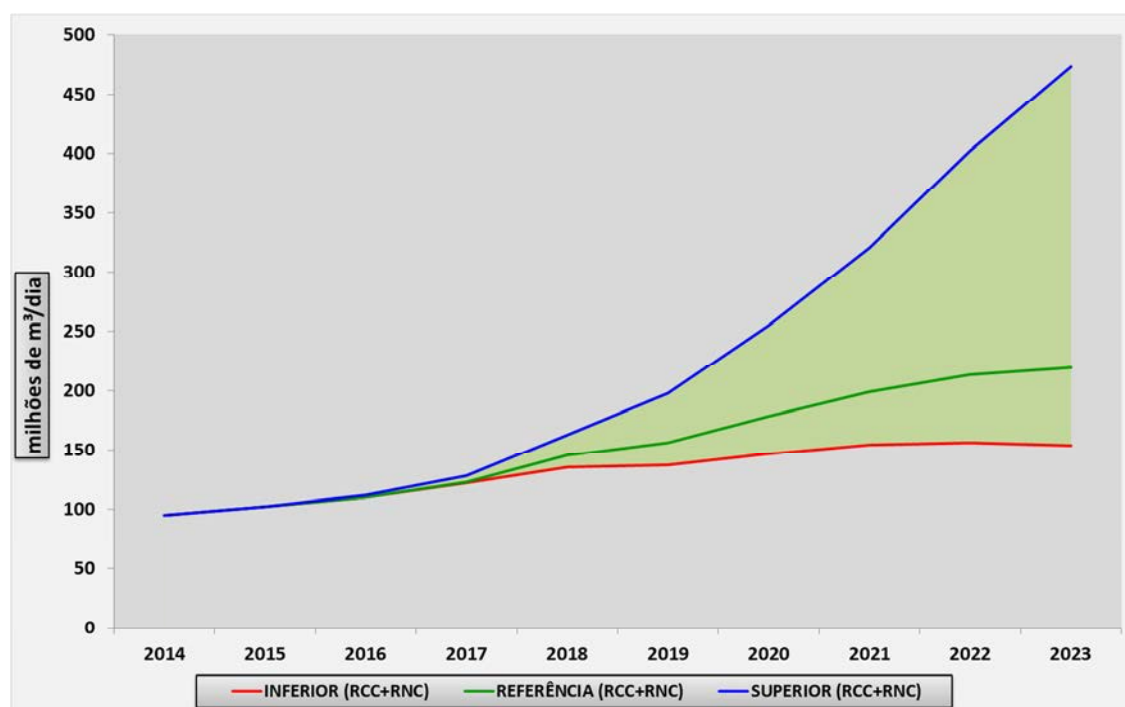
A Tabela 117 e o Gráfico 100 apresentam as três curvas (inferior, referência e superior) para o caso da produção bruta de gás natural. Conforme visto em item anterior, considera-se a possível contribuição de recursos não convencionais de gás natural.

⁷⁷ 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.

Tabela 117 – Dispersão da Projeção da Produção Bruta Nacional de Gás Natural

RECURSO: GÁS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	milhões de metros cúbicos diários									
Superior (RCC + RNC)	95,1	102,2	112,1	128,3	162,7	197,8	255,2	320,5	402,2	473,7
Referência (RCC + RNC)	95,1	102,0	110,2	122,6	145,3	156,3	178,2	199,7	214,7	220,7
Inferior (RCC + RNC)	95,1	102,0	110,2	122,4	135,1	136,9	146,8	154,4	156,4	154,2

Nota: As legendas referem-se a: (1) RNC = recurso não-convencional e (2) RCC = recurso convencional.
 Fonte: EPE

Gráfico 100 – Dispersão da Projeção da Produção Bruta Nacional de Gás Natural

Nota: As legendas referem-se a: (1) RNC = recurso não-convencional e (2) RCC = recurso convencional.
 Fonte: EPE

No Gráfico 99 e no Gráfico 100, a notória 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 na incerteza quanto aos volumes dos recursos de petróleo e gás natural de todas as unidades produtivas consideradas neste PDE.

A Tabela 118 e a Tabela 119 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 2050⁷⁸.

⁷⁸ 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 correspondem às projeções de produções acumuladas até 2050.

Tabela 118 – Volumes Recuperáveis de Petróleo no Brasil

RECURSO: PETRÓLEO	Inferior	Referência	Superior
	milhões de barris		
RNC ⁷⁹	471	3.703	9.464
RND	5.547	18.519	33.068
RD	30.889	38.539	42.534
TOTAL	36.917	60.761	85.066

Nota: As legendas referem-se a: (1) RNC: recursos não convencionais; (2) RND = recursos não descobertos em áreas contratadas e não contratadas (União); (3) RD = recursos descobertos (reservas + contingentes).

Fonte: EPE

Tabela 119 – Volumes Recuperáveis de Gás Natural no Brasil

RECURSO: GÁS	Inferior	Referência	Superior
	bilhões de metros cúbicos		
RNC	89	1.360	4.427
RND	532	1.443	2.660
RD	1.062	1.362	1.568
TOTAL	1.683	4.166	8.655

Nota: As legendas referem-se a: (1) RNC: recursos não convencionais; (2) RND = recursos não descobertos em áreas contratadas e não contratadas (União); (3) RD = recursos descobertos (reservas + contingentes).

Fonte: EPE

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, adotou-se o modelo simplificado⁸⁰ 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 agregado Brasil, nos últimos 20 anos. O resultado da aplicação de tal modelo, no caso do petróleo, é apresentado na Tabela 120 e no Gráfico 101.

⁷⁹ Produção projetada para depois do horizonte do PDE 2023.

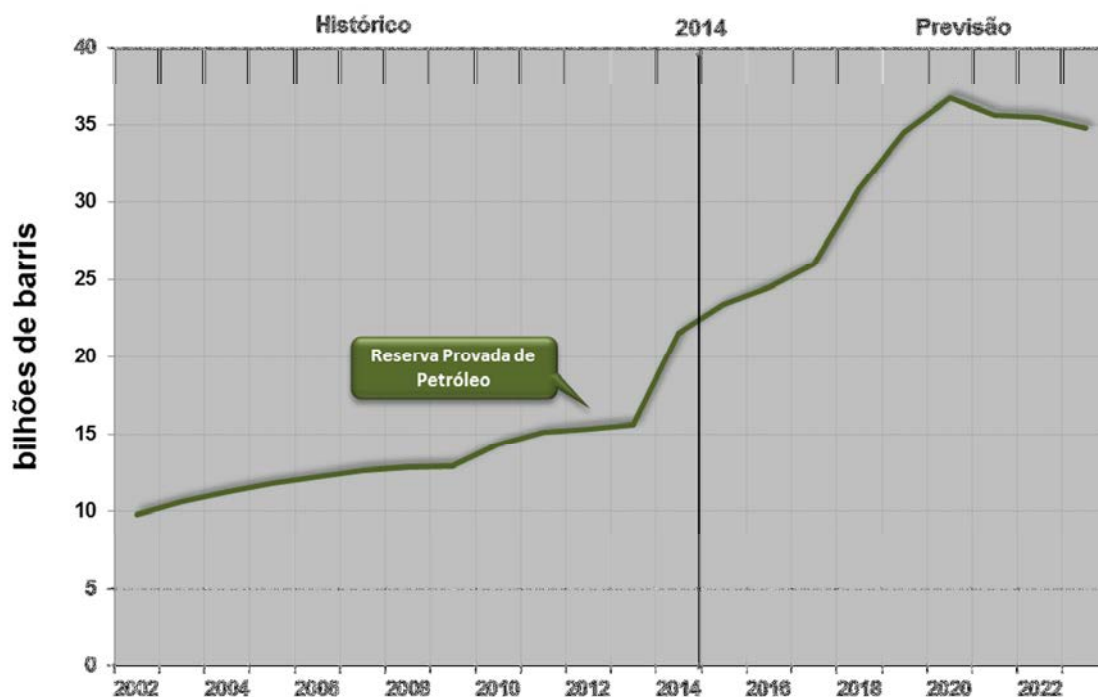
⁸⁰ O modelo de evolução de reservas aplicado neste PDE pressupõe o estabelecimento de metas e restrições compatíveis com níveis históricos da razão R/P e da relação entre reservas totais e provadas do agregado Brasil.

Tabela 120 – Evolução da reserva provada e da R/P do petróleo nacional

RECURSO: PETRÓLEO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Reserva Provada (bilhões de barris)	21,43	23,30	24,43	25,95	30,80	34,48	36,71	35,58	35,45	34,75
R/P (anos)	23	23	23	23	23	23	22	20	20	19

Fonte: EPE

Gráfico 101 – Evolução da reserva provada de petróleo

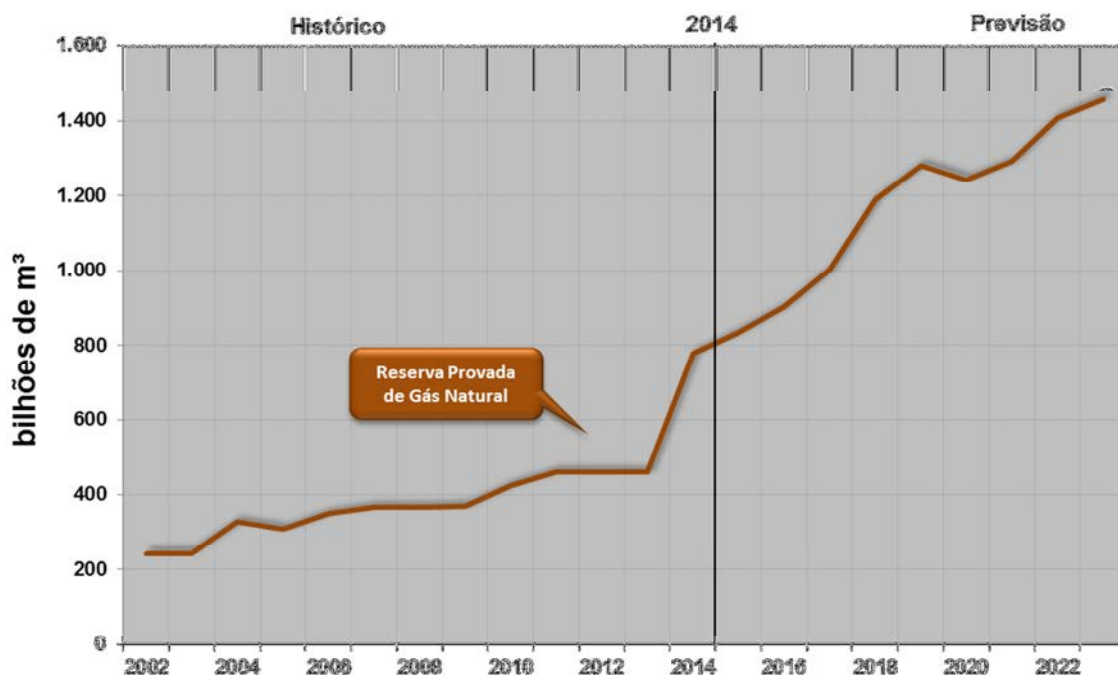


De modo similar, o resultado da aplicação do modelo para evolução de reservas, no caso do gás natural, considerada a produção bruta potencial, é apresentado na Tabela 121 e no Gráfico 102.

Tabela 121 – Evolução da reserva provada e da R/P do gás natural

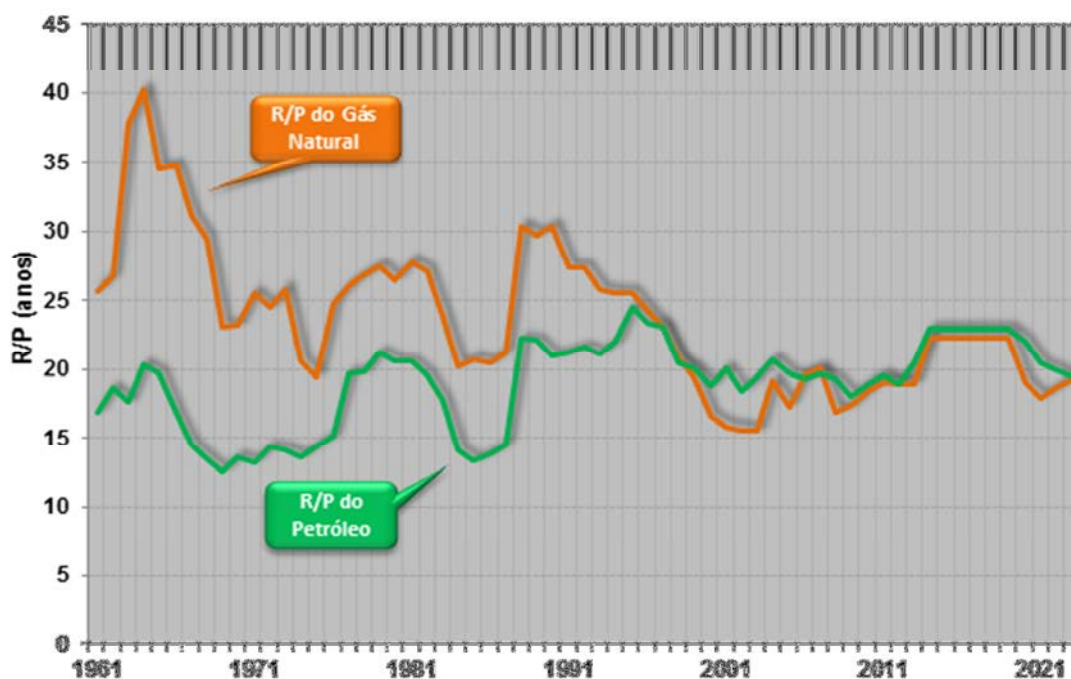
RECURSO: GÁS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Reserva Provada (bilhões de m ³)	777	834	901	1.002	1.188	1.278	1.241	1.289	1.406	1.457
R/P (anos)	22	22	22	22	22	22	19	18	19	19

Fonte: EPE

Gráfico 102 – Evolução da reserva provada de gás natural

Fonte: EPE

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 102 e nas Tabela 120 e Tabela 121, para petróleo e gás natural, respectivamente. A aparente correlação observada entre as evoluções da razão R/P do petróleo e do gás natural pode ser explicada pela significativa contribuição do gás associado.

Gráfico 103 – Evolução da razão R/P de petróleo e de gás natural

Fonte: EPE: dados históricos (Petrobras e ANP).

Em termos comparativos, de acordo com a BP (2013), a R/P para petróleo em 2012 era 14 anos na Ásia-Pacífico, 11 anos nos Estados Unidos, 22 anos na Europa-Eurásia e 38 anos na África; a R/P para gás natural era 32 anos na Ásia-Pacífico e 13 anos nos Estados Unidos. Com base em informações públicas da ANP, em 31/12/2013 a R/P para petróleo no Brasil era 21 anos e, para gás natural, 16 anos.

7.2 Investimentos em E&P

Prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, para o horizonte do PDE, fiquem entre US\$ 317 bilhões e US\$ 348 bilhões. Dentro deste montante, considera-se o investimento da Petrobras previsto de cerca de US\$ 154 bilhões até 2018, conforme seu Plano de Negócios 2014-2018 (versão fevereiro/2014).

Deve-se considerar que também estão implicitamente incluídos neste PDE os investimentos associados à carteira de projetos do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) do Governo Federal, no que se refere à exploração e ao desenvolvimento da produção em todo território nacional, principalmente nas bacias de Campos e Santos, incluindo descobertas no Pré-Sal.

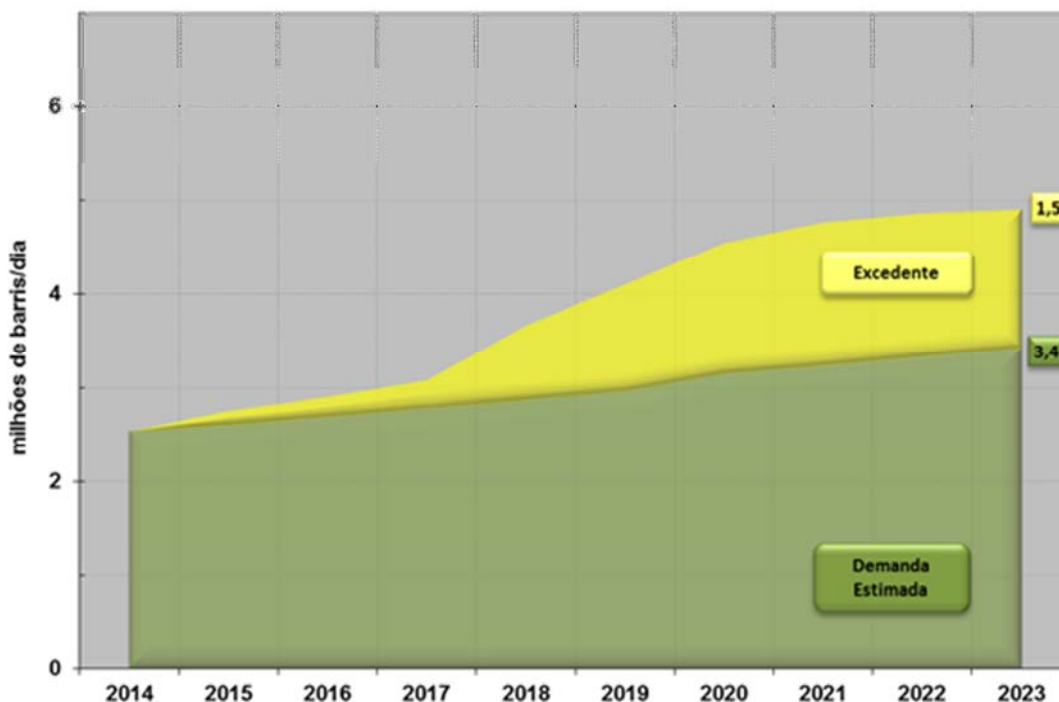
7.3 Excedentes esperados de produção

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 e derivados. Nesse sentido, a Tabela 122 e o Gráfico 104 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.

Tabela 122 - Comparação entre a previsão de produção e a demanda estimada de petróleo no Brasil

RECURSO: PETRÓLEO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	milhões de barris diários									
Produção Potencial	2,55	2,78	2,91	3,09	3,67	4,11	4,55	4,77	4,86	4,89
Demanda Estimada	2,55	2,62	2,70	2,79	2,89	2,97	3,16	3,25	3,34	3,44
Excedente	0,00	0,16	0,21	0,30	0,78	1,14	1,39	1,52	1,52	1,46

Fonte: EPE

Gráfico 104 – Comparação entre a 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 apresentadas. Dentre os equipamentos demandados, destaca-se a necessidade de novas plataformas do tipo FPSO⁸¹.

A Tabela 123 apresenta a estimativa de entrada em operação de novas FPSO a cada ano e o acumulado até 2023, para suportar as previsões de produção de petróleo apresentadas neste Plano. Tal estimativa considera a previsão de produção anual de petróleo para cada Unidade Produtiva (UP) descontando-se a capacidade já instalada na mesma. O percentual adotado para o Conteúdo Local (CL) Médio resulta da média dos percentuais verificados nos contratos das UP 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.

⁸¹ Além de FPSO, demandas específicas para outros tipos de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) não foram estimadas.

Tabela 123 – Previsão de entrada de novas FPSOs

FPSO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
FPSO com CL	2	1	7	6	6	6	8	11	10	7
% CL médio	30	30	40	48	52	50	63	57	62	59
FPSO sem CL	1	0	0	1	3	1	4	0	0	0
Acumulado	3	4	11	18	27	34	46	57	67	74

Nota: FPSO sem CL = destinada às áreas de concessão da Rodada Zero (Contratos de concessão da ANP com a Petrobras, celebrados de acordo com o Art. 34 da Lei 9.478/1997), sem exigência de percentual mínimo de Conteúdo Local.

Fonte: EPE

Para o período de 2014-2023, prevê-se a necessidade de 74 novas FPSOs, com um pico de demanda no ano de 2020, quando se faz necessária a entrada em operação de 12 novas unidades. Em relação ao plano anterior, identifica-se uma redução na necessidade total de FPSOs, principalmente devido a um decréscimo na previsão de produção de petróleo e gás natural.

Admite-se que parte dessa demanda possa ser atendida por meio da tendência atual de padronização dos projetos⁸² 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.

As estimativas incluem as FPSOs previstas no PAC e nos Planos de Negócios das empresas operadoras.⁸³ Nos próximos sete anos, as seguintes FPSOs estão previstas para entrar em operação, entre outras:

- 2014:
 - P-62 para o Campo de Roncador (180 mil bpd);
 - Cidade de Ilhabela para o Campo de Sapinhoá (150 mil bpd); e
 - Cidade de Mangaratiba para Iracema Sul (Lula) (150 mil bpd).
- 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);
 - P-66 para Lula Sul (150 mil bpd);
 - P-67 para Lula Norte (150 mil bpd);
 - P-74 para o Campo de Búzios (150 mil bpd);
 - P-75 para Búzios Sudoeste (150 mil bpd); e
 - Cidade de Caraguatatuba para o Campo de Lapa (150 mil bpd).
- 2017:
 - P-68 para Lula Extremo Sul e Sul de Lula (150 mil bpd);
 - P-69 para Lula Oeste (150 mil bpd);
 - P-76 para Búzios Sul (150 mil bpd);
 - Tartaruga Verde e Mestiça;
 - Iara Horst (150 mil bpd);

⁸² Conforme a Petrobras, FPSOs do tipo “replicante” formam um conjunto de plataformas que utilizam o mesmo projeto de engenharia.

⁸³ Em alguns casos, as operadoras não informam a capacidade das FPSO, a exemplo de Atlanta entre outras. As previsões relativas às FPSOs do Plano de Negócios 2014-2018 da Petrobras estão consideradas e consideram as descobertas de Franco e Carioca (BM-S-9) como campos de Búzios e Lapa, respectivamente.

- P-77 para Búzios Noroeste (150 mil bpd); e
 - Atlanta.
- 2018:
 - P-72 para Nordeste de Tupi (150 mil bpd);
 - P-71 para Iara Noroeste (150 mil bpd);
 - Sergipe Águas Profundas I;
 - Maromba I;
 - Carcará (150 mil bpd);
 - Sul do Parque das Baleias (150 mil bpd);
 - P-73 para Entorno de Iara (150 mil bpd);
 - Espírito Santo Águas Profundas; e
 - Revitalização de Marlim I.
- 2019:
 - Júpiter (100 mil bpd); e
 - Buzios Leste (150 mil bpd).
- 2020:
 - Espadarte III;
 - Sergipe Águas Profundas II;
 - Revitalização de Marlim II;
 - Libra; e
 - Florim (150 mil bpd).

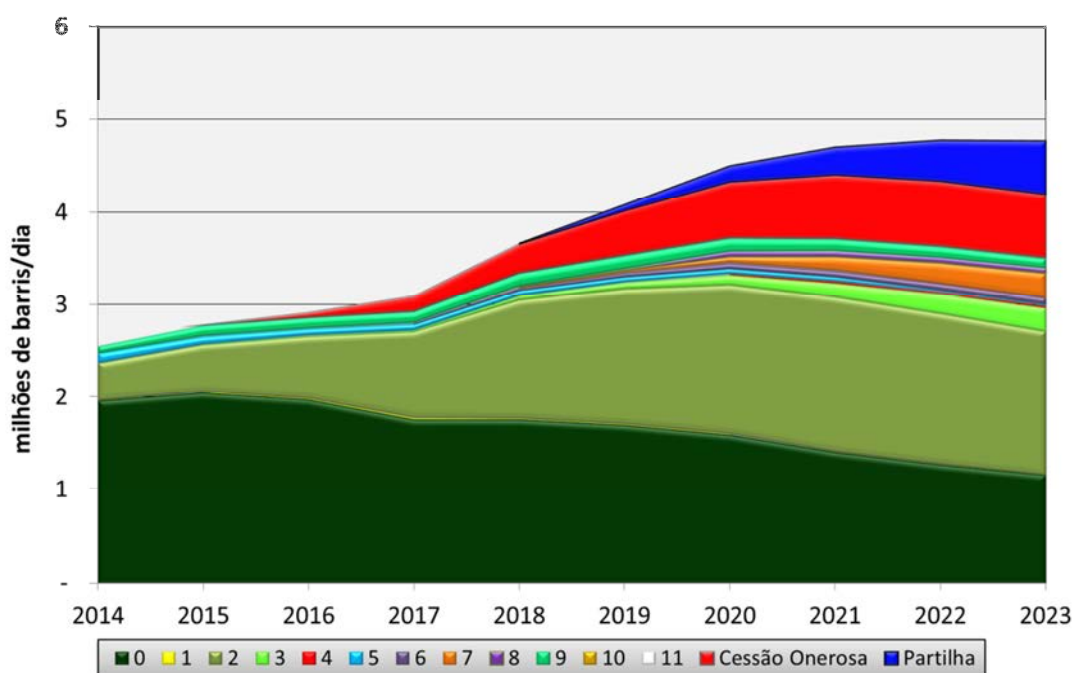
Além desses equipamentos de produção, a disponibilidade de sondas de perfuração de poços será também fundamental para a viabilização das previsões de produção apresentadas neste PDE⁸⁴. Há vários contratos vigentes⁸⁵ para construção de sondas, tanto no exterior, em estaleiros internacionais, com Conteúdo 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.

7.5 Projeções de produção conforme rodadas e tipos de contrato de E&P

As projeções de produção até 2023, segmentadas conforme as rodadas de concessão (R0 até R11) e os novos tipos de contrato realizados a partir de 2010, de cessão onerosa e partilha, são apresentadas no Gráfico 105 e no Gráfico 106, para petróleo e gás natural convencional, respectivamente. É notória a dominância da contribuição dos campos da R0 nos três primeiros anos do plano, seguida de declínio e contínua perda de importância até o final do período do PDE. Destacam-se também as contribuições das descobertas da R2, da cessão onerosa e da partilha, todas na área do pré-sal, especialmente no longo prazo, a partir de 2018.

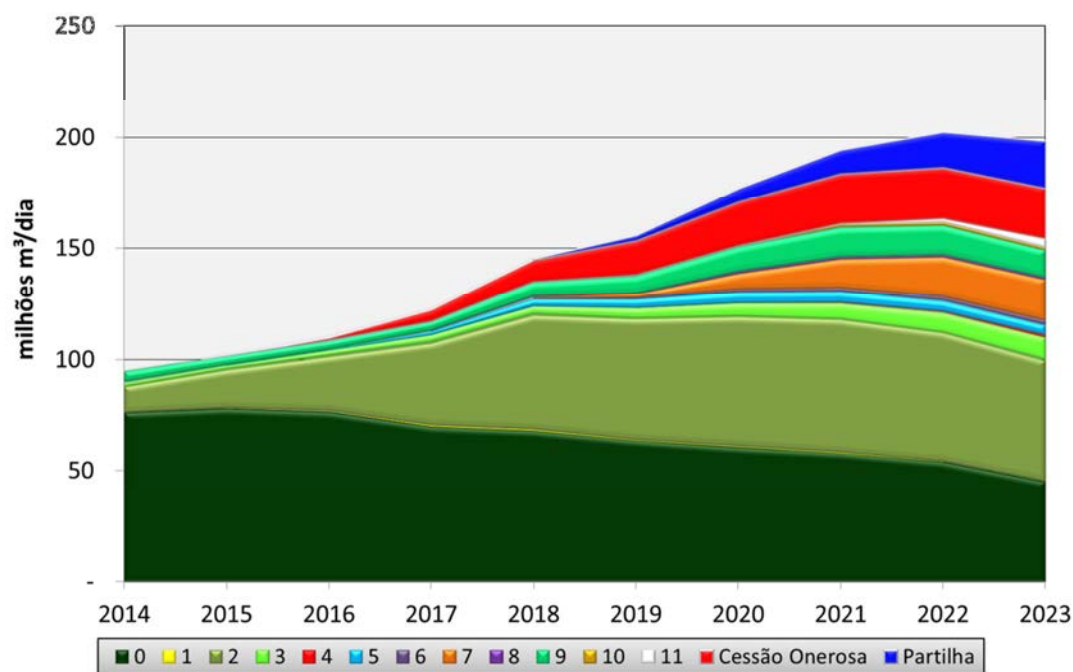
⁸⁴ Atrasos nos recebimentos de sondas postergam os cronogramas de perfuração e, por conseguinte, a realização dos planos de avaliação de descobertas e de desenvolvimento de campos que sustentam as previsões de produção de petróleo e gás natural.

⁸⁵ A Petrobras já tem contratada a maior parte das sondas de perfuração necessárias para a exploração e produção até 2020, principalmente para o pré-sal.

Gráfico 105 – Produção de petróleo conforme contratos de E&P

Nota: Os números referem-se às rodadas de licitação em regime de concessão. A "Rodada 0" refere-se à contratação exclusiva da Petrobras em 1998.

Fonte: EPE

Gráfico 106 – Produção bruta de gás natural conforme contratos de E&P

Nota: Os números referem-se às Rodadas de Licitação em regime de concessão. A "Rodada 0" refere-se à contratação exclusiva da Petrobras em 1998.

Fonte: EPE

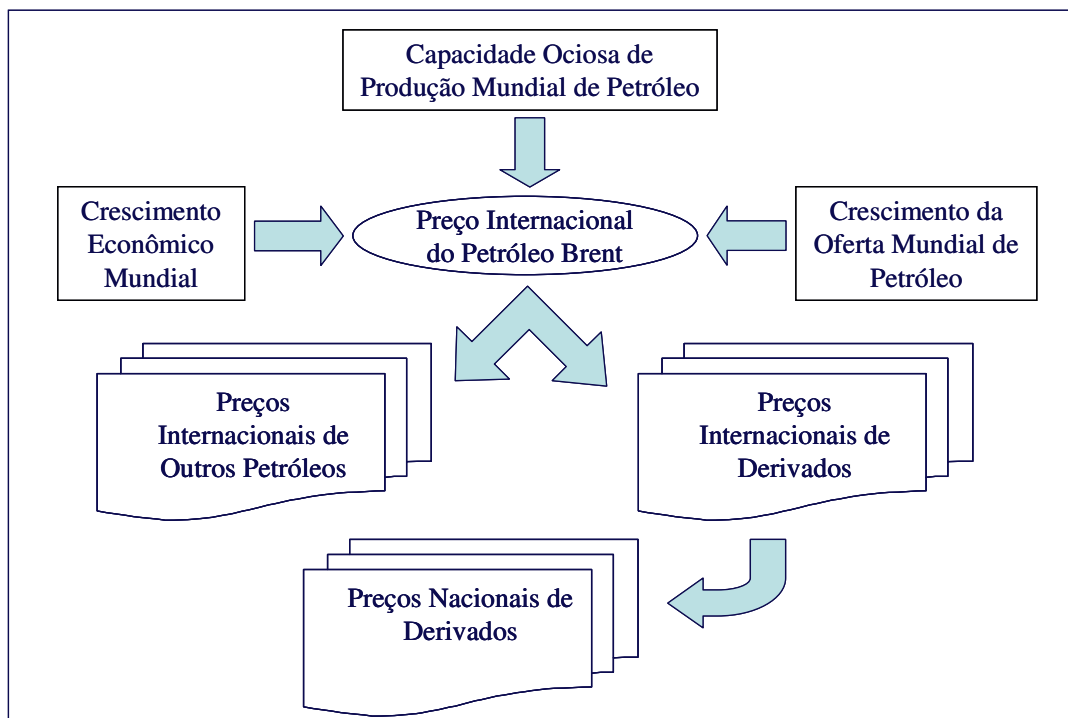
VI – OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

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 nacional 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 2023 e o cenário mundial, no que concerne a seus aspectos macroeconômicos, geopolíticos e de oferta de petróleo. A Figura 25 apresenta o esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados elaborado pela EPE.

Figura 25 – Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados



Fonte: EPE

As premissas de projeção do preço do petróleo *Brent* consideradas no PDE 2023 foram abordadas no Capítulo I. Os resultados obtidos para essa projeção são a seguir apresentados, juntamente com a dos demais tipos de petróleo.

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 2023 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 campo de Lula, assim como dos demais campos do Pré-sal que deverão entrar em produção no horizonte decenal)⁸⁶, 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 124 e no Gráfico 107 são consolidadas as projeções dos preços dos petróleos considerados para o período decenal.

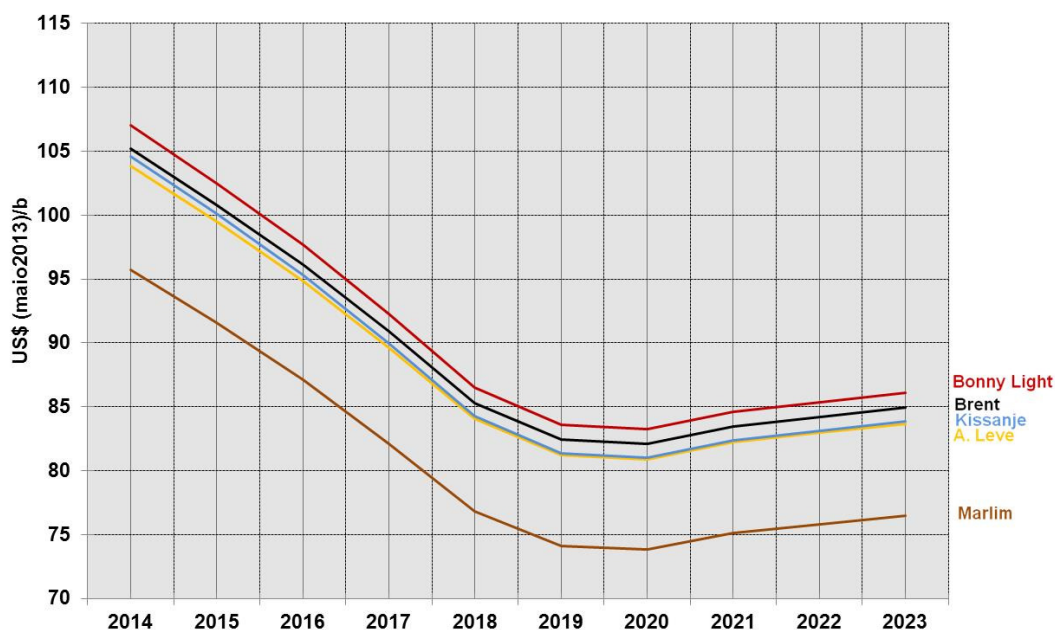
Tabela 124 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo

Ano	<i>Brent</i>	<i>Árabe Leve</i>	<i>Bonny Light</i>	<i>Marlim</i>	<i>Kissanje</i>
US\$/b, valores de maio de 2013					
2014	105,18	103,82	107,04	95,73	104,56
2015	100,82	99,48	102,52	91,56	100,09
2016	96,13	94,81	97,68	87,09	95,29
2017	90,88	89,59	92,27	82,10	89,93
2018	85,29	84,03	86,50	76,80	84,24
2019	82,43	81,19	83,56	74,10	81,33
2020	82,12	80,89	83,24	73,81	81,02
2021	83,47	82,23	84,63	75,09	82,39
2022	84,20	82,95	85,38	75,77	83,13
2023	84,92	83,66	86,12	76,45	83,86

Fonte: EPE

⁸⁶ De acordo com Petrobras (2007), após análise de testes de formação do segundo poço (1-RJS-646) no bloco BM-S-11, localizado na bacia de Santos, estima-se que o campo de Lula tenha óleo leve de 28º API. Diante da falta de informações mais precisas sobre as demais características do petróleo do Pré-sal, decidiu-se projetar também preços de um óleo com características assemelhadas. Após avaliação da base Platts e em função das informações disponíveis, assumiu-se o petróleo angolano *Kissanje* (28º API) como uma *proxy* para o petróleo do Pré-sal.

Gráfico 107 – 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*) 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 regressão⁸⁷.

⁸⁷ O principal ajuste se deveu ao 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 do reequilíbrio dos balanços de oferta-demanda dos diversos derivados, fazendo com que os diferenciais tendam a se reequilibrar nos 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.

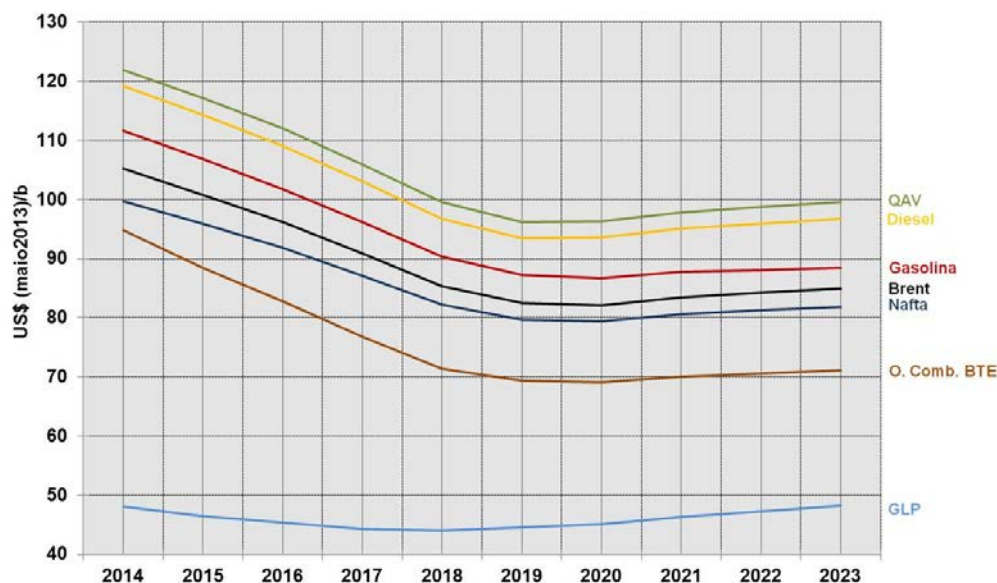
Projeções de preços

Na Tabela 125 e no Gráfico 108 são consolidadas as projeções dos preços internacionais dos principais derivados de petróleo, para o período 2014-2023. 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.

Tabela 125 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo

Ano	<i>Brent</i>	Diesel	Gasolina	Óleo Combustível BTE	QAV	Nafta	GLP
	US\$/b, valores de maio de 2013						
2014	105,18	119,26	111,62	94,85	121,87	99,74	48,12
2015	100,82	114,30	106,83	88,45	117,20	95,91	46,49
2016	96,13	108,98	101,77	82,73	112,01	91,78	45,37
2017	90,88	103,02	96,19	76,76	105,91	87,14	44,34
2018	85,29	96,67	90,32	71,37	99,53	82,18	43,98
2019	82,43	93,42	87,28	69,30	96,20	79,64	44,60
2020	82,12	93,57	86,70	69,08	96,26	79,36	45,07
2021	83,47	95,11	87,71	70,06	97,84	80,57	46,28
2022	84,20	95,94	88,11	70,58	98,68	81,21	47,23
2023	84,92	96,76	88,50	71,10	99,52	81,85	48,18

Fonte: EPE

Gráfico 108 – 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 tributos⁸⁸.

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 ano⁸⁹ e, em seguida, foram feitos ajustes nos valores assim obtidos, de modo a espelharem o comportamento histórico e a expectativa de preços para estes derivados⁹⁰. O método da paridade também foi aplicado

⁸⁸ A Agência Nacional de 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, PIS/PASEP e COFINS. 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, 2014a).

⁸⁹ Vale notar que, no médio prazo, os preços de diesel, gasolina e GLP variam numa faixa menor que os demais derivados. Isto se deve à proposição da Petrobras de recuperar as 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). No longo prazo, o preço do diesel se torna inferior ao preço da gasolina no mercado nacional, pois o país se torna exportador líquido de diesel, mas se mantém importador de gasolina.

⁹⁰ 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.

à projeção de preço da nafta⁹¹, utilizando-se como referência o custo médio de frete para claros na rota *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*⁹².

Na medida em que o preço doméstico do GLP vem sendo mantido desatrelado dos preços internacionais desde meados de 2002⁹³, 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 126 e no Gráfico 109 que se seguem, são consolidadas as projeções dos preços nacionais dos derivados de petróleo para o período decenal.

Tabela 126 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo

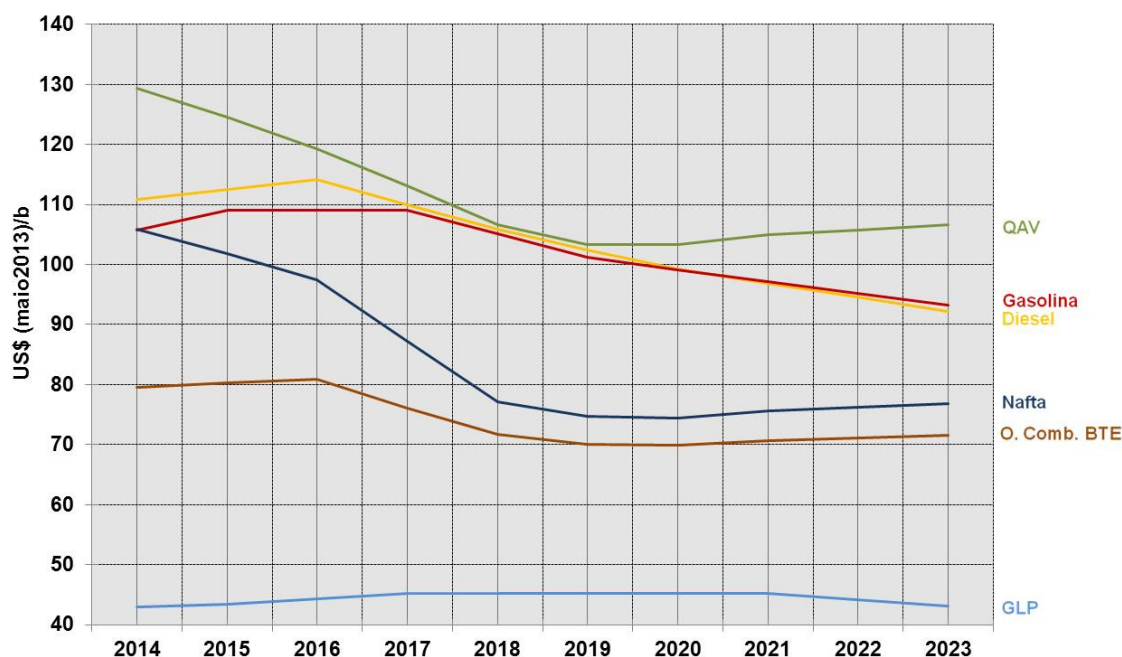
Ano	Diesel	Gasolina	Óleo Combustível BTE	QAV	Nafta	GLP
US\$/b, valores de maio de 2013						
2014	110,83	105,70	79,47	129,29	105,92	42,93
2015	112,46	109,10	80,21	124,57	101,85	43,46
2016	114,10	109,10	80,95	119,32	97,47	44,31
2017	109,98	109,10	76,13	113,14	87,14	45,25
2018	105,87	105,12	71,73	106,65	77,09	45,25
2019	102,35	101,14	70,02	103,26	74,70	45,25
2020	99,23	99,15	69,84	103,32	74,44	45,25
2021	96,88	97,17	70,65	104,92	75,57	45,25
2022	94,54	95,18	71,08	105,79	76,18	44,16
2023	92,22	93,19	71,51	106,64	76,78	43,07

Fonte: EPE

⁹¹ No início do horizonte de projeção, o preço nacional da nafta é obtido através da estimativa de paridade de importação e, a partir de 2018, passa a seguir a paridade de exportação, já que o produto passa a ter excedentes exportáveis.

⁹² 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.

⁹³ Às vésperas da abertura do mercado, 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 109 – 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 nacional de refino, principal responsável pelo atendimento da demanda de derivados do País. Dentro do horizonte coberto pelo PDE 2023, considerou-se que a Petrobras e seus eventuais parceiros serão os únicos investidores em novas unidades ou refinarias no País.

Pressionado internamente pelo crescimento da demanda de derivados, em particular de óleo diesel e gasolina, e por exigências cada vez mais rigorosas em termos de qualidade dos derivados, o setor brasileiro de refino tem sido compelido a investir, não só em unidades de conversão e tratamento, como em novas refinarias.

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 claramente 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 deverá utilizar processos mais sofisticados de conversão e tratamento, focando a produção em destilados médios (QAV e óleo diesel), principalmente para consumo interno.

Tendo em vista que a modernização do parque atual e a construção de novas refinarias, programadas pela Petrobras e seus eventuais parceiros para entrar em operação no decênio, mostram-se praticamente suficientes para o atendimento do mercado nacional de derivados a partir de 2019 (à

exceção da gasolina e do coque verde de petróleo, como será mostrado posteriormente), os estudos aqui desenvolvidos limitaram-se a analisar a adequação destas novas configurações ao mercado, buscando, também, otimizar a alocação de petróleo e identificar possíveis gargalos que impeçam a operação adequada do sistema de abastecimento. Ressalte-se que as novas unidades do parque de refino atual e as datas de entrada em operação das novas refinarias, adotadas neste estudo, são as mesmas que constam do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) (BRASIL, 2014a) e do Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 da Petrobras (PETROBRAS, 2014a) e que, tanto as datas quanto as configurações de suas plantas poderão, futuramente, sofrer alterações, em função de revisões a serem realizadas pela Petrobras e seus eventuais parceiros.

2.1 Metodologia e premissas adotadas para o abastecimento

Para as simulações do parque nacional de refino, utilizou-se o Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo (PLANDEPE), um modelo de programação mista multiperiodal, desenvolvido pela EPE, que permite realizar estudos sobre o parque de refino em diferentes contextos, bem como analisar 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 favorável em termos econômicos. 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 nove⁹⁴ grupos representativos, quer para suprimento do parque de refino, quer para exportação. Além disso, dois⁹⁵ grupos de petróleos importados somam-se aos nove nacionais e completam o elenco ofertado ao parque nacional de refino.

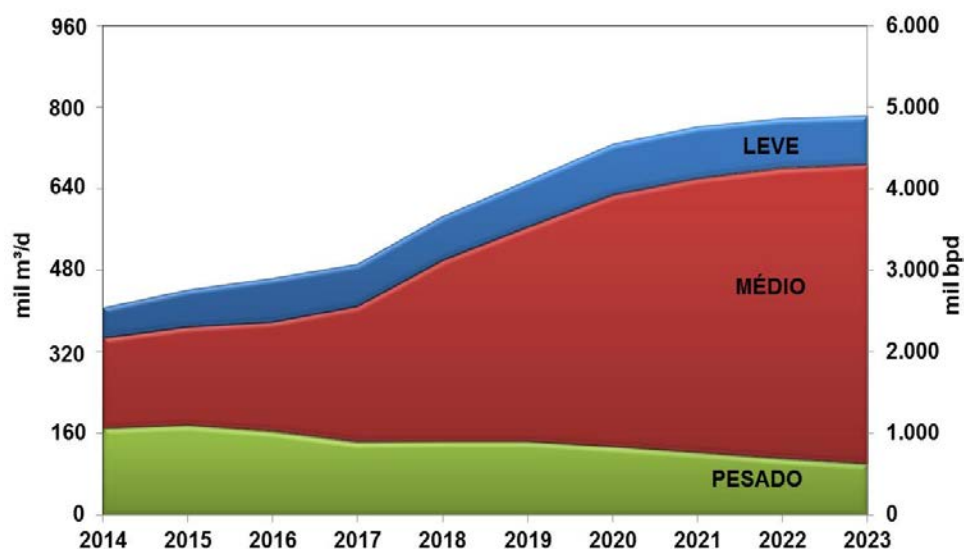
A projeção da produção nacional de petróleo, já descrita no Capítulo IV, e seu perfil de qualidade em relação à densidade⁹⁶ são apresentados no Gráfico 110.

⁹⁴ 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 74/2014 (ANP, 2014b).

⁹⁵ 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, representado 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.

⁹⁶ 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 110 – Evolução do perfil da produção nacional de petróleo



Fonte: EPE

Demanda de derivados

A Tabela 127 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 país⁹⁷, a ser atendida pela produção do parque nacional de refino ou, complementarmente, por importação.

Tabela 127 – Demanda nacional de derivados

Produto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
mil m³/d										
GLP	37,2	37,9	38,7	39,4	40,1	40,9	41,6	42,3	43,1	43,8
Nafta	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
Gasolina A	94,1	97,3	100,1	102,7	104,6	106,6	107,8	110,0	112,9	115,1
QAV	21,7	22,1	23,5	24,1	25,1	26,2	27,0	28,1	29,3	30,5
Óleo Diesel A	163,4	168,3	175,7	182,8	190,6	197,3	203,8	210,3	217,8	225,2
Óleo Combustível	22,8	23,2	24,0	24,8	25,8	26,9	27,9	28,8	29,6	30,1
Coque	19,9	20,6	21,3	22,0	22,8	23,6	24,4	25,2	26,0	26,9
Outros ⁽¹⁾	23,1	24,0	25,1	26,2	27,3	28,5	29,7	31,0	32,4	33,8
Total	416,7	427,7	442,7	456,2	470,7	484,2	496,4	510,0	525,5	540,6

Nota: (1) Inclui gás de refinaria, outros energéticos de petróleo, lubrificantes, asfaltos, solventes e outros derivados não energéticos.
Fonte: EPE

⁹⁷ O atendimento da demanda de *bunker* para aeronaves estrangeiras é obrigatório, enquanto o de navios estrangeiros é opcional, tendo sido 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 enxofre⁹⁸, visando o 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 ppm⁹⁹, 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 o horizonte coberto pelo PDE.

O teor de enxofre máximo do óleo diesel B comercializado para uso rodoviário no território brasileiro é de 500 ppm (óleo diesel S500¹⁰⁰), exceto para novos veículos pesados e utilitários produzidos a partir de 2012 e frotas cativas de ônibus urbanos dos municípios e regiões metropolitanas definidas pela ANP, para as quais o teor de enxofre máximo é de 10 ppm (ANP, 2013a). Além destes 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 e do tipo S500 ou S10 para uso agropecuário e industrial (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).

Quanto ao óleo diesel rodoviário, supõe-se que a regra já citada permanecerá válida até 2023. 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 2021, quando o primeiro será totalmente substituído e deixará de existir. No que concerne aos combustíveis marítimos, assumiu-se ainda que, a partir de 2023, o óleo diesel marítimo passará a ter, como teor máximo de enxofre, 500 ppm

Neste cenário, em 2023, coexistirão apenas os tipos de óleo diesel S10 e S500 (rodoviário e *off-road*). 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. Nas restrições do modelo, todavia, apenas o teor de enxofre foi considerado explicitamente como limitante 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, 2014). Embora o tema esteja sendo discutido no setor (IBP, 2014), ainda é incipiente.

⁹⁸ O teor de enxofre é especificado para a gasolina C comercializada, formada por gasolina A e etanol anidro (ANP, 2013a), em que a mistura mandatória de etanol anidro na gasolina pode variar de 18-25% em volume (BRASIL, 1993). Atualmente, o percentual está em 25% (MAPA, 2013). 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, que era de 5% em volume desde 2009, passou a ser de 6% a partir de julho de 2014 e passará a 7% a partir de novembro de 2014, de acordo com a Medida Provisória 647/2014 (BRASIL, 2005a; BRASIL, 2005b; BRASIL, 2014b; CNPE, 2009). 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.

⁹⁹ Corresponde a partes por milhão em mg/kg.

¹⁰⁰ O diesel S1800 possui teor de enxofre máximo de 1.800 ppm, o diesel S500 de 500 ppm e assim sucessivamente.

Outros parâmetros

Conforme já observado, assumiu-se como premissa que, no horizonte deste estudo, já foram definidos os investimentos em modernização e expansão do parque nacional de refino. Além disso, o modelo também considera outros parâmetros, tais como:

- o fator de utilização das unidades de processamento¹⁰¹;
- a produção de derivados de gás natural e de xisto produzidos respectivamente nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) 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 já apresentados de importação e exportação de petróleo e derivados;
- os custos de transporte.

2.2 Evolução do parque de refino atual

O parque nacional de refino é formado atualmente por doze refinarias da Petrobras¹⁰² e quatro refinarias privadas¹⁰³, com capacidade nominal instalada de processamento de petróleo da ordem de 350 mil metros cúbicos por dia (m³/d), equivalentes a cerca de 2,2 milhões de barris por dia (b/d)¹⁰⁴. Neste item, é apresentada a evolução esperada destas refinarias até 2023, conforme planejam ou sugerem os agentes do setor¹⁰⁵. No momento, não há previsão de investimentos em nenhuma das refinarias privadas.

Desde meados da década de 2000, as refinarias da Petrobras vêm passando por processos de adequação, para produzir combustíveis menos poluentes, elevar sua capacidade de processar petróleos pesados e melhorar seu desempenho operacional. A maior parte dos empreendimentos em conversão e tratamento encontra-se concluída (BRASIL, 2014a). Ainda há, todavia, construções de unidades de hidrotreatamento (HDT) de instáveis em andamento, com foco na produção de óleo diesel de baixo teor de enxofre (BRASIL, 2014a). Além disso, este estudo também considerou a entrada, após 2018, de três novas unidades de HDT de instáveis e uma de reforma catalítica (RC) no parque de refino atual, visando a expansão da oferta de óleo diesel S10 e de gasolina, respectivamente.

¹⁰¹ A Petrobras vem incrementando sua produção de derivados por meio do aumento do fator de utilização de suas refinarias (ANP, 2013b; ANP, 2014c). Adotou-se como premissa um fator de utilização de 96% para o parque de refino atual e para as novas refinarias, conforme planejado pela Petrobras.

¹⁰² Refinaria de Paulínia (REPLAN), Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Refinaria Henrique Lage (REVAP), Refinaria Duque de Caxias (REDUC), Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), Refinaria Gabriel Passos (REGAP), Refinaria de Capuava (RECAP), Refinaria Isaac Sabbá (REMAN), Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC) e a Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR).

¹⁰³ Refinaria Riograndense (cujos sócios são a Ultrapar Participações, a Braskem e a Petrobras), Refinaria de Manguinhos, Univen e Dax Oil.

¹⁰⁴ Para fins do presente relatório, todas as capacidades de processamento estão expressas em metros cúbicos por dia ou barris por dia de operação.

¹⁰⁵ A efetiva homologação das capacidades adotadas no planejamento da expansão do parque de refino, seja em ampliações ou em novas unidades, depende das autorizações dos órgãos competentes.

Cabe destacar que, recentemente, a Petrobras concebeu um programa denominado PROMEGA (Programa de Produção de Médios e Gasolina), já em execução, em função da demanda crescente de gasolina e derivados médios (QAV e óleo diesel) (PETROBRAS, 2014a). O programa, iniciado em 2013, tem por objetivo elevar a produção de óleo diesel, querosene e gasolina do parque de refino até 2016, baseado no aumento da capacidade e eficiência das unidades de processo existentes, evitando ou minimizando a importação desses derivados¹⁰⁶. 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 2,2 para 2,3 milhões de b/d e que haverá uma adição de capacidade na RNEST de 30 mil b/d em relação ao seu projeto original, conforme será detalhado a seguir¹⁰⁷.

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. Em particular, conforme já informado, as datas de entrada em operação são as mesmas que constam do PAC (BRASIL, 2014a) e do Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 da Petrobras (PETROBRAS, 2014a). Cabe destacar que a produção destas novas refinarias é voltada para a produção de destilados médios (QAV e óleo diesel) e, em nenhuma delas, há previsão de produção de gasolina.

A Petrobras está construindo uma nova refinaria no Complexo Industrial e Portuário de Suape, Ipojuca (PE), denominada Refinaria General Abreu e Lima, conhecida também por Refinaria do Nordeste (RNEST), com capacidade nominal para processar aproximadamente 41 mil m³/d (260 mil b/d) de petróleo¹⁰⁸, em dois trens iguais, formados por unidades de destilação atmosférica (DA), coqueamento retardado (CR), HDT de nafta de coque e HDT de instáveis. O início de operação do 1º trem está previsto para novembro de 2014, enquanto o 2º trem deverá estar implantado em maio de 2015¹⁰⁹. A planta deverá estar capacitada para refinar óleos pesados, extraídos basicamente do campo de Marlim, na bacia de Campos, produzindo GLP, nafta, óleo diesel, óleo combustível e coque.

O Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), em construção em Itaboraí (RJ), foi originalmente planejado como uma refinaria de petróleo voltada para a produção de derivados petroquímicos. Entretanto, seu projeto inicial foi alterado, em função da evolução do mercado, e o novo projeto será constituído por dois módulos. O primeiro módulo, com capacidade de 26.233 m³/d (165.000 b/d), está previsto para entrar em operação em dezembro de 2016 e o segundo, com capacidade estimada de cerca de 48 mil m³/d (300 mil b/d), em janeiro de 2024 (PETROBRAS, 2014a), fora do horizonte de estudo deste Plano. Ambos os módulos serão compostos de unidades de

¹⁰⁶ Com abrangência em onze refinarias existentes e na RNEST, o programa inclui pequenos projetos de melhoria, como a implantação de alternativas tecnológicas para aumento de carga térmica em baterias de pré-aquecimento, condensadores, resfriadores e fornos, a troca de catalisadores e a substituição de internos de reatores de unidades de HDT, entre outros, que resultam em aumento da capacidade de processamento.

¹⁰⁷ 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.

¹⁰⁸ Corresponde a 230 mil b/d do projeto original mais 30 mil b/d de adição de capacidade, no âmbito do PROMEGA (PETROBRAS, 2014a). Contudo, sua efetiva homologação também depende das autorizações dos órgãos competentes.

¹⁰⁹ Tendo em vista que o PLANDEPE é um modelo com períodos de tempo anuais, sem subdivisão mensal, assumiu-se que, em 2014, somente cerca de 17% da capacidade do 1º trem da RNEST estará disponível, já que o mesmo deverá entrar em operação apenas em novembro deste ano. Este mesmo procedimento foi utilizado em todos os casos em que a entrada em operação de algum módulo de nova refinaria não está prevista para ocorrer no início do ano considerado.

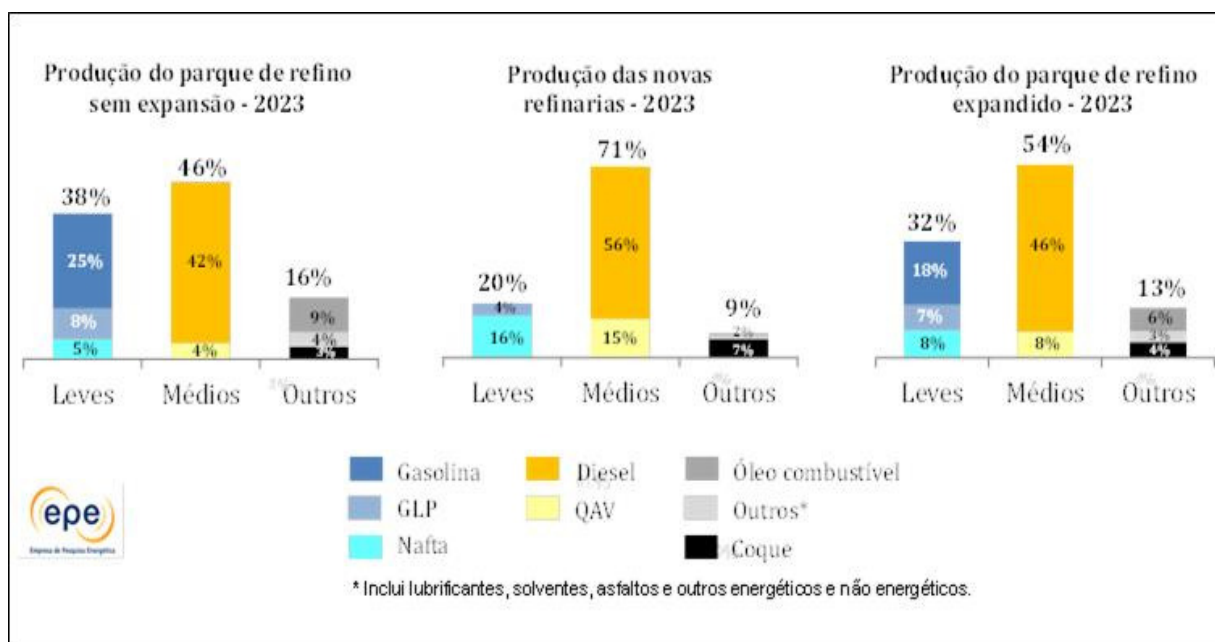
DA e a vácuo (DV), CR, hidrocrackeamento catalítico (HCC), HDT de nafta de coque e HDT de instáveis. O COMPERJ ofertará derivados de petróleo, tais como: GLP, nafta, QAV, óleo diesel e coque. Ressalta-se que esta refinaria, por possuir uma unidade de HCC em seu esquema de refino, estará capacitada a produzir óleo diesel com teor de enxofre inferior a 10 ppm.

A Petrobras prevê ainda a construção de outras duas refinarias, totalizando aproximadamente 145 mil m³/d (900 mil b/d), com esquemas de refino também voltados para a produção de derivados médios (QAV e óleo diesel) e sem produção de gasolina. Por visarem à produção de derivados de alta qualidade, que atendam aos padrões ambientais mais restritivos, foram denominadas refinarias Premium, devendo ambas processar uma mistura de petróleos nacionais. Essas novas refinarias também serão construídas em módulos e, em função das informações disponíveis, adotou-se, no presente estudo, os seguintes dados e prazos, sujeitos a futuras confirmações:

- Refinaria Premium I: no município de Bacabeira, no Estado do Maranhão (MA), com capacidade para processar aproximadamente 95 mil m³/d (600 mil b/d) de petróleo, com dois módulos de cerca de 48 mil m³/d (300 mil b/d), o primeiro com início de operação previsto para novembro de 2018 e o segundo, para janeiro de 2029 (PETROBRAS, 2014a), fora do horizonte decenal;
- Refinaria Premium II: no município de São Gonçalo do Amarante, no Estado do Ceará (CE), com capacidade para processar aproximadamente 48 mil m³/d (300 mil b/d) de petróleo, com entrada prevista para março de 2019.

A Figura 26 mostra o perfil de produção do parque de refino sem expansão e após o início de operação das novas refinarias, ao final do horizonte deste estudo. Cabe destacar que cerca de 70% do perfil de produção dessas novas plantas de refino é voltada para a produção de destilados médios e, em nenhuma delas, há previsão de produção de gasolina de acordo com seus projetos atuais. Com isso, os derivados leves terão sua participação reduzida de 38% para 32% na produção nacional e, por outro lado, os destilados médios aumentarão sua participação de 46% para 54% no final do período.

Figura 26 – Perfil de produção das refinarias em 2023



Fonte: EPE.

2.4 Investimentos programados

A Tabela 128 apresenta o valor dos recursos a serem aplicados no período de 2014 a 2023 em ampliações de capacidade e na construção de novas unidades no parque de refino atual, bem como os valores dos investimentos nas novas refinarias¹¹⁰.

Tabela 128 – Investimentos programados nas refinarias existentes e em novas plantas

Investimento	Realizado até 2013	Programado 2014 - 2023	Total
	Valor (US\$ bilhões)		
Parque de refino atual	1,7	1,0	2,7
RNEST	13,6	3,7	17,3
COMPERJ - 1º trem	7,4	5,4	12,9
Premium I - 1º trem	0,8	9,6	10,4
Premium II	0,2	9,4	9,7
Total	23,8	29,1	52,9

Nota: Os valores referentes ao parque atual de refino e às refinarias Premium I e Premium II foram estimados. Os demais constam de Brasil (2014a).

Fonte: Brasil (2014)

¹¹⁰ Note-se que o PROMEGA consiste num conjunto de intervenções de curta duração, basicamente ações operacionais, sem grandes investimentos e, por isso, não explicitados.

2.5 Evolução do parque nacional de refino

Considerou-se uma modernização do parque nacional de refino atual, de acordo com o calendário indicado pelo PAC (BRASIL, 2014a), e ampliações de capacidade de 2014 a 2016, no âmbito do PROMEGA (PETROBRAS, 2014a). Além disso, foi considerada, após 2018, a construção de novas unidades de processamento no parque de refino atual, conforme já descrito anteriormente no item 2.2. No que concerne às novas refinarias, adotou-se o cronograma de entrada indicado pela Petrobras (2014a) e já explicitado no item 2.3. Com isso, a capacidade nominal de refino no País atingirá, em 2023, o total de cerca de 516 mil m³/d (aproximadamente 3,2 milhões b/d), ver Tabela 129.

Tabela 129 – Capacidade nominal de refino em 2023

	mil m ³ /d	mil bpd
Parque de refino atual	352,7	2.218
Ampliações no parque de refino atual	0,3	2
RNEST	41,3	260
COMPERJ	26,2	165
PREMIUM I	47,7	300
PREMIUM II	47,7	300
Total	515,9	3.245

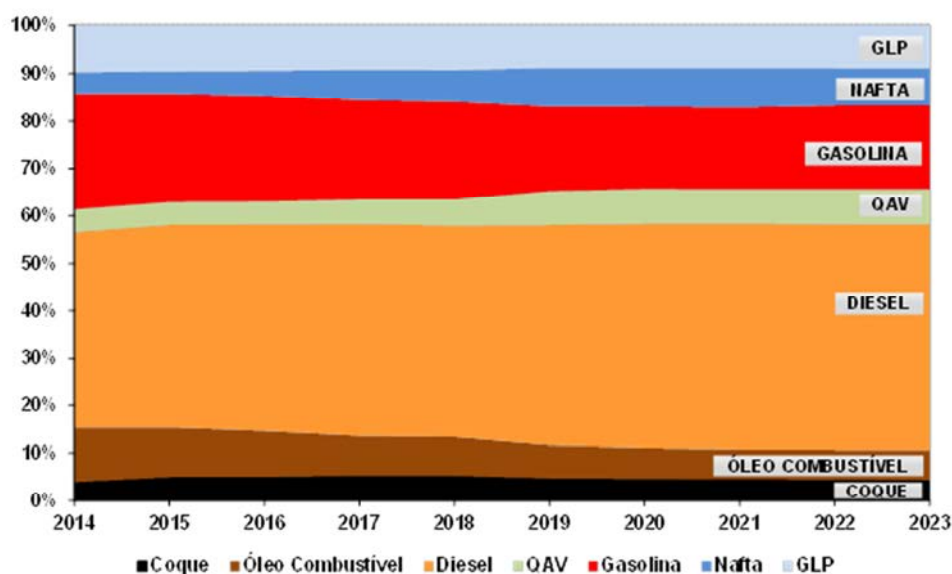
Nota: Os valores relativos ao parque atual e às refinarias Premium I e Premium II foram estimados. Os demais constam de Brasil (2014a).
Fonte: EPE

2.6 Resultados

2.6.1 Balanço entre oferta e demanda de derivados e perfil de produção

O Gráfico 111 e a Tabela 130 mostram, respectivamente, a evolução do perfil da produção e o balanço entre oferta e demanda de derivados.

Gráfico 111 – Perfil da produção de derivados



Fonte: EPE

Tabela 130 – Balanço dos principais derivados de petróleo

Discriminação		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		mil m³/d									
GLP	Produção	32,3	34,5	35,2	36,5	37,4	41,0	42,3	42,7	43,1	43,3
	Refinarias ⁽¹⁾	25,4	27,3	28,2	29,3	29,6	33,0	33,8	33,9	34,0	33,6
	UPGN ⁽²⁾	6,9	7,2	7,1	7,3	7,8	8,1	8,5	8,7	9,1	9,7
	Demanda	37,2	37,9	38,7	39,4	40,1	40,9	41,6	42,3	43,1	43,8
	Saldo líquido	(5,0)	(3,5)	(3,5)	(2,9)	(2,8)	0,2	0,7	0,3	0,0	(0,5)
Nafta	Produção	14,7	16,9	19,6	25,4	26,8	38,4	39,8	40,9	38,6	38,1
	Demanda	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
	Saldo líquido	(19,6)	(17,4)	(14,7)	(8,9)	(7,5)	4,1	5,5	6,6	4,3	3,8
Gasolina	Produção	81,3	83,0	83,7	83,4	83,4	83,5	83,7	83,7	86,1	86,1
	Demanda	94,1	97,3	100,1	102,7	104,6	106,6	107,8	110,0	112,9	115,1
	Saldo líquido	(12,8)	(14,3)	(16,4)	(19,3)	(21,2)	(23,1)	(24,1)	(26,3)	(26,8)	(28,9)
QAV	Produção	15,9	17,5	18,3	20,5	22,2	33,7	35,9	35,5	36,2	36,3
	Demanda	21,7	22,1	23,5	24,1	25,1	26,2	27,0	28,1	29,3	30,5
	Saldo líquido	(5,8)	(4,6)	(5,2)	(3,6)	(2,9)	7,6	8,9	7,4	6,9	5,8
Diesel	Produção	136,8	154,8	163,3	178,0	179,9	217,8	228,6	232,1	232,3	232,3
	Demanda	163,4	168,3	175,7	182,8	190,6	197,3	203,8	210,3	217,8	225,2
	Saldo líquido	(26,6)	(13,5)	(12,4)	(4,8)	(10,7)	20,5	24,8	21,8	14,5	7,1
	Importação ⁽³⁾	27,8	15,0	13,8	6,1	11,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Exportação ⁽⁴⁾	1,2	1,5	1,4	1,3	1,1	20,5	24,8	21,8	14,5	7,1
Óleo Combustível	Produção	38,0	37,8	36,1	33,2	32,9	32,4	31,4	30,7	29,8	31,1
	Demanda	22,8	23,2	24,0	24,8	25,8	26,9	27,9	28,8	29,8	31,1
	Saldo líquido	15,2	14,6	12,0	8,4	7,1	5,6	3,5	1,9	0,0	0,0
Coque	Produção	13,0	18,0	18,7	21,0	21,2	22,2	22,2	21,8	21,7	20,9
	Demanda	19,9	20,6	21,3	22,0	22,8	23,6	24,4	25,2	26,0	26,9
	Saldo líquido	(7,0)	(2,5)	(2,5)	(1,0)	(1,6)	(1,4)	(2,2)	(3,3)	(4,3)	(6,0)
Total	Produção	332,0	362,5	374,9	398,0	403,9	469,1	483,8	487,3	487,8	488,2
	Demanda	393,6	403,7	417,6	430,0	443,5	455,7	466,7	479,0	493,1	506,9
	Saldo líquido	(61,6)	(41,2)	(42,7)	(32,0)	(39,6)	13,4	17,1	8,3	(5,4)	(18,7)
	Importação	77,9	57,3	56,2	41,8	47,8	24,5	26,3	29,6	31,1	35,4
	Exportação	16,3	16,1	13,5	9,8	8,2	37,9	43,4	37,9	25,7	16,6

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 a produção de GLP oriunda das Unidades de Fracionamento de Líquidos de Gás Natural (UFL) e das UPGN que estão localizadas nas refinarias. Estes valores poderão sofrer variações significativas, dependendo da intensidade do despacho das usinas termelétricas a gás natural, bem como do crescimento do mercado não térmico deste combustível e da necessidade de reinjeção de gás nas unidades produtoras de petróleo.

(3) Ocorrem importações de óleo diesel S500 no período de 2014 a 2018, atingindo um volume máximo de 20,2 mil m³/d no ano de 2014, além de importações de aproximadamente 7,5 mil m³/d de óleo diesel S10 exclusivamente em 2014.

(4) Ocorrem exportações de óleo diesel S10 a partir de 2019, atingindo um volume máximo de 24,8 mil m³/d em 2020.

Fonte: EPE

2.6.2 Balanço nacional dos principais derivados

Com relação aos principais derivados, o País mantém-se como importador líquido até 2018, havendo, todavia, excedentes expressivos de óleo combustível no mesmo período. A partir de 2019, com a operação plena do 1º trem da refinaria Premium I e a entrada da Premium II, o País passa a ser exportador líquido da maioria dos principais produtos, à exceção da gasolina e do coque, que permanecem com perfil importador até o final do período. No caso do GLP, chega-se praticamente à autossuficiência. Já no caso do 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 2021, porém de forma decrescente, conforme será detalhado a seguir. A partir de 2022, o País volta à condição de importador líquido de derivados, porém em volumes reduzidos e concentrados na gasolina.

Vale ressaltar que a entrada de novas refinarias é voltada principalmente para a produção de destilados médios (QAV e óleo diesel), que proporcionam um maior valor agregado. Neste sentido, já em 2015, há uma redução significativa da importação de óleo diesel, decorrente da conclusão da RNEST. A partir de 2017, com a operação plena do 1º trem do COMPERJ, verifica-se nova queda nas importações deste produto e, finalmente, a partir de 2019, já com a plena operação do 1º trem da refinaria Premium I e da Premium II, passa a haver excedentes de QAV e óleo diesel, até o final do período.

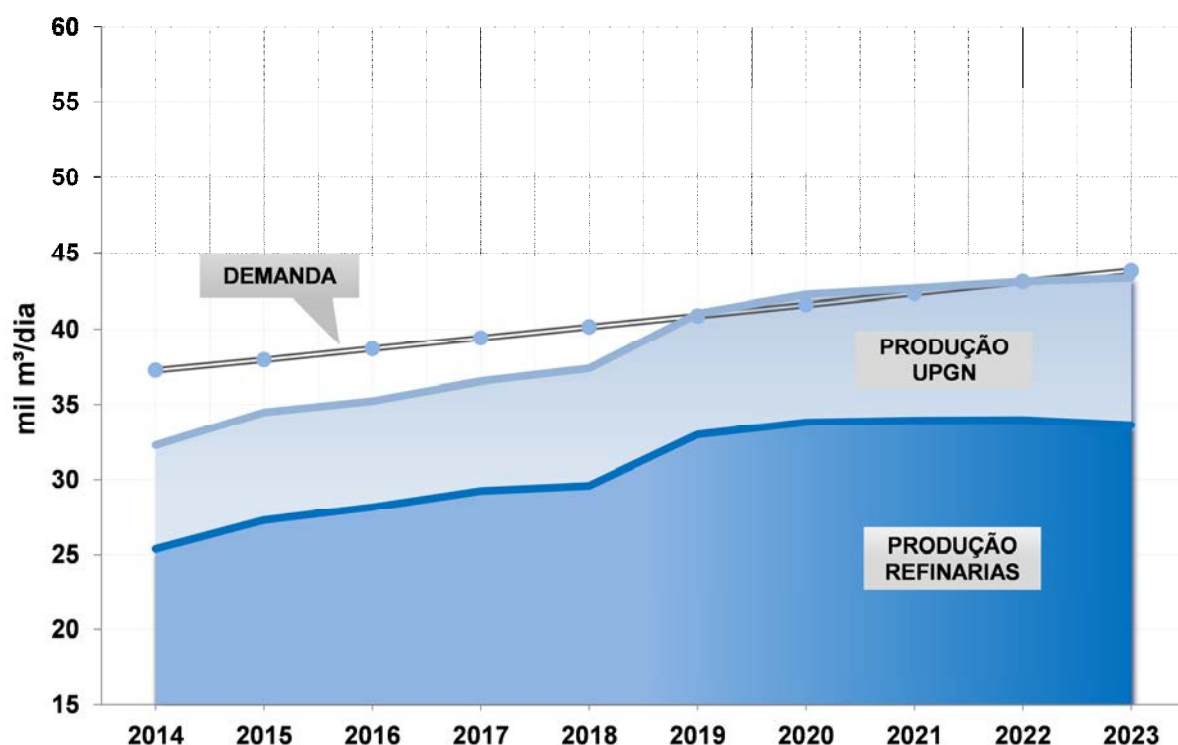
São apresentados a seguir os balanços dos principais derivados de petróleo (Gráfico 112 a Gráfico 118).

GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO (GLP)

A produção de GLP cresce com o aumento do processamento de gás natural em UPGNs e em decorrência, principalmente, das novas unidades de conversão no parque atual e das novas refinarias. Com o aumento expressivo da capacidade nacional de refino em 2019, aliado ao acréscimo da produção das UPGNs, o País passa a ter seu mercado praticamente equilibrado.

Note-se, porém, que, conforme já observado, os volumes de GLP produzidos pelas UPGNs poderão sofrer variações significativas, dependendo da intensidade do despacho das usinas termelétricas a gás natural, do crescimento do mercado não térmico deste combustível, da necessidade de injeção de gás nas unidades produtoras de petróleo e até do rendimento de GLP no gás proveniente dos novos campos de produção.

Gráfico 112 – Balanço de GLP



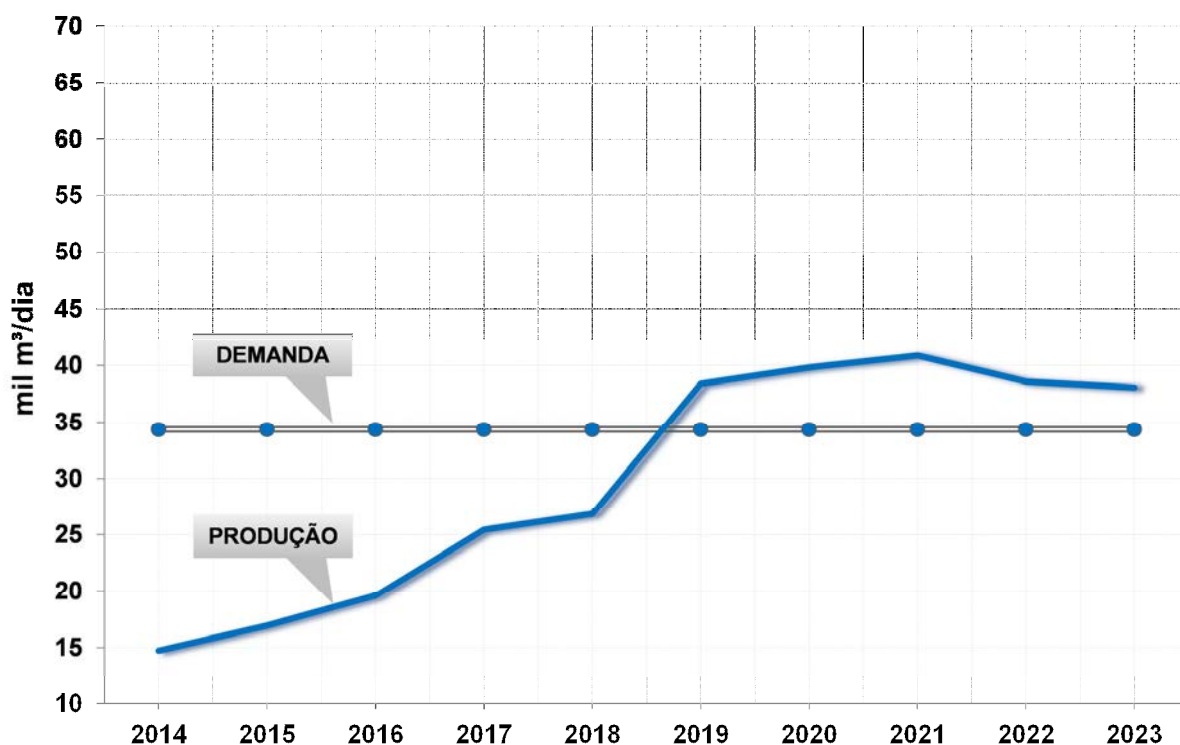
Fonte: EPE

NAFTA

O déficit de nafta para petroquímica é reduzido progressivamente, devido à estagnação da demanda projetada (adota-se que nenhum acréscimo de capacidade da indústria petroquímica terá a nafta como matéria prima – vide Capítulo II) e ao aumento da produção, em função da entrada em operação das novas refinarias. Em 2019, com a operação plena do 1º trem da refinaria Premium I e com a entrada da Premium II, o País deixa de ser deficitário neste derivado. Os excedentes de nafta, nos dois últimos anos do período, ficam em torno de 4 mil m³/d (25 mil b/d).

A adoção de algumas alternativas para aumento da produção de gasolina, apresentadas a seguir, terão influência direta na oferta de nafta, reduzindo seus excedentes, ou mesmo tornando seu balanço negativo. Além da nafta, a indústria nacional de petroquímicos consome também gás natural e outras matérias-primas (vide Gráfico 14, Capítulo II).

Gráfico 113 – Balanço de nafta



Fonte: EPE

GASOLINA

O parque atual de refino não tem condições de atender o mercado de gasolina projetado para o próximo decênio. A escassez de oferta de etanol carburante vivida pelo mercado, somada ao aumento da demanda de combustível pela frota crescente de veículos de Ciclo Otto, mostra seus efeitos já em 2014, através de importações da ordem de 13 mil m³/d (82 mil b/d), correspondendo a cerca de 14% da demanda nacional. Embora haja recuperação da produção de etanol em todo o período, o mercado permanece importador de gasolina até 2023. Em 2023, as importações chegam a 29 mil m³/d (182 mil b/d), o que corresponde aproximadamente a 25% da demanda interna deste derivado.

Cabe destacar que, em suas concepções atuais, as novas refinarias a serem implantadas não estão projetadas para produzir gasolina. O incremento da oferta de gasolina apresentado é marginal e decorre, principalmente, da elevação para 96% do fator de utilização adotado para o parque atual de refino em todo o período e da implantação do PROMEGA de 2014 a 2016, além da entrada em operação de uma unidade de RC em 2022, sendo esta última contribuição menos expressiva. O incremento de produção de gasolina decorrente dessas premissas é de aproximadamente 5 mil m³/d (32 mil b/d).

É importante ressaltar que, caso 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 e, para tanto, existem várias alternativas, de curto e longo prazos.

Uma opção é realizar investimentos em novas unidades voltadas para a produção deste derivado, tais como reforma catalítica e alquilação, dentre outras. Os excedentes de nafta indicados anteriormente

podem ser misturados às correntes de alta octanagem oriundas desses processos para produzir gasolina, reduzindo-se, assim, a necessidade de importação.

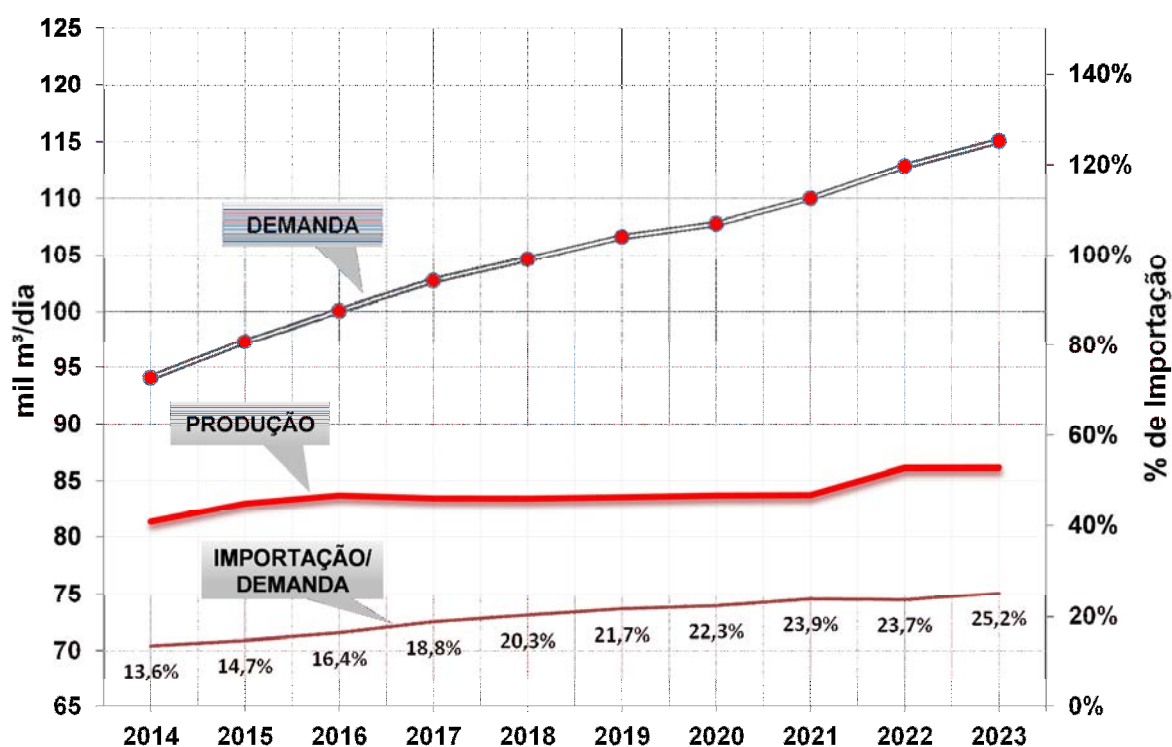
Eventualmente, a fim de reduzir o déficit de gasolina, pode-se também importar *boosters* de octanagem (componentes de alta octanagem, principalmente reformado) para serem misturados à nafta excedente, permitindo, desta forma, aumentar a oferta interna de gasolina.

Outra alternativa para aumentar a produção de gasolina no País seria construir unidades adicionais de FCC nas novas refinarias, o que acarretaria uma redução na produção de derivados médios (QAV e óleo diesel). Considerando-se, porém, que, no cenário de preços internacionais definido neste PDE, os produtos médios são mais valorizados no longo prazo do que os leves, devido à expectativa de que a demanda mundial de gasolina cresça menos que a de médios, essa não deverá ser a melhor opção, do ponto de vista estritamente econômico. Em termos comerciais, para o País, será mais conveniente exportar derivados médios de boa qualidade e importar gasolina.

Do ponto de vista do suprimento internacional, também não se espera maiores dificuldades na adoção desta opção, uma vez que o cenário de oferta mundial de gasolina tende a ser favorável (a Europa é estruturalmente exportadora e há expectativas de moderação, ou mesmo redução, da demanda de gasolina nos EUA - tradicional destino para o excedente europeu). Finalmente, com relação à logística necessária para movimentar as exportações de médios e as importações de gasolina previstas, também não são esperados entraves, conforme será visto adiante.

Cumprir observar que, desde 2014, o limite máximo de teor de enxofre da gasolina comercializada no Brasil foi reduzido para 50 ppm, demandando um esforço maior do parque atual em hidrotratamento do produto, o que já está contemplado nos investimentos considerados neste estudo.

Gráfico 114 – Balanço de gasolina



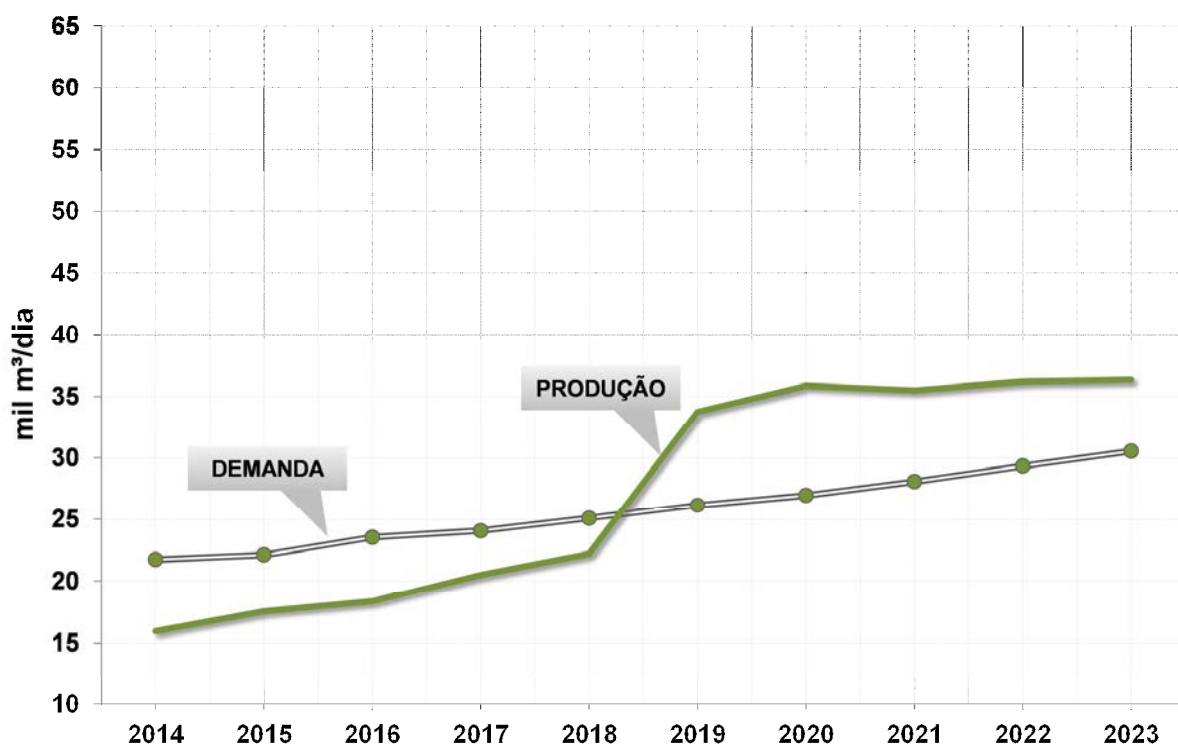
Fonte: EPE

QUEROSENE DE AVIAÇÃO (QAV)

Até o final de 2015, não há alternativas para se elevar consideravelmente a produção de QAV, pois não há previsão de produção deste derivado na RNEST. O abastecimento deste mercado só deixará de ser deficitário a partir de 2019, embora ocorra um aumento significativo de sua produção a partir de 2017, devido à operação em plena carga do 1º trem do COMPERJ.

Em 2019, com a plena operação do 1º trem da refinaria Premium I e com a entrada da Premium II, o País torna-se exportador deste derivado, permanecendo nesta condição até 2023. Seus excedentes chegam a um patamar máximo de cerca de 9 mil m³/d (57 mil b/d) em 2020.

Gráfico 115 – Balanço de QAV



Fonte: EPE

ÓLEO DIESEL

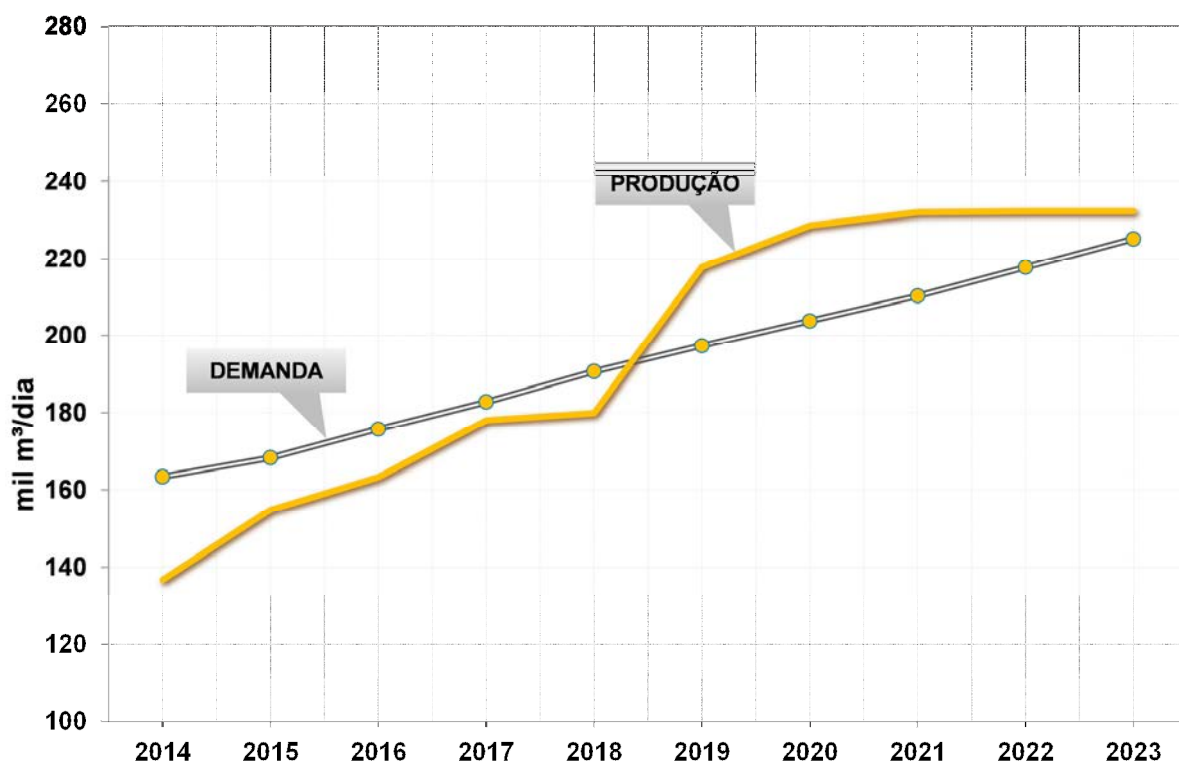
Em 2014, o óleo diesel, que corresponde ao derivado de maior mercado no Brasil, apresenta também o maior volume de importação. Sua produção nacional começa a aumentar significativamente a partir de 2015, com a conclusão da RNEST, mas o mercado nacional permanece deficitário neste derivado até 2018, mesmo após o 1º trem do COMPERJ atingir sua plena carga.

Com a entrada em operação do 1º trem da refinaria Premium I em 2018 e da refinaria Premium II em 2019, o País passa a ser superavitário, permanecendo exportador deste produto até o final do decênio. O pico de exportação líquida é alcançado em 2020, sendo na ordem de 25 mil m³/d (157 mil b/d).

Conforme já detalhado nas premissas adotadas para este estudo, o teor de enxofre no óleo diesel será reduzido gradativamente. Em vista disso, até meados do período, haverá necessidade de importações de óleo diesel S10 e S500, que diminuem gradativamente com a entrada em operação

das unidades de HDT de instáveis no parque atual e das novas refinarias, até que o País deixe praticamente de importar estes derivados a partir de 2019. Note-se que a maior parte do saldo exportador de óleo diesel, que ocorrerá entre 2019 e 2023, será do tipo S10, de maior valor agregado e de fácil colocação no mercado internacional.

Gráfico 116 – Balanço de diesel



Fonte: EPE

ÓLEO COMBUSTÍVEL

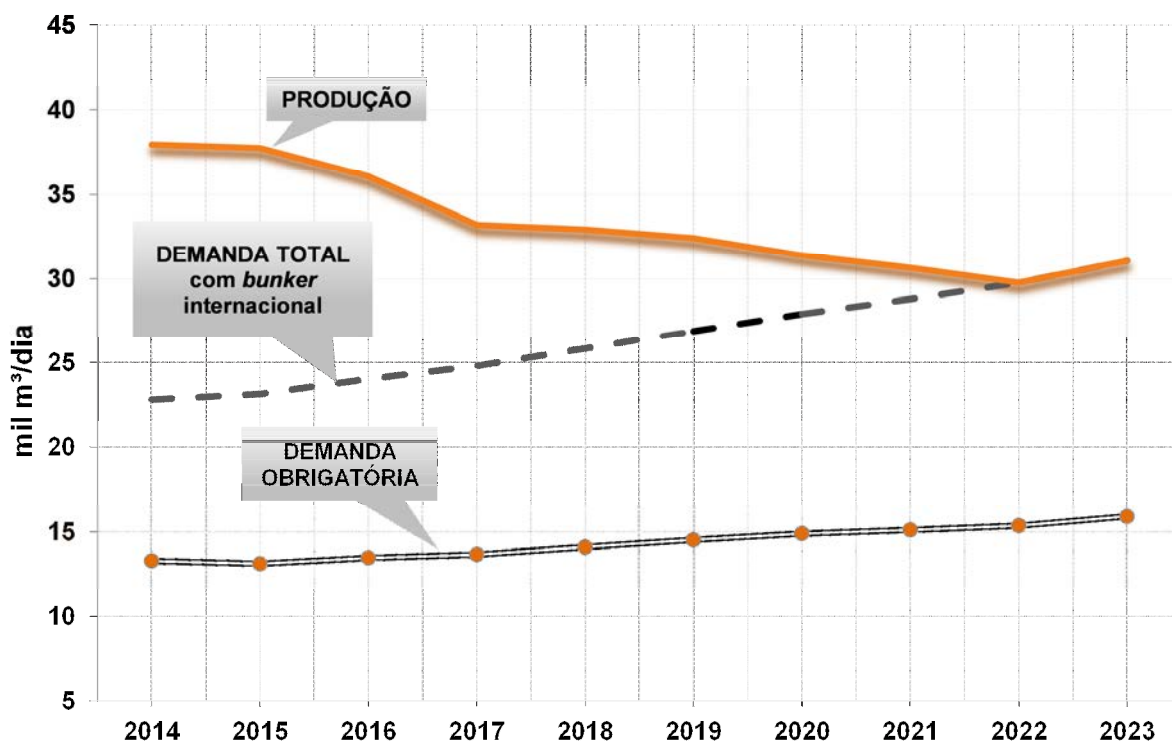
Conforme já referido na seção de premissas adotadas para o abastecimento, o mercado de óleo combustível pode ser separado em 3 parcelas:

- 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, porém de forma decrescente (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). A produção fica equilibrada com o mercado a partir de 2022.

Gráfico 117 – Balanço de óleo combustível

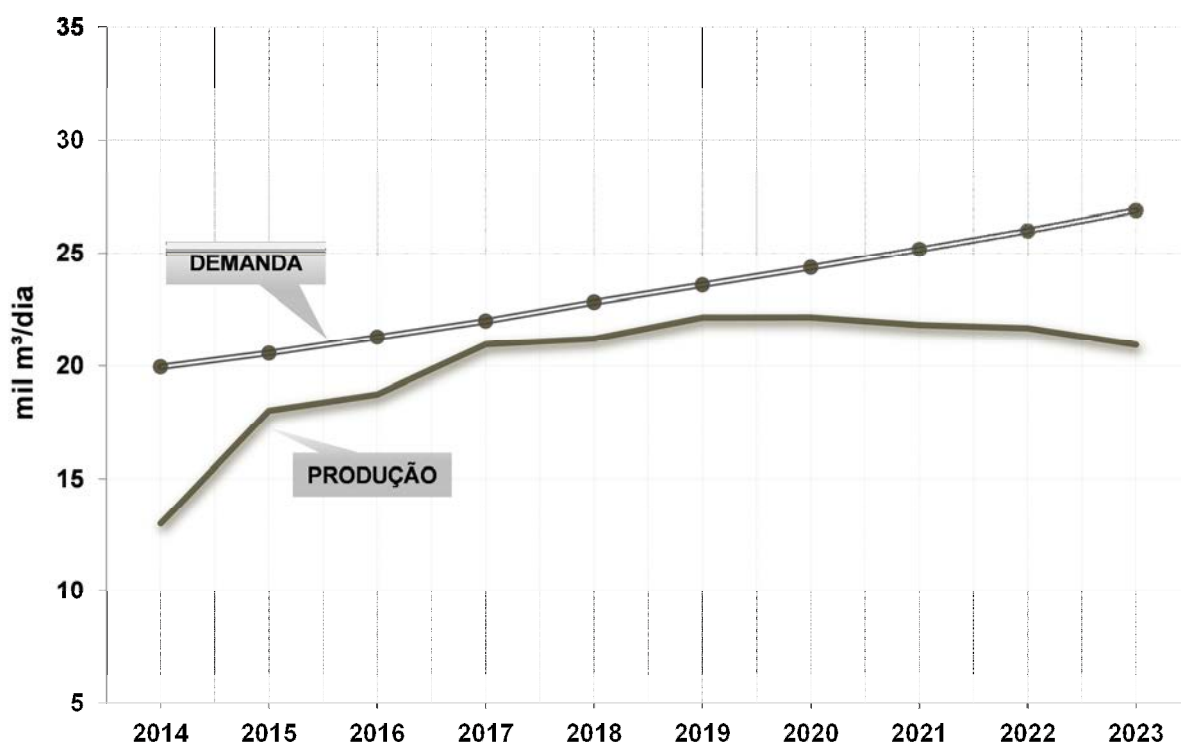


Fonte: EPE

COQUE

Embora a produção de coque seja crescente, principalmente com a entrada em operação das unidades de CR das novas refinarias, o País permanece deficitário deste produto durante todo o período. Cabe ressaltar que o objetivo principal das unidades de CR não é atender o mercado de coque, e 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 déficit constatado não deve ser motivo de preocupação.

Gráfico 118 – Balanço de coque



Fonte: EPE

2.6.3 Balanço nacional de petróleo

As necessidades de processamento, conforme mostra a Tabela 131, determinam a destinação para os petróleos nacionais e importados no período considerado.

Tabela 131 – Balanço Nacional de Petróleo

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
mil m³/d										
Produção	406	441	463	491	583	653	723	758	772	778
Processamento	326	356	371	393	398	466	482	486	487	481
Importação	48	35	31	19	19	17	17	21	24	16
Exportação	128	120	123	117	204	203	257	292	309	313
Exportação Líquida	79	85	92	99	185	187	240	272	285	297
Participação relativa (%)										
Importação/ Processamento	14,8	9,9	8,4	4,7	4,7	3,6	3,5	4,3	4,9	3,3

Fonte: EPE

O país será exportador líquido de petróleo durante todo o período, chegando a atingir, em 2023, um volume líquido exportado de cerca de 300 mil m³/d (1,9 milhões b/d), principalmente de petróleos do tipo mediano, que, conforme se prevê, serão encontrados nos campos da região do Pré-sal. Tal fato se deve, em parte, à adequação do parque refinador nacional a petróleos mais pesados, de menor

valor para exportação, o que permitirá otimizar os resultados da balança comercial, com a exportação de crus de maior valor de mercado.

Há previsão de importação de petróleo Árabe Leve em todo o horizonte do estudo, destinado principalmente à produção de óleo básicos lubrificantes na REDUC. As importações de outro petróleo do tipo leve, essencialmente para suplementação e ajuste do elenco de petróleos, ocorrem também em todo o período, porém em volumes bastante reduzidos.

Neste quadro francamente exportador de petróleo, devem ser estudadas as possibilidades de se vincular o processamento de refinarias no exterior ao petróleo brasileiro, basicamente por meio de parcerias e contratos de longo prazo, estratégia que deverá ser compatibilizada com a implantação das novas refinarias no Brasil.

2.7 Refino – considerações finais

O país deverá continuar como importador líquido de quase todos os principais derivados até o ano de 2018, com destaque para os grandes volumes importados de nafta, gasolina e óleo diesel. A grande exceção é o óleo combustível, que permanece com excedentes até 2021, sendo que, em 2022 e 2023, os volumes produzidos são ainda suficientes para atender a todo o mercado opcional de *bunker* para navios estrangeiros. A importação de gasolina ocorre em todo o período, em face do crescimento da demanda e da ausência de investimentos expressivos para aumento da produção desse derivado, já que as novas refinarias planejadas não foram projetadas para produzir gasolina. A situação do GLP, da nafta para petroquímica, do QAV e, sobretudo, do óleo diesel, será revertida em 2019, com a plena operação do 1º trem da refinaria Premium I e a entrada em operação da refinaria Premium II. Quanto ao coque, seu déficit persistirá até o final do período.

Com a entrada do 1º trem da refinaria Premium I e da refinaria Premium II, o País passará a ser, a partir de 2019, exportador líquido de derivados. Nas condições da simulação, em que não se supôs quaisquer limitações para as exportações brutas brasileiras, estas chegam a atingir, em 2020, o pico de cerca de 43 mil m³/d (aproximadamente 270 mil b/d), com ênfase no óleo diesel S10.

Assim como a RNEST e o COMPERJ, as demais novas refinarias também serão dotadas de esquemas de refino de alta conversão, voltados principalmente para a produção de destilados médios (QAV e óleo diesel) e de nafta petroquímica.

Num cenário como este, em que se preveem demandas crescentes de óleo diesel e QAV em todo o período, torna-se recomendável que o processo de HCC, em que pese seu alto custo, seja introduzido nas refinarias nacionais, até pela necessidade da obtenção do óleo diesel de alta qualidade. O óleo diesel S10 é facilmente obtido através desta rota que, adicionalmente, permite a produção de QAV também de excelente qualidade. Os projetos de todas as novas refinarias preveem a construção dessas unidades.

Nas refinarias do parque atual, onde não há investimentos programados em unidades de HCC, faz-se necessário que o óleo diesel S10 seja obtido através do processo de HDT 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.

No que tange à gasolina, apesar da expectativa de retomada da produção de etanol combustível e dos investimentos previstos em unidades de RC no início do período, a situação do País como importador do produto não se reverterá em todo o horizonte de estudo.

Tendo em vista que as projeções da produção de derivados indicam excedentes importantes de nafta ao final do período, investir na construção de novas unidades de RC, além das que já estão previstas, poderia ser uma alternativa para incrementar a oferta de gasolina. A nafta reformada oriunda deste processo, além de ter alta octanagem, não possui enxofre, podendo ser misturada aos excedentes de nafta de destilação direta (que, de outra forma, seriam destinados à exportação como nafta petroquímica), para a formulação de gasolina. A implantação de unidades de alquilação e de isomerização também poderia contribuir com correntes de alta qualidade para a formulação de gasolina, obtidas a partir de outras matérias-primas. Eventualmente, poder-se-ia também importar *boosters* de octanagem (componentes de alta octanagem, principalmente reformado) para serem misturados à nafta excedente, aumentando a oferta interna de gasolina. Todas estas alternativas devem ser avaliadas, em função da crescente demanda por este derivado, levando-se em conta o custo das unidades e o cenário de preços internacionais de derivados. Para o cenário adotado neste estudo, em que os preços dos derivados médios (QAV e óleo diesel) crescem acima dos da gasolina, já que a tendência internacional é de desaceleração da demanda de gasolina, ao contrário do mercado de médios, a melhor alternativa, do ponto de vista estritamente econômico, é exportar QAV e óleo diesel e importar gasolina.

De qualquer forma, dada a elevada incerteza em relação à evolução do mercado nacional de combustíveis para veículos leves, a melhor estratégia parece ser monitorar a tendência deste mercado no médio e longo prazos, para, caso se confirme uma necessidade futura de maiores volumes de gasolina, serem direcionados novos investimentos para aumento da oferta interna deste produto, de forma a se preservar a segurança de abastecimento do país.

3. Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleos 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 previstas pelo modelo PLANDEPE até 2023, os programas de investimentos do Grupo Petrobras e sugestões de expansão da malha dutoviária nacional, decorrentes de estudos da própria EPE.

Aponta-se, como efetivos, apenas os projetos de expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados, em andamento e/ou a iniciar, sob a responsabilidade da Petrobras e suas subsidiárias, pois ainda não se obteve confirmação efetiva da participação de outros agentes do setor na área.

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 para transporte de petróleo e derivados

A infraestrutura nacional dutoviária para transporte de petróleo e derivados aqui considerada é composta de 454 dutos, conforme indicado na Tabela 132.

Tabela 132 – Quantidade e extensão de dutos em operação, por função

Produto	Função	Nº de Dutos	Extensão (km)
Derivados	Total	422	5.909
	Transferência	324	1.115
	Transporte	98	4.794
Petróleo	Total	32	1.985
	Transferência	32	1.985
Total Geral	Total	454	7.884
	Transferência	356	3.090
	Transporte	98	4.794

Fonte: ANP (2013b).

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 88 terminais autorizados a funcionar, compreendendo 55 terminais aquaviários (TA) e 33 terminais terrestres (TT), os quais possuem uma capacidade total de armazenamento que excede 12 milhões de m³, conforme a Tabela 133.

Tabela 133 – 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	55	1.350	3.931	4.735	236	8.902
Terrestres	33	406	1.465	2.108	93	3.666
Total	88	1.756	5.396	6.843	329	12.568

Notas: (1) Há também armazenamento de petróleo nas refinarias e nos campos de produção (terra e mar).

(2) Exceto GLP.

Fonte: ANP (2013b).

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 milhões de m³, conforme a Tabela 134.

Tabela 134 – Capacidade de armazenamento de derivados em bases de distribuição

Regiões	Número de Bases	Derivados	GLP	Total
			mil m ³	
Região Norte	47	419	17	436
Região Nordeste	46	619	31	650
Região Sudeste	118	1.202	65	1.267
Região Sul	66	488	25	513
Região Centro-Oeste	52	182	10	192
Total	329	2.910	148	3.058

Nota: Exceto GLP
 Fonte: ANP (2013b).

3.2.3 Transporte marítimo de petróleo e derivados

A Transpetro, maior armadora¹¹¹ da América Latina e principal empresa de logística e transporte do Brasil, atende, dentre outras, às atividades de transporte marítimo, operando uma frota própria de 54 embarcações¹¹², conforme a Tabela 135.

Tabela 135 – Frota de navios da Transpetro

Produto Transportado	Nº de Navios	TPB
Petróleo (navios aliviadores)	18	2.171.862
Petróleo/ Produtos Escuros	4	511.519
Produtos Escuros e Claros	7	511.983
Produtos Claros	18	560.187
Gases Liquefeitos	6	40.171
Embarcações de Apoio	1	2.163
Total	54	3.797.885

Nota: Tonelada de Porte Bruto (TPB) é a tonelagem total que pode ser embarcada em um navio. Além da carga comercial, inclui combustível, tripulação, etc.
 Fonte: Transpetro (2014)

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 3,7 milhões de TPB. Para o transporte de gases liquefeitos, a Transpetro possui 6 navios, com capacidade total de 40.171 TPB.

Além dessas embarcações, a Transpetro dispõe de uma embarcação de apoio, de 2.163 TPB.

¹¹¹ Armadora é a empresa proprietária de navios.

¹¹² Do total da frota, sete navios (navios aliviadores) são de propriedade da Fronape International Company (FIC), empresa subsidiária da Transpetro.

3.3 Expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados

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 de seu Plano de Negócio e Gestão para o período de 2014 a 2018 (PETROBRAS, 2014a), apresenta um total de US\$ 8,9 bilhões. 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. Dos projetos programados, destacam-se aqueles apresentados na Tabela 136.

Tabela 136 – Investimentos do Grupo Petrobras em navios, dutos e terminais

Projetos
PLANGAS GLP
Ampliação do OSVAT 30
Ampliação do OSVAT 42/38
Pier adicional no TA de São Sebastião (PASP)
Plano Diretor de Dutos de São Paulo
Adequação das instalações logísticas para a qualidade futura dos combustíveis
Logística para o COMPERJ ⁽¹⁾
Unidade <i>offshore</i> de Transferência e Exportação (UOTE)
Ampliação da capacidade do OSBRA
Infraestrutura logística para movimentação de produtos claros na refinaria RPCC
Programa Rota 3 PLANSAL - Infraestrutura para escoamento de GLP
Tanque para QAV e interface do terminal de Guarulhos
Novos navios
Inversão do duto de derivados ORBEL I para o sentido RJ – MG
Inversão do poliduto OSRIO para o sentido RJ – SP
Ampliação da capacidade de escoamento do OSPLAN 24
Ampliação da capacidade de bombeamento do poliduto OSPLAN 24 (Guararema-REPLAN)
Investimento Total Estimado: US\$ 8,9 bilhões

Nota: (1) Os investimentos em infraestrutura nas refinarias RNEST, Premium I e Premium II não estão contemplados, por já estarem incluídos nos investimentos em refino.

Fonte: Petrobras (2014b)

PLANGAS GLP

O programa PLANGAS consiste na construção de dois terminais aquaviários, sendo um em Barra do Riacho (ES), para movimentação de GLP e C5+ por navios de até 60 mil toneladas de porte bruto (TPB), e o outro, na Ilha Comprida (RJ), além da ampliação do atual TA de Ilha Redonda. O programa também inclui a realocação e a construção de dutos entre o TT de Cabiúnas e a Refinaria REDUC, para transporte de GLP e C2+.

O futuro TA de Barra do Riacho terá tancagem pressurizada e refrigerada para GLP, além do próprio sistema de refrigeração, e vai permitir escoar por navio o excedente da produção de GLP do Espírito

Santo. Além disso, terá tanques para armazenamento de C5+, que também será escoado por navio. Dois novos dutos de 76 km de extensão e de 8" de diâmetro interligarão Cacimbas até Barra do Riacho. O novo TA de Ilha Comprida, na Baía de Guanabara, também terá tancagem pressurizada e refrigerada para GLP e será interligado, por ponte de acesso, ao TA de Ilha Redonda. Dois dutos (12" e 8") de 17 km interligando a REDUC à Ilha Redonda serão concluídos.

Ampliação dos OSVAT 30 e OSVAT 42/38

O duto OSVAT 42/38 transporta petróleo do TA de São Sebastião (TEBAR) ao TT de Guararema, e o OSVAT 30 interliga este último terminal à Refinaria REPLAN. Suas estações de bombeamento serão reforçadas, de modo a permitir uma movimentação adicional de 1,8 milhão m³/ano (OSVAT 30) e de 3,6 milhões m³/ano (OSVAT 42/38).

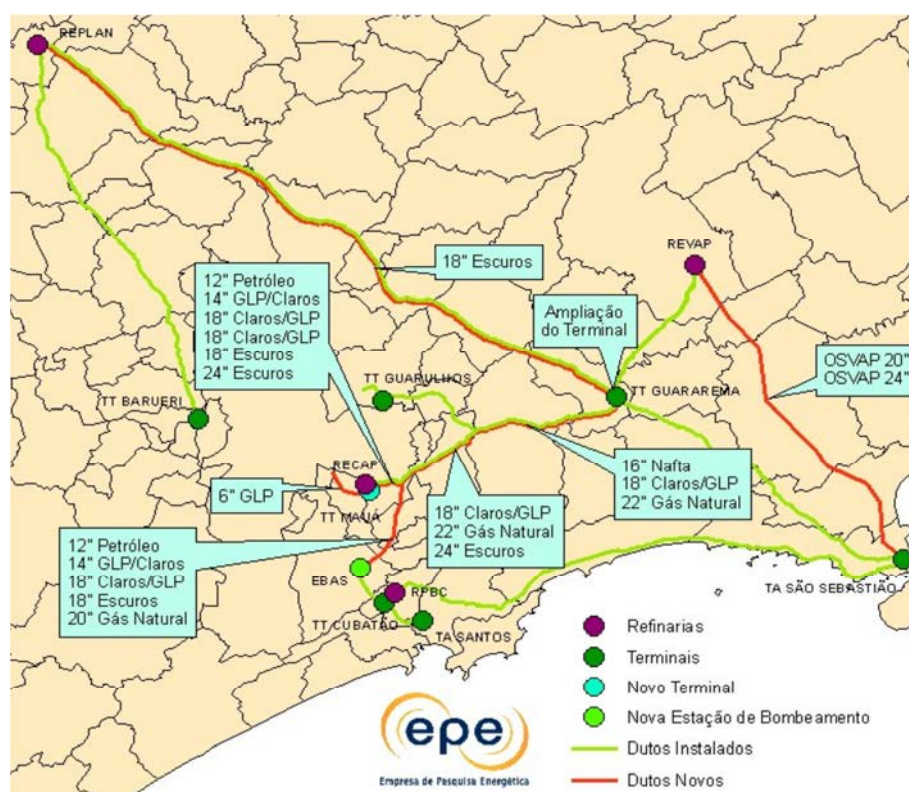
Pier Adicional no TA de São Sebastião

O TA de São Sebastião (TEBAR) é responsável por metade da movimentação de petróleo e derivados do País. Este novo pier servirá para desafogar as operações de carga/descarga, além de permitir o aumento na capacidade de exportação de petróleo.

Plano Diretor de Dutos de São Paulo

Estes investimentos visam, através da modernização e realocação de dutos, faixas e terminais, reduzir a exposição ao risco e preparar os sistemas para o crescimento urbano e as futuras movimentações de derivados. Na Figura 27 estão indicados os traçados dos dutos atuais e novos, para petróleo e derivados, no Estado de São Paulo. O Plano Diretor de Dutos - PDD abrange 22 municípios e prevê a ampliação do Terminal de Guararema, a implantação de novas instalações no Município de Mauá e de uma estação de bombeamento em São Bernardo do Campo, bem como a desativação operacional do Terminal de São Caetano do Sul e de parte das operações do Terminal de Barueri.

O PDD também contempla a construção de novos trechos de dutos entre São Caetano e Guararema e a adequação ou desativação de dutos em toda a malha de São Paulo.

Figura 27 – Situação atual e futura dos dutos de petróleo e derivados do Estado de São Paulo

Fonte: Elaboração EPE, a partir de Transpetro (2007).

Adequação das Instalações Logísticas para a Qualidade Futura dos Combustíveis

Adaptações em dutos e terminais para movimentação e estocagem de produtos de baixo teor de enxofre, visando evitar a contaminação de tais produtos, os quais passam a ser ofertados ao mercado. Essas adequações consistem na construção e adaptação de tanques, segregação de linhas e instalação de novas bombas em vários terminais.

Logística para o COMPERJ

Construção da infraestrutura (dutos, terminal e tanques de armazenamento) destinada ao suprimento de petróleo à refinaria e ao escoamento de derivados do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ).

Unidade Offshore de Transferência e Exportação (UOTE)

O projeto UOTE objetiva a instalação de um terminal oceânico, destinado a possibilitar o transbordo de petróleo de navios DP (posicionamento dinâmico) para navios convencionais, em operações destinadas preferencialmente à exportação de crus nacionais, oriundos do polo do Pré-sal e de outros polos de produção.

Ampliação da capacidade do OSBRA

Aumento da capacidade de movimentação de produtos (óleo diesel e gasolina) no oleoduto OSBRA (REPLAN/Brasília), por meio de:

- ampliação da estação de bombeamento existente na REPLAN (1 bomba principal de 1.550 HP e 1 bomba *booster* de 228 HP);
- construção e montagem do Sistema de Injeção de Polímero Redutor de Atrito nas estações de Pirassununga e Buriti Alegre, e nos terminais de Ribeirão Preto, Uberaba e Uberlândia e na REPLAN.

Infraestrutura Logística para Movimentação de Produtos Claros na Refinaria RPCC

Implantação de um quadro de boias e linhas até a refinaria RPCC, para permitir a entrada de óleo diesel e de nafta para formulação de gasolina. O projeto prevê também a construção de tanques para a movimentação desses produtos.

Além disso, o projeto prevê o enquadramento do óleo diesel nas especificações da ANP e a entrega dos produtos à base da BR Distribuidora em Guimarães, através da implantação de infraestrutura.

Programa Rota 3 PLANSAL - Infraestrutura para escoamento de GLP - Terminais de Ilha Redonda e Ilha Comprida

Construção de novas esferas, para aumento da capacidade de escoamento de GLP pelos terminais de Ilha Redonda e Ilha Comprida.

Tanque para QAV e Interface do Terminal de Guarulhos

Adequação da infraestrutura logística no Terminal de Guarulhos, para atender ao crescimento do mercado e reduzir os riscos de operação do terminal, bem como garantir a qualidade do QAV fornecido às empresas distribuidoras que operam no Aeroporto de Guarulhos.

Novos Navios

Por meio do Programa de Modernização e Expansão da Frota (PROMEF) da Transpetro (TRANSPETRO, 2014), com um custo estimado em US\$ 5,2 bilhões, a Transpetro ampliará sua frota e contará, nas fases 1 e 2 do programa, com 49 novos navios, já encomendados, conforme indicação na Tabela 137. As duas fases deverão estar concluídas até 2020. 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.

Tabela 137 – Navios do PROMEF já encomendados

Estaleiro	PROMEF 1		PROMEF 2	
	Quantidade	Tipo de navio	Quantidade	Tipo de navio
Atlântico Sul (PE)	10	Suezmax	4	Suezmax DP
Atlântico Sul (PE)	5	Aframax	3	Aframax DP
EISA (RJ)	4	Panamax	8	Produtos
Mauá (RJ)	4	Produto	-	-
Promar (PE)	-	-	8	Gaseiros
Superpesa (RJ) (a licitar)	-	-	3	Bunker
Total	23		26	

Notas: (1) Até fevereiro de 2014, foram lançados 10 navios, sendo 3 do tipo Suezmax, 4 de produtos, 2 Panamax e 1 Gaseiro. Desses, já entraram em operação os navios de produtos "Celso Furtado", "Sérgio Buarque de Holanda", "Rômulo Almeida" e "José Alencar", com capacidade de 48.000 TPB cada, para o transporte de produtos claros e também os navios Suezmax "João Cândido" e "Zumbi dos Palmares", com capacidade de 175.000 TPB cada, para transporte de óleo cru.

(2) Produtos transportados por tipo de navio: Suezmax (petróleo); Aframax (petróleo); Panamax (petróleo, claros ou escuros); Bunker (combustível para navios); Gaseiros (GLP); Produtos (serão dedicados ao transporte de claros).

Fonte: Transpetro (2014)

Inversão do duto de derivados ORBEL I para o sentido RJ – MG

A inversão do ORBEL I tem como objetivo o envio de derivados, principalmente óleo diesel S10 e QAV, do Rio de Janeiro (Duque de Caxias) até Minas Gerais (Betim), com a finalidade de dar maior confiabilidade ao atendimento do mercado de Betim e capturar receita oriunda da diferença de preços entre estes dois polos. O projeto consiste na construção de tanques, bombas e interligações no Terminal de Campos Elíseos (TECAM) para permitir o bombeamento para o duto ORBEL I, já existente ligando Betim a Duque de Caxias. Na extensão do duto, serão instaladas bombas e interligações em duas estações de bombeamento intermediárias, já existentes (ESTAP e ESMAN), que operam para o duto ORBEL II, na mesma faixa, para petróleo. Na REGAP, será construído um tanque e suas interligações, para o recebimento do óleo diesel S10.

Inversão do poliduto OSRIO para o sentido RJ – SP

Para reduzir a movimentação em terminais já congestionados (Ilha d'Água e São Sebastião), a inversão do OSRIO permitirá movimentar entre 250 a 300 mil m³/mês de nafta no sentido RJ-SP.

Ampliação da Capacidade de Escoamento do OSPLAN 24

Ampliação da capacidade de escoamento OSPLAN 24, com aumento do número de bombas nos Terminais de São Sebastião e Rio Pardo.

Ampliação da capacidade de bombeamento do poliduto OSPLAN 24 (Guararema-REPLAN)

Ampliação de capacidade de bombeamento e adaptações em Guararema, com acréscimo de mais uma bomba principal de 3.300 hp, semelhantes às atuais, e mais duas bombas de 2.100 hp, provavelmente na estação de Atibaia.

3.3.2 Investimentos sugeridos pela EPE

Foi também analisada a viabilidade de implantação de um novo poliduto para o transporte de claros (gasolina e óleo diesel) e GLP entre a refinaria REPAR (Araucária, PR) e o Município de Cuiabá, no Estado de Mato Grosso (vide Figura 28). Este poliduto atenderia a 19 polos de abastecimento nos Estados de Paraná, São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Rondônia, e teria as seguintes características:

- Extensão: 1.352 km;
- Diâmetros: 1º trecho de 24" (REPAR – Londrina), 2º trecho de 20" (Londrina – Campo Grande) e 3º trecho de 16" (Campo Grande – Cuiabá);
- Capacidade Inicial (aproximada): 13 milhões m³/ano.
- Terminais terrestres: Londrina, Campo Grande e Cuiabá.

Os investimentos previstos estão na Tabela 138.

Tabela 138 – Investimentos no poliduto Araucária (PR) – Cuiabá (MT)

Item	US\$ milhões
Duto	2.602
Terminais	777
Londrina	261
Campo Grande	171
Cuiabá	344
Capital de Giro	324
Total	3.703

Fonte: EPE

O duto proposto reduziria substancialmente o transporte rodoviário de GLP, óleo diesel e gasolina nas regiões atendidas. A análise desenvolvida com o modelo PLANDEPE indicou uma possível viabilidade econômica para o duto proposto, em que pesem as eventuais margens de erro envolvidas na estimativa dos investimentos.

No que tange às movimentações de derivados, as projeções do modelo indicam que cinco polidutos de transporte deverão atingir a saturação no horizonte estudado: OPASC (Oleoduto Araucária – Biguaçu), OLAPA (Oleoduto Araucária – Paranaguá), ORSUB (Oleoduto Recôncavo – Sul da Bahia), OSPLAN 24 (Oleoduto do Planalto, de 24” de diâmetro, São Sebastião – Guararema – Paulínia) e OSBRA (Oleoduto São Paulo – Brasília). Tais limitações, por sua vez, poderão ser superadas através de ampliações nas respectivas capacidades.

No que diz respeito às movimentações de petróleo, nas hipóteses analisadas, verifica-se que todos os sistemas existentes ou programados atendem às necessidades das refinarias atuais, no horizonte considerado.

A seguir são apresentados os principais impactos sobre os terminais aquaviários, com relação às importações e exportações de derivados projetadas pelo PLANDEPE. A Tabela 139 mostra, para cada terminal aquaviário, a previsão de importação de gasolina, derivado que exigirá os maiores volumes importados.

Tabela 139 – Previsão de importação de gasolina

Terminal Aquaviário	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Intervalo Médio Entre Navios ⁽¹⁾ em 2023 (dias)
	(m³/dia)										
São Luís	6.701	7.562	8.398	9.202	9.848	10.537	11.065	11.702	12.453	13.062	5,4
Mucuri/Peçém	2.767	2.986	3.194	3.388	3.531	3.683	3.787	3.919	4.079	4.238	16,5
Suape	3.283	3.777	4.790	6.203	6.693	7.221	7.548	7.998	8.556	9.195	7,6
Ilha D'Água ⁽²⁾	0	0	0	82	526	915	1.060	1.889	148	132	-
Tramandaí	0	0	0	400	608	732	624	763	1.510	2.316	30,2
Total	12.751	14.325	16.382	19.275	21.206	23.088	24.084	26.271	26.746	28.943	-

Nota: (1) Considerando navios de 70.000 m³

(2) Volume pouco expressivo em 2023.

Fonte: EPE

Note-se que haverá um aumento significativo no volume importado de gasolina, chegando a 29 mil m³/d em 2023, sendo São Luís e Suape os principais portos de entrada. Considerando essas movimentações isoladamente, pode-se concluir que a frequência prevista de navios aportando nos terminais indicados será compatível com a infraestrutura a ser implantada, visto que as instalações de São Luís, Suape, Pecém e Ilha D'Água já estarão dimensionadas para as novas refinarias.

Cabe destacar as crescentes movimentações previstas para os seguintes terminais:

- Mucuri, até a mudança das movimentações para o Terminal de Pecém;
- Paranaguá e São Sebastião, em todo o período analisado.

A Tabela 140 apresenta a exportação de GLP e claros em 2020, ano de pico das exportações, segundo os resultados apresentados no item 2.6.

Tabela 140 – Exportações totais previstas para 2020

Terminal Aquaviário	GLP	Nafta	QAV	Diesel	Total
	m ³ /dia				
São Luís	674	5.507	6.555	3.069	15.805
Pecém	0	0	2.343	17.944	20.287
Suape	0	0	0	3.826	3.826
Totais	674	5.507	8.898	24.839	39.918

Fonte: EPE

Mais uma vez, cabe lembrar que essas movimentações impactarão principalmente os terminais de São Luís e de Pecém, que deverão estar dimensionados para as novas refinarias e, portanto, preparados para a exportação de tais volumes, bem como, se for o caso, para as importações de gasolina acima indicadas.

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 2014 a 2023.

Inicialmente, é exposta uma análise das projeções de preços de gás natural no cenário mundial e uma estimativa da internação desses preços na malha de gasodutos no Brasil, sinalizando uma ordem de grandeza para os preços internacionais no mercado doméstico. É apresentado, também, um exercício de projeção de preços internos médios do gás natural (no *citygate*) a partir de uma premissa de relação de competitividade com o óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE) nacional (*ex* refinaria).

Em seguida, são apresentados os resultados referentes à expansão da oferta de gás natural, ao balanço entre a oferta e a demanda de gás natural, e da infraestrutura de transporte e unidades de gás natural liquefeito (GNL), incluindo uma estimativa dos investimentos associados a essa expansão.

1. Perspectivas de Preços de Gás Natural

Uma característica do mercado de gás natural é que a sua metodologia de precificação apresenta aspectos internacionais e aspectos regionais¹¹³. Tradicionalmente, os preços de gás natural no *Henry Hub*¹¹⁴ (EUA) têm sido utilizados como referência para a Bacia do Atlântico, na qual o Brasil está inserido, embora os preços atuais do *Henry Hub* não pareçam ser uma referência adequada para o mercado de gás brasileiro no momento.

Optou-se, então, por utilizar o custo de oportunidade do gás natural exportado pelos EUA, ao invés do *Henry Hub*, como base para a aplicação da metodologia *netback value* a fim de se estimar o preço de internação do gás natural para o Brasil. De fato, os preços de exportação de GNL pelos EUA têm sido precificados não ao *Henry Hub*, mas ao custo do fornecedor alternativo para o mercado consumidor em questão (usualmente, Europa ou Japão), possibilitando uma renda de arbitragem na exportação do GNL. Particularmente, assumiu-se que para o Brasil este custo de oportunidade seria baseado nos preços *spot* de gás praticados no Reino Unido (*National Balancing Point* - NBP). Assim, neste PDE, esta será a referência para a aplicação da metodologia *netback value* para a estimativa do preço de internação do gás natural no Brasil. Ressalte-se que, como antes, trata-se de sinalizações de preços internacionais, as quais devem ser interpretadas comedido, uma vez que preços futuros variam substancialmente durante o tempo, refletindo as condições conjunturais do mercado, bem como suas expectativas futuras.

¹¹³ Diferenças no método de precificação levam inevitavelmente à diferença nos níveis atuais de preços. Quando o preço do petróleo está elevado, o preço do gás natural indexado ao petróleo tende a ser elevado.

¹¹⁴ O *hub* é um ponto no qual a titularidade do gás natural pode ser transferida entre compradores e vendedores. Pode ser um ponto físico (onde vários gasodutos se conectam) ou virtual (dentro de uma rede de gasodutos de um país ou região). O operador do *hub* oferece serviços que facilitam a compra, venda e, em alguns casos, o transporte físico do gás para outros sistemas que estejam interconectados. Os *hubs* variam consideravelmente em termos de comercialização, acesso à capacidade, número de integrantes, o grau de liquidez e transparência. Alguns são relativamente bem desenvolvidos, outros ainda estão em estágios iniciais. Exemplos de *hubs*: Reino Unido (*National Balancing Point* - NBP), Bélgica (Zeebrugge), França (PEGs), Holanda (*Title Transfer Facility* - TTF); Alemanha/Holanda (*Eurohub*); Itália (PSV); Espanha (MS).

Esta seção tem por objetivo estabelecer projeções de preços internacionais de gás natural que possam ser utilizadas para a realização de comparações com os preços de gás natural praticados internamente.

1.1 Premissas para as previsões de preços

Nos últimos anos, o mercado mundial de gás natural, assim como o mercado de petróleo, tem apresentado uma grande volatilidade em seus preços devido a fatores conjunturais e estruturais.

No quarto trimestre do ano de 2008, a crise econômica norte-americana, que logo se transformou em uma grande crise global, provocou uma queda substancial da atividade econômica mundial deprimindo a demanda por energia, de forma geral, e do gás natural, em particular, causando um excedente de oferta e influenciando a relação entre seus preços e os preços do petróleo.

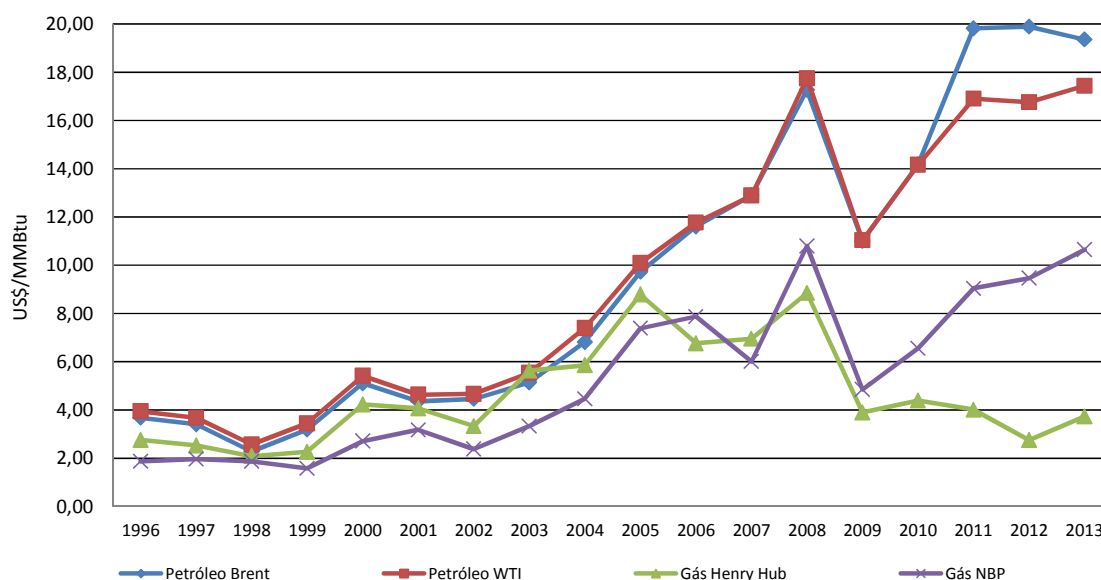
A partir de 2008, houve um considerável acréscimo de oferta interna de gás natural nos Estados Unidos e no Canadá. Avanços tecnológicos viabilizaram, do ponto de vista econômico, o incremento da extração de gás natural de origem não convencional, provocando uma excepcional expansão das reservas americanas.

O resultado conjunto dos efeitos da intensificação do mercado de GNL spot, da redução da demanda mundial de gás natural derivada da crise econômica global e do advento de oferta substancial de gás natural de origem não convencional nos Estados Unidos foi um descolamento entre os preços de gás natural (no Henry Hub) e os preços de petróleo Brent.

O Gráfico 119 mostra o histórico de preços *spot* de gás natural (*Henry Hub* e NBP) e petróleo (*Brent* e WTI) observados na Bacia do Atlântico. Enquanto os preços de petróleo (*Brent*/Mar do Norte e WTI/EUA) apresentam estreita correlação, refletindo um preço global de petróleo¹¹⁵, os preços de gás natural (*Henry Hub*/EUA e NBP/Reino Unido) apresentam maior disparidade, refletindo a existência de condições regionais específicas, ao invés de uma condição global de oferta e demanda do gás natural.

¹¹⁵ Embora, historicamente, os preços do petróleo WTI e do petróleo *Brent* fossem próximos e bem correlacionados, recentemente, a competição com óleos canadenses na região de influência do WTI, bem como a ausência de infraestrutura logística para o escoamento do WTI para o Golfo do México, fez com que se abrisse um grande diferencial de preços do WTI em relação ao *Brent*. Em decorrência, o WTI passou a ser vendido com descontos significativos em relação ao *Brent*. Desta forma, enquanto perdurarem as dificuldades logísticas para o escoamento do WTI, dificilmente haverá condições para a arbitragem dos preços e o retorno ao padrão de correlação histórico. Para detalhes, vide Miller, Chevalier e Leavens (2010).

Gráfico 119 – Preços históricos de petróleo e gás natural



Fontes: Platts (2013); MME (2013)

O crescimento substancial na produção de gás não convencional reverteu a histórica tendência de declínio da produção de gás natural nos Estados Unidos, reduzindo, consequentemente, a necessidade de importação de GNL. Os preços de oferta (custo econômico) que viabilizam a exploração e produção de gás não convencional variam, dependendo do campo e do teor de LGN, sendo que, boa parte, se encontra na faixa de US\$ 3-7/MMBtu¹¹⁶ (Sandrea, 2014; Credit Suisse, 2012; Citi Research, 2012; MIT, 2011). Recentemente, um rigoroso inverno nos Estados Unidos causou um aumento na demanda por gás natural e o alto consumo levaram a baixos níveis de armazenamento. Esses fatores levaram a uma considerável elevação nos preços do gás natural, com os valores ultrapassando US\$ 6/MMBtu em fevereiro de 2014. No entanto, a expectativa de vários especialistas ainda é de um preço de longo prazo do gás natural relativamente baixo para os EUA (EIA, 2014; Credit Suisse, 2013).

O aumento das operações de GNL no mercado *spot*, de comercialização mais flexível, observado antes da crise econômica mundial, também contribuiu para um descolamento entre os preços de petróleo *Brent* e os preços do gás natural no *Henry Hub*. O crescimento da indústria mundial de GNL vem permitindo uma maior flexibilidade nos contratos de compra e venda e, também, um aumento do volume das transações *spot* de gás natural¹¹⁷.

Entretanto, mercados que eram regionalmente isolados (como no caso europeu) estão se tornando mais integrados e a convergência de preços é maior para os meses de inverno, quando os mercados

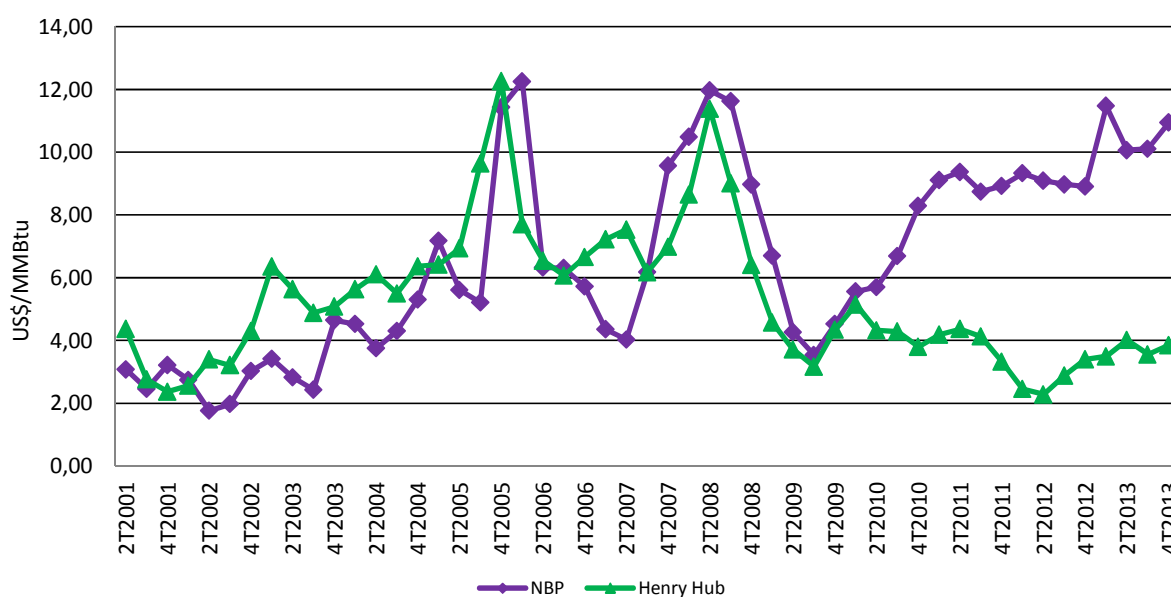
¹¹⁶ Ressalte-se, contudo, que há vários casos de campos ricos em LGN que permitem um rateio significativo dos custos - ao ponto de o preço de oferta (custo econômico) ser menor do que US\$ 3/MMBtu, podendo inclusive ser nulo (a receita com a venda do LGN paga todos os custos do projeto de aproveitamento do gás natural). Por outro lado, há estimativa de preços de oferta (custo econômicos) que, devido às características de fluidos e complexidades produtivas, podem superar o patamar de US\$ 7/MMBtu. Para maiores detalhes, vide: Cohen (2013) e IHS CERA (2010).

¹¹⁷ Deve-se também levar em consideração que as Bacias do Atlântico e do Pacífico são as principais áreas de comercialização de GNL, sendo esta preponderante. Assim, uma vez que o Japão é o maior importador mundial de GNL, essa predominância tende a perdurar. Mesmo considerando as novas plantas de regaseificação previstas para a costa oeste dos EUA, a Bacia do Pacífico manterá a liderança no mercado mundial, visto que está prevista uma intensificação das importações de GNL pela China e Índia (EIA, 2012). O *World Energy Outlook 2013* projeta que o maior aumento da demanda será devido ao Oriente Médio e à China (IEA, 2013). A China, devido à rápida urbanização e à necessidade de melhorar os níveis de poluição do ar, triplicará sua necessidade de gás natural até 2025. Uma parte dessa demanda poderá ser suprida via GNL, uma vez que este país já tem seis terminais de regaseificação em operação e outros oito em construção (Houser e Bao, 2013).

estão mais intensos e os preços *spot* do gás natural tendem a ter maior volatilidade, promovendo o redirecionamento de cargas de GNL para o local de maior demanda.

Nos anos recentes, conforme o Gráfico 120, esse comportamento de similaridade foi modificado com a redução de preços no *Henry Hub*, em função do gás não convencional principalmente, e em função da elevação de preços no NBP, refletida, entre outros fatores, pelo aumento de preços do fornecimento de gás russo à Europa, o qual correspondeu a 30% do consumo europeu do energético em 2013 (IEA, 2012; Pirani et al, 2014).

Gráfico 120 – Preços históricos de gás natural no *Henry Hub* (EUA) e no NBP (Reino Unido)



Fontes: Platts (2013) e EIA (2013).

Historicamente, os preços do gás natural estiveram correlacionados com os preços do petróleo, através de cláusulas de indexação, utilizadas em contratos de oferta de longo prazo, ou indiretamente através da competitividade entre o gás e derivados de petróleo utilizados para a geração elétrica e para o setor industrial. Na Europa continental, aproximadamente 2/3 da oferta de gás é oriunda de contratos de longo prazo (os preços de gás estão associados aos preços de derivados do petróleo). Entretanto, em um número crescente de mercados, os preços do gás natural são estabelecidos livremente em mercados competitivos (conhecido como *gas-to-gas competition*). Exemplos desses mercados: América do Norte, Reino Unido, Austrália, e mais recentemente em alguns países na Europa continental (IEA, 2013).

Entretanto, os altos custos dos projetos de infraestrutura na indústria do gás natural¹¹⁸ tendem a levar aos agentes a fazerem contratos de longo prazo para reduzir os riscos de investimento, o que pode ocasionar uma evolução mais lenta na flexibilização do mercado. Como exemplo, cerca de 80% do GNL de 12 plantas de liquefação em construção estão contratados sob longo prazo e quase todo esse gás natural possui seu mecanismo de precificação atrelado ao petróleo (IEA, 2013).

¹¹⁸ Algumas plantas de liquefação em construção, notadamente na Austrália, tiveram seus custos inflacionados, principalmente refletindo o mercado de construção local. Tais projetos tiveram os custos triplicados ou quadruplicados, o que deve impactar os custos de liquefação e o preço final do GNL (Songhurst, 2014)

Embora o mercado de gás natural brasileiro esteja tradicionalmente na zona de influência do *Henry Hub*, os preços de internação do GNL no Brasil tem ficado mais próximos aos preços do NBP nos últimos meses. Tal paradoxo pode ser explicado por uma precificação das cargas advindas dos EUA que têm considerado o preço de internação do fornecedor alternativo, arbitrando os preços¹¹⁹.

A conjuntura de preços de gás natural aponta para a manutenção de níveis baixos no mercado norte-americano, quando comparado a outros mercados. Em termos estruturais, a evolução da comercialização de GNL, assim como o aumento de gás natural de origem não convencional, vem transformando, de forma significativa, o mercado, podendo, inclusive, modificar estruturalmente a histórica correlação entre os preços internacionais do gás natural e do petróleo.

A expansão da exploração dos campos de gás não convencional norte-americanos vem exercendo forte influência na geopolítica do gás natural no mundo. Isto porque este cenário leva ao aumento da disponibilidade de GNL no mercado internacional, pois o suprimento antes dedicado à América do Norte poderá vir a ser redirecionado para outros países¹²⁰.

Por outro lado, a confirmação da existência de reservas de gás não convencional em alguns dos países europeus - em especial, Polônia, Romênia, Alemanha, Ucrânia e Hungria - deve auxiliar na reconfiguração deste mercado, o que daria a seus agentes maior capacidade de negociação e menor dependência do gás proveniente da Rússia¹²¹.

1.2 Preços de GNL internado no Brasil – metodologia *netback value*

O mercado norte-americano de gás natural caracteriza-se por uma comercialização muito flexível (mercados firme, *spot* e futuro), ao passo que o mercado europeu, no geral, é pouco flexível, com contratações firmes e de longo prazo¹²².

Os mecanismos de determinação de preços do GNL podem obedecer a diferentes dinâmicas, variando em cada região. Nesse sentido, temos o Henry Hub e o NBP regendo os preços nos EUA e na Europa, respectivamente, constituindo, assim, referenciais para mercados físicos e não-físicos (modalidades

¹¹⁹ É por este motivo que mesmo cargas de GNL advindas dos EUA têm chegado ao Brasil a preços próximos do NBP, conforme revela o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2014).

¹²⁰ A previsão, segundo o *Annual Energy Outlook 2013* (EIA, 2013), é que os EUA passem a ser um exportador de GNL a partir de 2016 e que, em 2018, se torne autossuficiente em gás natural, não necessitando, inclusive, de importar gás natural do Canadá, através de gasodutos. Apesar dos benefícios macroeconômicos da exportação de GNL, como o crescimento no número de empregos e o aumento de aproximadamente US\$ 4 bilhões anuais na receita tributária do Governo, existem alguns custos no processo. Com o crescimento da demanda de gás para exportação via GNL, existe a possibilidade dos custos marginais de exploração e produção de gás não-convencional subirem nos EUA, ocasionando um aumento no nível de preços em seu mercado doméstico e, por conseguinte, redução no consumo de gás em alguns setores específicos, como a geração termelétrica (NERA 2012).

¹²¹ O mercado de gás natural ainda tem característica predominantemente regional. Entretanto, devido ao contínuo aumento de interações entre esses mercados regionais, percebe-se um processo de integração significativo entre eles. Em relação aos preços de gás natural, apesar dessa integração de mercados, os preços ainda são bastante influenciados pelas especificidades regionais, resultando em patamares diferenciados de preços nos diversos mercados de gás natural no mundo, notadamente, na América do Norte, Europa e bacia do Pacífico (Japão e Coreia).

¹²² Os preços de gás natural no *National Balancing Point* (NBP), no Reino Unido, também são utilizados como referências para a Bacia do Atlântico, especialmente no mercado europeu. Ademais, o Reino Unido apresenta um mercado de gás natural mais flexível que o restante da Europa.

financeiras) de gás natural em suas correspondentes regiões (Bacia do Atlântico)¹²³. Devido à arbitragem de preços entre os dois referenciais, existia uma tendência histórica de convergência entre esses valores a qual, no momento, não está se verificando.

Para estimar a média do preço internacional do gás natural internado no Brasil, via GNL, considerou-se o conceito de *netback value* para a definição de seu preço na origem (planta de liquefação). Os preços estimados para a Bacia do Atlântico são apresentados para o ano de 2020¹²⁴ na Tabela 141, para três importantes exportadores de GNL ao Brasil¹²⁵.

Tabela 141 – Cálculo *netback* de preços médios de GNL para o ano de 2020 – Bacia do Atlântico

Valores (US\$/MMBtu, a preços constantes de maio 2013)	Origem		
	Catar	Trinidade e Tobago	Nigéria
Custo de Oportunidade do Gás Henry Hub (EUA) para o Brasil	12,87	12,87	12,87
Custo transporte em gasoduto (EUA)	1,00	1,00	1,00
Custo regaseificação	0,73	0,73	0,73
Custo frete (EUA - fonte)	2,16	1,53	2,60
Preço GNL na fonte	8,98	9,61	8,54
Brasil			
Custo frete (Média Brasil)	2,36	1,53	1,44
Custo regaseificação (Média Brasil)	0,73	0,73	0,73
Custo transporte em gasoduto ⁽¹⁾	0,50	0,50	0,50
Preço de GN internado - Média Brasil	12,57	12,37	11,21
Nota: (1) Admitiu-se que a movimentação de GNL ocorrerá, sobretudo, próxima a costa, de tal forma que adotou-se o parâmetro médio de custo de transporte em gasoduto de US\$ 0,50/MMBtu, em conformidade com os estudos de NERA (2012). Fonte: Elaboração EPE, a partir de NERA (2012)			

A Tabela 142, a seguir, apresenta as estimativas de preços do GNL internado, para o Brasil, para o período entre 2014 e 2023, além da projeção do *Henry Hub* (cenário de referência – EIA, 2014) e da estimativa de projeção do NBP. Os preços internados de GNL foram calculados considerando-se a estimativa de preços de três importantes exportadores de GNL para o Brasil: Catar, Nigéria e Trinidad e Tobago.

¹²³ Com a crescente participação do GNL na oferta mundial de gás natural, e com as crescentes oportunidades no mercado de curto prazo *spot*, o GNL possivelmente contribuirá para um maior grau de convergência entre os preços de gás de mercados regionais na Europa no período abrangido por este trabalho. Contudo, os diferenciais de preços entre os mercados norte-americano, europeu e asiático permanecerão, refletindo o relativo isolamento entre estes mercados e o elevado custo de transporte.

¹²⁴ Foi utilizada a estimativa de preços para um ano compreendido no médio prazo da análise – no caso em questão, 2020 – com o intuito de evitar utilizar uma estimativa de preços no curto prazo, influenciada por eventuais oscilações nos preços atuais.

¹²⁵ Para fins metodológicos, escolheu-se um país representativo de cada região produtora de GNL que exportou ao Brasil em 2013. No caso foram Catar, Nigéria e Trinidad e Tobago. Em 2012, o Catar respondeu por 32,2% da exportação mundial de GNL, a Nigéria por 8,5% e Trinidad e Tobago por 5,7% (Cedigaz, 2013).

Tabela 142 – Estimativas de preços de gás natural internado via GNL

Ano	Henry Hub (AEO 2013)	NPB projetado	Catar	Nigéria	Trinidade e Tobago	Internação Brasil		
						Catar	Nigéria	Trinidade e Tobago
						US\$ de maio de 2013 / MMBtu		
2014	3,78	15,06	11,17	10,73	11,80	14,76	13,40	14,56
2015	3,78	14,66	10,77	10,33	11,40	14,36	13,00	14,16
2016	4,18	14,20	10,31	9,87	10,94	13,90	12,54	13,70
2017	4,44	13,69	9,80	9,36	10,43	13,39	12,03	13,19
2018	4,85	13,13	9,24	8,80	9,87	12,83	11,47	12,63
2019	4,70	12,85	8,96	8,52	9,59	12,55	11,19	12,35
2020	4,42	12,87	8,98	8,54	9,61	12,57	11,21	12,37
2021	4,71	13,01	9,12	8,68	9,75	12,71	11,35	12,51
2022	4,87	13,08	9,19	8,75	9,82	12,78	11,42	12,58
2023	5,01	13,15	9,26	8,82	9,89	12,85	11,49	12,65

Nota: Os preços do gás natural no *Henry Hub* foram ajustados para base maio de 2013 a partir de EIA (2014).

Fonte: Para projeção de preços *Henry Hub*, EIA (2014); Demais projeções, elaboração própria EPE, a partir de dados de Platts (2014), EIA (2014) e NERA (2012).

Novamente, deve ser ressaltado que as estimativas de preços apresentadas são sinalizações dos níveis de preços internacionais internados (uma média de preços da malha Sudeste e malha Nordeste), calculados pela metodologia *netback value*. Os preços de gás natural efetivamente praticados no país seguem lógicas próprias de precificação¹²⁶ conforme seus arranjos contratuais, de tal forma, que o preço é um resultado da composição da oferta no período. Ainda assim, essa sinalização dos níveis de preços internacionais internados são importantes para dar uma indicação de preço da oferta marginal de gás natural para o Brasil.

1.3 Projeção de Preços de Gás Natural

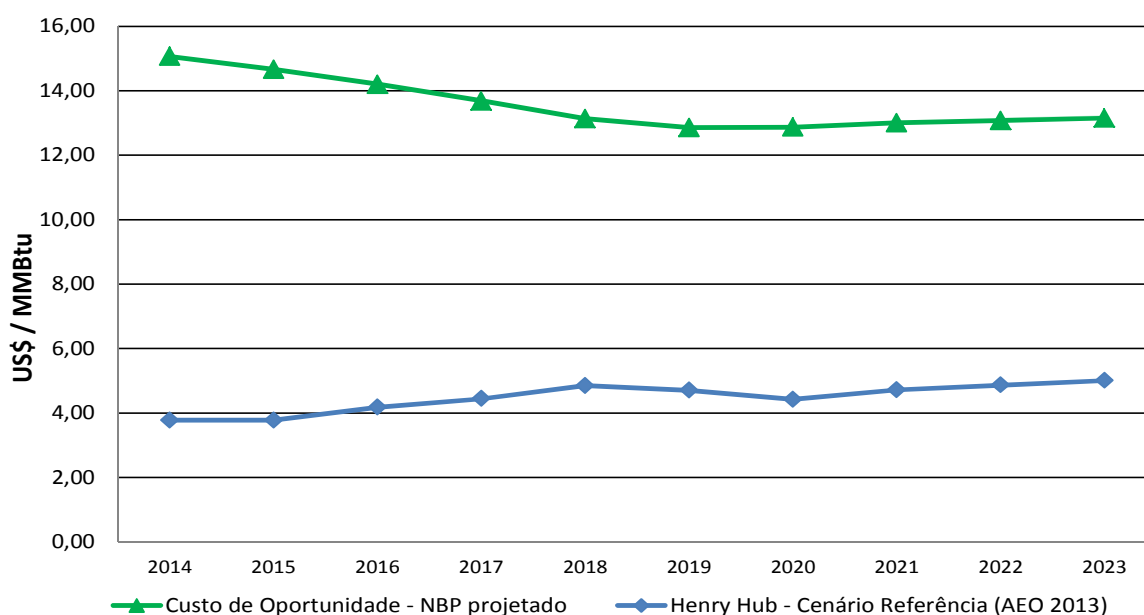
A projeção de preços de gás natural nas edições anteriores do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) era estabelecida a partir de uma equação de correlação entre os preços de petróleo *Brent* e de gás natural no *Henry Hub*, a qual era aplicada nas projeções de preços de petróleo *Brent* para o cálculo estimativo dos preços de gás natural.

Para a elaboração do PDE 2023, optou-se por utilizar o custo de oportunidade do gás natural exportado pelos EUA, ao invés do *Henry Hub*, como base para a aplicação da metodologia *netback value* a fim de se estimar o preço de internação do gás natural para o Brasil, uma vez que os preços de exportação de GNL pelos EUA têm sido precificados não ao *Henry Hub*, mas ao custo do fornecedor alternativo para o mercado consumidor em questão (usualmente, Europa ou Japão). Particularmente, assumiu-se que para o Brasil este custo de oportunidade seria baseado nos preços spot de gás praticados no Reino Unido (NBP).

¹²⁶ Os preços de gás de origem boliviana obedecem ao contrato firmado entre o Brasil (Petrobras) e a Bolívia (YPFB). Os preços de GNL importado seguem precificações do mercado *spot*. Os preços de gás natural de origem nacional são formados a partir dos custos econômicos da cadeia do gás natural e das situações de mercado vigentes (preços dos substitutos etc.), que definem a base de sua precificação ao mercado. Assim, a composição estrutural da oferta lastreia os contratos firmados entre o ofertante e as companhias distribuidoras locais.

Primeiramente, utilizou-se o valor do preço *spot* do gás natural NBP verificado em 2013 aplicando-se a variação da projeção anual do petróleo *Brent*, calculado pela EPE, a fim de obter a série entre 2014 e 2023. Foram adicionados os custos de liquefação, frete, regaseificação e o custo de transporte em gasodutos no Brasil, para se calcular o custo de oportunidade do gás americano no mercado europeu. O Gráfico 121 apresenta a projeção do NBP (custo de oportunidade do gás natural no mercado europeu) e a projeção de preços do gás natural no *Henry Hub*. Apesar de possuírem naturezas e metodologias de elaboração diferentes, o gráfico permite visualizar dois possíveis níveis de preços para o gás natural.

Gráfico 121 – Projeção de preços de gás natural: NBP (Custo de Oportunidade) vs. *Henry Hub*



Nota: Para a projeção do preço do gás natural no *Henry Hub* utilizou-se a projeção do cenário de referência do *Annual Energy Outlook* 2013 (EIA, 2014), com valores ajustados para maio de 2013.

Fonte: Para projeção de preços *Henry Hub*, EIA (2014); demais projeções, elaboração própria EPE, a partir de dados de Platts (2014), EIA (2014) e NERA (2012).

Previsões apontam para a continuidade de um nível baixo de preços de gás natural no *Henry Hub*, mas com uma tendência de crescimento¹²⁷. A produção de gás não convencional nos EUA continuará sendo uma realidade forte no próximo decênio, bem como o aumento da oferta de GNL no mercado mundial (bacias do Atlântico e Pacífico).

Dentre os fatores que explicam um crescimento do preço do gás natural no médio e longo prazo está o aumento do consumo de gás natural, não somente no mercado norte-americano (onde a geração elétrica está migrando para a utilização do gás natural como combustível, devido ao baixo nível dos preços), mas também nos mercados europeu e asiático. Antigas térmicas à carvão estão sendo convertidas para gás natural para serem utilizadas em geração na base, e não somente para geração

¹²⁷ Os preços no *Henry Hub* tiveram considerável aumento em relação a 2012, diminuindo a diferença entre os preços regionais de gás natural. Todavia, os preços ainda continuam baixos gerando interesse na exportação de GNL da América do Norte e causam o surgimento de dúvidas em relação aos mecanismos de precificação indexados ao petróleo (IEA, 2013).

na ponta. Após o acidente de Fukushima, há também uma expectativa de moderação da expansão do uso da energia nuclear, a qual deverá ser substituída por outras fontes, dentre elas, o gás natural¹²⁸.

1.4 Competitividade do gás natural no Brasil

O mercado de gás natural no Brasil observou um crescimento significativo nos últimos anos (exceto para o ano de 2009, recuperando, contudo, o crescimento no ano de 2010). Este mercado é influenciado por vários fatores¹²⁹, principalmente pela competitividade frente aos seus energéticos substitutos.

A projeção dos preços do óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE), principal energético substituto do gás natural no mercado brasileiro¹³⁰, foi utilizada para a determinação da relação de competitividade com os preços de gás natural. Para o cálculo em questão, considerou-se uma relação de competitividade de 85% (equivalência energética em US\$/MMBtu) entre os preços de gás natural (nos *citygates*) e de OC ATE (ex refinaria) internado (em decorrência de sinalizações da Petrobras), obtendo-se os valores¹³¹ apresentados na Tabela 143.

Tabela 143 – Projeção de preços do gás natural: hipótese de competitividade de 85% com o OC ATE

Ano	OC ATE	GN (85% OC ATE)
	US\$ de maio de 2013/MMBtu	
2014	11,82	10,05
2015	11,89	10,11
2016	11,96	10,17
2017	11,34	9,64
2018	10,55	8,97
2019	10,13	8,61
2020	9,89	8,40
2021	10,01	8,51
2022	10,08	8,57
2023	10,15	8,63

Fonte: Elaboração EPE.

¹²⁸ Devido ao desastre ocorrido no Japão (cidade de Fukushima) em 2011, tem havido uma mudança no mercado global de energia, resultando no cancelamento e/ou adiamento da construção de usinas atômicas. A redução da geração de energia por usinas nucleares criou uma demanda adicional para os outros combustíveis.

¹²⁹ Os principais fatores relacionados à competitividade foram os descontos nos preços concedidos pela Petrobras, à alta do preço do petróleo e seus impactos sobre os preços dos derivados. Outros fatores estão relacionados às qualidades intrínsecas do gás natural como energético (como queima homogênea e maior eficiência operacional) e aumento da disponibilidade de gás (devido à ampliação da malha de dutos, crescimento vegetativo do mercado, etc.).

¹³⁰ No segmento industrial e no segmento termelétrico.

¹³¹ Utilizou-se dados da base Platts (2013) e modelagem própria da EPE com base econométrica correlacionada ao petróleo *Brent*, ajustada para fatores de mercado. As informações referentes às hipóteses de competitividade obtidas a partir de interações com os agentes do setor no presente ciclo indicavam uma faixa muito ampla de competitividade (60-100%), sem definir uma relação de competitividade de referência para o período. Por isso, decidiu-se manter a premissa, assumida no PDE 2022, de 85% para a relação de competitividade entre os preços de gás natural e de OC ATE, a qual é compatível com a evolução recente - em particular, na faixa de 50 mil m³/dia (vide Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - MME, 2014). Todavia, é importante destacar que o preço do óleo combustível no Brasil poderá não flutuar como no mercado internacional em todos os momentos do horizonte decenal. Mesmo assim, para a projeção de preços de longo prazo visando ao planejamento, a premissa de convergência às cotações do mercado internacional é razoável, ainda que incorporando questões associadas às políticas de preços de derivados do Governo e da Petrobras.

2. Expansão da Oferta de Gás Natural

As fontes de oferta de gás natural foram classificadas em:

- (I) Gás natural de produção nacional;
- (II) Gás natural importado através do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL); e
- (III) GNL importado através dos terminais de regaseificação.

Nesta seção foi considerada a oferta de gás natural resultante da previsão de oferta potencial, descontados: os volumes de gás das áreas sem infraestrutura de transporte e processamento e as correções dos volumes de gás¹³² natural disponibilizados nos pontos de oferta.

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 (contingentes), das perspectivas de produção provenientes dos Recursos Não Descobertos (RND) tanto das áreas já contratadas por empresas quanto das ainda pertencentes à União, todas agrupadas nos pontos de oferta.

Consideram-se pontos de oferta as seguintes unidades ou grupos de unidades de processamento de gás natural: Urucu no Amazonas; Lubnor no Ceará; Guamaré no Rio Grande do Norte; Pilar em Alagoas; Carmópolis e Atalaia em Sergipe; Catu, Candeias, e São Francisco do Conde na Bahia; Lagoa Parda, Cacimbas e UTG Sul Capixaba no Espírito Santo; Cabiúnas, REDUC e COMPERJ no Rio de Janeiro, RPBC e Caraguatatuba em São Paulo.

Adicionalmente, foram considerados como pontos de oferta:

- Corumbá, Mato Grosso do Sul, para o gás natural importado pelo GASBOL¹³³;
- Os terminais de regaseificação de GNL de Pecém – CE, da Baía de Guanabara – RJ e de Salvador – BA;¹³⁴
- São Antonio dos Lopes na bacia do Parnaíba, no Maranhão.

Além dos pontos futuros de oferta em Parecis em Mato Grosso¹³⁵, João Pinheiro em Minas Gerais e REFAP no Rio Grande do Sul.

Os resultados das projeções de oferta potencial no período decenal são apresentados nos gráficos a seguir para as Regiões Norte¹³⁶, Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

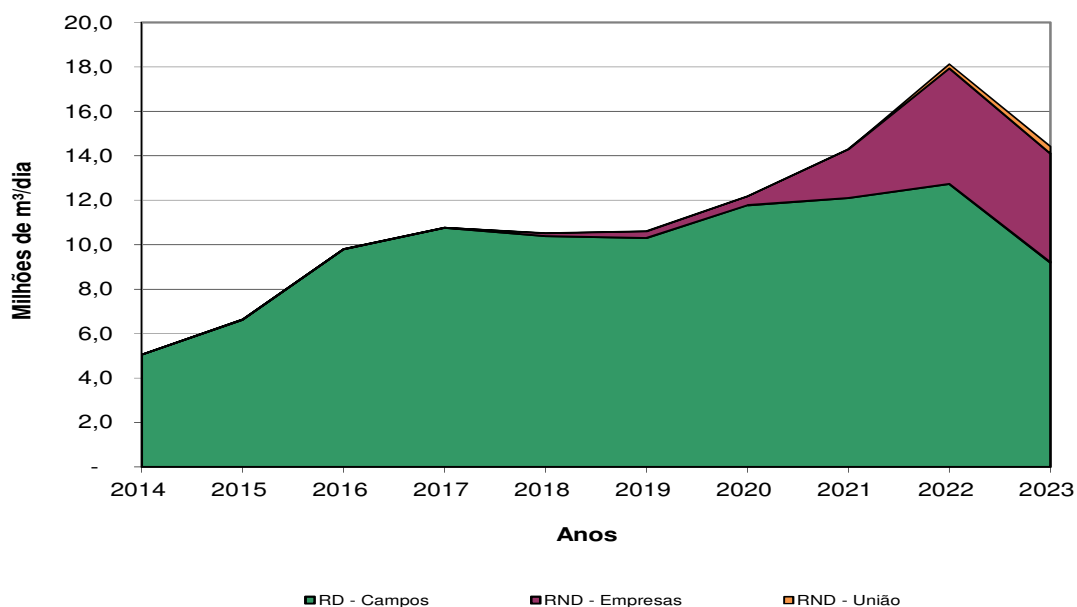
¹³² Correção devido à compensação de inertes (N₂ e CO₂) para adequação às especificações de poder calorífico (9.400 kcal/m³).

¹³³ O GASBOL oferta gás natural para os Estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

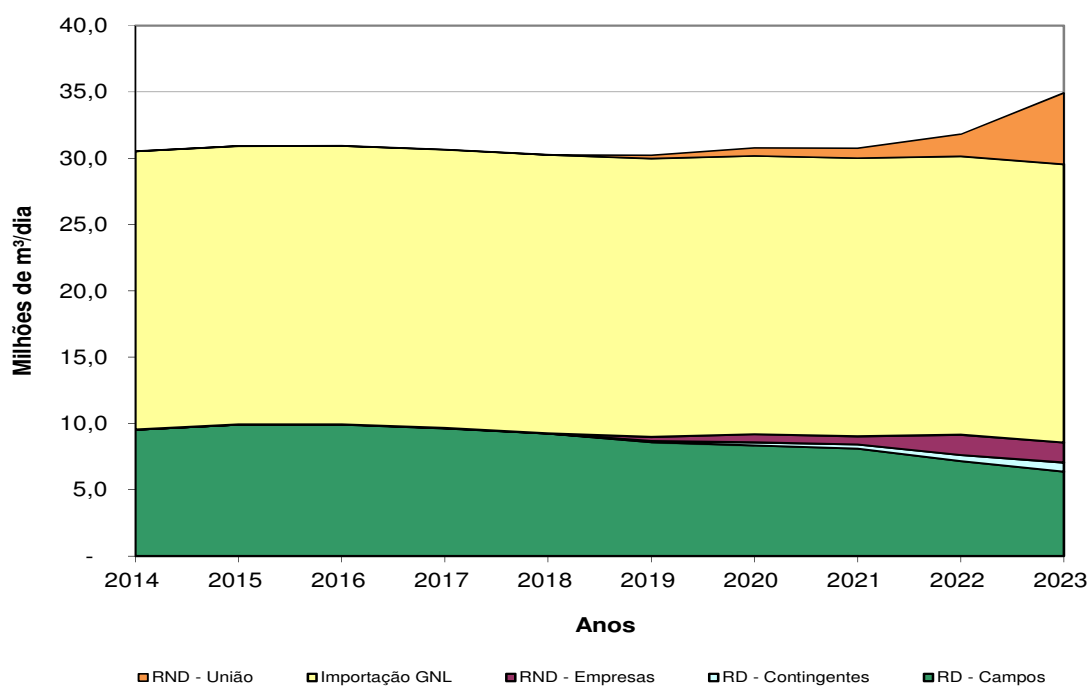
¹³⁴ Há estudos de terminais de regaseificação de GNL na região sul do País. Todavia, como ainda não existem termos de Autorização de Construção emitidos pela ANP para os mesmos, eles não foram considerados como pontos de oferta.

¹³⁵ A oferta de gás natural em Parecis e a do Maranhão não estão contabilizadas nos gráficos de oferta.

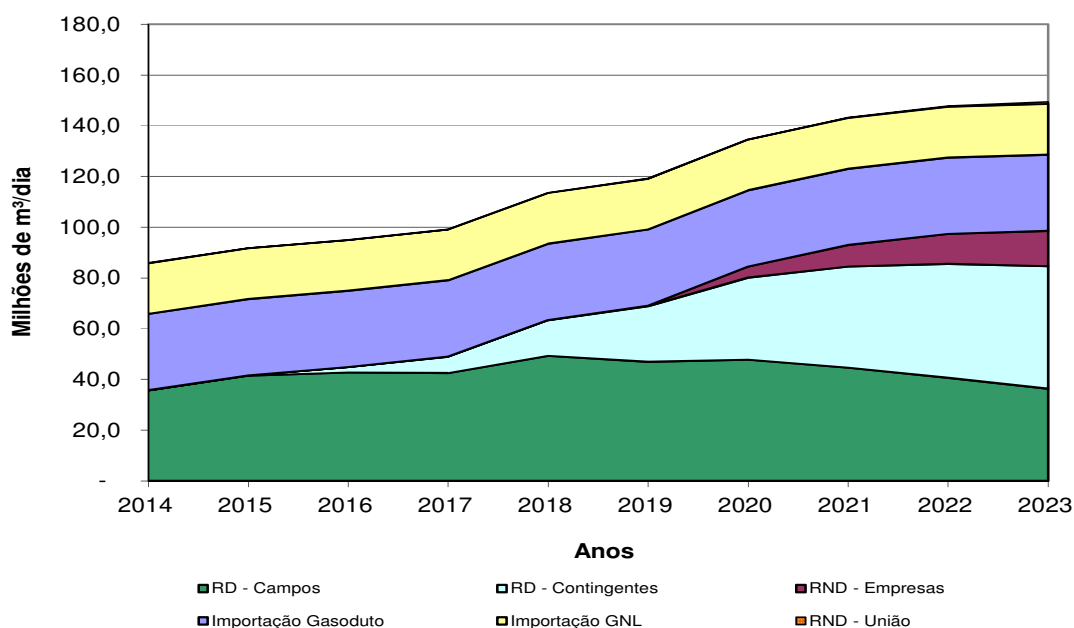
¹³⁶ A oferta de gás natural representada para Urucu (AM) inclui os campos de gás não associado já considerando a redução equivalente ao teor de inertes. Este perfil de oferta é passível de alterações em função da política da empresa operadora diante do comportamento do mercado a ser atendido ao longo do decênio e do requerimento de estações de recompressão para o aumento da capacidade do gasoduto.

Gráfico 122 – Oferta total de gás natural da Região Norte

Fonte: EPE

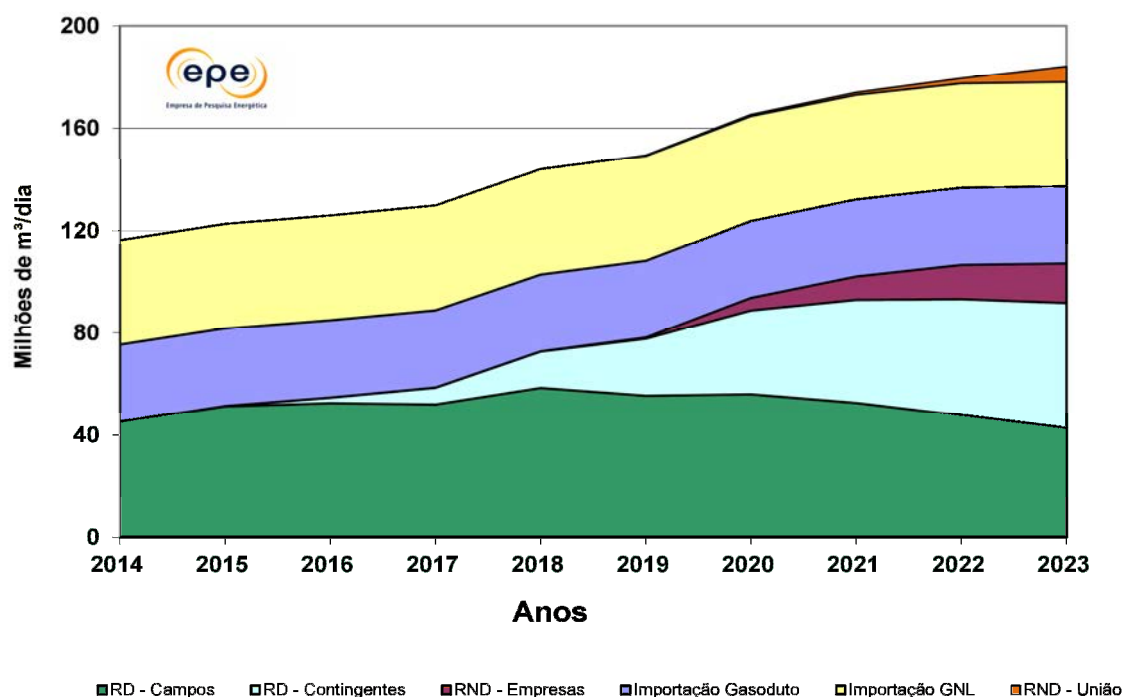
Gráfico 123 – Oferta total de gás natural para a Região Nordeste

Fonte: EPE

Gráfico 124 – Oferta total de gás natural para as Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste

Fonte: EPE

O Gráfico 125 apresenta a consolidação da oferta total para a Malha Integrada do Brasil, excluindo os sistemas isolados (Região Norte, Maranhão, Gasoduto Lateral Cuiabá e o trecho 01 do Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre).

Gráfico 125 – Oferta total de gás natural para a malha integrada do Brasil

Fonte: EPE

3. Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural

Nos últimos anos, o gás natural vem aumentando a sua participação na matriz energética brasileira, tendo alcançado, em 2012, o valor de 11,5% da oferta interna de energia, de acordo com o Balanço Energético Nacional. As perspectivas para os próximos anos indicam que essa participação será ainda maior. 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.

A demanda de gás natural é apresentada no Capítulo II deste Plano. Além disso, foi considerado acréscimo de 7,5 GW em térmicas indicativas em 2023, conforme mencionado no Capítulo III deste Plano, consumindo cerca de 32,1 milhões m³/dia de gás natural.

São apresentados, nas seções que se seguem, os balanços de gás natural da Região Norte¹³⁷, da Região Nordeste e do agrupamento das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste. Não são apresentados aqui balanços dos sistemas isolados, além daquele da Região Norte, como já mencionado.

As demandas não-termelétricas englobam o consumo da Petrobras, no segmento *downstream* (refinarias e unidades de fertilizantes) e demais demandas das companhias distribuidoras locais. As demandas termelétricas englobam as térmicas a gás natural e as 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.

Ao final da seção, é apresentado o balanço consolidado de gás natural brasileiro, elaborado com base nos cenários de ofertas e demandas previstos, para as regiões que estão integradas por gasodutos.

3.1 Região Norte

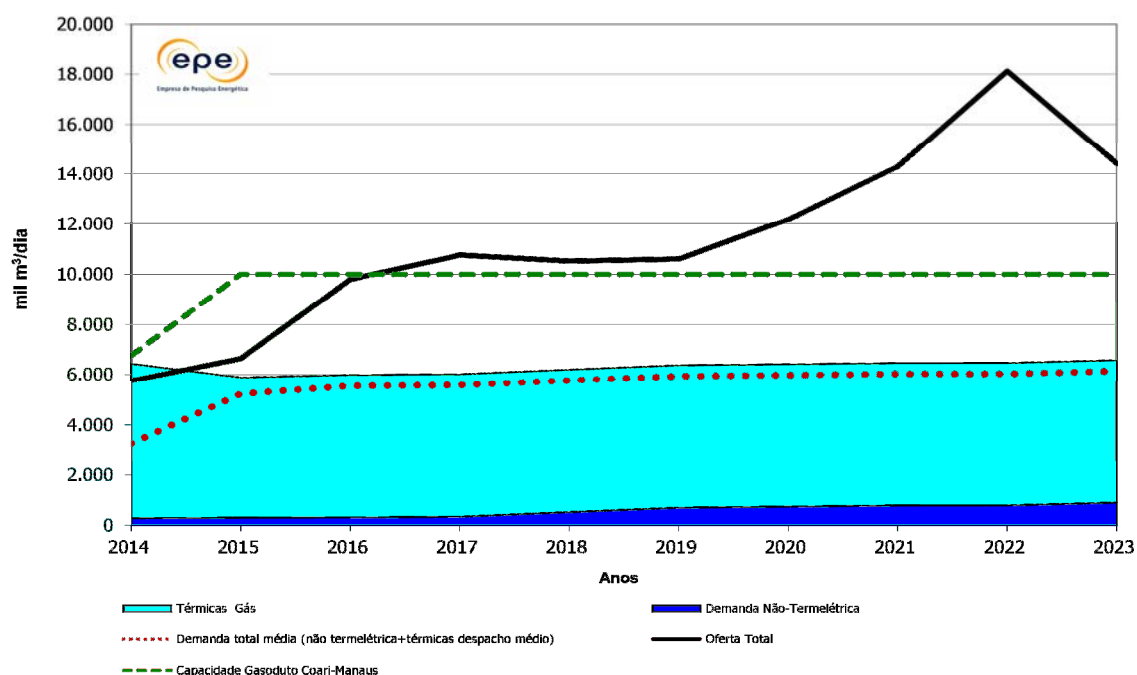
Na Região Norte, a oferta de gás será proveniente da Bacia do Solimões (Polo de Urucu e área do Juruá), com destinação ao mercado de Manaus. Ressalta-se que a ocorrência de áreas e campos de gás não associado nesta região permite que a oferta tenha uma boa flexibilidade (vazão x tempo) ao longo do período analisado, podendo ser ajustada à medida que a demanda for se efetivando, ou, de acordo com os prazos contratuais.

Com relação à demanda da Região Norte, espera-se um aumento do mercado não-termelétrico, por parte da companhia distribuidora local – CIGAS, após a ampliação das redes de distribuição, tendo em vista a utilização de gás natural para fins comerciais, em Manaus.

O Balanço da Região Norte, mostrado no Gráfico 126 a seguir, evidencia que a região possui uma oferta capaz de atender plenamente à demanda projetada. A principal dificuldade que se impõe ao aproveitamento desses recursos é o isolamento das áreas produtoras e consumidoras, cuja solução se deu com a construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus.

¹³⁷ É apresentado um balanço independente para a Região Norte, uma vez que, embora se trate de um sistema isolado (não possui interligação com o restante da malha integrada de transporte de gás natural), o mesmo possui gasodutos que ligam a produção de gás aos locais de consumo da região.

Gráfico 126 – Região Norte: Projeção do balanço de gás natural

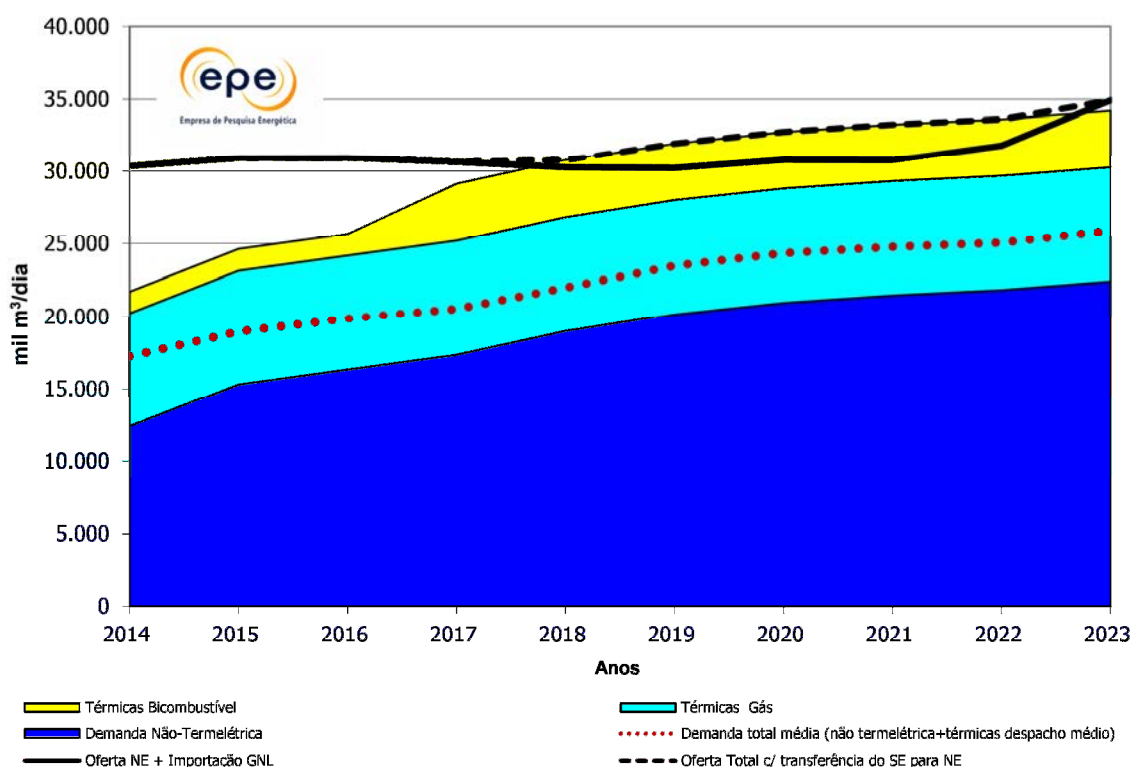


3.2 Região Nordeste

Observando o comportamento da previsão de oferta de gás natural na Região Nordeste no Gráfico 127, verifica-se um patamar em torno de 30 milhões de m³/dia em quase todo o período. Apesar desse fato, a oferta dos campos descobertos e os terminais de regaseificação, na região, mantêm a tendência esperada de produção em todo o decênio.

Durante o período 2018-2023, observa-se a necessidade adicional de gás natural, em função da tendência de crescimento da demanda. Essa necessidade adicional será atendida pelo Sudeste, através do gasoduto GASENE.

Gráfico 127 – Região Nordeste: Projeção do balanço de gás natural



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as bicomcombustíveis. Não foi considerada a oferta de gás natural do Maranhão, uma vez que se trata de um sistema isolado.

Fonte: EPE

3.3 Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste

Do ponto de vista da oferta, é importante destacar o aumento da produção de gás das Bacias de Campos, do Espírito Santo e de Santos, que, além de abastecer a Região Sudeste, poderá atender também a Região Sul e, através do gasoduto GASENE, a Região Nordeste.

Considera-se ainda que, a importação de gás natural da Bolívia será mantida nas condições contratuais atuais do GASBOL, de 30,1 milhões de m³/dia, ao longo de todo o período analisado, apesar do término do contrato de suprimento de gás estar previsto para 2019¹³⁸.

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 não-termelétrica. Nesse contexto, é de grande relevância a inclusão do consumo de gás para o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), em Itaboraí, a partir do ano de 2016; o aumento das demandas de gás na REDUC, ditado pelos novos projetos no refino com uso do gás natural, e a previsão da implantação de duas novas unidades de fertilizantes, durante o período decenal em estudo.

¹³⁸ A premissa de renovação do contrato de importação está alinhada com aquela utilizada no PEMAT 2022, no horizonte do referido estudo (2013-2022). Mesmo com o mercado boliviano crescendo a taxas robustas, o aumento de produção de gás natural da Bolívia projetado até 2023 deve permitir as exportações crescerem a taxas significativas, sendo compatíveis com o acordo Bolívia-Argentina (2010) e a renovação do contrato de fornecimento do GASBOL com o Brasil (BMI, 2014). Esta premissa de renovação do *Gas Supply Agreement* (GSA) com a YPF (Bolívia), considerando a manutenção do volume de 30 milhões de m³/dia, também foi adotada no Plano de Negócios 2014-2018 da Petrobras (Petrobras, 2014).

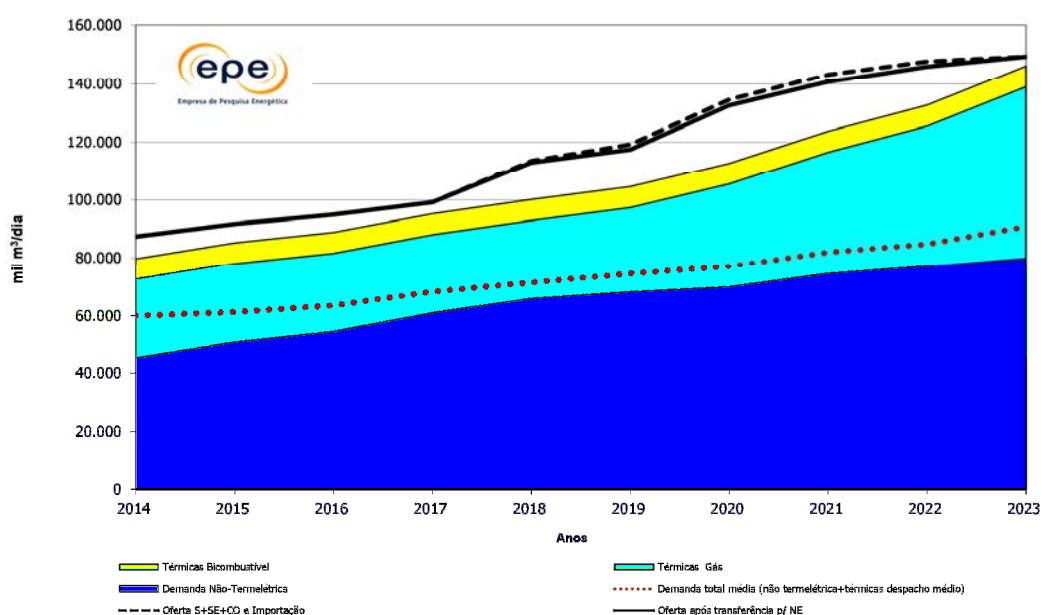
A oferta de gás natural apresentará crescimento até 2023, em função da entrada das novas unidades de produção de petróleo e de gás natural nas Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos, além da unidade de GNL no Rio de Janeiro, já expandida e da entrada de operação do Terminal de Regaseificação da Bahia (TRBahia), em janeiro de 2014¹³⁹.

O progresso na obtenção de informações geológicas, oriundas das áreas do Pré-sal, nas Bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, além da viabilização dos campos considerados como recursos contingentes, poderão alterar o quadro de oferta de gás.

Observa-se ainda que, nos próximos dez anos, a importação de gás natural da Bolívia manterá sua importância no cenário nacional, pois continuará sendo uma alternativa para o fornecimento de gás natural às regiões que apresentam limitação na oferta, como, por exemplo, a Região Sul.

O Gráfico 128 mostra o balanço de gás natural das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, onde se observa que a oferta local, composta pela oferta interna, importação da Bolívia e importação de GNL, é superior à demanda em todo o período analisado.

Gráfico 128 – Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste: Projeção do balanço de gás natural



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as bicompostíveis.

Fonte: EPE

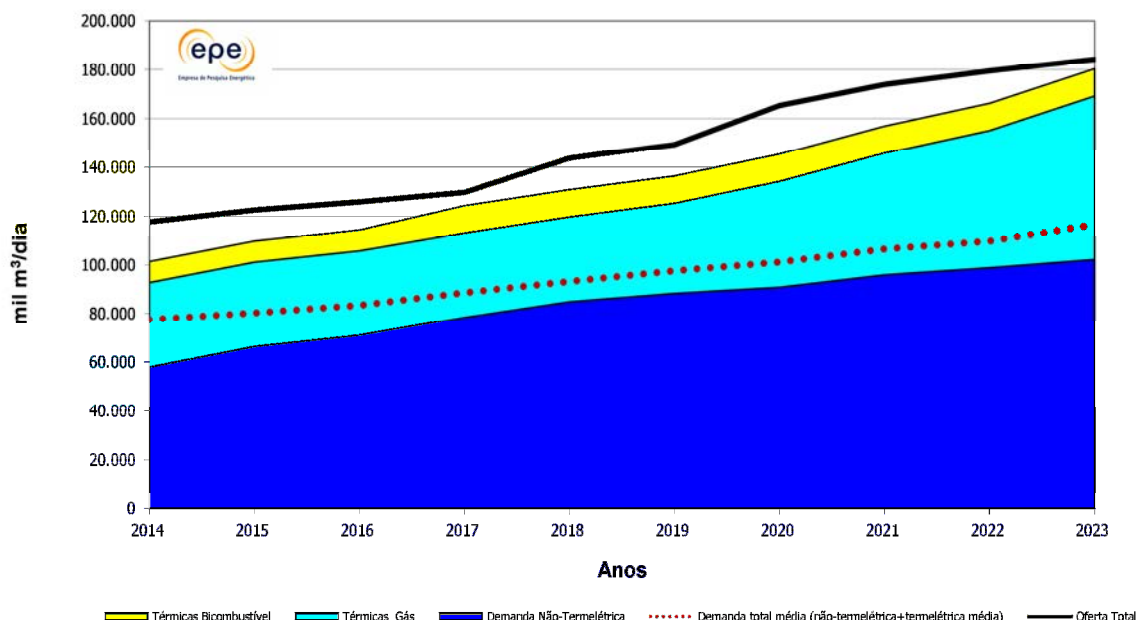
3.4 Balanço de oferta e demanda do Brasil – Malha integrada

O Gráfico 129 mostra 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

¹³⁹ Para este estudo foram considerados apenas os terminais de regaseificação de Pecém/CE, Baía da Guanabara/RJ e Bahia/BA com suas capacidades de regaseificação máximas. Não foi considerado o terminal de Barra do Riacho/ES, pois este projeto ainda se encontra em estágio de avaliação, tendo sido inclusive retirado da carteira de investimentos da Petrobras até 2030 (Petrobras, 2014). Pelo mesmo motivo, encontrarem-se em estágio de avaliação, outros terminais de regaseificação anunciados não foram incorporados no presente ciclo do PDE.

demanda de gás natural projetada. As razões das alterações da demanda de gás natural no horizonte decenal em relação ao ciclo anterior são abordadas no Capítulo II.

Gráfico 129 – Balanço de gás natural no Brasil – Malha integrada



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as bicomcombustíveis.
 Fonte: EPE

3.5 Considerações finais

A Região Norte, por não estar interligada às demais, é totalmente independente quanto ao atendimento de sua demanda. Nessa região, as reservas são capazes de atender ao crescimento do mercado local no período deste Plano.

Nas Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste há uma significativa elevação da oferta nos anos que se seguem, em função do expressivo crescimento nas produções das Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos, além do aumento de capacidade do terminal de importação de GNL na Baía de Guanabara. Para este Plano, a importação da Bolívia foi mantida na capacidade atual, sem expansão adicional.

4. Infraestrutura de Transporte de Gás Natural

Para a avaliação da infraestrutura logística de suprimento de gás natural foram consideradas as demandas das companhias distribuidoras, das termelétricas (a gás e bicomcombustíveis) e as demandas do sistema Petrobras no segmento downstream (Refinarias e Unidades de Fertilizantes Nitrogenados – UFNs).

Pelo lado da oferta, foram considerados as reservas totais, os recursos contingentes e os recursos não-descobertos (empresas e União), a importação de gás via gasodutos e via GNL. Foram elaborados

balanços volumétricos das previsões de oferta e demanda de gás natural, por sistemas regionais, considerando a infraestrutura para o transporte.

Simulações termo-fluido-hidráulicas referentes às configurações de infraestrutura anuais foram efetuadas para fins de identificação de gargalos e de investimentos adicionais na configuração da malha de suprimento de gás natural, tomando por base os balanços de demanda e oferta de gás natural.

4.1 Panorama atual

A malha da rede nacional de gasodutos de transporte conta, em fevereiro de 2014, com um total de 9.244 km distribuídos por todas as regiões brasileiras. Destaca-se que a menor extensão em relação ao apresentado no PDE anterior (9.489,2 km) decorre da reclassificação de 2 dutos de transporte para dutos de distribuição (GASVIT e Lagoa Parda-Vitória totalizando 62,2 km de reclassificações) e da conversão do GASDUC I em oleoduto (183 km), conforme a Autorização ANP nº 236, de 21 de maio de 2012.

Existem quatro operadores atuando na malha integrada atualmente:

- A Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB), que opera no Rio Grande do Sul o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, cujos trechos em operação atualmente compreendem o gasoduto que vai de Porto Alegre ao Polo Petroquímico de Triunfo e o trecho que vem da divisa com a Argentina até a cidade de Uruguaiana;
- A Transportadora GasOcidente opera o gasoduto Bolívia-Mato Grosso (Lateral Cuiabá) que atende a usina termelétrica de Cuiabá, sendo considerado um sistema isolado por estar conectado somente no trecho boliviano do GASBOL;
- A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) opera o GASBOL que é responsável pelo atendimento das Regiões Sul, parte da Sudeste e parte do Centro-Oeste através de gás importado boliviano; e
- O restante da malha brasileira integrada, que compreende parte da malha Sudeste, o GASENE e a malha do Nordeste, e o sistema isolado do Norte, os quais são operados pela Transportadora Associada de Gás (TAG).

4.1.1 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 de Urucu (AM), interligando esta região produtora até Manaus. O gasoduto, com extensão total de 661 km, possui diâmetro de 18 polegadas no primeiro trecho e 20 polegadas no segundo.

O balanço energético dessa região considera o volume de gás para atendimento às demandas das termelétricas de Manaus e as previsões de distribuição de gás pela CIGÁS, a companhia distribuidora local. Conforme descrito anteriormente, há total atendimento de suas demandas, no entanto, devido

ao seu isolamento em relação aos demais gasodutos, volumes excedentes de gás não são enviados a outras regiões.

A área de Urucu possui três unidades de processamento de gás natural independentes, que apresentam capacidade total de processamento de 9,7 milhões de m³/dia.

4.1.2 Região Nordeste

A malha de gasodutos da Região Nordeste é composta por 2.929 km de dutos, sendo 2.134 km de dutos situados somente na região e, aproximadamente, 795 km relativos à parte do GASCAC, na Região Nordeste (constituente do sistema GASENE). Tal malha é formada por dutos com diâmetros que variam entre 8 a 26 polegadas. Esta região possui 11 unidades de processamento de gás natural que apresentam a capacidade total de processamento de 24,5 milhões de m³/dia. A capacidade de processamento da Região Nordeste é distribuída entre Ceará (0,35 milhões de m³/dia), Rio Grande do Norte (5,8 milhões de m³/dia), Alagoas (1,8 milhões de m³/dia), Sergipe (3,25 milhões de m³/dia) e Bahia (13,3 milhões de m³/dia).

4.1.3 Região Sudeste

A malha de gasodutos da Região Sudeste foi ampliada em 194 km no ano de 2011 com a entrada em operação dos dutos GASTAU (Caraguatatuba-Taubaté), GASAN II (Cubatão-Capuava) e GASPAL II (Guararema-Mauá), todos em São Paulo. Atualmente, a malha de gasodutos da região contém 3.780 km, com diâmetros variáveis de 8 a 38 polegadas. Essa malha se compõe de 2.738 km de dutos inteiramente na região, além de 543 km relativos ao GASBOL Trecho Norte (atravessando as Regiões Centro-Oeste e Sudeste), 340 km relativos ao GASBOL trecho Sul (atravessando as Regiões Sudeste e Sul) e mais 159 km relativos ao GASCAC (constituente do Sistema GASENE que atravessa as Regiões Sudeste e Nordeste). A capacidade total das unidades de processamento de gás natural localizadas na Região Sudeste é de 62,49 milhões de m³/dia, sendo distribuída entre Rio de Janeiro (21,74 milhões de m³/dia), Espírito Santo (20,45 milhões de m³/dia) e São Paulo (20,3 milhões de m³/dia).

4.1.4 Regiões Sul e Centro-Oeste

A malha de gasodutos da Região Sul totaliza a extensão de 886 km, com diâmetros que variam entre 16 e 24 polegadas. Tal malha é composta por parte do trecho sul do GASBOL (836 km) e pelos dois trechos do gasoduto Uruguiana – Porto Alegre (50 km).

A malha de gasodutos da Região Centro-Oeste totaliza uma extensão de 988 km. Essa malha divide-se entre a parte do trecho norte do GASBOL, com diâmetro de 32 polegadas e 721 km, e o gasoduto de importação da Bolívia para o Estado de Mato Grosso, denominado de Lateral Cuiabá, com diâmetro de 18 polegadas e extensão de 267 km.

Estas regiões não possuem nenhuma unidade de processamento de gás natural instalada, por movimentarem gás natural proveniente da Bolívia, já especificado para o transporte.

4.2 Expansão da infraestrutura

A análise da expansão da infraestrutura de transporte de gás natural contemplou os projetos aprovados ou em implantação, ou seja, os projetos já propostos pelo Ministério de Minas e Energia e os já definidos pelo Plano de Aceleração do Crescimento (PAC), pelo Plano de Antecipação da Produção de Gás da Petrobras (PLANGÁS), e outras ampliações que se mostraram necessárias. Ressalta-se que alguns desses projetos ainda estão em fase de estudos.

4.2.1 Região Norte

Não há ampliações previstas para esta região, no período decenal, considerado neste relatório.

4.2.2 Região Nordeste

Considera-se, no horizonte do PDE, a instalação do chamado trecho I do GASFOR II (Gasoduto Serra do Mel – Pecém), que vai de Horizonte a Caucaia e está previsto para entrar em operação a partir de 2014. A Figura 29 mostra o sistema de transporte da Região Nordeste. Por fim, o novo terminal de GNL, na Bahia já se encontra operacional com capacidade máxima de 14 milhões de m³/dia.

Figura 29 – Sistemas de transporte – Região Nordeste



4.2.3 Região Sudeste

A expansão da capacidade do terminal de regaseificação da Baía de Guanabara, de 14 milhões de m³/dia para 20 milhões de m³/dia, já foi realizada, tendo iniciado sua operação em 2013.

Figura 30 – Sistemas de transporte – Região Sudeste



Nota: Cabe destacar que a Malha Sudeste é atendida por dutos de propriedade, tanto da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) quanto do Consórcio Malhas Nordeste Sudeste (CMNS). A TAG detém propriedade dos ativos e contratos de transporte dos dutos GASTAU, GASDUC III, Japeri-REDUC, GASPAL II, GASAN II, GASBEL II, Paulínia-Jacutinga, Cacimbas-Vitória, Cacimbas-Catu, Pilar-Ipojuca, Atalaia-Laranjeiras e Urucu-Manaus. O Consórcio Malhas Nordeste Sudeste é composto pela TAG (líder do consórcio), TRANSPETRO, Nova Transportadora do Nordeste S.A. (NTN), Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) e é responsável pelos contratos de transporte das malhas Sudeste e Nordeste.

Fonte: Elaboração EPE

Quanto à capacidade de processamento de gás natural na região, estão sendo consideradas ampliações e adequações em unidades já instaladas e, até mesmo, novas unidades de processamento para receber e tratar o gás natural do Pré-sal, oriundo das três rotas de escoamento. Deste modo, consideram-se:

- Adequação e ampliação da UTGCA, que totalizaria 20 milhões de m³/dia de capacidade de processamento;
- Ampliação da UPGN Cabiúnas, a qual aumentaria sua capacidade de processamento em mais 5,4 milhões de m³/dia;
- Entrada dos módulos de processamento do COMPERJ que totalizariam 21 milhões de m³/dia.

Com relação à infraestrutura necessária para o transporte do gás processado nesta UPGN, será utilizado o duto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ que, apesar de sua extensão de 11 km, apresenta importância para a infraestrutura de gás natural do país devido à sua capacidade (17 milhões de m³/dia), que representa mais da metade da capacidade do GASBOL. Para detalhes, vide PEMAT 2022 (EPE-MME, 2014).

4.3 Expansão indicativa

Esta seção tem por objetivo apresentar os resultados das simulações termo-fluido-hidráulicas realizadas para a avaliação do desempenho da malha integrada de transporte de gás natural no período de 2014-2023. Para o presente trabalho, foram simulados os anos de 2014, 2018 e 2023.

As simulações têm como base a premissa de implantação dos novos empreendimentos previstos e dos balanços de oferta e demanda de gás natural, provendo a identificação de possíveis restrições na cadeia logística de suprimento de gás.

Uma análise do desempenho da expansão da infraestrutura de transporte, com caráter indicativo, é apresentada nesta seção, tomando como base as simulações efetuadas, as restrições identificadas e as sugestões consideradas pela EPE, destinadas ao atendimento da demanda do sistema.

Neste trabalho, foi utilizado o *software* de simulação termo-fluido-hidráulica Pipeline Studio, versão 3.3.0.5, para a simulação das configurações das malhas Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste/Sul.

A metodologia de avaliação da malha adota como premissa o fato de as usinas termelétricas operarem no despacho máximo e serem atendidas exclusivamente com gás natural (mesmo aquelas do tipo bicomcombustível, que poderiam vir a ser supridas com combustíveis alternativos). Desse modo, identificam-se os gargalos de infraestrutura na malha integrada.

Além do GNL, para todo o período, foi considerado que o GASBOL continuará provendo ao sistema até 30 milhões de m³/dia. Como situação padrão, foi considerado que todo o gás disponibilizado na área de influência da malha será utilizado para o atendimento das demandas (descontados os volumes requeridos pelas térmicas indicativas).

Ressaltam-se os seguintes empreendimentos com grande potencial de impacto na malha e suas datas de início de operação: COMPERJ, RNEST, UFN V (MG), UFN III (MS). Algumas modificações ocorreram nas demandas downstream na malha em relação aos dados considerados no PDE 2022. A UFN IV (ES) não foi incluída neste decênio. Por essa razão, essa unidade deixou de ser incluída nas projeções da malha. Adicionalmente, a UFN-V (MG), que anteriormente era considerada interligada ao GASBOL pelo gasoduto São Carlos/SP-Uberaba/MG, passou a ter uma alternativa de interligação a partir do GASBEL, na região de Betim/MG.

O gasoduto São Carlos/SP-Uberaba/MG deixou de ser considerado como a solução de atendimento da UFN-V. Isso porque a Petrobras e a GASMIG assinaram um memorando de intenções, com o aval do Governo de Minas Gerais, para a construção de um gasoduto de distribuição entre Betim/MG e Uberaba/MG, o qual se interconectará ao GASBEL. Haveria a possibilidade de atendimento desta

demanda através do Gasoduto Brasil Central, da TGBC. No entanto, o processo de Chamada Pública para o Gasoduto Brasil Central, organizado pela ANP, não confirmou essa alternativa¹⁴⁰.

Malha Nordeste

A malha Nordeste não apresentou restrições de infraestrutura no horizonte de tempo analisado. A entrada do GNL na Bahia atendeu ao crescimento de demanda estimado para a região. Em 2014, entra em operação o trecho Horizonte - Caucaia do gasoduto GASFOR II com extensão aproximada de 83 quilômetros e diâmetro nominal de 20 polegadas, reforçando o atendimento na extremidade norte da malha. Ao final do período, no entanto, esse fluxo é incrementado em razão do esgotamento da capacidade de suprimento de GNL. Ocasionalmente, observa-se a oportunidade arbitragem pela substituição da capacidade de regaseificação no futuro pelo uso do gás nacional inserido na malha.

Malha Sudeste

A malha Sudeste começa a sofrer restrições de infraestrutura no trecho do GASBEL a partir do meio do período analisado, caso o atendimento da UFN-V seja realizado a partir da alternativa do gasoduto de distribuição Queluzito/MG-Uberaba/MG (duto cuja origem, inicialmente, seria em Betim mas, devido à necessidade de atendimento da demanda de Queluzito, teve sua origem alterada para esse município). Essa eventual restrição de infraestrutura já havia sido mencionada no PEMAT 2022, caso a opção de atendimento da UFN V não fosse efetivada a partir do GASBOL e sim a partir do GASBEL. Embora o PEMAT 2022 não tenha aprofundado a análise do atendimento à UFN-V em seu documento final, os condicionantes de simulação consideravam seu atendimento a partir do GASBOL, uma vez que, ao longo do primeiro ciclo de estudos, as alternativas em discussão tinham origem ou na Estação de Entrega de São Carlos/SP (GASUBE original e Brasil Central) ou na Estação de Entrega de Boa Esperança do Sul/SP (GASUBE modelo de interconexão de malhas de distribuição) no GASBOL¹⁴¹.

As restrições de infraestrutura no GASBEL ocorrem porque as pressões na extremidade do gasoduto não são completamente atendidas em razão dos volumes adicionais de gás natural destinados à UFN V na estação de entrega de Queluzito/MG. Contudo, na situação de operação considerada (configuração atual deste duto), essas restrições podem ser temporárias em razão da entrada de recursos provenientes da Bacia do São Francisco, previstos, a partir de 2020. Essas restrições poderiam ocasionalmente ser contornadas por alteração de condições operacionais (redução da pressão de operação dos pontos de entrega na extremidade do gasoduto) ou pela instalação de um serviço de compressão.

Na condição de integração com os recursos da Bacia do São Francisco, um gasoduto seria construído a partir dessa região (PEMAT, 2014) até a estação de entrega de Betim/MG para atendimento das demandas do mercado de Minas Gerais.

Caso os recursos da Bacia do São Francisco não sejam confirmados (ainda se tratam de recursos contingentes e/ou não descobertos), haveria restrição de infraestrutura a partir do trecho não

¹⁴⁰ O Edital de Processo de Chamada Pública do Gasoduto Brasil Central, da TGBC, foi lançado pela ANP em 2014 (ANP, Despacho da Diretora-Geral Nº 77/2014 - DOU 28.1.2014). Em 29 de maio de 2014, foi anunciado o cancelamento da Chamada Pública. A TGBC suspendeu por tempo indeterminado a construção do gasoduto Brasil Central.

¹⁴¹ A alternativa de atendimento da UFN-V a partir do GASBEL foi anunciada, em 29 de novembro de 2013, pelo Governo do Estado de Minas Gerais. Posteriormente, em 28 de janeiro de 2014, a CEMIG ratificou, por meio de "Comunicado ao Mercado", que, junto com a Petrobras e o Governo do Estado de Minas Gerais, vêm desenvolvendo estudos para implementação de um gasoduto de que permita levar gás natural à Uberaba e a todo o Triângulo Mineiro.

duplicado à jusante da estação de compressão de Congonhas. Tanto um *loop*, à jusante desse trecho, quanto a instalação de uma estação de compressão solucionariam essa restrição.

Malha Centro-Oeste/Sul

No sistema do GASBOL, os 30 milhões de m³/dia importados são suficientes para atendimento da demanda até o meio do período com a possibilidade de envio de gás para a malha sudeste através dos pontos de entrega em Guararema e em Paulínia. Com o aumento das demandas na Região Sul, ocorre a necessidade de inversão desse sentido e a malha sudeste passa a enviar gás para a Região Sul.

A oferta de gás no Sudeste permite o atendimento de toda a demanda da região, além de haver a possibilidade de uso da capacidade disponível para auxiliar no suprimento das demandas da malha Sul no horizonte de tempo analisado. Ainda assim, haveria necessidade, a partir do meio do período, de a térmica bicomcombustível Sepé Tiaraju (Canoas-RS), despachar com combustível substituto por limitações de infraestrutura no caso de ocorrência da demanda máxima termelétrica. Adicionalmente, haveria dificuldade de pleno atendimento do outros pontos de entrega na extremidade sul do gasoduto com a aproximação do fim do período.

O GASBOL tem características telescópicas, que se identificam pela redução do diâmetro ao longo do duto. Por essa razão, observa-se considerável perda de carga durante o escoamento, principalmente quando associada a altas vazões. 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. No PEMAT 2022, foram estudadas cinco alternativas por meio de gasodutos de transporte, que não foram aprofundadas devido à condições restritivas de balanço de demanda-oferta de gás natural. Algumas propostas de terminais de regaseificação, que poderiam para ampliar a oferta, não foram consideradas por não terem entrado em fases mais maduras de projeto, conforme já mencionado.

Finalmente, deve-se fazer uma ressalva em relação à possibilidade de expansão da infraestrutura. Considerou-se, para fins desta avaliação, cenários de despacho máximo para as usinas termelétricas nos quais todas as usinas são atendidas exclusivamente com gás natural (mesmo aquelas do tipo bicomcombustível, que poderiam vir a ser supridas com combustíveis substitutos). Cabe ressaltar que no presente cenário não são consideradas as demandas térmicas indicativas. São consideradas aquelas demandas consolidadas nos leilões do setor elétrico. Isto porque a localização das termelétricas impacta o resultado da simulação e, por conseguinte, a simulação só deve considerar aquelas térmicas possam ter seus impactos no sistema de gasodutos possam ser avaliados. De toda forma, deve-se ressaltar que a localização mais propícia à instalação de térmicas indicativas, de modo a não exigir alterações de infraestrutura (hipótese implícita, ao não considerá-las na simulação), seria nas regiões próximas aos principais pontos de oferta. Do contrário, novas simulações necessitarão ser realizadas para revalidar a análise da infraestrutura de gás natural.

4.4 Expansão da infraestrutura via GNL

A instalação de terminais de regaseificação de GNL deve complementar e servir como alternativa às ampliações adicionais na infraestrutura de gasodutos até que, pelo menos, se confirmem os grandes volumes de gás associado e não-associado das novas áreas do pré-sal.

O GNL, uma vez entregue em um terminal de regaseificação, pode ser então, distribuído pelos diversos modais disponíveis, incluindo carretas criogênicas, o que aumenta sua utilização, inclusive em locais não atendidos pela malha já construída de gasodutos.

O GNL é também comumente utilizado como uma reserva para períodos de elevação temporária da demanda de gás natural ou, ainda, quando a infraestrutura existente de gasodutos não permitir a movimentação entre áreas com disponibilidade excedente de oferta e áreas com demanda não atendida. Esta situação poderá ocorrer quando houver a necessidade de várias usinas termelétricas despacharem simultaneamente.

4.5 Estimativa de investimentos

É previsto, para os próximos anos, um elevado montante de investimentos necessários à expansão da infraestrutura do gás natural consistindo de ampliações e construções de novos gasodutos e unidades de processamento de gás natural (UPGN ou DPP)¹⁴². A Tabela 144 mostra o resumo dos investimentos previstos para estes projetos a partir de 2014.

Tabela 144 – Estimativa de investimentos

Projetos	R\$ bilhões
Gasodutos ⁽¹⁾	0,30
GNL	-
UPGN ⁽²⁾	2,95
Total	3,25

Notas: (1) Refere-se aos projetos de construção e ampliação de gasodutos de transporte.

(2) Refere-se aos projetos de processamento de gás.

Fonte: MME (2014).

¹⁴² Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN ou *Dew Point Plant* (DPP).

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. Neste ciclo de estudos, inseriu-se uma nova projeção de oferta de bioeletricidade, baseada no comportamento histórico da geração.

1. Etanol

1.1 Projeções da demanda total de etanol

A demanda total de etanol é constituída pelas parcelas nacional - carburante e outros usos - e internacional 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 de etanol carburante – anidro e hidratado – para o Brasil, no período decenal¹⁴³, a qual parte de cerca de 23,9 bilhões de litros em 2014 e atinge 42,8 bilhões de litros em 2023.

No Brasil, a demanda de etanol para uso não carburante concentra-se basicamente na produção de bebidas, cosméticos, produtos farmacêuticos, petroquímicos e compostos oxigenados¹⁴⁴. Estima-se que ela alcançará 1,8 bilhões de litros em 2023, o que representa uma taxa de crescimento de 2,1% ao ano, no período compreendido entre 2013 e 2023.

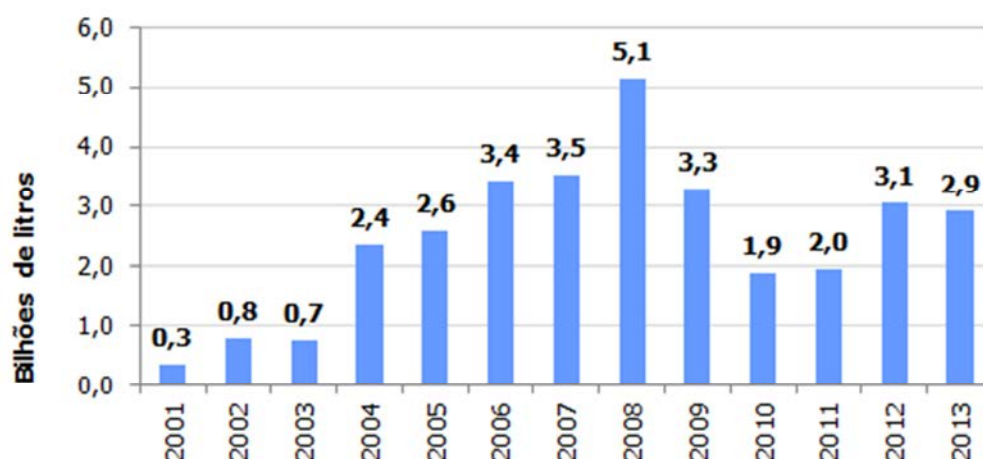
1.1.2 Demanda internacional

O mercado internacional de biocombustíveis deve manter, até o fim do período, as características dos últimos anos, tais como a gradual diminuição dos incentivos para os combustíveis de primeira geração e os modestos volumes transacionados, ainda inferiores ao recorde histórico de 2008. Tal fato se deve à tendência, recentemente verificada, de redução do consumo de combustíveis, ainda em função da crise econômica, aliada à adoção de tecnologias mais eficientes e à preocupação, por parte dos principais mercados consumidores, em particular dos Estados Unidos, com sua independência energética. O Gráfico 130 indica os volumes exportados entre 2001 e 2013.

¹⁴³ Esta projeção foi elaborada com a metodologia EPE [151].

¹⁴⁴ Compostos oxigenados, tais como: ácido acético, acetato de etila e butanol.

Gráfico 130 – Histórico de exportação brasileira de etanol



Fonte: MDIC [169]

Em relação ao etanol, Brasil e EUA permanecem como os principais agentes deste mercado, concentrando cerca de 80% da produção e comercialização mundiais do biocombustível. Estados Unidos, União Europeia e Coreia do Sul permanecem como os maiores mercados consumidores do etanol brasileiro.

Em relação ao biodiesel, o comércio mundial permanece concentrado entre Europa, Argentina, Indonésia e Estados Unidos.

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

Apesar da lei *Energy Independence and Security Act - EISA* de 2007 [154] determinar o consumo de volumes crescentes de biocombustíveis misturados ao combustível automotivo, as projeções do relatório *Annual Energy Outlook* de 2013, da *Energy Information Administration – EIA* [144], não indicam que estes mandatórios serão plenamente cumpridos. Nesse documento, os volumes previstos para a oferta americana de etanol cobrem apenas a meta, prevista na lei, para o biocombustível convencional.

Em relação aos biocombustíveis avançados, a Agência de Proteção Ambiental dos EUA (*Environmental Protection Agency - EPA*) vem sucessivamente postergando as metas estipuladas ao longo dos anos, devido aos inerentes problemas técnicos encontrados em sua produção, com reflexo nos custos e preços finais.

Ao mesmo tempo, o governo americano está comprometido com a realização de um grande esforço em melhoria de eficiência energética no país e, portanto, a tendência é que a demanda americana por combustíveis para veículos do Ciclo Otto venha a diminuir ao longo do período. Como o volume de etanol está atrelado ao da gasolina pela mistura E10, esta é mais uma restrição para o aumento do consumo de biocombustível no país. Esta restrição, chamada de *Blend Wall*, está no centro das discussões acerca dos efetivos benefícios resultantes das metas estabelecidas na *EISA*.

Reconhecendo a dificuldade de cumprimento das metas anteriormente estabelecidas, a *EPA* aprovou uma redução nos volumes de combustíveis renováveis da *Renewable Fuel Standard* - RFS [149] definidos para 2014, de forma que o volume de biocombustíveis a ser misturado na gasolina seja de 15,2 bilhões de galões (57,5 bilhões de litros), 16% inferior ao volume original.

Apesar das dificuldades no cumprimento da lei, desde 2010 os Estados Unidos se tornaram exportadores líquidos de etanol, sendo o Brasil um dos mercados importantes para este produto.

Segundo a *EIA*, em 2012 a produção e o consumo de etanol nos EUA foram de 50,3 e 49,0 bilhões de litros, respectivamente, e a exportação e importação foram de 2,8 e 1,9 bilhão de litros, respectivamente [145]. Em janeiro de 2013, a capacidade operacional de produção de etanol foi de 57 bilhões de litros/ano [179]. Em relação ao biodiesel, o país produziu 3,7 bilhões de litros, dos quais 3,3 bilhões foram para consumo interno e 0,3 bilhão foi exportado¹⁴⁵ [145].

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*, ajustadas por análises de mercado, como por exemplo, 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, nos consumos finais automotivo e da matriz energética total, em 2020 [184]. Além disso, o bloco mantém metas, também de 20%, de mitigação de GEE(s) e de aumento da eficiência energética, ambas para o mesmo ano. Este conjunto de medidas é denominado "Triplo 20" ou *Climate and Energy Package* [182].

No entanto, há um forte questionamento quanto ao papel dos biocombustíveis de primeira geração nos planos de independência energética do bloco europeu. 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, como, por exemplo, restrições na produção brasileira de etanol.

Em 2013, o Brasil exportou cerca de 34 milhões de litros de biodiesel para países da União Europeia. Conforme as perspectivas analisadas, há possibilidade de que estes volumes aumentem no período decenal, permanecendo, porém, em nível bastante reduzido.

¹⁴⁵ Há um pequeno saldo volumétrico entre o que foi produzido e o que foi demandado de biodiesel. Esta diferença corresponde à variação de estoque anual.

Outros países

China, Índia, Indonésia, Japão, Nigéria e Colômbia também vêm adotando políticas de incentivo à utilização de etanol por meio de legislações específicas e concentrando-se em aumento de sua produção. No horizonte decenal, alguns países, principalmente africanos e centro-americanos, poderão se tornar produtores relevantes para o mercado de etanol.

Na Ásia, o Japão, a China, a Coreia do Sul e a Índia se destacam na projeção de 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 Coreia do Sul representou um importante polo importador de etanol nos últimos três anos, ultrapassando inclusive o Japão e a União Europeia em 2011. No entanto, o país não apresenta uma política mandatória de mistura carburante e praticamente todo o etanol importado é insumo para a álcoolquímica.

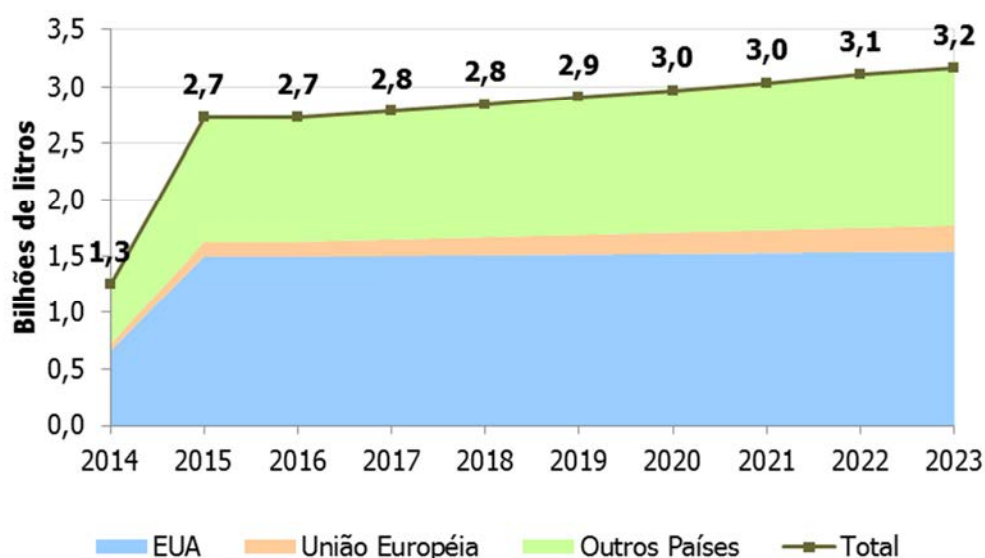
A Índia atualmente não adota políticas firmes de consumo de biocombustíveis. No entanto, apresenta grande potencial para a produção de etanol, uma vez que é um grande produtor de cana-de-açúcar. Entretanto, não há expectativa de que o país se torne no futuro um importante *player* no mercado internacional, direcionando a sua produção doméstica para o consumo interno.

Estima-se uma participação ainda modesta destes países no mercado internacional de etanol, quando comparada com a dos dois maiores produtores: Estados Unidos e Brasil.

1.1.2.1 Total de exportação brasileira de etanol

Considera-se que, devido à crise econômica mundial, que reduziu a demanda por biocombustíveis, e às restrições de oferta de etanol no Brasil, as perspectivas de exportação deste produto são modestas, sem expectativas de grandes variações no horizonte decenal (com crescimento anual de 0,9%). Com isso, mesmo o volume exportado em 2023 (3,2 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 contratos de exportação, principalmente entre empresas brasileiras e americanas. O Gráfico 131 consolida as projeções de exportação do etanol brasileiro.

Gráfico 131 – Exportações brasileiras de etanol

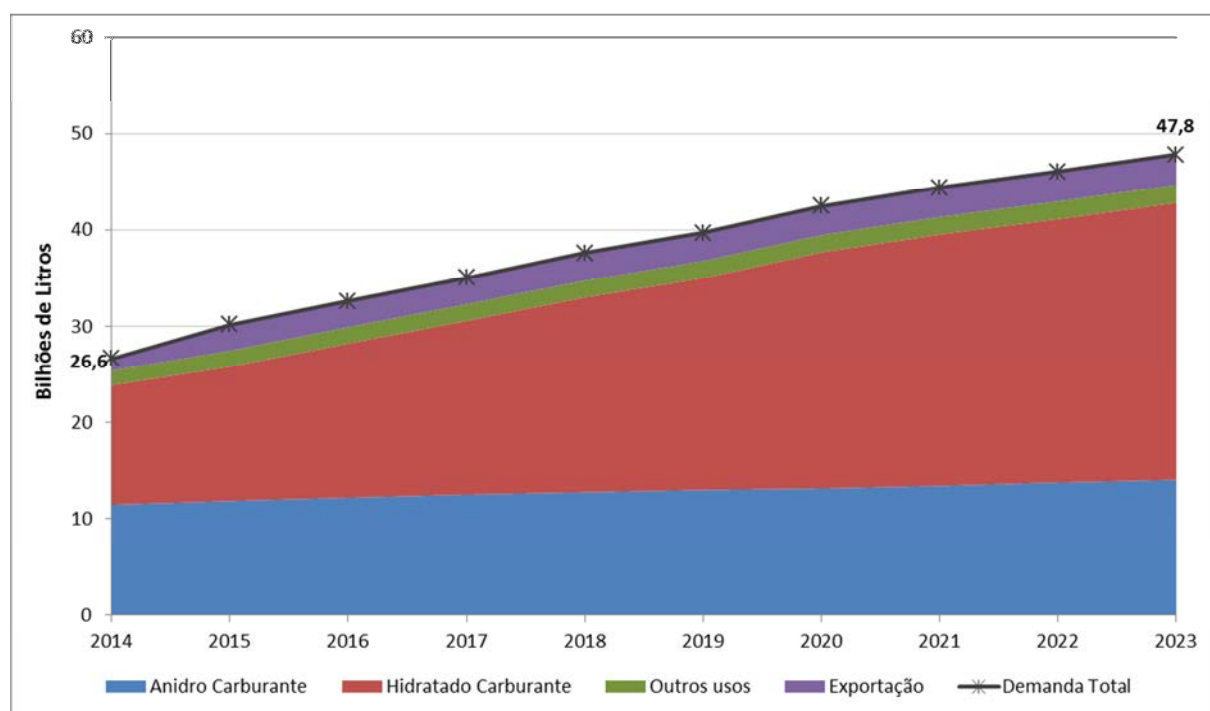


Fonte: Elaboração EPE a partir de EIA [144]

1.1.3 Demanda total

O Gráfico 132 consolida as demandas nacional (carburante e não carburante) e internacional de etanol no horizonte decenal.

Gráfico 132 – Projeção da demanda total de etanol



Fonte: EPE

1.2 Projeções da oferta de etanol no Brasil

1.2.1 Situação atual

Após alguns anos de dificuldades econômicas no setor sucroenergético, ações conjuntas do governo com o setor privado proporcionaram a retomada dos investimentos na renovação e expansão dos canaviais. Estas ações propiciaram uma 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, embora ainda longe do máximo histórico de 81,6 tc/ha em 2009/10 [136]. Este incremento proporcionou uma quantidade de cana-de-açúcar moída na safra 2013/14 de aproximadamente 660 milhões de toneladas, segundo a Conab, ou seja, 12% superior à safra anterior. O Centro-Sul respondeu por 602 milhões de toneladas e o Nordeste por cerca de 57 milhões de toneladas.

Para a safra 2013/14, o uso do açúcar total recuperável (ATR) para produção de açúcar foi de 45% [136], inferior ao da safra 2012/13, em que o percentual foi de 50%. Um dos fatores responsáveis por isso foi a manutenção dos preços desta commodity em um patamar baixo, devido à sobreoferta no mercado internacional. Como consequência, a produção de etanol para a safra 2013/14 foi de cerca de 28 bilhões de litros, correspondendo a um incremento de 4,5 bilhões de litros, ou seja, 19%, em relação à safra anterior. Deste total, 11,8 bilhões foram de etanol anidro e 16,1 bilhões de litros, de etanol hidratado.

Apesar da recuperação da produtividade agrícola na safra 2013/14, estima-se que a safra 2014/15 apresentará um recuo para cerca de 70 tc/ha, devido ao clima atipicamente seco, combinado com temperaturas acima da média, entre dezembro e fevereiro¹⁴⁶ de 2014, em grande parte da região Centro-Sul.

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);
 - 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;

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

¹⁴⁶ Época em que a cana está na fase de crescimento vegetativo.

projetar, para os anos subsequentes, as áreas plantadas por estágio de corte, sendo também necessário estimar as áreas em reforma e reincorporadas¹⁴⁷.

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 [187], 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 2023, embora existam projetos em implantação no período decenal.

1.2.3 Premissas para a 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 [167], conforme descrito a seguir.

¹⁴⁷ 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.

Açúcar

A projeção da produção brasileira de açúcar 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 [167].

A projeção de exportação de açúcar foi estimada a partir da premissa que o Brasil atenderá de 46% a 50% do fluxo de comércio mundial, no período. Este percentual já levou em conta o aumento de oferta necessário para atender ao crescimento da demanda nos países importadores, especialmente os países em desenvolvimento da África e Ásia (ver [158] e [159]).

A partir das considerações anteriores, estimou-se que a taxa média de crescimento da produção nacional de açúcar no período deverá ser de 2,6% ao ano.

Tabela 145 – Projeção de produção brasileira de açúcar

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
milhões de toneladas										
Açúcar	36	38,5	40,7	41,6	42,5	43,5	45,2	46,8	47,7	48,4

Fonte: EPE a partir de MAPA [167] e FAO [158] e [159].

Rendimento

Quanto à projeção dos valores de ATR/tc, o MAPA [167] estima que, entre 2014 e 2016, seu crescimento será pequeno, pois não haverá total adequação do plantio ao sistema de colheita mecanizada, permanecendo numa média de 133 kg/tc. Já entre 2017 e 2023, admite-se que o rendimento médio será de 141,5 kg/tc.

Produtividade (tc/ha)

Assumiu-se que, para melhorar sua competitividade no Brasil, o setor investirá em ganhos de produtividade da cana, a qual atingirá 84,5 tc/ha em 2023. Este esforço será 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 a 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 1,667 a 1,653 kg ATR/litro e o do anidro, de 1,744 para 1,729 kg ATR/litro, ambos por eficiência do processo de transformação do ATR em etanol. Já o fator de conversão do açúcar permanecerá constante, em 1,049 kg ATR/kg [141].

1.2.4 Premissas para a expansão da capacidade industrial

A partir de dados da Conab, estima-se a capacidade total de moagem de cana do Brasil, ao final de 2013, em cerca de 745 Mtc¹⁴⁸ [137], correspondente às 389 usinas em operação registradas no MAPA [166]. No entanto, devido à restrição da oferta de cana, sua utilização atual está em torno de 87%. Existe também uma grande capacidade instalada de produção de etanol e açúcar, cuja ociosidade varia de acordo com a remuneração dos produtos.

Vinte e uma unidades em operação estavam em recuperação judicial ao fim de 2013, representando um montante de 29 milhões de toneladas de cana. Deste total, dez usinas não constavam do cadastro da ANP de abril de 2014 [129].

A projeção da capacidade de produção de etanol é analisada em dois períodos distintos: de 2014 a 2016 e de 2017 a 2023.

Período 2014-2016

Entre 2014 e 2016, 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*”.

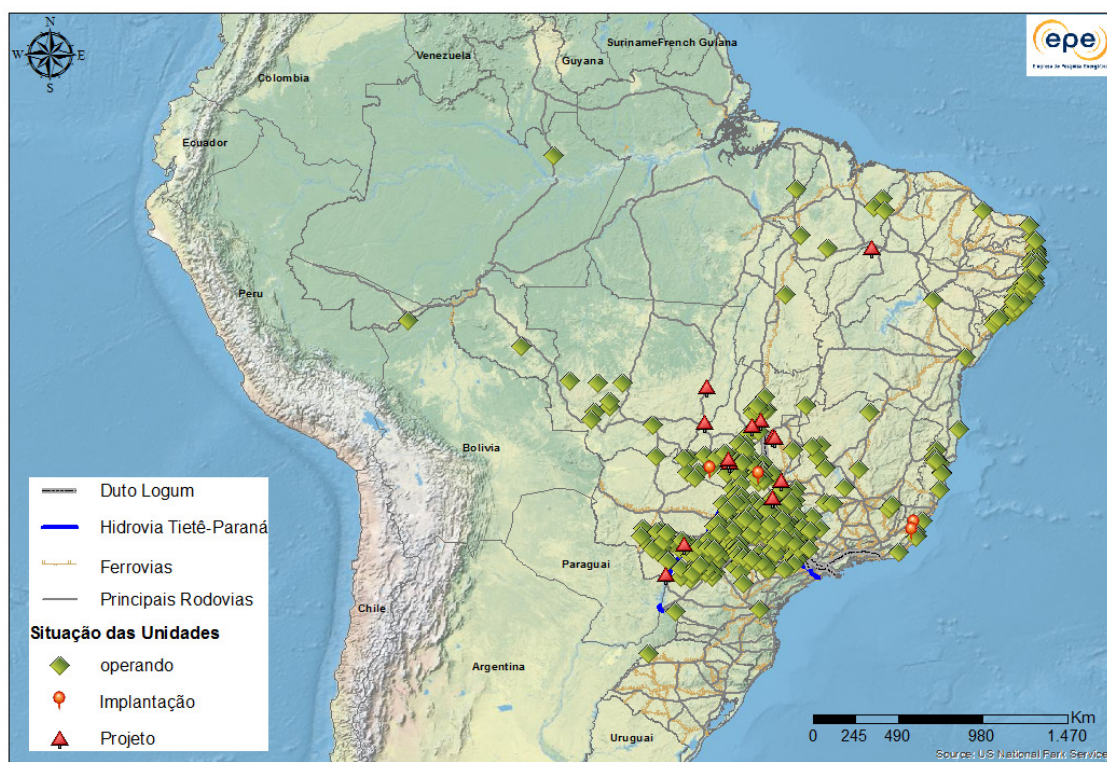
Neste período, está prevista a implantação de cinco novas usinas, reflexo da desaceleração do crescimento do setor sucroenergético, após a crise global de crédito em 2008 e 2009. Estes projetos devem acrescentar uma capacidade nominal de moagem de aproximadamente 13 milhões de toneladas de cana. Ressalta-se que, na entrada em operação, uma usina não utiliza imediatamente sua capacidade máxima de moagem, levando, em média, quatro anos para atingi-la.

A ociosidade da capacidade instalada atual [137], juntamente com a implantação de projetos *greenfield* entre 2014 e 2016, possibilitará a moagem adicional de aproximadamente 100 milhões de toneladas de cana, implantada de modo escalonado. Em termos de área colhida, isto representa, aproximadamente, 1 milhão de hectares de área de expansão (cana planta).

A Figura 31 mostra a distribuição georreferenciada das usinas existentes, das que devem entrar em operação até 2016 e de projetos considerados para o cenário entre 2017 e 2023. Ressalta-se que continua o movimento de expansão para a região central do País, fato que motiva a implantação de novos projetos de logística para o etanol.

¹⁴⁸ Capacidade instalada das usinas em operação no ano base de 2013, em toneladas de cana por dia, multiplicada pela média dos dias de safra realizados na safra 2011/12.

Figura 31 – Usinas de etanol do Brasil



Fonte: Elaboração EPE a partir de MAPA [166], UNICA [187], UDOP [181]

Período 2017-2023

Entre 2017-2023, o cenário de expansão da capacidade de moagem da indústria sucroenergética adotado neste estudo considera a implantação de 13 unidades, com capacidade específica de cerca de 4 milhões de tc/ano/usina [170], [181] e [187], baseada em observações de mercado.

A construção destas novas usinas pode ser perfeitamente atendida pela indústria de base brasileira, que tem capacidade de fornecer equipamentos e recursos necessários à expansão prevista do setor.

Além disso, considera-se que haverá uma expansão da capacidade instalada de moagem das usinas existentes de cerca de 84 milhões de toneladas¹⁴⁹, para atender o total produzido em 2023. Após a análise das unidades do setor, estratificadas por data de implantação e capacidade média, estimou-se que essa expansão da indústria é plausível.

1.2.5 Resultados

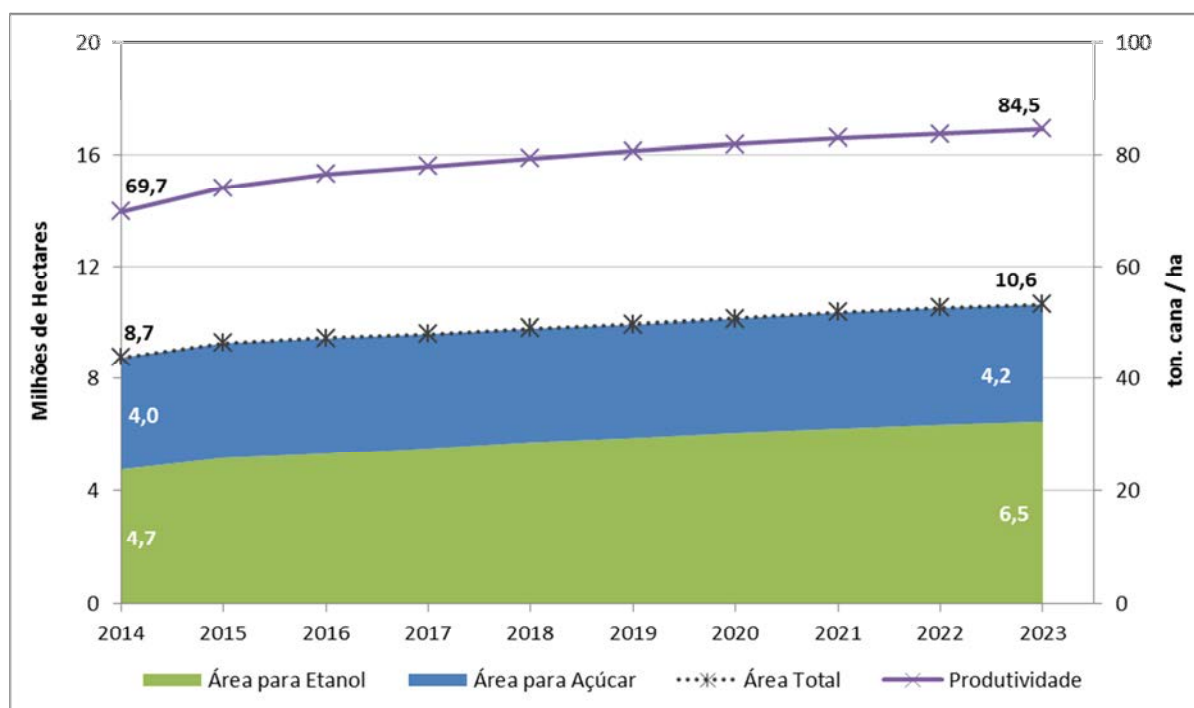
Esse tópico apresenta os resultados das projeções de área colhida, produtividade, cana colhida, tipo e quantidade de usinas implantadas e oferta de etanol, a partir da metodologia e das premissas expostas anteriormente.

¹⁴⁹ Em levantamento realizado no setor, identificaram-se 29 unidades com planos para a expansão da capacidade instalada de moagem de cana. O total desta ampliação é de cerca de 40 milhões de toneladas.

Área e Produtividade

O Gráfico 133 mostra que a área colhida aumentará de 8,7 Mha em 2014 para 10,6 Mha em 2023, correspondendo a um crescimento de 1,9% a.a. em relação ao ano de 2013. No horizonte de estudo, a produtividade sairá de 69,7 tc/ha para 84,5 tc/ha em 2023. 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 o aumento da área destinada à sua produção.

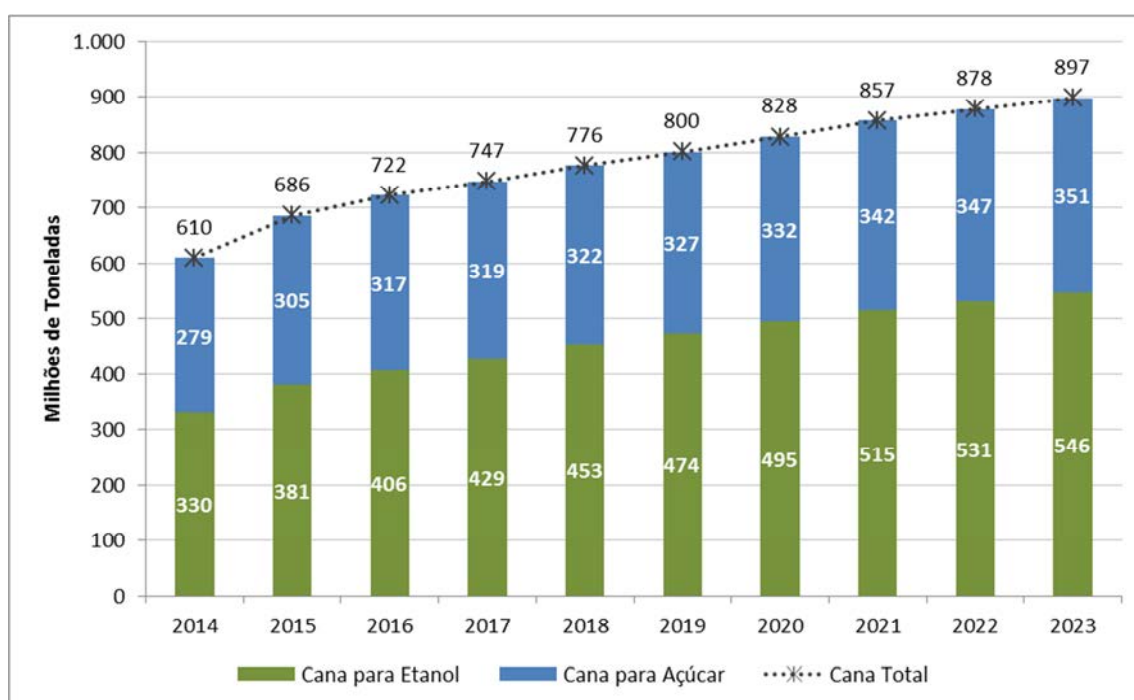
Gráfico 133 – Área colhida e evitada e produtividade do setor sucroenergético



Fonte: EPE

Cana colhida e mudas

A partir da projeção de área e de produtividade, obtém-se a projeção total de cana. Os estudos do mercado de açúcar e das demandas de etanol da EPE determinam a destinação deste insumo, conforme o Gráfico 134. O percentual de cana para o etanol varia de 54,1% em 2014 a 60,9% em 2023, aumento que se deve à maior taxa de crescimento da demanda de etanol.

Gráfico 134 – Cana colhida e destinação para etanol e açúcar

Fontes: EPE e MAPA [167]

Considerando a área de cana planta e a quantidade de mudas utilizadas no sistema manual (12 t cana/ha), a produção de mudas poderá atingir 20,4 milhões de toneladas em 2023 [178]. A mecanização total do plantio (18 t cana/ha), no entanto, deverá elevar esse número para 30,6 milhões de toneladas.

Pelos dados registrados até setembro de 2013, 88,3% da cana processada no Centro-Sul foi colhida mecanicamente, embora 78,9% tenha sido colhida sem queima. O rendimento do corte mecânico atingiu 505,2 t/dia, enquanto o manual situou-se em 8,3 t/dia, ou seja, uma máquina substitui aproximadamente 61 trabalhadores [138].

Esse avanço na colheita não foi devidamente acompanhado pela mecanização do plantio, que evoluiu de 33% em 2009, para 57% em 2012, no Centro-Sul [186]. Para que se alcancem os resultados desejados de produtividade e concentração de açúcar, é necessário o aumento desse percentual.

Novas unidades sucroenergéticas

A Tabela 146 apresenta a estimativa das usinas e destilarias a serem construídas para atender a demanda de açúcar e etanol entre 2014 e 2023, para o cenário proposto.

Tabela 146 – Estimativa de usinas e destilarias para o período 2014 - 2023

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Usinas mistas	2	1	0	0	0	1	2	3	2	2
Destilarias	0	0	2	0	0	1	0	0	1	1
Total de unidades	2	1	2	0	0	2	2	3	3	3

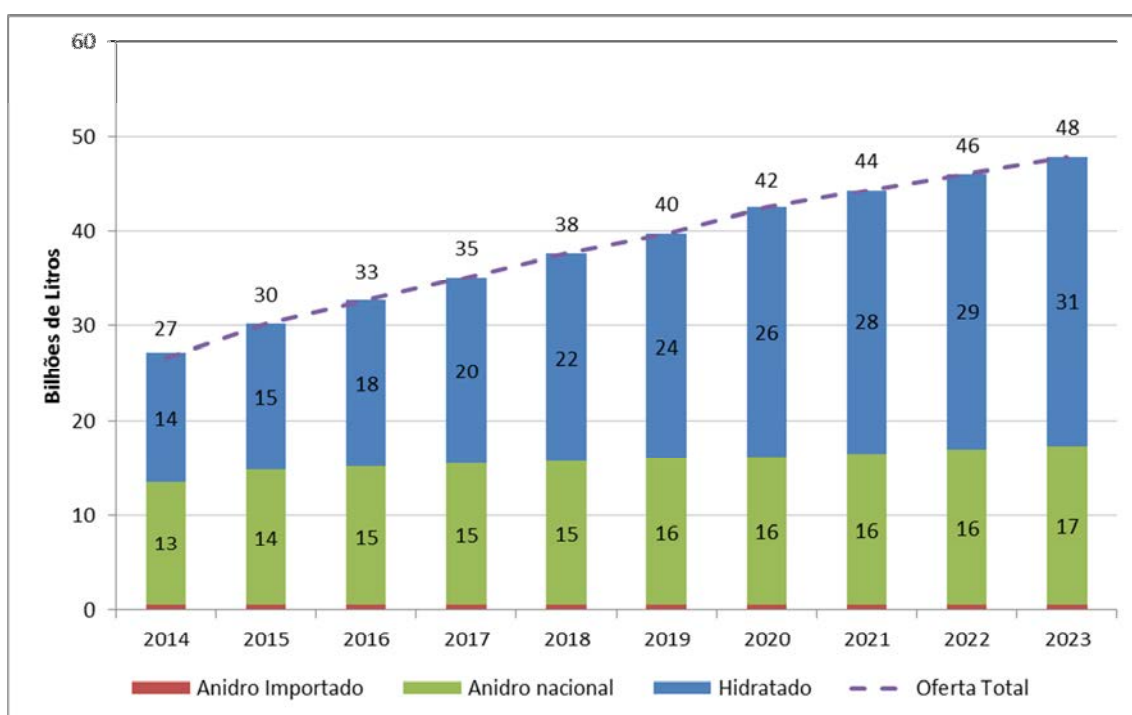
Fonte: Elaboração EPE

Oferta de Etanol

Considerando-se as premissas estabelecidas, a oferta de etanol sairá de 26,6 bilhões de litros em 2014, atingindo 37,6 bilhões de litros em 2018. A partir de 2019, estima-se o retorno dos investimentos na implantação de novas unidades e, com isso, a produção deverá atingir 47,8 bilhões de litros em 2023, conforme o Gráfico 135.

Além disso, admitiu-se que será necessário realizar importações ocasionais de etanol anidro para atender a demanda esperada. A média dos volumes importados no período decenal considerada foi de 500 milhões de litros.

Gráfico 135 – Projeção da oferta de etanol (produção brasileira e importação)



Fonte: EPE

1.2.6 Etanol celulósico e bioproductos da cana

A cana-de-açúcar brasileira, bem como outras fontes de biomassa, reúne condições excelentes para o desenvolvimento de combustíveis avançados e outros bioproductos, como biolubrificantes, biopolímeros e precursores de fármacos, em função do significativo volume biomássico de seus subprodutos (bagaço e palha e pontas).

Em 2011, o Governo Federal, por meio do Plano Conjunto BNDES-FINEP de Apoio à Inovação Tecnológica Industrial dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico – PAISS, 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 bioproductos [132].

Com o apoio do referido plano, a capacidade de produção de etanol celulósico do Brasil poderá atingir, nos próximos anos, 245 milhões de litros, distribuídos em cinco plantas em construção. As capacidades, as datas de entrada em operação e as localizações podem ser conferidas na Tabela 147.

Tabela 147 – Produção de etanol de celulósico

Empresa(s)	Cidade (UF)	Produção (milhões de litros)	Operação	Investimentos (milhões de reais)
Granbio/Carlos Lyra	São Miguel dos Campos (AL)	82	2014/15	350
Raízen.	Piracicaba (SP)	40	2015/16	210
Odebrecht Agroindustrial	Sem definição	80	2016/17	Sem definição
Petrobras/São Martinho	Quirinópolis (GO)	40	Sem definição	240*
CTC	São Manoel (SP)	3	2014/15	Não encontrado
Total		245		

Nota: Valor estimado a partir do investimento total.

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasilagro (2013), CTC (2013), Valor Econômico (2013).

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, coloca novos desafios para o gerenciamento das usinas. O projeto que se julga mais econômico é aquele que integra as duas produções.

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. Neste caso, a viabilidade econômica terá que ser avaliada, devidos aos custos adicionais com equipamentos para enfardamento e processamento.

Estima-se que, no fim do período decenal, o processo torne-se competitivo e que, na safra 2016/17, quando as usinas previstas estiverem em operação, a participação deste biocombustível avançado já representará algo em torno de 0,4% da produção total de etanol.

1.2.7 Investimentos para o aumento da produção

A Tabela 148 apresenta o investimento médio industrial estimado para a construção de uma nova unidade de produção mista e de uma destilaria.

Tabela 148 – Investimento médio para construção de novas unidades produtoras

Custo Industrial	USD/tc	R\$/tc
Usina Mista	100	234
Destilaria	85	198,9
Cogeração	25	58,5
Despesas Pré-operacionais	1	2,3
Equipamentos Agrícolas	25	58,5
Total Mistas	151	353,3
Total Destilarias	136	318,2

Nota: Taxa de câmbio utilizada de R\$ 2,34 /US\$

Fonte: Elaboração EPE a partir de [187]

A produção estimada de açúcar e de etanol, no horizonte decenal, considera a construção de 13 unidades mistas e 5 destilarias, totalizando 18 projetos. Dessa forma, os investimentos deverão ser da ordem de R\$ 22 bilhões referentes às novas unidades e de R\$ 28 bilhões referentes às expansões necessárias, totalizando R\$ 50 bilhões.

Para se estimar o custo de formação do canavial (renovação e expansão) e o montante a ser investido em tratos culturais da cana soca¹⁵⁰, é necessário considerar a evolução da produtividade do canavial, a qual terá influência em parcelas dos custos específicos de produção (R\$/ha). Utilizando-se os estudos do Pecege¹⁵¹ [172], estima-se que os investimentos totais na formação do canavial e tratos culturais da cana soca serão da ordem de R\$ 95 bilhões¹⁵², no decênio.

1.3 Logística de transporte do etanol

Apesar de possuir maiores custos econômicos, energéticos e ambientais [177] e [174], o modal rodoviário representou 88% do transporte de etanol no Brasil em 2010, enquanto o ferroviário correspondeu a apenas 9% [193].

Com a expansão do mercado de etanol nos próximos dez anos, faz-se necessário aumentar a capacidade de armazenamento de etanol e investir na diversificação dos modais utilizados para exportação e distribuição interna, que tornarão possível um transporte mais barato e eficiente. Com relação ao armazenamento do anidro, foi estabelecida a Resolução ANP nº 67/2012 [130]. Abaixo, estão relacionados os projetos de infraestrutura de transporte do etanol.

1.3.1 Investimentos dutoviários e hidroviários

A Logum Logística S.A., cuja posição acionária é composta 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, ficando a operação a cargo da Transpetro. Há ainda a possibilidade de integração deste sistema com ferrovias existentes. Quando todos os trechos estiverem concluídos, o poliduto atravessará cinco estados e 45 municípios. As principais características deste projeto encontram-se na Tabela 149.

Tabela 149 – Resumo dos investimentos previstos

Projetos	Extensão (km)	Volume máximo escoado (milhões m ³ /ano) ⁽¹⁾	Início de Operação	Investimento (R\$ bilhões)
Petrobras	Dutos	1.330	22	2013
	Hidrovia	662	4	2015

Nota: (1) Duto, Soma dos trechos entre Ribeirão Preto – Paulínia e Anhembi - Paulínia. Hidrovia, trecho Araçatuba – Anhembi.
Fonte: Logum [164]

A capacidade de armazenamento do projeto é de 763.000 m³, sendo Paulínia e Caraguatatuba os principais *hubs* do sistema, com 224.000 m³ e 240.000 m³ respectivamente.

¹⁵⁰ Cana que já passou por mais de um corte.

¹⁵¹ Estes estudos apresentam os custos para as três regiões de cultivo da cana: tradicional (Sul-Sudeste), de expansão (Centro-Oeste) e Nordeste.

¹⁵² Nesta estimativa, não foram considerados os custos de CCT (corte, carregamento e transporte), arrendamento, custos administrativos, depreciação e remuneração do capital e da terra.

Em agosto de 2013, foi inaugurado o trecho entre Ribeirão Preto e Paulínia, de 207 quilômetros, com capacidade autorizada para transportar 12 bilhões de litros de etanol por ano. O volume movimentado em cinco meses neste trecho foi cerca de 50.000 m³ de etanol hidratado, com crescimento gradual a partir do início das operações. O trecho entre Uberaba (MG) e Ribeirão Preto entrou em fase pré-operacional em outubro de 2014.

Figura 32 – Sistema integrado de logística de etanol



Nota: Os volumes transportados são anuais.
 Fonte: Logum [164].

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 hidrovía estiver em plena operação, os 20 comboios substituirão o equivalente a 80 mil viagens de caminhão por ano, o que corresponderia a um consumo de cerca de 4 bilhões de litros de etanol.

1.3.2 Ferrovias

O segundo modal mais eficiente para o transporte de carga - em termos de frete, consumo de combustível e emissões - é o ferroviário. 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.

América Latina Logística – ALL

Esta empresa pretende continuar realizando investimentos em sua malha e, para isso, obteve um financiamento de R\$ 1,7 bilhão junto ao BNDES. Seu objetivo é reduzir custos e aumentar a capacidade de transporte, a partir da modernização e reestruturação de sua infraestrutura ferroviária, a ser realizada entre 2013 e 2015 (ver [126] e [176]).

Em setembro de 2013, a ALL inaugurou a extensão da linha ferroviária de 260 km entre Alto Araguaia (MT) e Rondonópolis (MT). Este trecho faz parte do projeto Expansão Malha Norte da companhia, iniciado em 2009, com investimento total de R\$ 880 milhões.

Vale [189]

A Vale necessita de um amplo sistema logístico para transportar seus produtos e insumos de produção. Para o aproveitamento máximo deste sistema, a empresa planeja transportar derivados de petróleo e biocombustíveis pelas ferrovias em que opera, com aproximadamente 10 mil km extensão. Abaixo são apresentados alguns projetos relacionados ao transporte e armazenamento dos biocombustíveis nas ferrovias Norte-Sul e Centro Atlântica da Vale.

O trecho de Palmas a São Luiz, da Ferrovia Norte-Sul (FNS), cuja capacidade de transporte é de 100.000 m³/ano, oferece aos produtores de biocombustíveis das áreas de expansão uma alternativa ao modal rodoviário, para distribuição interna ou exportação. O porto de Itaqui (MA) tem a vantagem de ser mais próximo dos mercados europeu e americano, para exportação do etanol, além de possibilitar sua distribuição para os estados do Norte e Nordeste.

Os estudos de viabilidade técnica, econômica e ambiental (EVTEA) para a expansão da Ferrovia Norte-Sul até Belém (PA), a partir de Açailândia (MA), foram finalizados em 2012. A implantação desse trecho proporcionará uma nova logística regional de transporte para diversos produtos, inclusive o etanol, uma vez que o combustível já é movimentado na ferrovia da Vale [190].

A Ferrovia Centro Atlântica (FCA) movimenta cerca de 200.000 m³ de etanol por ano e tem capacidade ociosa para transportar mais 120.000 m³/ano de etanol e B-100 entre Brasília e Paulínia. Além disso, a empresa planeja transportar etanol do Centro-Oeste e de São Paulo para Candeias, na Bahia, assim como interligar as plantas de biodiesel de Minas Gerais à malha ferroviária.

1.3.3 Portos

A Secretaria de Portos da Presidência da República (SEP/PR) é responsável por gerir o Programa Nacional de Dragagem Portuária e Hidroviária (PND), que contempla obras de dragagem, escavação (derrocamento) do leito, manutenção da profundidade e ações de licenciamento ambiental dos portos.

Segundo a SEP/PR, aproximadamente 90% do comércio internacional passa pelos portos. Portanto, o investimento em melhorias dos mesmos aumentará a capacidade logística brasileira, reduzindo o custo dos produtos brasileiros no exterior. Particularmente, haverá a possibilidade de uso de navios maiores para transporte do etanol [180].

No Brasil, destacam-se oito portos para exportação de etanol, sendo que Santos, Paranaguá e Ilha D'Água possuem 74% da tancagem total e 73% da capacidade de movimentação de etanol dos portos brasileiros (Tabela 150).

Tabela 150 – 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]

Desses, os portos de Santos, Paranaguá e Maceió são responsáveis por 98% das exportações brasileiras, sendo que o primeiro exportou 2,5 bilhões de litros em 2013, correspondendo a 87% do volume total [169].

Os principais portos para a importação do etanol, responsáveis por 84% do volume total – média entre 2009 e 2013 – são Santos (46,3%), Suape (18,0%) e Itaqui (14,4%) [169].

Por ser a principal via de escoamento marítimo de etanol, o Porto de Santos está recebendo diversos investimentos em dragagem, terminais e píeres de atracação.

1.4 Etanol - considerações finais

O licenciamento de veículos leves teve um forte crescimento nos últimos anos, alcançando 3,58 milhões de unidades em 2013. Estima-se, para o próximo decênio, um crescimento médio anual da frota circulante de 5,4%, devendo atingir, em 2023, a marca de 61 milhões de unidades, entre automóveis e comerciais leves. Para atendimento à crescente demanda de combustível pelos veículos ciclo Otto (4,1% a.a.), estima-se um crescimento da oferta de etanol hidratado carburante à taxa média elevada (7,6% a.a.). Ao mesmo tempo, estima-se também a necessidade de uma oferta crescente de gasolina C entre 2013 e 2023, à taxa média de 3,0% a.a., para o 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 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 e aos mercados externos mais protecionistas.

No horizonte decenal, espera-se uma recuperação dos indicadores de produção da cana (produtividade agrícola e ATR/tc), devido ao retorno dos investimentos em renovação e tratamentos culturais e à evolução do plantio mecanizado. Isto deverá proporcionar a 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 *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, somente ocorrerá ao final do período.

Os projetos para melhoria da infraestrutura de transporte e armazenagem de etanol, como, por exemplo, o sistema integrado de dutos e hidrovias da Logum 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 até dezembro de 2013, foram adicionados 13,9 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 medida provisória nº 647, de 28 de maio de 2014 [142]. Tal regulamentação estabeleceu que a adição obrigatória de biodiesel passará a ser de seis por cento, a partir de 1º de julho e sete por cento, a partir de 1º de novembro de 2014.

Para este PDE, assumiu-se esse aumento gradativo nos percentuais de mistura obrigatória, assim permanecendo até o ano 2023. 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 151.

Tabela 151 – Brasil e regiões: Consumo obrigatório de biodiesel

Região	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	milhões de litros									
Norte	381	502	518	543	569	593	619	643	668	694
Nordeste	513	689	727	764	803	837	872	907	943	979
Sul	610	811	847	884	924	964	1.004	1.045	1.087	1.129
Sudeste	1.397	1.859	1.941	1.999	2.069	2.116	2.155	2.194	2.258	2.326
Centro-Oeste	456	608	635	664	698	730	762	795	829	860
Brasil	3.357	4.468	4.667	4.854	5.063	5.239	5.412	5.584	5.785	5.987

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 e estima-se que, nos próximos dez anos, o preço do óleo de soja deverá acompanhar os preços das commodities em geral. Por outro lado, supõe-se, neste estudo, que o preço final do biodiesel no Brasil deverá permanecer superior ao projetado para o óleo diesel. Assim, 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 e o estoque estratégico de biodiesel

O Governo Federal, por meio da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), promove leilões para aquisição de biodiesel, preferencialmente de empresas contempladas com o Selo Combustível Social (SCS)¹⁵³, garantindo a compra e entrega de biodiesel para períodos especificados. Até dezembro de 2013, foram realizados 34 leilões, sendo os resultados dos mais recentes apresentados na Tabela 152.

Tabela 152 – Resultado dos leilões de compra de biodiesel pela ANP

Leilões	27º	28º	29º	30º	31º	32º	33º	34º
Volume arrematado (1.000 m³)	773	496	517	515	515	525	522	486
Preço médio (R\$/m³)	2.734,33	2.603,46	2.263,56	2.031,22	1.987,85	1.896,68	1.976,40	2.090,40

Nota: Os volumes de biodiesel necessários para suprir a demanda obrigatória são adquiridos por meio de leilões, onde 80% do volume total são reservados a empresas detentoras do Selo Combustível Social (SCS) e os 20% restantes são abertos à participação de qualquer empresa produtora.

Fonte: Elaboração EPE a partir de dados ANP [127].

Nos últimos leilões, a ANP tem introduzido novas regras para aperfeiçoar os critérios de compra e venda de biodiesel. O objetivo é dar mais competitividade e estimular a agricultura familiar e a diversificação da matéria-prima. Uma dessas regras foi estabelecer, a partir de novembro de 2012, a bimestralidade dos leilões, que antes eram trimestrais. Outra foi estabelecer o Preço Máximo de Referência (PMR) Regional, diferenciado para empresas que possuam ou não o SCS. Ambas as regras podem facilitar o planejamento dos fornecedores e têm produzido bons resultados para os objetivos propostos.

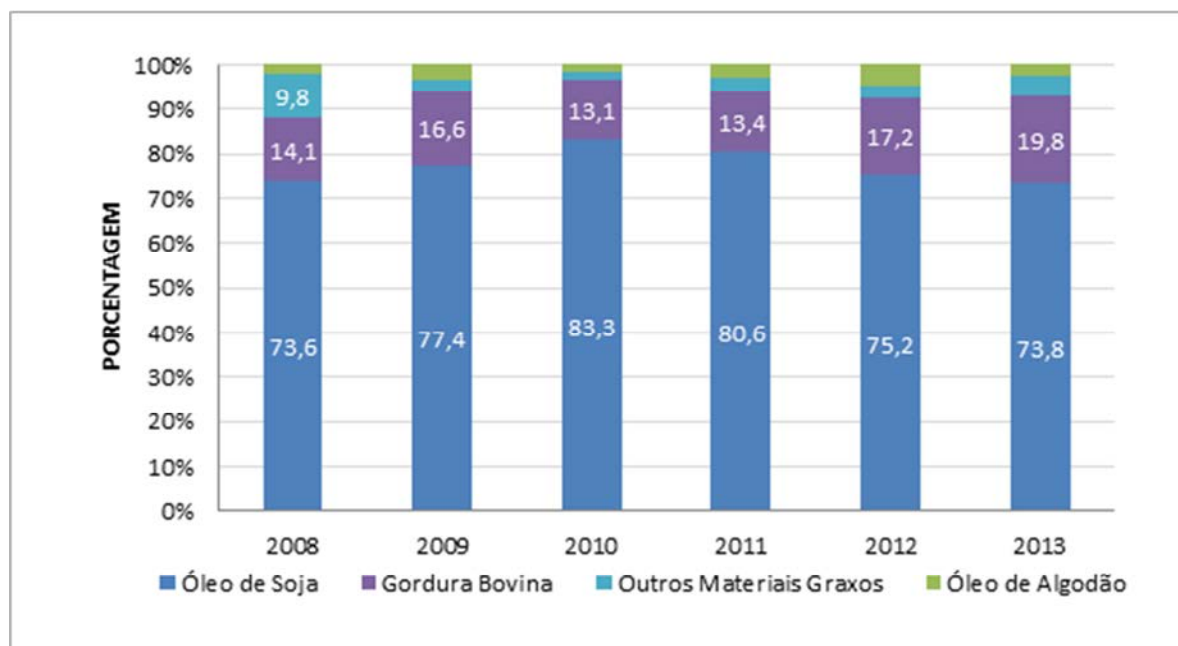
A Portaria MME nº 338 (05/12/2007), que estabelecia diretrizes para a formação de estoques estratégicos de biodiesel, foi substituída pela portaria MME nº 116 (04/04/2013), e já é aplicada desde julho de 2013. Neste certame, os adquirentes contratam, junto aos produtores, o direito de retirar o biodiesel, a qualquer tempo, dentro do período de entrega. O biodiesel continuará no estoque regular dos produtores, cuja movimentação é diária ou semanal. Com isso, evita-se o transporte físico do produto da usina até um local de armazenamento, o armazenamento por longos períodos, minimizando a possibilidade de degradação do produto.

2.4 Oferta de biodiesel

2.4.1 Disponibilidade de insumos para a produção de biodiesel

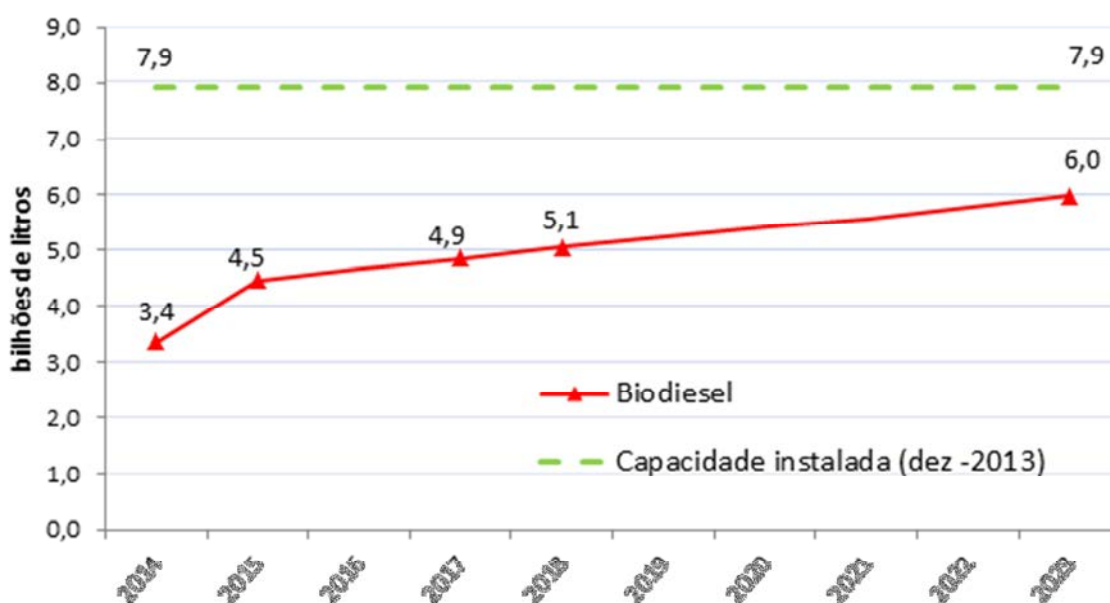
O óleo de soja é, desde 2005, o insumo mais importante para a produção de biodiesel. O sebo bovino foi o segundo insumo mais utilizado, representando 20% do consumo total em 2013. As demais culturas produtoras de óleo (mamona, dendê, algodão e girassol) não têm sido expressivas, desde o início do Programa. O Gráfico 136 apresenta a evolução da participação das diferentes matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel nos últimos anos, segundo informações prestadas pelos produtores à ANP.

¹⁵³ 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.

Gráfico 136 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel

Fonte: ANP [128]

O Gráfico 137 indica o consumo total de biodiesel projetado pela EPE, mantendo-se o percentual mandatório em 5% até junho de 2014 e alterando-o para 6% em julho de 2014 e para 7% em novembro de 2014. Mostra também a capacidade instalada de comercialização de biodiesel em dezembro de 2013.

Gráfico 137 – Demanda de biodiesel vs. capacidade instalada

Fonte: Elaboração EPE a partir de MAPA [165] e ANP [128].

Não há perspectivas de uma mudança significativa na matriz de insumos no horizonte decenal. Assumiu-se, desta forma, que o óleo de soja continuará como a matéria-prima mais utilizada ao longo

do período. A diversificação do *mix* de insumos dependerá do sucesso de programas governamentais, tais como o Programa de Produção Sustentável de Palma de Óleo (Propalma)¹⁵⁴.

Assim, existe alguma expectativa de que, no longo prazo, o óleo de palma (dendê) possa vir a ter uma contribuição expressiva na oferta de 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 Capacidade de processamento

Aproximadamente 95% das usinas autorizadas pela ANP¹⁵⁵ para operação já possuem licença para comercialização. A Tabela 153 apresenta a capacidade instalada de processamento de biodiesel das usinas que possuem licença para operação e comercialização, em dezembro de 2013.

Tabela 153 – Capacidade instalada de processamento de biodiesel

Região	Operação	Comercialização
	milhões de litros/ano	
Norte	194	194
Nordeste	455	455
Sudeste	935	935
Sul	2.628	2.626
Centro-Oeste	3.692	3.656
Brasil	7.904	7.866

Nota: As licenças de operação e comercialização fornecidas pela ANP referem-se, respectivamente, às usinas prontas para produção e àquelas que já produzem o biodiesel certificado para comercialização.

Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados da ANP [128].

2.4.3 Balanço de capacidade instalada e demanda de biodiesel

A capacidade de processamento de biodiesel, a projeção do consumo obrigatório e os balanços regionais e nacional para 2014 e 2023 são indicados na Tabela 154. Para o ano de 2014, esta avaliação considerou somente as usinas que já possuem autorização para operação, fornecida pela ANP até dezembro de 2013. Para 2023, além das usinas que já possuem autorização para operação, foram também consideradas aquelas já autorizadas para construção e ampliação.

¹⁵⁴ 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).

¹⁵⁵ O processo de construção e operação de uma usina de biodiesel requer autorizações de construção, operação e comercialização junto à ANP.

Tabela 154 – Capacidade de processamento e consumo obrigatório de biodiesel

Região	2014 (MI)			2023 (MI)		
	Capacidade Instalada	Obrigatório	Balanço	Capacidade Instalada	Obrigatório	Balanço
Norte	194	381	-187	212	694	-482
Nordeste	455	513	-58	455	979	-524
Sul	935	610	325	1.324	2.326	-1.002
Sudeste	2.628	1.397	1231	2.670	1.129	1.541
Centro-Oeste	3.692	456	3236	3.721	860	2.861
Brasil	7.904	3.357	4.547	8.382	5.987	2.395

Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados ANP [128]

As regiões Norte, Nordeste e Sudeste já não serão autossuficientes em 2014, condição que deve perdurar até 2023, caso não haja a instalação de novos empreendimentos regionais. Quanto ao balanço nacional entre a capacidade instalada e a demanda obrigatória, mostra-se positivo em todo o horizonte decenal, restando uma capacidade adicional de 4.547 e 2.395 milhões de litros, em 2014 e 2023, 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, com o mandatório estacionado em 5% por quatro anos. Neste 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 resilientes que as pequenas empresas, as quais necessitam comprar o insumo para a produção.

Neste cenário, verificou-se nos últimos dois anos a paralização das atividades de várias empresas, principalmente pequenas, que não conseguiram ofertar o biodiesel a preços competitivos nos leilões.

Dado que a capacidade instalada atende plenamente o consumo projetado até 2023, dentro dos mandatórios estabelecidos pela medida provisória nº 647, de 28 de maio de 2014, o investimento considerado neste PDE será aquele referente às solicitações para ampliação e construção de novas unidades já autorizadas pela ANP. O conjunto destes investimentos totalizam aproximadamente R\$ 250 milhões durante o período decenal¹⁵⁶.

A capacidade ociosa prevista (28,5% em 2023) poderá ser aproveitada, caso se confirme a tendência de exportação desse produto aos mercados internacionais, principalmente União Europeia. De fato, em 2013, o Brasil exportou biodiesel pela primeira vez para Espanha, Bélgica e Países Baixos. As 24

¹⁵⁶ Caso o setor mantenha o comportamento histórico de investimentos em capacidade instalada adicional, mesmo com baixa taxa de ocupação (37% em 2013), é possível estimar o investimento adicional no horizonte decenal em 1,7 bilhões de litros ou 800 milhões de reais. Ressalta-se ainda que nesta estimativa, adotou-se como hipótese uma redução da taxa de investimento anual devido aos altos custos incorridos pela elevada capacidade ociosa.

unidades com autorização da ANP para exportação possuem capacidade instalada de cerca de 5 bilhões de litros. Verifica-se assim que, no período projetado, a capacidade industrial instalada será suficiente para atender o consumo interno e exportar excedentes. Ressalta-se, entretanto, que o preço da matéria-prima poderá ser um fator limitante para a expansão de uso do biodiesel.

2.4.4 Incentivos ao uso adicional de biocombustíveis

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, que procuram minimizar as emissões de gases de efeito estufa (GEE). 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 além do mandatório no diesel fóssil. O uso de combustíveis que se enquadram no escopo da Lei 11.097 de 2005, porém não especificados pela ANP como biodiesel, tais como o diesel de cana e aqueles obtidos por processos termoquímicos, como o hidrotratamento de óleos vegetais e o *BTL (biomass to liquids)*, também se configuram como alternativas, porém de mais longo prazo. Em vista desta falta de definição, não se considerou seu uso nas projeções de demanda e oferta de biodiesel¹⁵⁷ deste PDE.

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 33. A figura exhibe também as usinas de produção de biodiesel que aguardam autorização da ANP e as já autorizadas pela Agência. Ressalta-se que as usinas detentoras do Selo Combustível Social (SCS) possuem benefícios fiscais, por utilizarem matéria-prima oriunda de agricultura familiar.

¹⁵⁷ Vale registrar que, nesse estudo, o termo biodiesel refere-se ao éster de ácido graxo, como definido pela Resolução ANP 42/2004: "combustível composto de alquil-ésteres de ácidos graxos de cadeia longa, derivados de óleos vegetais ou de gorduras animais".

Figura 33 – Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de transporte

Fonte: Elaboração EPE a partir de ANP [128].

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.

O modal ferroviário apresenta-se como alternativa para algumas regiões, caso haja aumento expressivo da escala de produção. A região Centro-Oeste, hoje a maior produtora de biodiesel, ainda carece de maior e melhor infraestrutura ferroviária.

2.4.6 Biodiesel – considerações finais

O cenário considerado assumiu que o percentual mandatório será alterado para 6% a partir de julho de 2014 e, posteriormente, para 7% em novembro de 2014.

O consumo voluntário no horizonte decenal deverá se concentrar principalmente em instituições governamentais, com metas e políticas específicas de substituição dos combustíveis fósseis. São Paulo, Rio de Janeiro e Curitiba são exemplos dessas iniciativas.

Estima-se que os preços dos insumos cultivados nos próximos dez anos continuarão acompanhando os preços das *commodities* e que os custos de oportunidade para o biodiesel permanecerão acima dos preços do diesel no Brasil.

Em 2013, a produção de soja no Brasil atingiu 82 milhões de toneladas com um crescimento de 20% em relação ao ano anterior [165] e com boas perspectivas para aumento em 2014 e próximos anos. Espera-se, assim, que o óleo de soja permaneça como a principal matéria-prima no decênio, devido à sua maior disponibilidade.

Para o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel, em termos estratégicos, é importante o desenvolvimento de cultivos energéticos alternativos, como a palma, a preços mais competitivos.

Finalmente, 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 instalada em 2023.

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 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 SIN, o que ampliou a importância do seu uso na matriz 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 neste 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).

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, consequentemente, 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, contribuindo 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 quase totalidade de seu canavial, produzindo uma quantidade significativa de palhas e pontas passíveis de aproveitamento energético. Conforme citado anteriormente, até setembro de 2013, 88,3% da cana processada no Centro-Sul tinha sido colhida mecanicamente.[138]

A expansão da geração de energia com biomassa de cana sofreu o reflexo das dificuldades 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 de biomassa de cana já seja destinada ao aumento da produção de etanol até o começo da próxima década. A biomassa para este fim poderá ser advinda tanto das palhas e pontas quanto do bagaço excedente, decorrente do processo de eficiência das usinas.

A seguir, são apresentados o montante contratado através dos leilões de energia, o potencial técnico de geração de eletricidade que poderia ser alcançado com este insumo 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. As medidas adotadas pelo Governo Federal para alavancar a participação das fontes alternativas na matriz elétrica têm resultado na adição de energia no ambiente regulado. Dentre tais medidas, cabe ressaltar os leilões de energia e o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado por decreto em 2004. Por seu intermédio, foram contratados 215 Mwmed advindos de usinas de biomassa de cana-de-açúcar.

Até dezembro de 2013, foram realizados vinte e três leilões¹⁵⁸ de energia, ocorrendo venda de energia de usinas sucroalcooleiras em quatorze deles. A energia total contratada pelas usinas sucroalcooleiras no ACR atingirá aproximadamente 1,6 Gwmed ao fim de 2018, valor que poderá ser ampliado com a realização de futuros leilões.

¹⁵⁸ Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e de Energia de Reserva: Leilão A-3 em 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 e 2011; Leilão A-5 em 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011 e 2013; Leilão de Fontes Alternativas em 2007e 2010; e Leilão de Energia de Reserva em 2008, 2009, 2010, 2011 e 2013. [16]

Tabela 155 – 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	6,50
2º Leilão de Energia Nova	2006	A-3	58,0	4,11
3º Leilão de Energia Nova	2006	A-5	61,0	4,33
7º Leilão de Energia Nova	2008	A-5	35,0	2,48
8º Leilão de Energia Nova	2009	A-3	10,0	0,71
13º Leilão de Energia Nova	2011	A-3	58,1	4,12
13º Leilão de Energia Nova	2011	A-5	21,0	1,49
16º Leilão de Energia Nova	2013	A-5	133,6	9,48
18º Leilão de Energia Nova	2013	A-5	69,3	4,92
1º Leilão de Fontes Alternativas	2007	FA	115,0	8,16
2º Leilão de Fontes Alternativas	2010	FA	22,3	1,58
1º Leilão de Energia de Reserva	2008	ER	543,0	38,52
3º Leilão de Energia de Reserva	2010	ER	168,3	11,94
4º Leilão de Energia de Reserva	2011	ER	23,3	1,65
TOTAL			1.409,5	100,00

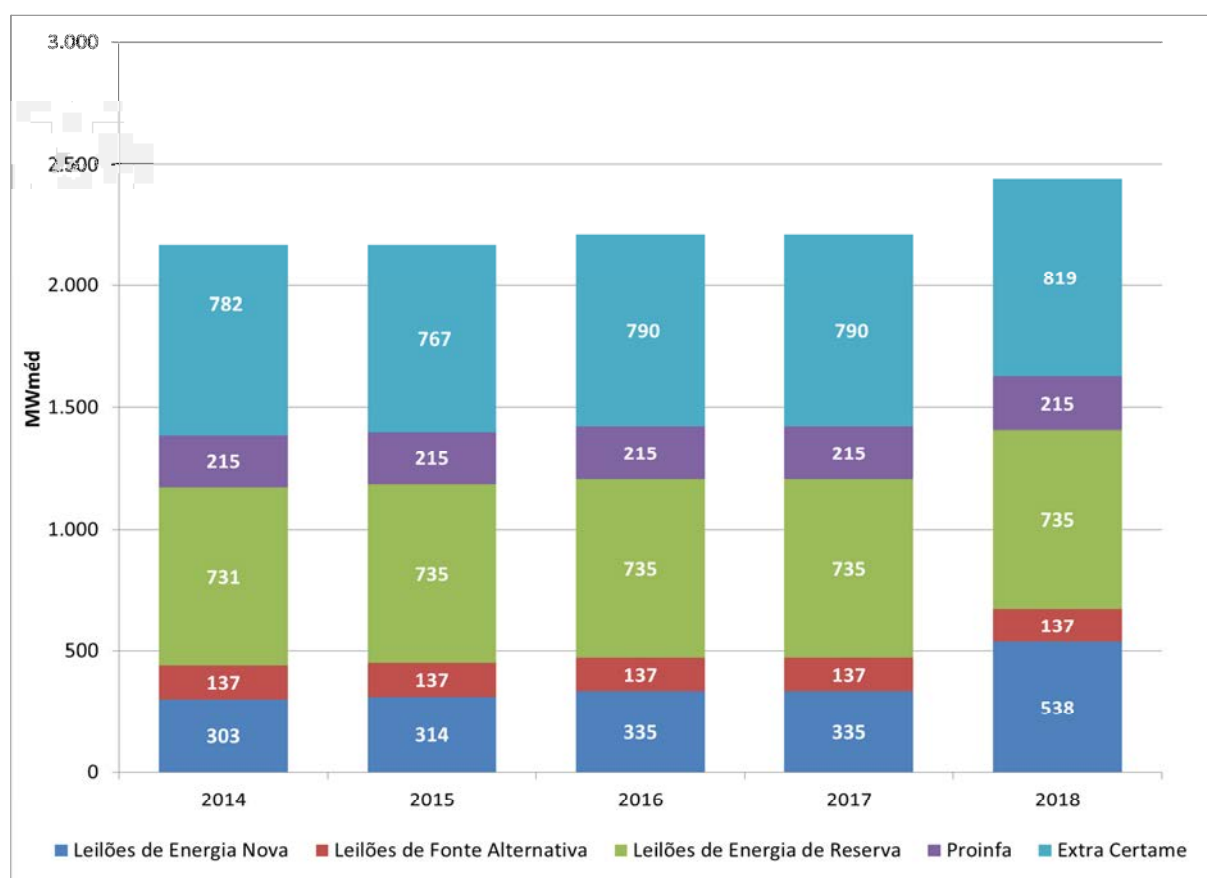
Notas: (1) Energia do bagaço de cana negociada no PROINFA: 215,4 MWMed.

(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 [134]

A energia elétrica contratada das usinas vencedoras dos leilões é inferior à sua garantia física total, que representa a quantidade máxima permitida de energia que as usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação de energia disponibilizam para comercialização [152]. Dessa forma, ainda existe um montante extra certame que pode ser comercializado no ACL, superior a 800 MWmed, em 2018.

O Gráfico 138 seguir 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.

Gráfico 138 – Energia contratada e extra certame das usinas vencedoras nos Leilões de Energia

Fonte: EPE

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 o atendimento da demanda de etanol e açúcar. Para tanto, foram utilizadas as projeções de oferta de etanol da EPE e da demanda de açúcar, elaborada com base no MAPA.

A Tabela 156 a seguir apresenta a projeção da quantidade de cana-de-açúcar no período decenal, assim como o bagaço e as palhas e pontas resultantes.

Tabela 156 – Projeção da oferta de biomassa de cana-de-açúcar

Ano	Cana-de-açúcar	Bagaço	Palha e ponta
	Milhões de toneladas (Mt)		
2013	652,1	176,1	101,1
2014	609,5	164,5	94,5
2015	685,8	185,2	106,3
2016	722,1	195,0	111,9
2017	747,3	201,8	115,8
2018	775,7	209,4	120,2
2019	800,3	216,1	124,0
2020	827,8	223,5	128,3
2021	856,9	231,4	132,8
2022	878,0	237,1	136,1
2023	897,3	242,3	139,1
Acréscimo (Mt)			
2013-2023	245,17	66,19	38,00
Variação (% a.a.)			
2013-2018	3,5		
2018-2023	3,0		
2013-2023	3,2		

Nota: Admitiu-se que uma tonelada de cana-de-açúcar origina 270 kg de bagaço e disponibiliza 155 kg de palha e ponta para uso [140].
 Fonte: EPE

3.3 Potencial técnico de exportação de energia elétrica 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, também presente nos PDEs anteriores; e (2) a curva de conversão baseada no comportamento histórico do setor.

Inicialmente, foi realizado um levantamento das usinas de biomassa de cana que venceram os leilões de energia de reserva de 2008, 2010, 2011 e 2013, o leilão de fontes alternativas 2010 e os leilões A-3 e A-1 realizados em 2009. 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 75,2kWh/t cana processada.

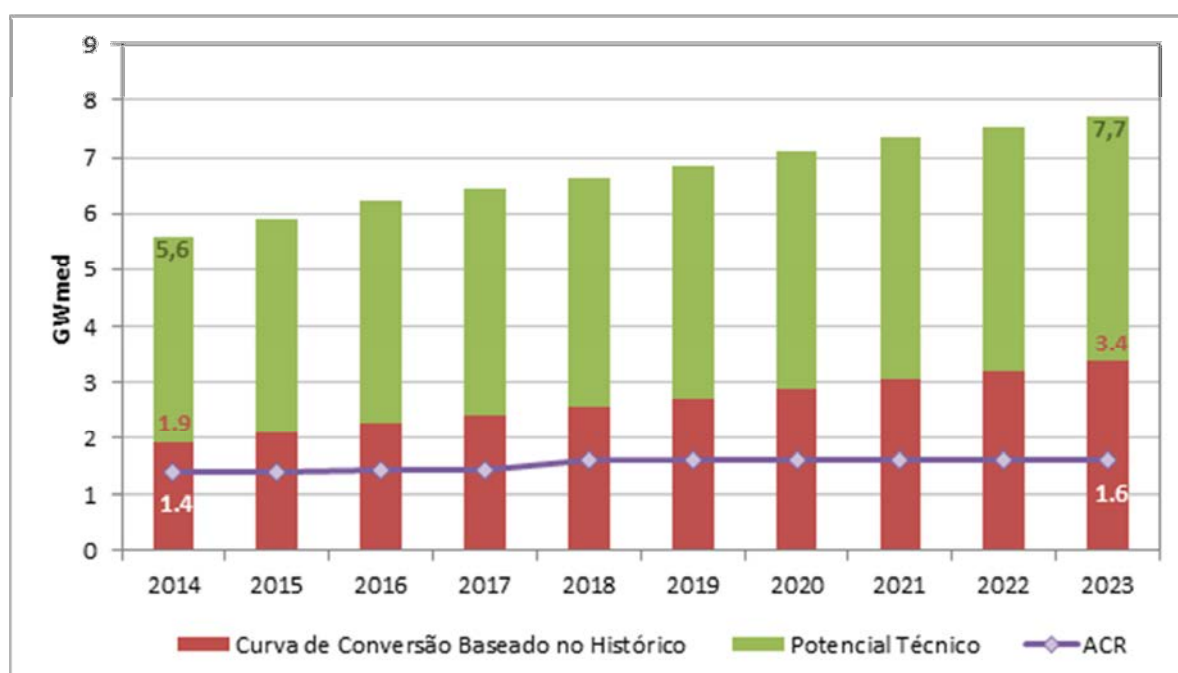
O cálculo do potencial técnico de exportação de energia elétrica oriunda dessa fonte que poderia ser exportado ao SIN fundamentou-se na premissa de que todo o bagaço gerado no processamento da cana colhida para produção de açúcar e etanol seria utilizado para geração de energia elétrica (seja para autoconsumo, seja para exportação). A aplicação do fator médio de exportação de eletricidade previamente calculado (75,2 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 Sistema Interligado Nacional.

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 2013, 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 (kWh/tc) à quantidade de cana estimada para cada ano, obteve-se uma curva mais moderada para o decênio.

O Gráfico 139 a seguir 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 situa-se em torno de 6 GWmed em 2023.

Pode-se também observar que, de acordo com o estudo, o aproveitamento do bagaço de cana em 2023 poderá ofertar ao SIN um valor entre 1,6 GWmed e 7,7 Gwmed.

Gráfico 139 – Energia contratada x potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço



Fonte: Elaboração EPE

A estimativa do potencial técnico de aproveitamento das palhas e pontas considera que esta biomassa estará disponível apenas para as usinas da região Centro-Sul¹⁵⁹, 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 distintos, encontrados na literatura: 500 [135] e 787,5 kWh/tonelada de palha e pontas [153]. Os resultados indicam que o potencial técnico de exportação de energia a partir destas biomassas seriam de 7,0 Gwmed e 11,8 Gwmed, respectivamente, ao fim do período decenal.

¹⁵⁹ As usinas do Centro-Sul processaram cerca de 90% do total de cana do Brasil na safra 2013/2014.

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 para a 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 cana, não somente em virtude do aumento da produção de açúcar e álcool, que proporcionará uma oferta crescente de biomassa residual de cana, como também através da modernização das usinas sucroalcooleiras, no que tange à produção de energia elétrica.

Através dos resultados dos leilões de energia, é possível observar a inserção da energia da biomassa da cana-de-açúcar na matriz elétrica nacional. Nos certames de energia nova e, principalmente, nos de energia de reserva, há agentes vencedores cuja matéria-prima é o bagaço de cana. Apesar disso, a entrega de energia advinda desta fonte não tem atendido o montante contratado em grande parte dos acordos firmados no ambiente regulado, conforme documento elaborado pela EPE [150]. A geração aquém do nível contratado nos leilões afeta a credibilidade da oferta de energia associada a usinas de biomassa, com efeitos negativos sobre a segurança do abastecimento, apesar de eventuais problemas agrícolas.

Soma-se a este fato a crescente participação das usinas eólicas na matriz nacional. Nos últimos anos, a melhoria da eficiência destas turbinas, dentre outros fatores, fizeram com que seu preço por MWh gerado se tornasse muito competitivo e que elas tivessem melhor desempenho que as usinas de biomassa, quando participando dos mesmos leilões de energia.

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 2023, haveria cerca de 7,7 GWmed disponíveis para comercialização.

Este valor poderia ser ainda maior, caso se considerasse a participação 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 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.

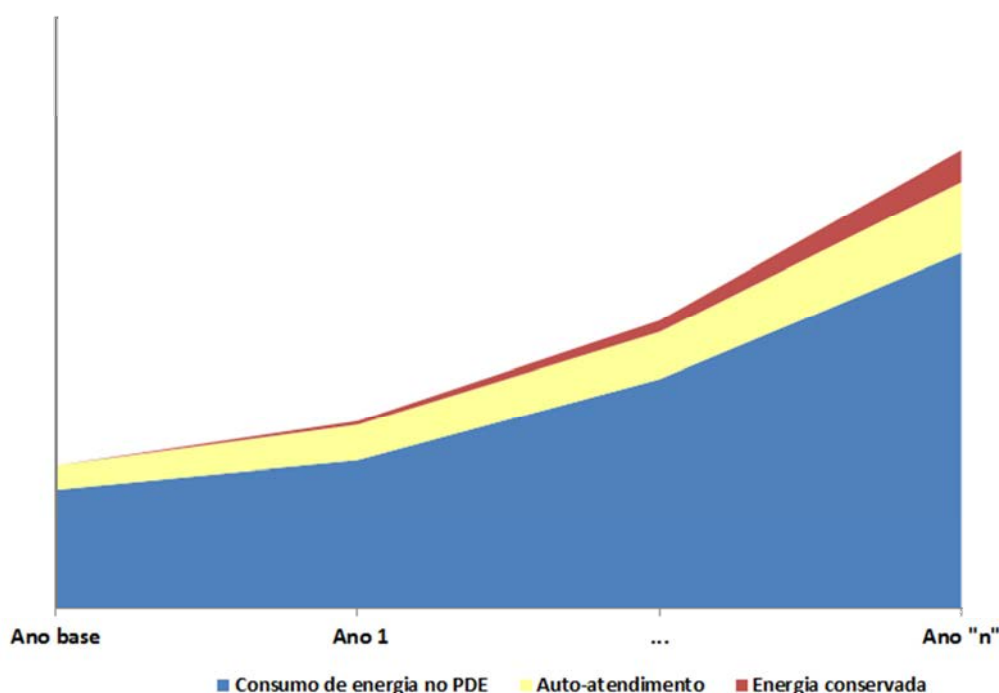
Dentre os principais fatores que inibem a maior contribuição da bioeletricidade no cenário nacional, destaca-se a localização de algumas usinas, longe dos pontos de distribuição de energia. Adicionam-se os problemas de licenciamento – por descasamento entre os prazos de leilões e as respostas dos órgãos responsáveis, e o reduzido prazo de outorga.

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 34.

Figura 34 – Representação esquemática da projeção da demanda de energia



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, 2013. 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 2023, 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 recentemente publicado 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 2023.

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 recentemente 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 qualificada¹⁶⁰ (ANEEL, 2012b). Contudo, o CONFAZ orientou aos estados que a energia compensada seja também tributada.

2. Principais resultados agregados

2.1 Ganhos de eficiência energética

Na Tabela 157 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 158.

Tabela 157 – Consumo final de energia e eficiência energética

Consumo ⁽¹⁾	2014	2018	2023
	mil tep		
Consumo potencial, sem conservação	255.777	310.193	370.578
Energia conservada	1.280	8.358	19.228
Energia conservada, %	0,5	2,7	5,2
Consumo final, considerando conservação	254.497	301.835	351.350
Energia conservada por setor	mil tep		
Setor industrial ⁽²⁾	729	4.246	9.327
Setor transporte	346	2.683	7.150
Setor serviços	74	383	828
Setor residencial ⁽³⁾	91	876	1.571
Setor agropecuário	40	170	352

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

¹⁶⁰ Cogeração Qualificada: Atributo concedido a cogeradores 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 158 – Consumo de energia elétrica e eficiência energética

Consumo ⁽¹⁾	2014	2018	2023
	GWh		
Consumo potencial, sem conservação	539.111	667.721	834.643
Energia conservada	3.906	25.943	54.222
Energia conservada, %	0,7	3,9	6,5
Consumo final, considerando conservação	535.205	641.778	780.421
Energia conservada por setor	GWh		
Setor industrial ⁽²⁾	1.907	10.811	25.108
Setor transporte	20	128	325
Setor serviços	861	4.457	9.623
Setor residencial ⁽³⁾	1.056	10.183	18.272
Setor agropecuário	62	364	894

Notas: (1) Inclui autoprodução.
 (2) Inclui setor energético.
 (3) Compreende domicílios urbanos e rurais.
 Fonte: EPE

Como se considerou como base o ano de 2013, o efeito da conservação de energia foi contabilizado a partir de 2014. Observe-se ainda que, a partir dessas informações, pode-se projetar a eficiência energética no consumo de combustíveis em 19 milhões de tep em 2023. O volume de combustível poupado nesse mesmo ano, se expresso em barris equivalentes de petróleo, é de cerca de 390 mil barris por dia, ou aproximadamente 20% da média do consumo de petróleo no País em 2013.

Nessas condições, a energia elétrica conservada em 2023, 54 TWh, corresponde à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 13.000 MW, equivalente a 1,5 UHE de Tucuruí I e II.

Outra forma de avaliar a importância ou o impacto da eficiência energética nas projeções de consumo é a apresentada na Tabela 159, na qual se indica, para cada setor, a proporção dos ganhos de eficiência obtidos no ano de 2023 e o incremento de consumo no horizonte decenal. A eficiência energética intrinsecamente considerada nas projeções do consumo representam 18% do aumento da demanda de combustíveis, 21% do aumento da demanda de eletricidade e 19% do aumento da demanda energética total.

Tabela 159 – Eficiência energética e aumento da demanda

Setor	Energia conservada em 2023 / Aumento do consumo entre 2013 e 2023		
	Eletricidade (%)	Combustíveis (%)	Energia Total (%)
Indústria ⁽¹⁾	24	21	22
Transportes	26	17	17
Serviços	9	0	7
Residencial ⁽²⁾	27	0	20
TOTAL	21	18	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 160.

Tabela 160 – Indicadores do consumo de energia

Indicador	2014 sem conservação	2023	
		sem conservação	com conservação
Energia total			
Intensidade, tep/ R\$ mil de 2010	61,6	60,6	57,5
Consumo per capita, tep/hab	1,26	1,71	1,62
Eletricidade			
Intensidade, kWh / R\$ mil de 2010	130,4	136,6	127,7
Consumo per capita, kWh/hab	2.648	3.853	3.603
Consumo residencial médio mensal, kWh/mês/cons.	169	219	200

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 energético¹⁶¹ 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 segmento 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 (2014-2023). Na Tabela 161 é apresentado o consumo específico de energia para os segmentos industriais selecionados.

Tabela 161 – Setor industrial: consumo específico de energia

Segmento	2014	2018	2023
	tep/t		
Cimento	0,076	0,075	0,073
Ferro-Gusa e Aço	0,481	0,468	0,453
Ferro-Ligas	1,754	1,708	1,652
Papel e Celulose	0,406	0,401	0,392

Nota: Inclui a conservação de energia.
Fonte: EPE

¹⁶¹ 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 162. Considerou-se a participação de todas as fontes energéticas, inclusive eletricidade, utilizadas especialmente para aquecimento direto e calor de processo.

Tabela 162 – Setor industrial: consumo de energia e eficiência energética

Discriminação	2014	2018	2023
Consumo	mil tep		
Consumo sem conservação	117.988	145.978	173.057
Energia conservada	729	4.246	9.327
Energia conservada (%)	0,6	2,9	5,4
Consumo com conservação	117.259	141.732	163.730
Intensidade energética	tep/R\$ milhões de 2010		
Sem conservação	102	105	101
Com conservação	102	102	95

Nota: Inclui o setor energético
Fonte: EPE

Projeta-se, para o agregado industrial, conservação de 5,4 % em relação à demanda de energia final prevista para 2023, equivalente a aproximadamente 9,3 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 163 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 163 – Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência energética

Discriminação	2014	2018	2023
Consumo	GWh		
Consumo sem conservação	249.638	310.403	381.616
Energia elétrica conservada	1.907	10.811	25.108
Energia elétrica conservada (%)	0,8%	3,5%	6,6%
Consumo com conservação	247.731	299.592	356.508
Intensidade elétrica	kWh/R\$ mil de 2010		
Sem conservação	218	222	222
Com conservação	216	215	207

Nota: Inclui o setor energético
Fonte: EPE

Projeta-se, para o agregado industrial, conservação de 6,6% em relação à demanda de eletricidade prevista para 2023, equivalente a aproximadamente 25 TWh ou à geração de uma usina hidroelétrica de cerca de 6 MW, potência comparável à duas usinas de Paulo Afonso IV, no Rio São Francisco e uma usina de Estreito, no Rio Grande.

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-base¹⁶² à projeção da atividade de transporte por modal¹⁶³.

Os ganhos de eficiência calculados para o setor de transportes são apresentados na Tabela 164.

Tabela 164 - Setor de transportes: consumo de energia e eficiência energética

Consumo	2014	2018	2023
	mil tep		
Consumo sem conservação	89.695	109.448	133.559
Energia conservada	346	2.683	7.150
Energia conservada (%)	0,4	2,5	5,4
Consumo com conservação	89.349	106.765	126.409

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

¹⁶² Por isso, o “consumo sem conservação” também é chamado “consumo com intensidade energética congelada”.

¹⁶³ 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.

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 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 165.

Tabela 165 – 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	6,8	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, 2014), além de dados de potência e tempo de uso, disponibilizados pelas concessionárias de energia elétrica. Na Tabela 166 são apresentados os resultados obtidos para o setor residencial.

Tabela 166 – Setor residencial: consumo de eletricidade e eficiência energética

Consumo	2014	2018	2023
	GWh		
Consumo sem conservação	131.039	165.062	208.207
Energia conservada	1.056	10.183	18.272
Energia conservada (%)	0,8	7,3	8,8
Consumo com conservação	129.983	154.879	189.934

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 (cozimento). 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. 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 6,4 TWh em 2023. 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 10% em 2023, 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 2 milhões de residências entre 2011 e 2014, meta da segunda 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 2023. A energia conservada foi calculada em 4,7% do consumo projetado em 2023, reduzindo o consumo final em aproximadamente 9,6 TWh nesse ano. Observa-se uma leve queda da "intensidade elétrica", conforme apresenta a Tabela 167.

Tabela 167 – Setor de serviços: consumo de energia elétrica e eficiência energética

Discriminação	2014	2018	2023
Consumo (GWh)			
Consumo sem conservação	129.988	158.480	203.122
Energia conservada	861	4.457	9.623
Energia conservada (%)	0,7	2,8	4,7
Consumo com conservação	129.127	154.023	193.499
Intensidade elétrica (kWh/R\$ mil de 2010)			
Sem conservação	54,9	56,5	57,9
Com conservação	54,5	54,9	55,1

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 4,3% do consumo projetado em 2023, reduzindo o consumo final para aproximadamente 828 mil tep nesse ano, conforme apresentada na Tabela 168.

Tabela 168 – Setor de serviços: consumo de energia e eficiência energética

Discriminação	2014	2018	2023
Consumo (mil tep)			
Consumo sem conservação	12.434	15.089	19.211
Energia conservada	74	383	828
Energia conservada (%)	0,6	2,5	4,3
Consumo com conservação	12.360	14.706	18,383
Intensidade energética (tep/R\$ milhões de 2010)			
Sem conservação	5,3	5,4	5,5
Com conservação	5,2	5,2	5,2

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 3% ou 352 mil tep em 2023 (Tabela 169), sendo que o grande potencial de economia está concentrado no óleo diesel, com 60% e a eletricidade com apenas 25%.

Tabela 169 – Setor agropecuário: consumo de energia e eficiência energética

Discriminação	2014	2018	2023
Consumo (mil tep)			
Consumo sem conservação	10.948	11.839	13.073
Energia conservada	40	170	352
Energia conservada (%)	0,4%	1%	3%
Consumo com conservação	10.908	11.669	12.721

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 fotovoltaica¹⁶⁴, para as classes residencial e comercial, foram adotadas as seguintes premissas:

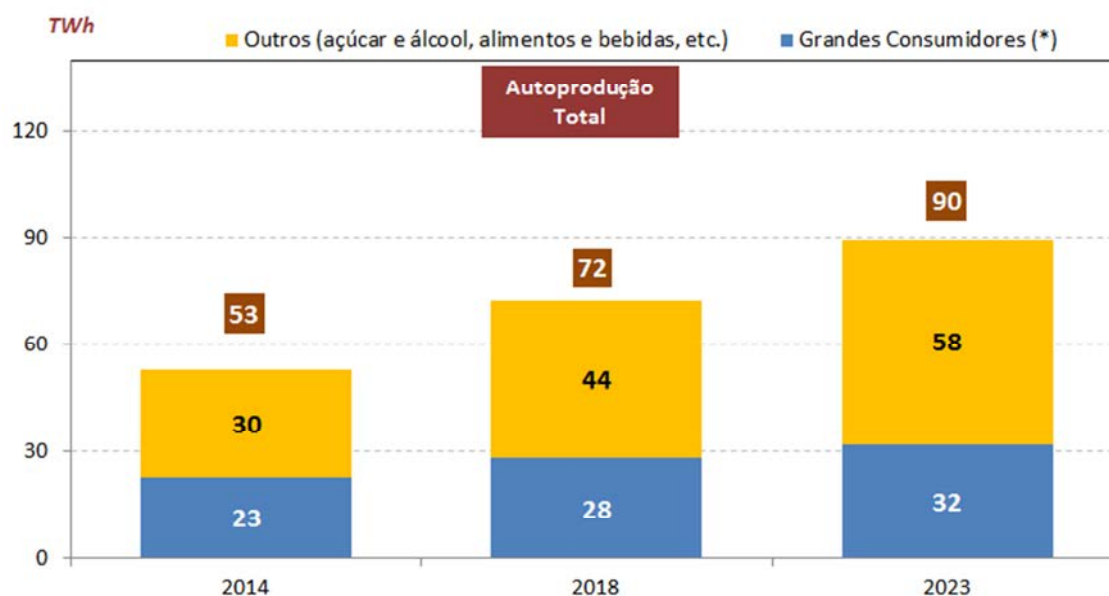
- A partir de dados de consumo de energia elétrica (SIMPLES/EPE), limitou-se o mercado potencial no ano base como residências que consomem acima de 400 kWh/mês e uma parcela da classe comercial na baixa tensão;
- Considera-se que 55% dos telhados de residências que possuem padrão de consumo descrito acima possuem características que possibilitam a implementação do painel. A condição assumida aqui é de que o domicílio seja do tipo casa, e que seja própria. Esta abordagem é utilizada por Konzen (2014), ao considerar que: 1) no caso de apartamentos, a instalação é dificultada em função da cobertura do edifício nem sempre estar disponível, além de oferecer restrições contratuais por ser uma área comum; e 2) domicílios alugados ou cedidos dificilmente irão receber uma instalação fotovoltaica por se tratar de um investimento de longo prazo e de difícil transferência para outro imóvel. O valor de 55% foi levantado com base nos dados do Censo IBGE 2010;.
- Para projetar o número de consumidores elegíveis, admite-se que o consumo médio por unidade consumidora permanecerá constante no horizonte.

No horizonte decenal, estima-se que a geração distribuída (grande e pequeno porte) permita reduzir o consumo do SIN, em um total de 91 TWh em 2023:

- Em sistemas de pequeno porte: 0,87 TWh em 2023, devido à penetração de sistemas de geração solar fotovoltaica nas classes residências e comerciais.
- Em sistemas de grande porte : estima-se que em 2023, 90 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.

¹⁶⁴ 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=>

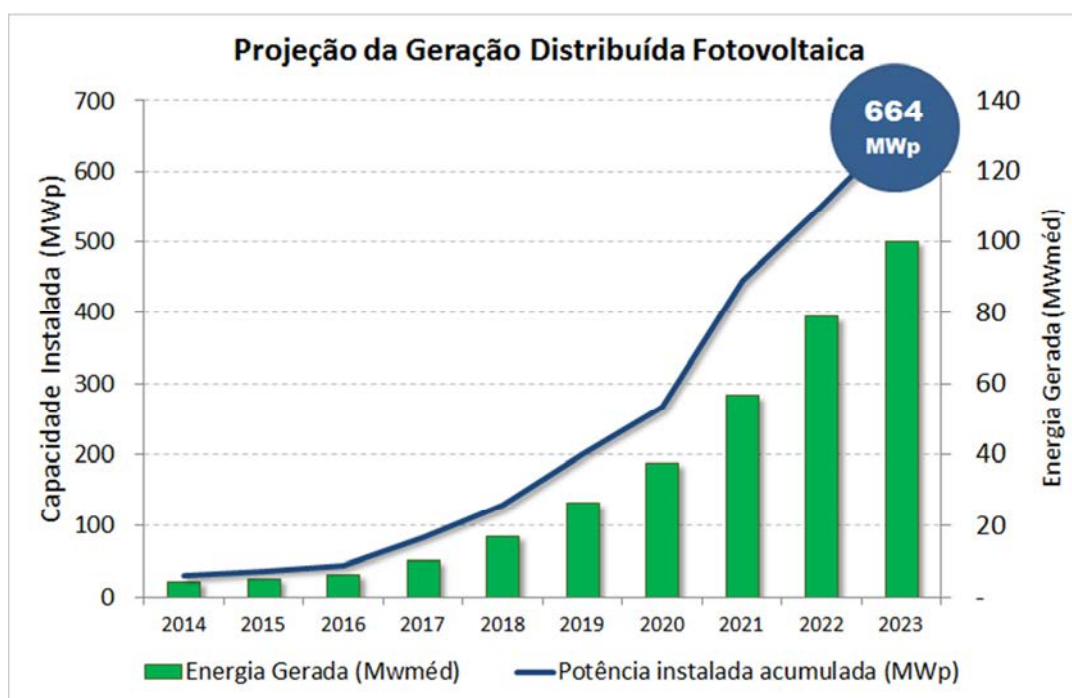
Figura 35 – Autoprodução de eletricidade



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 na Figura 36.

Figura 36 – Evolução de capacidade instalada e energia gerada



Fonte: EPE

Ressalta-se que o resultado estimado é inferior ao publicado no PDE 2022 (219 Mwméd em 2022) em virtude de uma mudança na tributação da geração distribuída, orientada pelo CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária em 2013, que diminuiu a atratividade do investimento e levou a uma projeção mais conservadora.

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 91 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 12% ao final do horizonte. Prevê-se um crescimento da autoprodução nos próximos 10 anos, em torno de 5,4% ao ano, em média.

Na Tabela 170 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 12% do consumo de eletricidade e 2% do consumo energético total em 2023.

O montante da geração distribuída no final do horizonte decenal, ou seja, 91 TWh, corresponderá a algo equivalente à soma das energias asseguradas das duas maiores usinas hidroelétricas atualmente existentes no país: Itaipu (incluindo a parcela Paraguai) e Tucuruí I e II.

Tabela 170 – Brasil: eficiência energética e geração distribuída

Energia Total (mil tep)	2014	2018	2023
Consumo sem conservação	255.777	310.193	370.578
Energia conservada	1.280	8.358	19.228
Energia conservada (%)	0,5	2,7	5,2
Consumo com conservação	254.497	301.835	351.350
Autoprodução	4.573	6.177	7.714
Fotovoltaica	3	13	75
Consumo atendido por GD (%)	2	2	2
Energia elétrica (GWh)			
Consumo sem conservação	539.111	667.721	834.643
Energia conservada	3.906	25.943	54.222
Energia conservada (%)	0,7	3,9	6,5
Consumo com conservação	535.205	641.778	780.421
Autoprodução	53.171	71.825	89.703
Fotovoltaica	37	149	877
Consumo atendido por GD (%)	10	11	12

Fonte: EPE

X – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

Como nos ciclos de planejamento anteriores, o conceito de sustentabilidade orientou as premissas e critérios utilizados na análise socioambiental do PDE 2023. Sendo assim, 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 2023 compreende:

- *a análise das emissões de gases de efeito estufa (GEE)*, decorrentes da oferta de energia adotada no PDE 2023. 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 PDE 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 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 dessa expansão como um todo.

1. Premissas, critérios e procedimentos

Para o desenvolvimento da análise socioambiental foram consideradas as seguintes premissas:

- atendimento às metas de emissão de GEE estabelecidas para o ano 2020;
- opção por projetos que evitem áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental;
- preferência por projetos que apresentem menores impactos e maiores benefícios sociais, ambientais e econômicos.

A abordagem metodológica adotada é diferenciada para cada fonte energética em razão de suas particularidades. Neste PDE 2023 foi considerada a mesma metodologia utilizada no PDE 2022.

1.1 Emissões de GEE

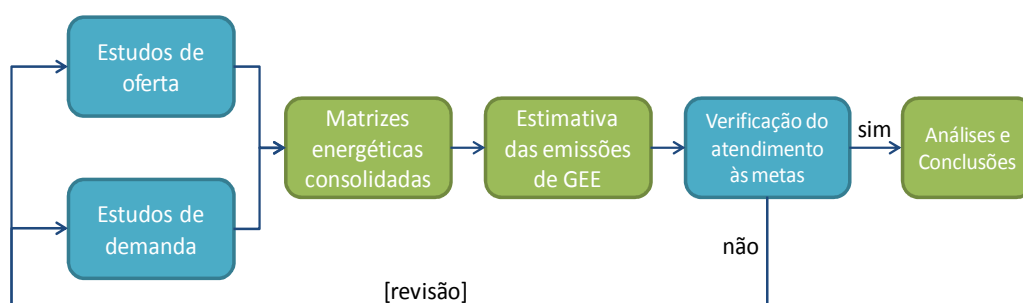
No que se refere às emissões antrópicas de GEE devidas à produção e ao uso da energia, a análise abrangeu o Plano como um todo, considerando:

- o consumo final de energia nos diversos setores da economia, a saber: 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 [250][251], 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 energia¹⁶⁵. A Figura 37 apresenta o encadeamento dos procedimentos para a projeção das emissões de GEE.

¹⁶⁵ 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). A geração termelétrica nesses sistemas é muito pequena, sobretudo após a interligação dos sistemas Manaus e Macapá, pelo que 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. Por esse motivo, tais emissões não são contabilizadas. 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 as contribuições de montante, entre outros fatores. Nesse contexto, está em andamento o projeto de P&D estratégico denominado BALCAR – Balanço de Carbono em Reservatórios Hidrelétricos, coordenado pelo CEPEL e que conta com a participação de várias instituições de pesquisa, além do apoio da ANEEL e MME.

Figura 37 – 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 [250]. Como a matriz consolidada tem como unidade-padrão a tonelada equivalente de petróleo – tep, os fatores foram convertidos para a unidade $\text{tCO}_2\text{eq}/10^3\text{tep}$. Todos os resultados finais são expressos em MtCO_2eq (milhões de toneladas de CO_2 equivalente).

1.2 Energia elétrica

A análise socioambiental das usinas hidrelétricas (UHEs) compreendeu a avaliação processual, na qual é estimado o ano possível para entrada em operação de cada um dos projetos em estudo, e a avaliação socioambiental, que considera os potenciais impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHEs previstas na expansão decenal.

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. Destaca-se a inclusão da solar, abordada pela primeira vez no PDE.

A análise socioambiental da expansão termelétrica foi incorporada na análise integrada do PDE 2023 e, em adição, foram calculadas as emissões de GEE, com base na simulação da operação dessas usinas no SIN.

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, tem como referência o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transportes Dutoviário (PEMAT) e foi incorporada na análise integrada.

Para os biocombustíveis efetuou-se a caracterização da produção e a análise socioambiental da expansão do etanol e do biodiesel. Com relação ao etanol, especificamente, 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 tem como objetivo a avaliação qualitativa das principais interferências associadas ao conjunto de projetos do setor de energia sobre as sensibilidades socioambientais mais representativas das regiões brasileiras. Como resultado a análise indica 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 UNFCCC¹⁶⁶, 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.

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 [220] promulgada naquele mesmo dezembro que, entre outras providências, instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e pelo Decreto nº 7.390/10 [221][225].

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 (cf. art. 3º do Decreto nº 7.390/10)¹⁶⁷. [221]

¹⁶⁶ Sigla em inglês da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (*United Nations Framework Convention on Climate Change*).

¹⁶⁷ 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

Desde então, os Planos Decenais de Energia têm entre seus objetivos¹⁶⁸ 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 Estufa¹⁶⁹ [258]. A Tabela 171 resume os valores considerados.

Tabela 171 – 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.

2.1 Projeção

A Tabela 172 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.

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.

¹⁶⁸ Outros objetivos são: segurança energética no atendimento da demanda, modicidade de preços e tarifas e universalização do acesso à energia.

¹⁶⁹ 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.

Tabela 172 – Brasil: evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia

Setores ⁽¹⁾	2014	2017	2020	2023
	MtCO ₂ eq			
Setor Elétrico ⁽²⁾	64	53	63	73
Sistema Interligado Nacional	45,0	29,6	31,2	37,5
Autoprodução	18,9	23,1	31,5	35,1
Setor Energético	29	40	52	57
Residencial	18	19	20	21
Comercial	2	2	3	3
Público	1	1	1	1
Agropecuário	18	19	21	22
Transportes	224	253	278	306
Industrial	106	123	135	145
Emissões fugitivas ⁽³⁾	21	26	29	33
TOTAL	483	537	601	660

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. Não incluem emissões nas minas de carvão.

Fonte: EPE

Cabe ressaltar que o total de emissões ao longo do horizonte decenal é crescente, refletindo a perspectiva de crescimento econômico do país. No entanto, comparando-se os resultados da Tabela 172 com aqueles publicados no PDE 2022, observa-se uma queda substancial no total de emissões ao longo de todo o horizonte, atingindo 601 MtCO₂eq em 2020, o que corresponde a 42 MtCO₂eq a menos que a projeção anterior para o mesmo ano. Os principais fatores que explicam essa redução são:

- Revisão do cenário macroeconômico, que resultou em queda da demanda energética e consequente redução das emissões de GEE;
- Queda de emissões no setor elétrico, sobretudo na rubrica autoprodução;
- Queda de emissões no setor industrial, principalmente na produção de ferro-gusa e aço.

A queda nas emissões da autoprodução, de 49,8 para 31,5 MtCO₂eq em 2020, decorre da saída da etapa petroquímica do COMPERJ do horizonte decenal, provocando uma redução considerável no consumo estimado de gás natural.

No Sistema Interligado Nacional, as emissões começam altas em 2014, superando em 15,7 MtCO₂eq as estimativas do PDE 2022. 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. Nos quatro anos seguintes, esse efeito é gradualmente atenuado, o que provoca uma redução das emissões do SIN. A partir de 2019, o sistema se estabiliza e as emissões voltam a subir acompanhando o cenário econômico, embora as emissões no final do horizonte estejam abaixo das estimativas de 2014.

No SIN ainda 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

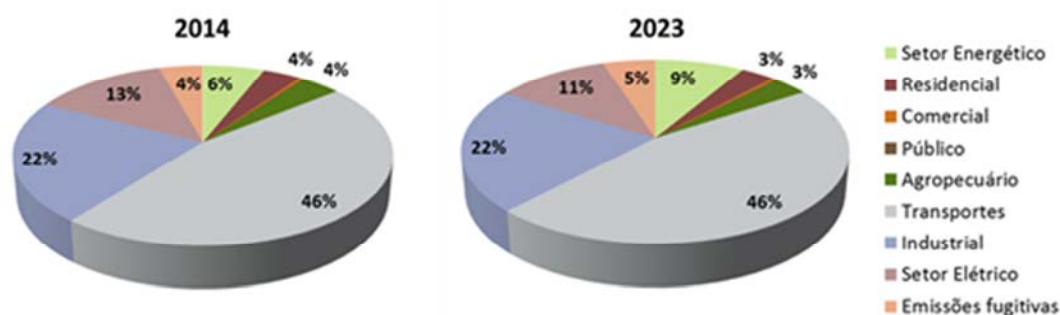
horizonte, a participação das outras renováveis compensa essa questão e permite que a geração elétrica a partir de renováveis atinja 90% em 2023.

Já no setor industrial, a redução em relação ao PDE 2022, de 161 para 143 MtCO₂eq, é explicada em grande parte pela revisão do cenário de expansão da produção física da indústria de ferro-gusa e aço. Assim, espera-se um crescimento mais tímido do que o previsto no cenário do PDE 2022, o que provoca queda no consumo de carvão mineral e coque de carvão mineral e, consequentemente, nas projeções de emissões desse setor ao longo de todo o horizonte. Neste PDE 2023, as emissões do setor industrial como um todo crescem cerca de 37% no horizonte decenal, atingindo 145 MtCO₂eq em 2023.

No setor de transporte, comparativamente ao cenário do PDE 2022, a tendência crescente da participação da gasolina no abastecimento de veículos leves até o ano 2020 acarreta aumento das emissões, mesmo que a frota projetada neste PDE 2023 seja inferior àquela do PDE 2022. No final do horizonte, no entanto, a tendência se reverte devido à expectativa de recuperação da indústria sucroalcooleira levando ao aumento da participação do etanol frente à gasolina. Tal fator, somado à redução na frota de veículos leves, a um maior ganho em eficiência ao longo do período de projeção e ao aumento do percentual de biodiesel no diesel mineral a partir de 2015, contribui com a queda das emissões do setor de transportes em comparação com o PDE 2022. A estimativa é que as emissões do setor cresçam cerca de 37% no período, atingindo 306 MtCO₂eq em 2023.

A análise da participação setorial no total de emissões permite avaliar as tendências de evolução das emissões de cada setor e serve como subsídio à formulação de políticas para mitigá-las. O Gráfico 140 apresenta a participação setorial nas emissões de GEE no início e no final do horizonte decenal.

Gráfico 140 – Participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia



Fonte: EPE

O Gráfico 140 mostra que os principais responsáveis pelas emissões de GEE na produção e consumo de energia são os setores de transportes e industrial, que respondem por 46% e 22% do total de emissões, respectivamente. Ao longo do horizonte, tais participações mantêm-se e estima-se que estes setores somados continuem respondendo por 68% das emissões em 2023. A expectativa é que a participação dos setores não varie significativamente ao longo do horizonte. A redução da participação do setor elétrico (queda na autoprodução) é absorvida pelas rubricas Setor Energético e Emissões Fugitivas, cujo aumento se deve ao aumento da produção e refino de petróleo ao longo do horizonte.

Tomando como base o segundo inventário brasileiro de emissões [258], o crescimento das emissões devido à produção e consumo de energia será de 101% entre 2005 e 2023.¹⁷⁰ Esse incremento é praticamente igual ao esperado para o consumo final energético (101,5%). Por essa razão, a intensidade de emissões ao final do horizonte será igual à verificada em 2005. Ao longo do horizonte, o comportamento é de queda da intensidade, saindo de 117 kgCO₂eq/mil R\$, em 2014, para 108 kgCO₂eq/mil R\$, em 2023.

Tabela 173 – Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia

Item	Unidade	2005	2020	2023
Emissões de GEE na produção e uso de energia	10 ⁶ tCO ₂ eq	329	601	660
PIB	R\$ bilhões [2010]	3.033	5.356	6.112
Consumo final energético	10 ⁶ tep	182,7	322,3	352,2
Intensidade de carbono no uso da energia	kgCO₂eq/tep	1.801	1.865	1.874
Intensidade de carbono na economia	kgCO₂eq/R\$ mil [2010]	108,5	112,2	108

Nota: A equivalência de CO₂ é dada pela métrica do GWP para 100 anos (CH₄=21 e N₂O=310).

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). Assim, pode-se afirmar que o objetivo do PDE 2023, no tocante às emissões de GEE, é atendido.

Vale ressaltar que, comparativamente a outros países, sobretudo os países com elevado desenvolvimento econômico e industrial, o Brasil possui perfil de emissões diferenciado. A matriz energética brasileira se destaca com uma participação de fontes renováveis que ultrapassa 40%, enquanto a média mundial foi de 13,2% em 2010, conforme a Agência Internacional de Energia. Na matriz elétrica, a participação de fontes renováveis é ainda mais expressiva. Em 2012, cerca de 85% da energia elétrica consumida no Brasil foi gerada a partir de fontes renováveis [235].

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 é justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz, a fim de garantir que as emissões decorrentes da produção e uso de energia continuem relativamente 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

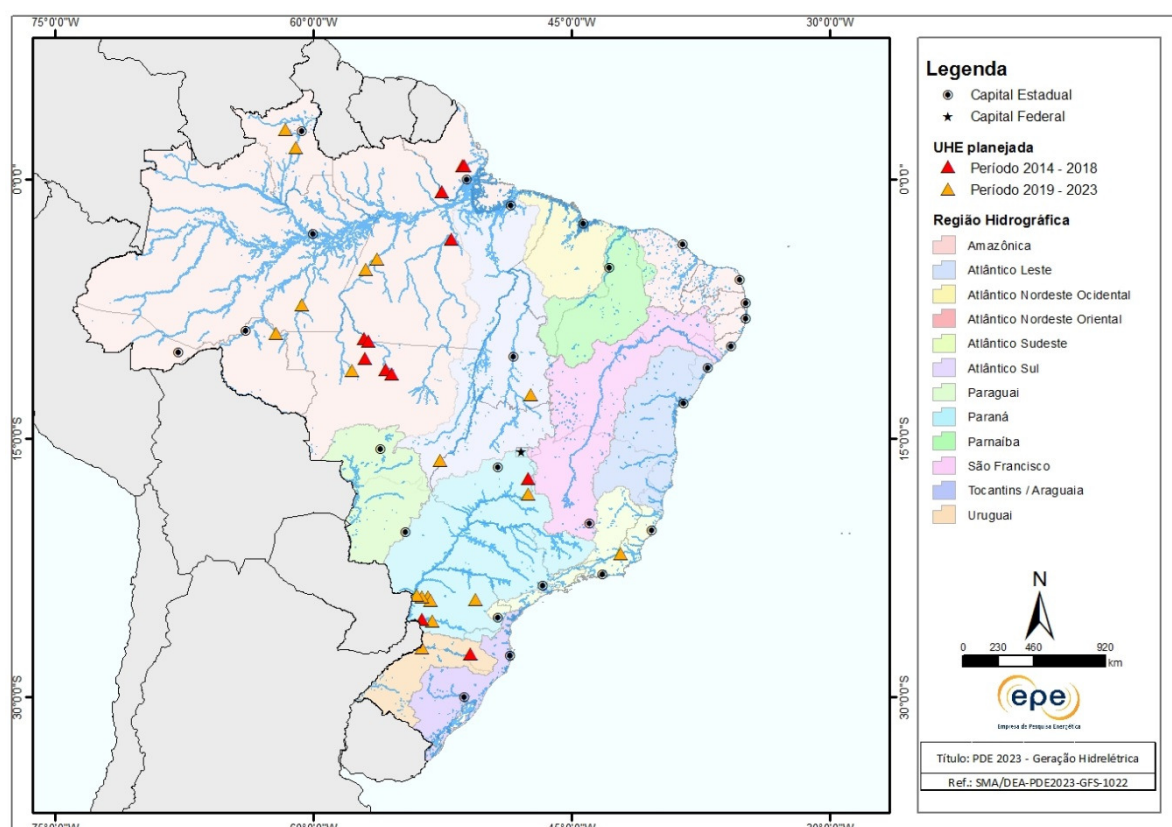
A expansão da oferta de energia elétrica no horizonte decenal prevê a implantação de 30 usinas hidrelétricas (UHEs) distribuídas por quase todas as regiões do país, totalizando um aumento de 30.555 MW na potência instalada do parque hidrelétrico brasileiro. No primeiro período (2014-2018)

¹⁷⁰ De acordo com o 2º inventário, em 2005 as emissões de GEE do setor energético foram de 329 MtCO₂eq.

estão previstas 12 UHEs, que somam 15.876 MW de potência instalada. Essas usinas já dispõem de Licença Prévia (LP), e passaram por avaliação de sua viabilidade técnica, econômica e ambiental e pelo leilão de expansão da oferta de energia, portanto estão em fase de implantação. Para o segundo período (2019-2023) estão planejadas outras 18 UHEs, somando 14.679 MW.

A Figura 38 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 (92%).

Figura 38 – Localização da usinas hidrelétricas planejadas no PDE 2023



Fontes: EPE, 2014; IBGE, 2009 [243] e ANA, 2012 [211].

Para o PDE 2023 foi mantida a metodologia da análise socioambiental de UHEs utilizada no ciclo de planejamento anterior, a qual é composta primeiramente por uma avaliação processual das UHEs [237] e, num segundo momento, por uma avaliação socioambiental das UHEs previstas no decênio [238].

Avaliação processual

A avaliação processual tem como objetivo estimar o ano possível para entrada em operação das UHEs, considerando os prazos necessários para o desenvolvimento dos estudos técnicos de engenharia e ambientais, para o licenciamento ambiental e para a construção da UHE. Nessa etapa só foram considerados os projetos candidatos para o período 2019-2023, uma vez que as UHEs do período 2014-2018 têm sua data de entrada em operação determinada pelo leilão 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 consideraram o tempo necessário para a emissão do termo de referência (TR) pelo órgão ambiental, para a conclusão do Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE) e do Estudo de Impacto Ambiental (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 situam também a maior parte das áreas protegidas, UC e TI, faz com que ocorram interferências entre UHEs planejadas e essas 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 de 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 18 UHEs analisadas no período 2019-2023, observa-se que 15 delas (83%) têm TR emitido pelo órgão ambiental. Sete usinas (39%) estão com o EIA/Rima finalizado, sendo que uma delas está em fase de atendimento das complementações solicitadas pelo órgão ambiental. Quatro usinas (22%) estão com o EIA/Rima em andamento e sete usinas (39%) estão iniciando ou ainda não iniciaram o EIA/Rima.

Avaliação socioambiental

A segunda etapa da análise socioambiental tratou da avaliação socioambiental das UHEs contempladas no PDE 2023. A avaliação considerou as características do projeto e da região de sua localização, atentando para os impactos e benefícios associados a cada UHE. Como na metodologia utilizada no ciclo de planejamento anterior, 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 174.

Tabela 174 – Indicadores da avaliação socioambiental de UHEs

Classificação	Indicadores
Impactos ambientais	perda de vegetação nativa
	transformação de ambiente lótico em lêntico
	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

Destaca-se que neste PDE o indicador de interferência em TI foi revisado considerando a distância das UHEs em relação às terras indígenas com base na Portaria Interministerial nº. 419/2011 [224], que regulamenta a atuação dos órgãos e entidades da administração pública federal envolvidos no licenciamento ambiental federal. Dessa maneira, o critério de avaliação do indicador foi ajustado para considerar a necessidade de realização de estudo de modo a avaliar a existência ou não de interferências em TIs, por UHEs situadas até 40 km na Amazônia Legal e por UHEs situadas até 15 km nas demais regiões. O critério de considerar interferência em TI quando uma parcela da TI é afetada diretamente pelo eixo ou reservatório da UHE foi mantido.

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. 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 141. 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.

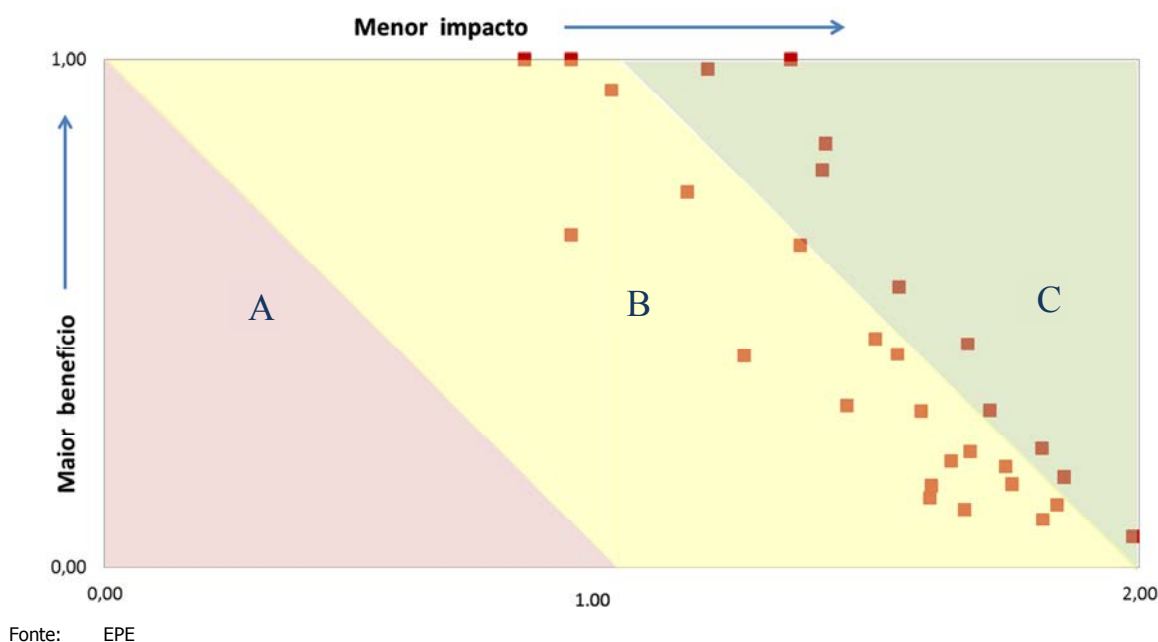
Há que se comentar que o gráfico apresentado possui limitações, pois considerando a complexidade de uma UHE, ele mostra a combinação apenas de algumas variáveis relacionadas aos impactos e aos benefícios de uma usina hidrelétrica. Destaca-se, por exemplo, que a avaliação não levou em consideração os 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 2019-2023 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 2023 estão representados no Gráfico 141.

Gráfico 141 – Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHEs do PDE 2023



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 2,00 no eixo horizontal. Os benefícios foram mensurados no eixo vertical, sendo mais altos quanto mais próximos do valor 1,00. 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).

Na faixa A, estão 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 30 UHEs previstas no PDE 2023, 67% estão situadas na faixa intermediária (região B), enquanto 33% estão na C. A avaliação socioambiental das UHEs do PDE 2023 não indicou nenhuma usina na região A.

Na parte superior do gráfico, destacam-se cinco 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 uma 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, 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 e por estarem em municípios mais estruturados, exercendo menor interferência na infraestrutura local. 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. 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 2023, conforme apresentado na Tabela 175, alguns resultados podem ser destacados. Ainda que a expansão hidrelétrica planejada seja predominantemente na Amazônia, região repleta de áreas protegidas, das 30 UHEs previstas na expansão decenal, apenas uma UHE interfere em UC de proteção integral e três 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 [263]. 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 a UC¹⁷¹. Observa-se ainda o empenho do MME no desenvolvimento de projetos diferenciados para usinas hidrelétricas localizadas em áreas preservadas: as usinas plataforma¹⁷².

¹⁷¹ 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.

¹⁷² 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 a implantação de UHEs em áreas de relevante sensibilidade ambiental.

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 ambiental¹⁷³ [224]; a instituição do cadastro socioeconômico da população atingida por empreendimentos de geração de energia elétrica¹⁷⁴ [226][227]; e o esforço para o estabelecimento dos procedimentos de consulta nos moldes da Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho – OIT¹⁷⁵ [225] e para a regulamentação do artigo 231 da Constituição Federal¹⁷⁶.

Conjuntamente, iniciativas vêm sendo tomadas de modo a incentivar o desenvolvimento regional das áreas de influência de usinas hidrelétricas. Um exemplo é o caso da UHE Belo Monte em que foi estabelecida no edital do leilão da usina a obrigação de o vencedor destinar verba para ações de desenvolvimento regional. As ações foram definidas por um comitê criado por Decreto¹⁷⁷, com a participação de entes governamentais e da sociedade, no âmbito do Plano de Desenvolvimento Regional do Xingu [228].

Por último devem ser observados também os avanços em relação a procedimentos de mecanismos de participação da sociedade. Recentemente, a Política Nacional de Participação Social – PNPS e o Sistema Nacional de Participação Social – SNPS¹⁷⁸ foram instituídos com o objetivo de fortalecer e articular os mecanismos e as instâncias democráticas de diálogo e a atuação conjunta entre a administração pública federal e a sociedade civil [229].

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.

¹⁷³ Portaria Interministerial nº 419, de 26 de outubro de 2011 - 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.

¹⁷⁴ 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 analisados e aprovados os planos de trabalho dos aproveitamentos: AHE São Luiz do Tapajós, AHE Jatobá, AHE Tabajara, AHE Garabi e AHE Panambi.

¹⁷⁵ 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.

¹⁷⁶ 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.

¹⁷⁷ Decreto nº 7.340, de 21 de outubro de 2010, institui o Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável – PDRS do Xingu, o seu Comitê Gestor e dá outras providências. O PDRS do Xingu tem a finalidade de promover políticas públicas que resultem na melhoria da qualidade de vida da população que habita sua área de abrangência.

¹⁷⁸ Decreto nº 8.243, de 23 de maio de 2014 - Institui a Política Nacional de Participação Social – PNPS e o Sistema Nacional de Participação Social – SNPS. Conforme art. 4º são objetivos da PNPS, entre outros: consolidar a participação social como método de governo, promover a articulação das instâncias e dos mecanismos de participação social, aprimorar a relação do governo federal com a sociedade civil e desenvolver mecanismos de participação social nas etapas do ciclo de planejamento e orçamento.

A Tabela 175 sintetiza os principais indicadores socioambientais da expansão da geração hidrelétrica no decênio.

Tabela 175 – Indicadores socioambientais da geração hidrelétrica

AMBIENTAIS	
Área alagada, km ²	4.526 (0,053% do território nacional)
Área alagada por potência instalada, km ² /MW	0,15 (UHE existentes: 0,46 km ² /MW)
Perda de vegetação nativa, km ²	2.656 (0,053% da área da Amazônia Legal)
Perda de vegetação nativa por MW, km ² /MW	0,09
Nº de UHEs com interferência em UC de proteção integral	1 de 30 UHEs
Nº de UHEs com interferência em UC de uso sustentável	3 de 30 UHEs
SOCIOECONÔMICOS	
População diretamente afetada, hab.	aproximadamente 43 mil
População diretamente afetada por MW, hab./MW	1,4
Nº de UHEs que interferem diretamente em TI	nenhuma das 30 UHEs
Nº de UHEs situadas até 40 km de TI na Amazônia Legal e 15 km nas demais regiões	11 de 30 UHEs
Empregos diretos gerados no pico das obras ⁽¹⁾	95 mil
Empregos diretos gerados no pico das obras por MW, empregos/MW	3,1
Compensação financeira (média anual), R\$ milhões ^{(2) (3)}	447 (28% da compensação financeira paga em 2013 por todas as UHEs em operação)
Compensação financeira para os estados no decênio, R\$ milhões	1.787
Compensação financeira para os municípios no decênio, R\$ milhões	1.787
ISS gerado nas obras no decênio, R\$ milhões	1.562
Notas:	(1) Esse dado considera apenas os empregos gerados no período de pico das obras para 30 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 de outras fontes renováveis

O Brasil possui um perfil energético com potencial técnico promissor para adoção de estratégias voltadas para a utilização de fontes renováveis não tradicionais. Notadamente, as centrais eólicas, a energia solar, as centrais hidrelétricas de pequeno porte (PCHs) e a bioeletricidade, tratadas no capítulo III - Geração de Energia Elétrica como "outras fontes renováveis", são cada vez mais relevantes para o suprimento das demandas energéticas. Essas fontes contribuem com a diversificação da matriz elétrica, além de estarem usualmente relacionadas a projetos menos impactantes.

Observa-se que principalmente em decorrência do recente desenvolvimento tecnológico e de políticas públicas de incentivo, há um gradual incremento da participação dessas fontes na matriz energética nacional. Além disso, observa-se que a questão ambiental certamente é um dos argumentos mais importantes para a expansão da utilização dessas fontes nos últimos anos.

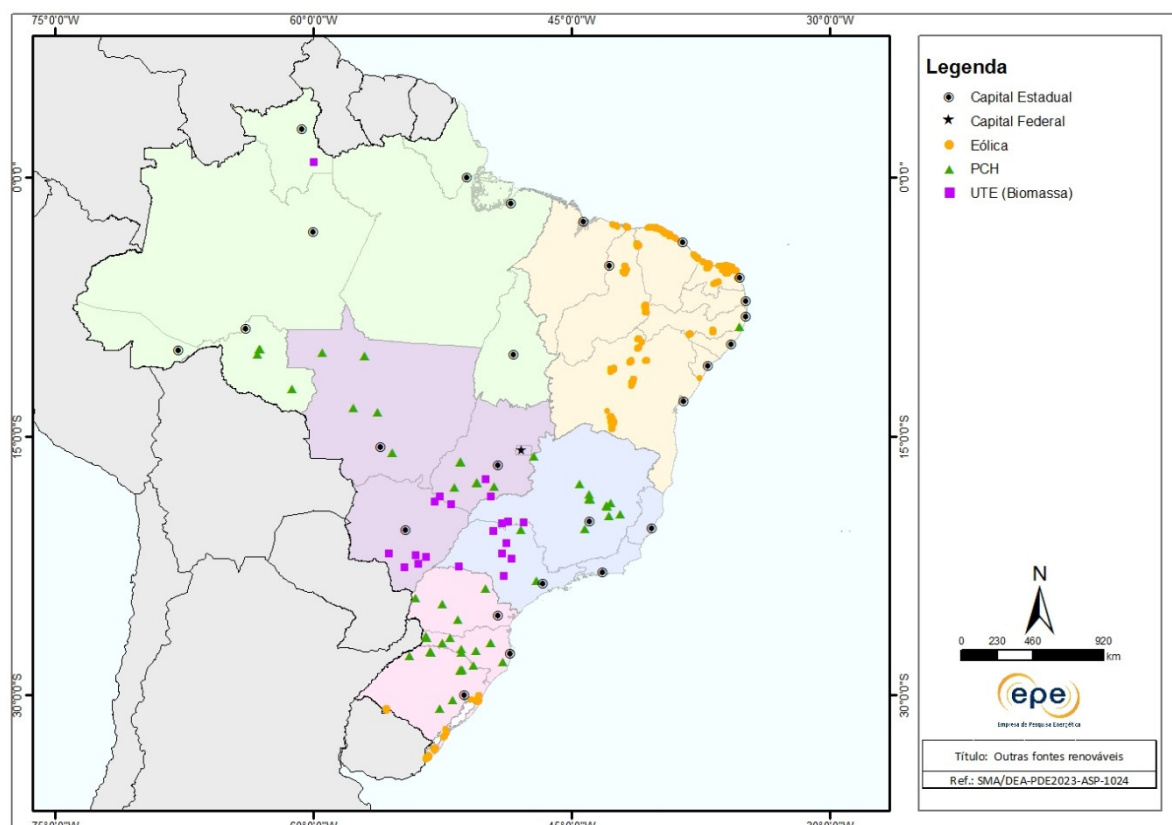
Neste panorama, as centrais eólicas e a energia solar assumem papéis de destaque no cenário energético nacional. Em especial porque geralmente tais projetos estão associados a impactos socioambientais menos expressivos se comparados aos de outras fontes convencionais. A essa vantagem somam-se o desenvolvimento de suas bases tecnológicas industriais e a experiência operativa desses tipos de fonte acumulada nos últimos anos em todo o mundo. As PCHs também aparecem como opção de energia renovável que quando comparadas às UHEs apresentam impactos menos expressivos. Outra alternativa interessante de energia, e que merece destaque no panorama nacional, é a geração por biomassa já que, além de aproveitar os resíduos da cana-de-açúcar, ainda pode ter sua eficiência energética potencializada através da cogeração em suas usinas.

A competitividade registrada nos leilões de expansão de oferta de energia demonstra que é possível uma inserção rápida dessas fontes renováveis na matriz elétrica brasileira. O atual estágio de desenvolvimento destas tecnologias permite ganhos de produtividade e de escala além de melhorias no desempenho técnico-econômico no Brasil.

Políticas e projetos que objetivam a promoção da utilização de outras fontes renováveis já estão sendo integrados às políticas tecnológicas, ambiental e energética do Brasil. Tais políticas beneficiam o país de maneiras diversas, tais como: ampliação do conhecimento técnico e da oferta de empregos; redução do custo de produção de eletricidade; aumento da oferta de energia com reduzidos impactos socioambientais; redução da emissão de gases do efeito estufa; complementaridade de fontes, e; fornecimento de energia sustentável em longo prazo.

A Figura 39 apresenta a localização dos projetos relacionados a outras fontes renováveis considerados no PDE 2023. Foram georreferenciados e mapeados os projetos em construção e já contratados nos últimos leilões de energia, cuja integração ao sistema se dará entre 2014 e 2018. Os projetos indicativos, como no caso da energia solar, não possuem local definido de instalação, apenas indicação por subsistema, por esta razão não foram mapeados.

Como pode ser observado, a expansão da geração eólica se concentra nas regiões Nordeste (em especial na faixa litôranea entre o Maranhão e o Rio Grande do Norte e no interior da Bahia e do Piauí) e na região Sul (predominantemente no litoral do Rio Grande do Sul, e na fronteira com o Uruguai). Na bioeletricidade, a expansão ocorre principalmente nos estados de São Paulo e Minas Gerais, na região Sudeste, e em Goiás e Mato Grosso do Sul, no Centro-Oeste, onde estão as maiores áreas produtoras de cana-de-açúcar. Por sua vez, as novas PCHs estão concentradas, principalmente, nas regiões Sul, Centro-Oeste e Sudeste, sobretudo Minas Gerais.

Figura 39 – Localização das fontes renováveis contratadas no horizonte de 2014 a 2018

Fontes: EPE, 2014; IBGE, 2009 [243].

O progressivo aumento da utilização de fontes renováveis é uma característica marcante nesse ciclo do PDE, em especial quando se analisa as tecnologias eólicas e solar na matriz elétrica brasileira. A participação dessas tecnologias atinge, respectivamente, 28% e 5% da expansão planejada para a matriz, considerando que a energia solar não foi contemplada no ciclo anterior do PDE.

A energia eólica tem assumido um importante papel como fonte de eletricidade já que agrega numerosas vantagens frente às energias tradicionais e mesmo em comparação a outras renováveis. Dentre as características mais atrativas em termos de planejamento energético, pode-se citar a implantação rápida e, em geral, o impacto reduzido na ocasião da construção dos parques eólicos.

Além disso, dois importantes atrativos merecem ser mencionados: a diminuição do investimento inicial para a implantação dos parques eólicos, em boa medida decorrentes da progressiva redução do custo dos equipamentos no mercado; e a complementaridade energética, fruto da possibilidade de gerar em períodos de seca. Outra vantagem é que a exploração eólica permite que o solo possa ter outros usos, possibilitando ao produtor rural obter uma fonte de renda extra. Seu caráter inovador favorece a dinâmica econômica com a criação de novos postos de emprego e de oportunidades de negócio nos diversos setores. Além dos pontos levantados, a energia 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.

Por outro lado, uma importante questão da expansão da energia eólica é a interferência dos projetos em áreas de relevante interesse socioambiental. Ressalta-se que o impacto mais evidente dos parques eólicos é a alteração na paisagem. Ao se analisar as regiões com grande potencial eólico, conclui-se

que os projetos podem interferir de forma expressiva na dinâmica socioeconômica de certos locais já que comprometeria o turismo, onde esta atividade é predominante.

A região Nordeste ilustra esse panorama, visto que a expansão ocorre no litoral, em locais de grandes beleza cênica e potencial turístico. Tais ambientes – não raro, campos de dunas ou faixas de praia – geralmente são sensíveis do ponto de vista socioambiental. Os parques eólicos também vêm ganhando espaço no interior de estados nordestinos, principalmente no Estado da Bahia, onde é verificada a implantação de empreendimentos nas linhas de cumeadas das serras ali existentes. A Serra do Espinhaço, feição geomorfológica de destaque que corta os estados de Minas Gerais e da Bahia, é detentora de grande parte deste potencial. A serra é uma região turística, com expressivas áreas de vegetação nativa preservadas e relevo dotado de grande beleza cênica.

Diante desse quadro, o grande desafio para a expansão dessa fonte é conciliar a preservação desses sítios especiais com a implantação de projetos. Para isso, é imprescindível ampliar as discussões técnicas e com a sociedade, promover estudos visando aumentar o conhecimento acerca dos impactos, assim como planejar de forma estratégica a expansão da fonte eólica. Outro desafio é a formação e treinamento de mão de obra capaz de atender aos anseios e prazos desse novo modelo de geração no Brasil, seja na construção dos novos parques de geração, seja na construção das linhas de transmissão em tempo compatível com o da construção dos parques eólicos.

Merece destaque a Resolução nº 462, de 24 de julho de 2014 [231] do Conselho Nacional de Meio Ambiente (Conama/MMA) que estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre. A regulamentação em nível federal de empreendimentos dessa natureza contribui para a clareza do processo de licenciamento ambiental.

A evolução das discussões sobre os aspectos ambientais relacionados à energia eólica e à regulamentação do processo de licenciamento é crucial para consolidar e aumentar a participação dessa fonte na matriz energética do país. Como avanço, vale mencionar estudos em andamento que tratam do mapeamento e o monitoramento do potencial eólico no país. Nessa linha também foram desenvolvidos estudos sobre a energia solar¹⁷⁹.

A energia solar, por sua vez, assume um importante papel na matriz elétrica brasileira nesse horizonte decenal. O incremento na expansão oriunda dos projetos solares previstos nesse Plano no final do horizonte decenal é superior à de fontes consolidadas como a biomassa e as PCHs. As consequências da inserção desse tipo de fonte no país, devido ao seu caráter inovador, ainda são pouco conhecidas em termos socioambientais.

A instalação dos parques solares está prevista nas regiões Nordeste, com 80% da geração, e Sudeste, com 20%. Dessa forma, a região que estará mais sujeita aos impactos dessa fonte está sob o domínio da Caatinga, bioma que ocupa 11% do território nacional e que vem sendo desmatado de forma acelerada. Embora ainda conte com pouca extensão de áreas protegidas, a Caatinga tem sido alvo de estudos para a criação de novas unidades de conservação. Já no Sudeste, as maiores preocupações

¹⁷⁹ No que diz respeito ao potencial eólico destaca-se a elaboração do Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA), que reúne dados sobre o sistema eólico existente, de modo a fundamentar os estudos necessários para a expansão do sistema elétrico. Em relação a fonte solar ressalta-se a publicação da Nota Técnica "Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira", cujo objetivo é subsidiar o Ministério de Minas e Energia no processo de decisão quanto à estratégia de inclusão da fonte solar na matriz de geração elétrica brasileira. Ambos disponíveis no site da EPE (<http://www.epe.gov.br>).

recaem em áreas sob o domínio da Mata Atlântica, bioma considerado altamente ameaçado devido à pressão da urbanização e à reduzida área remanescente de cobertura original.

Por outro lado, à semelhança da energia eólica, a inserção da tecnologia da energia solar na economia nacional tende a gerar novas oportunidades de emprego nos setores industriais e de serviços. Também há a possibilidade de arrendamento de terras para a instalação dos novos parques solares por parte dos pequenos agricultores. Tal prática pode ser importante para a economia no sertão nordestino.

A exploração do potencial da bioeletricidade tem trazido benefícios para o meio ambiente e contribuído para consolidar o modelo competitivo do setor elétrico. O investimento dos empreendedores em novas plantas e a readequação das antigas, com aquisição de maquinários mais modernos e adoção de procedimentos tecnologicamente adequados, tem garantido o atendimento aos requisitos ambientais em todo o processo produtivo.

Uma importante vantagem da geração a partir da biomassa é o fato de o setor já ter conhecimento e experiência sobre as medidas mitigadoras e/ou minimizadoras dos impactos socioambientais usualmente associados à sua geração. Além disso, o aproveitamento energético e racional da bioeletricidade tem permitido o desenvolvimento econômico de regiões menos favorecidas economicamente, por meio da criação de empregos e de geração de renda, reduzindo o problema do êxodo rural e a dependência externa de energia. Considerando o balanço de todo o processo, assim como as centrais eólicas, não há emissões de GEE na produção de bioeletricidade a partir da biomassa da cana-de-açúcar. Assim, também a bioeletricidade tem papel relevante na estratégia brasileira para atingir as metas de redução de emissões de GEE.

As PCHs têm contribuído de forma importante para exploração do potencial dos recursos hídricos do país. Em função de suas características técnicas e de sua menor área de inundação, seus impactos ambientais tendem a ser de menor magnitude quando comparados às grandes UHEs. Entretanto, atenção especial deve ser dada aos efeitos sinérgicos e cumulativos resultantes da concentração de PCHs em uma mesma bacia hidrográfica. A expansão está direcionada para as regiões Sul e Sudeste, onde já se concentram a maioria dos empreendimentos existentes. Diante desse quadro, é essencial adotar medidas necessárias para minimizar os efeitos decorrentes do barramento dos cursos d'água, como a alteração da biodiversidade aquática e da qualidade da água. O fato de essas regiões serem as mais populosas do país também acarreta a necessidade de tomar cuidados adicionais quanto aos conflitos de uso da terra e às interferências socioeconômicas.

3.1 Transmissão de energia elétrica

3.1.1 Hipóteses e critérios básicos

A análise socioambiental da expansão da transmissão neste PDE 2023 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 própria da análise aqui efetuada, não foram consideradas LTs com extensão inferior a 10 km nem os projetos de recapacitação e recondutoramento, por não implicarem constituição de novas faixas de servidão.

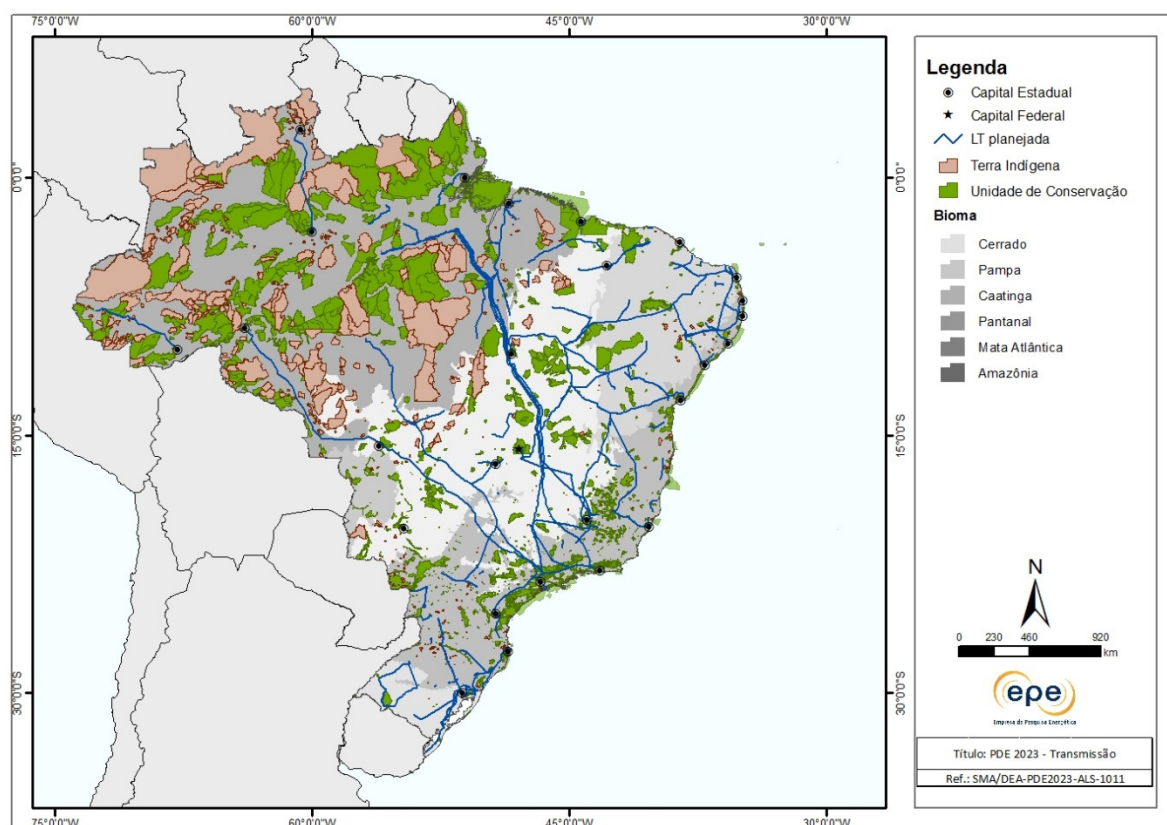
Dessa forma, a expansão aqui compreende, no horizonte decenal, 232 novas LTs a serem agregadas ao SIN, que perfazem uma extensão de aproximadamente 41.000 km. Desse conjunto de

empreendimentos, 217, ou mais de 90%, estão previstos para entrar em operação até 2018, ou seja, no primeiro quinquênio do horizonte decenal, dos quais metade (108) já foram licitados [212].

A Figura 40 apresenta a distribuição espacial dessas linhas, bem como a localização dos diferentes biomas encontrados no território nacional, as terras indígenas (TIs) e as unidades de conservação (UCs) de proteção integral e de uso sustentável.

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 Madeira, 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 e com grande extensão, destacam-se as interligações Tucuruí–Macapá–Manaus e com a Venezuela, a partir de Manaus.

Figura 40 – Linhas de transmissão previstas no PDE 2023 e áreas legalmente protegidas



Fontes: EPE, 2014; IBGE, 2009 [243]; Funai, 2014 [241] e MMA, 2014 [259].

A presente análise contempla a distribuição espacial das interligações previstas para entrar em operação nos próximos 10 anos e sua incidência nos biomas, em áreas legalmente protegidas (TIs e UCs), assentamentos rurais do Incra, áreas prioritárias para conservação da biodiversidade (APCBs), áreas com vegetação nativa e áreas com as seguintes categorias de uso e ocupação do solo: pastagem e agropecuária, agricultura, silvicultura, áreas urbanas e outras.

Para quantificação da incidência das LTs nessas áreas, considerou-se a área ocupada pelas respectivas faixas de servidão, sendo essa área produto da largura da faixa de servidão pela extensão da LTs. A Tabela 176 apresenta os valores utilizados como referência, que variam segundo a classe de tensão e o número de circuitos das linhas.

Tabela 176 – Largura considerada para as faixas de servidão das LTs

Tensão kV	Circuito simples	Circuito duplo	Circuito simples C1 e C2
	largura (metros)		
230	40	44	68
345	50	55	85
440	60	-	-
500	60	66	100
600	72	-	-
800	100	-	-

Nota: C1: 1º circuito e C2: 2º circuito
 Fonte: EPE

As informações relativas à incidência das LTs nas diferentes categorias de área consideradas (biomas, UC etc.) foram obtidas por meio dos seguintes procedimentos:

- **Georreferenciamento** das 232 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), nos casos de linhas já licitadas e com o respectivo EIA disponível. 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 LT previstas para o segundo quinquênio (2019 a 2023), 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 [241], UC e APCB [259], uso e ocupação do solo e vegetação [243] e assentamentos rurais [247].
- **Estimativa das áreas das faixas de servidão das LTs** nos biomas, TI, UC, APCB, áreas com vegetação nativa, assentamentos rurais, áreas urbanas, 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.

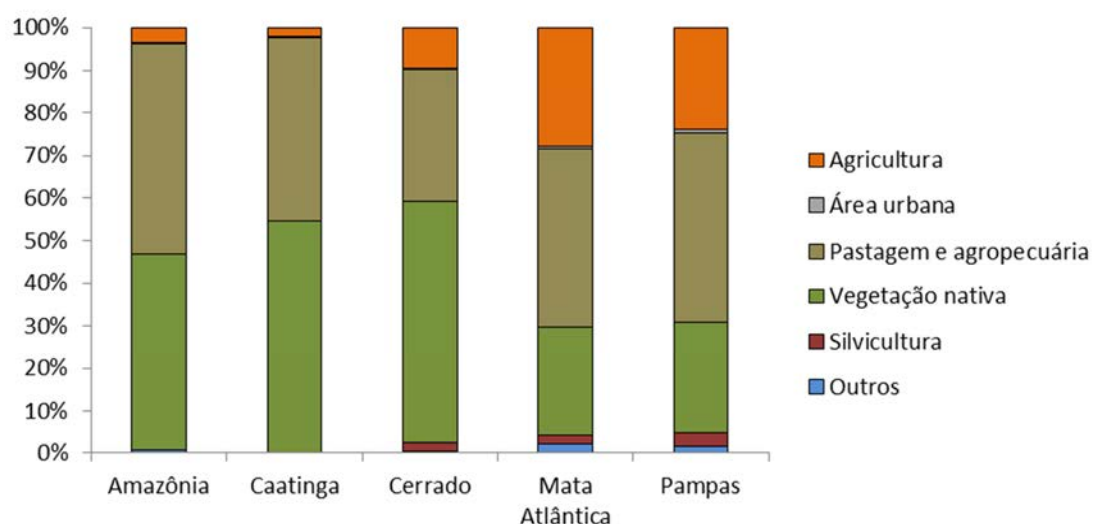
3.1.2 Interferências das áreas ocupadas pela expansão do sistema de transmissão

A área total abrangida pelas faixas de servidão das futuras LTs corresponde a 2.831 km². A Tabela 177 e o Gráfico 142 resumem 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	357	197	585	133	38	1.310
Pastagem e agropecuária	381	155	321	219	65	1.141
Agricultura	28	8	97	146	35	314
Silvicultura	0	0	20	12	5	37
Área urbana	1	1	3	3	1	9
Outros ⁽¹⁾	5	0	3	10	2	20
Total	773	361	1.029	523	145	2.831

Nota: (1) Inclui água, dunas e áreas não classificadas e/ou degradadas por mineração
 Fonte: EPE

Gráfico 142 – Proporção das áreas ocupadas pela expansão de LTs, por bioma e uso do solo

Fonte: EPE

Cerca de 11,5% da área ocupada pelas faixas de servidão, ou o equivalente a 324,6 km², incide em áreas com algum tipo de restrição socioambiental, destacando-se entre elas assentamentos do Incra (68%), conforme indica a Tabela 178. A incidência em APCB é expressiva, porém deve-se ressaltar que APCB não constituem, legalmente, áreas com restrição socioambiental. A proporção das interferências potenciais em áreas com restrição socioambiental e APCB, por bioma, é apresentada no Gráfico 143.

Tabela 178 – Área ocupada pela expansão das LTs (faixas de servidão) em áreas com restrição socioambiental e APCB

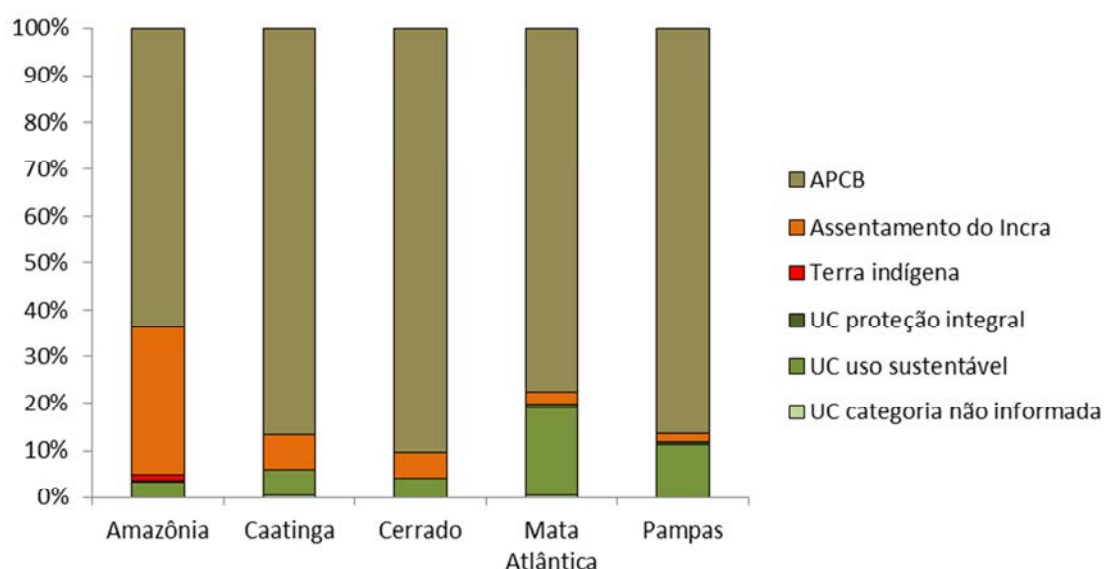
Tipo de área	Amazônia	Cerrado	Mata Atlântica	Caatinga	Pampas	Total
	Área (km ²)					
UC proteção integral	2	0	0,3	1	0,3	3,6
UC uso sustentável	18	10	20	35	6	89
UC categoria não informada	0	1	0	1	0	2
Terra indígena	8	0	0	0	0	8
Assentamento do Incra	174	14	28	5	1	222
APCB ⁽²⁾	351	167	452	144	46	1.160

Notas: (1) Valores já incorporados na área ocupada pela expansão das LT (faixa de servidão).

(2) APCB: área prioritária para conservação da biodiversidade

Fonte: EPE

Gráfico 143 – Proporção das áreas ocupadas pela expansão das LTs (faixa de servidão) em áreas com restrição socioambiental e APCB, por bioma



Fonte: EPE

Do conjunto de LTs considerado, apenas uma, já licitada, atravessa TI, mas 20 passam por áreas que se situam 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 419/2011, que regulamenta 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 de modo a avaliar a existência ou não de interferências com TI.

3.1.3 Considerações finais

De acordo com os dados apurados nos estudos deste PDE 2023, cerca de 47% da área a ser ocupada pelas faixas de servidão das LTs (1.310 km²) incide em áreas com vegetação nativa, das quais 45% no bioma Cerrado, 27% na Amazônia, 15% na Caatinga, 10% na Mata Atlântica e 3% nos Pampas. Cerca de 40% da área das faixas de servidão atravessam campos ocupados por pastagens. Os restantes 13% atravessam terrenos de agricultura e de outros usos, inclusive ocupação urbana.

Tendo em vista que APCB ocupam parcela significativa do território nacional, é natural que uma proporção importante da área total das faixas de servidão das novas LTs, equivalente a 1.160 km² ou 41% do total, atravessem áreas assim classificadas.

Além disso, mesmo cuidando para que fossem mínimas as interferências com áreas protegidas, como TI, UC etc, tem-se que 11% da área total requerida para a implantação das faixas de servidão das novas LTs incidem sobre áreas assim classificadas.

Por fim, como informações complementares, 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)	41.036
Área das faixas de servidão ⁽¹⁾ (km ²)	2.831
Área de faixas de servidão incidente em UC de proteção integral ⁽²⁾ (km ²)	3,6
Área de faixas de servidão incidente em UC de uso sustentável (km ²)	89
SOCIOECONÔMICOS	
Área de faixas de servidão incidente em assentamento do Incra	222
Nº de LTs com interferência direta em TI	1 de 232 LTs (8 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⁾	20 de 232 LTs (aproximadamente 42 km ²)
Empregos diretos gerados no pico das obras ⁽⁴⁾	123.000

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.
 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 [234].

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, 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 2023. 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 impactos potenciais associados. Entretanto, as previsões iniciais de produção, que consideraram aspectos técnicos e logísticos, já previam início da produção destes recursos somente no fim do decênio. 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 909 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 o período de atraso no início da produção de UPs que estivessem inseridas em áreas de alta complexidade. Caso houvesse estimativa de atrasos relacionados também a questões técnicas (infraestrutura, geologia etc.), o maior atraso estimado entre questões técnicas e ambientais foi considerado, e não sua soma.

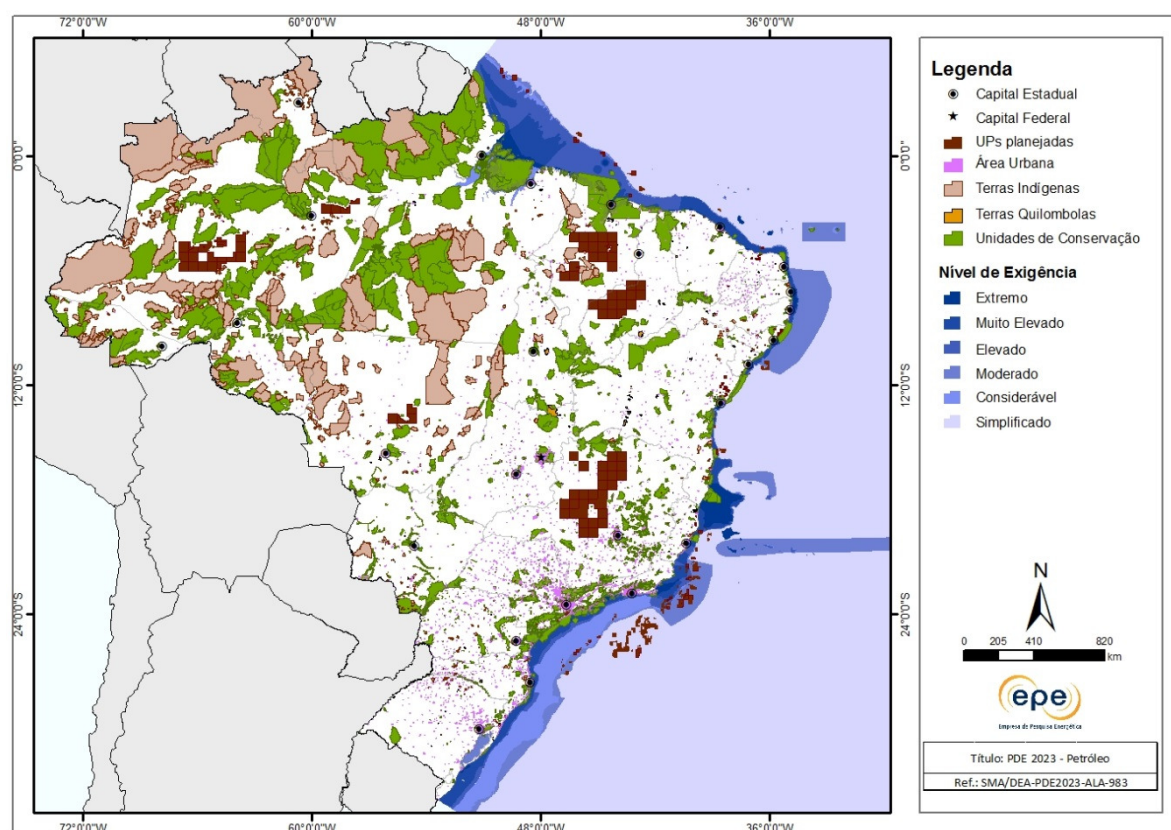
A aplicação destes critérios socioambientais contribuiu para previsões de produção de Petróleo e Gás Natural compatíveis com a conservação de espaços territoriais sensíveis.

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 317 UPs planejadas para iniciar a produção durante o decênio 2014-2023. Destas UPs, 55% (175) apresentaram complexidade ambiental baixa e 41% (129) média. É prevista a contribuição crescente de UPUs na produção de petróleo e gás natural a partir de 2019, no entanto, elas não foram classificadas. 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 pode ser observada no mapa apresentado na Figura 41. As sobreposições entre UPs e critérios subsidiaram a classificação de complexidade.

Figura 41 – 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 [217]; Eletrobras, 2011 [232]; Funai, 2014 [241]; IBGE, 2009 [243]; Incra, 2014 [248]; MMA, 2007 [260] e MMA, 2014 [259].

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 que as atividades de exploração e produção (E&P) são 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). Outra região de produção *onshore* se localiza na Região Sudeste, na bacia do rio São Francisco no estado de Minas Gerais. No ambiente terrestre, as UPs do Norte podem apresentar impactos potenciais aos ecossistemas e unidades de conservação próximas, como no 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 e na bacia sedimentar do São Francisco, caso haja derramamento em corpos hídricos, pode haver impactos socioeconômicos expressivos, tendo em vista a importância dos recursos hídricos para essas regiões.

Está prevista uma contribuição dos RNC, destacando-se neste PDE 2023 os recursos de gás de formação fechada da Bacia do São Francisco, a partir da metade do período. 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 [216] 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

As presentes estimativas são coincidentes com aquelas apresentadas no PDE 2022, pelo fato de não terem sido notados eventos que possam ter modificado as previsões de participações governamentais ou empregos para o horizonte decenal.

Consideraram-se apenas as atividades de E&P relativas às unidades produtivas com recursos classificados como descobertos com produção prevista no horizonte decenal. Assim, não foram consideradas atividades de E&P de recursos não descobertos, ainda que tais recursos estejam computados na curva de produção do PDE 2023 (Capítulo V).

Cumprе salientar que a arrecadação decorrente das atividades de E&P varia em função do volume de recursos não-descobertos, da variação dos preços internacionais do petróleo e do gás natural, e ainda da taxa de câmbio. Sendo assim, a estimativa aqui apresentada deverá ser vista como uma indicação do potencial futuro de arrecadação que as atividades de E&P oferecem.

Em função das atividades de E&P previstas para o horizonte decenal, são estimadas:

- a geração de 75 mil empregos diretos no pico das atividades, em 2015 [208];
- a geração de 100 mil empregos indiretos, considerando as outras atividades da cadeia produtiva do petróleo;
- a arrecadação destinada a estados e municípios de cerca de R\$ 259 bilhões nos próximos dez 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 o desenvolvimento sustentável associado ao setor. Buscando amenizar as interferências ambientais e as incertezas no Licenciamento Ambiental, estão sendo planejadas as primeiras Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS) [222]. Outra iniciativa em direção ao desenvolvimento sustentável é o recente Plano Nacional de Contingência [223].

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	2 de 317 UPs
Nº de UPs com interferência em UC de uso sustentável	9 de 317 UPs
SOCIOECONÔMICOS	
Nº de UPs que interferem diretamente em TI	nenhuma das 317 UPs
Empregos diretos gerados (valor máximo, 2015) ⁽¹⁾	75.000
Empregos indiretos gerados (valor máximo, 2015) ⁽¹⁾	100.000
Recursos financeiros gerados (média anual) ⁽²⁾ , R\$ bilhões	25,9
Notas: (1) Empregos relacionados à infraestrutura de produção, ou seja, não são gerados necessariamente na região de inserção da unidade produtiva. (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) [236]. Os estudos do PEMAT devem conter, dentre outros elementos, propostas de traçados, de sistemas de compressão a serem instalados e de localização de pontos de entrega, bem como as estimativas de investimentos dos gasodutos. 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.

Para todos os gasodutos propostos no PEMAT 2013-2022, primeiro PEMAT publicado, confeccionou-se uma análise socioambiental que indicou o corredor preferencial para a instalação do novo gasoduto. Desta forma, a análise socioambiental permitiu 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.

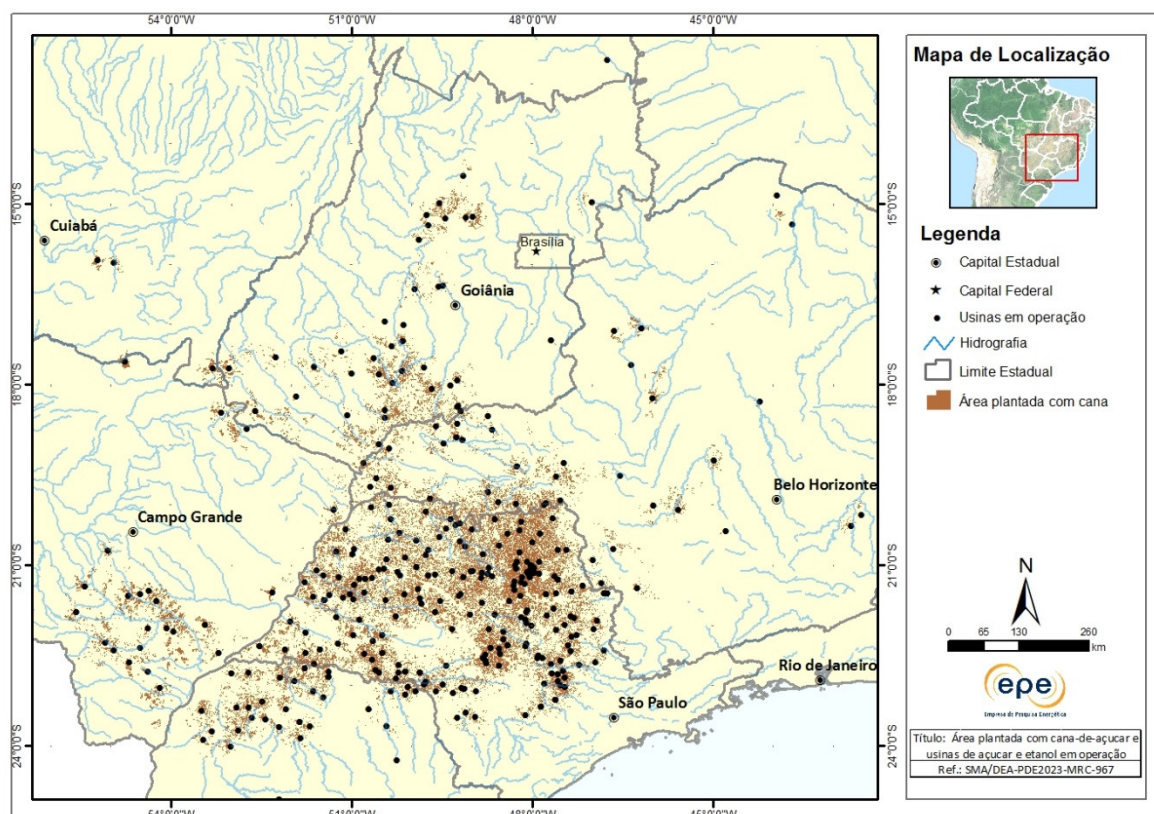
No PEMAT 2013-2022, apenas o gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ foi considerado elegível à proposição, por meio do instrumento de provocação de terceiros. Dessa forma, este é o único gasoduto indicado na expansão prevista no PDE 2023. O principal aspecto socioambiental referente ao gasoduto é que ele atravessará a APA da Bacia do Rio Macacu, que se dispõe nas faixas marginais dos principais canais fluviais da região. Contudo, ressalta-se que os impactos ambientais associados ao gasoduto foram considerados de baixa significância pelo Instituto Estadual do Ambiente - INEA, órgão responsável pelo licenciamento ambiental no Rio de Janeiro, em função da existência do Gasoduto Guapimirim – COMPERJ I, o qual seguirá em paralelo.

4.3 Etanol

A projeção de oferta de etanol do PDE 2023 prevê que a produção se expandirá em aproximadamente 75% no horizonte decenal, passando de cerca de 27 bilhões de litros, em 2014, para aproximadamente 48 bilhões de litros, em 2023.

De acordo com o levantamento sistemático da produção agrícola [244], a área colhida de cana-de-açúcar (para todos os fins) no país, em 2013, foi de aproximadamente 9,8 milhões de hectares, apresentando um aumento de 4,4% em relação à safra 2012. Os dados da pesquisa Produção Agrícola Municipal 2012 [245] mostram que cerca de 64% dessa área plantada concentra-se na Região Sudeste, 16% no Centro-Oeste e 12,5% no Nordeste. A participação das regiões Sul e Norte são, respectivamente, de 7% e 0,5%. A Figura 42 indica as áreas plantadas com cana-de-açúcar no ano 2013, de acordo com o mapeamento do projeto Canasat, realizado pelo INPE¹⁸⁰ [249][269] [207].

Figura 42 - Área plantada com cana-de-açúcar e usinas de açúcar e etanol em operação



Fontes: EPE, 2014 e INPE, 2013 [249]

Na produção de etanol a partir da cana-de-açúcar, os fatores socioambientais de maior relevância são a disponibilidade hídrica; o uso do solo atual e futuro na área de expansão; a disponibilidade e aptidão da terra; e as questões associadas à mão de obra.

Em geral, existem alternativas técnicas para controle e mitigação dos impactos ambientais relacionados ao cultivo da cana-de-açúcar e ao seu processamento industrial. Apesar disso, não se deve afastar, em razão da expansão prevista para o horizonte decenal, a necessidade de

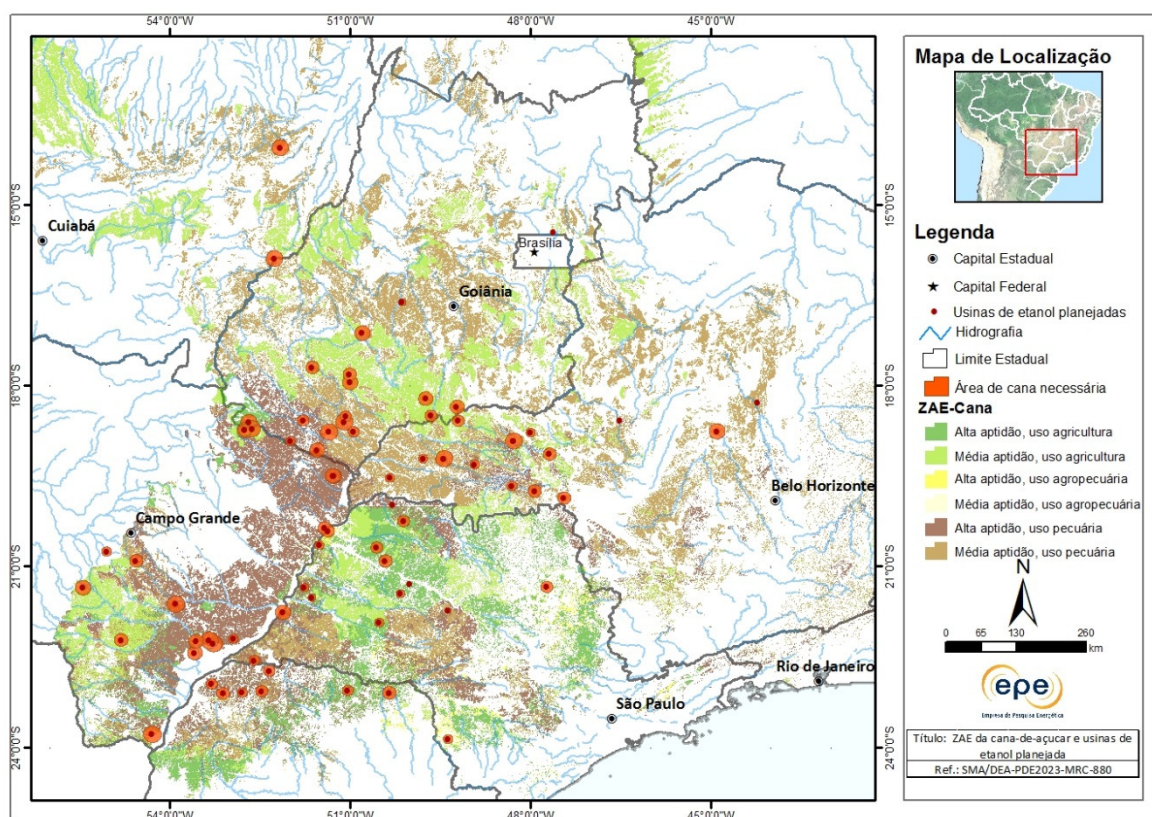
¹⁸⁰ O CANASAT realiza o mapeamento por imagens de satélite do plantio de cana no território nacional. Até o momento, o projeto cobre somente a Região Centro-Sul, embora haja também grande concentração de usinas existentes na Região Nordeste do país.

acompanhamento de eventuais vetores de degradação ambiental. Sob a ótica socioeconômica, questões associadas às condições laborais e à dinâmica de geração de postos de trabalho em razão da mecanização do plantio e da colheita devem ser observadas.

Para avaliar a evolução desses fatores socioambientais, foi realizado um levantamento da localização das usinas em fase de planejamento e implantação¹⁸¹ e, com base nas respectivas capacidades instaladas, foi delimitado um *buffer* representando a área necessária aproximada para atendimento da capacidade nominal de cada usina. A Figura 43 apresenta a localização das usinas previstas, a área necessária para cada uma delas e a sobreposição com o Zoneamento Agroecológico da Cana de Açúcar – ZAE Cana [233]. 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.

Em 2023, a área plantada com cana-de-açúcar para produção de açúcar e etanol é estimada em 10,64 Mha. O conjunto de usinas planejadas mostrados na Figura 43 exigiria, para atendimento pleno da capacidade instalada, cerca de 3 Mha.

Figura 43 – Áreas de expansão da cana-de-açúcar



Fontes: EPE, 2014 e Embrapa, 2009 [233]

Pela sobreposição das usinas com o ZAE Cana, é possível notar que a expansão da cana deverá se dar em solos classificados como de aptidão alta e média e, em sua maior parte, sobre áreas onde o uso atual é a pecuária. Em algumas regiões do oeste paulista, do sul de Goiás e do sul do Mato Grosso do Sul, há sobreposição com áreas onde o uso atual é a agricultura, devendo ocorrer a substituição dos

¹⁸¹ Os projetos considerados estão previstos predominantemente para os cinco primeiros anos do período de análise.

cultivos precedentes por cana-de-açúcar. Nas demais regiões, a distribuição espacial das usinas, mostrada na Figura 43, autoriza supor que a expansão da cana induzirá mudanças no uso do solo, mormente pela substituição de áreas de pastagem por áreas plantadas com cana. É ideal que nesse processo, a realocação das atividades da pecuária se dêem sem o desmatamento de novas áreas, por meio do adensamento do número de cabeças por hectare, índice esse que, em geral, é muito baixo no Brasil.

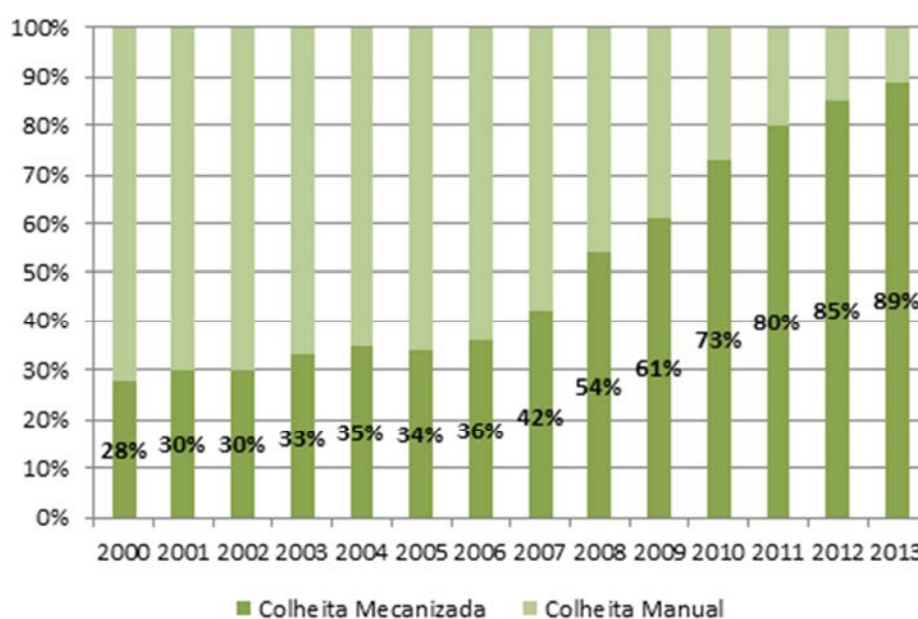
Aspectos ambientais

Etapa agrícola

A prática da queima da palha da cana para a facilitação da colheita é danosa por comprometer as características biofísicas do solo e, sobretudo, pelas emissões de poluentes atmosféricos que prejudicam 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. O estado de São Paulo, maior produtor de cana-de-açúcar do país, através da Lei n.º 11.241/2002 estabeleceu a eliminação gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar, com prazo final em 2021 para áreas mecanizáveis e 2031 para áreas não mecanizáveis. Além disso, o programa Etanol Verde¹⁸² instituiu o Protocolo Agroambiental, cujo objetivo é desenvolver ações que estimulem a sustentabilidade da cadeia produtiva de açúcar, etanol verde e bioenergia. Entre suas ações está a antecipação dos prazos legais para a eliminação da prática da queima, de 2021 para 2014 nas áreas onde já é possível a colheita mecanizada e de 2031 para 2017 nas áreas em que não existe tecnologia adequada para a mecanização. De maneira semelhante, em Minas Gerais também foi firmado o “Protocolo de Intenções de Eliminação da Queima da Cana no Setor Sucroalcooleiro de Minas Gerais” que prevê o fim da prática até 2014 por meio da mecanização da colheita [273].

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, como demonstra o Gráfico 144.

¹⁸² O programa foi assinado em 2007 pelo Governador de São Paulo, pelos Secretários de Estado do Meio Ambiente e de Agricultura e Abastecimento e pelos presidentes da União da Indústria Sucroalcooleira (UNICA) e da Organização de Plantadores de Cana da Região Centro-Sul do Brasil (ORPLANA).

Gráfico 144 – Evolução da mecanização da colheita da cana-de-açúcar na região Centro-Sul

Fonte: Unica, 2013 [272]

A crescente mecanização da colheita tem efeito ambiental benéfico, especialmente quanto à qualidade do ar em âmbito local. No que tange aos aspectos socioeconômicos, a colheita mecanizada tem efeito também na supressão de postos de trabalhos insalubres, muito embora isso possa significar, num primeiro momento, o desemprego de trabalhadores rurais não-qualificados. É importante também mencionar a crescente mecanização do plantio, que há poucos anos era realizada de forma totalmente manual e tem evoluído rapidamente, já atingindo cerca de 58% de mecanização em média na região Centro-Sul na safra 2012/2013 [272].

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.

Os volumes de herbicidas e inseticidas estimados para a safra 2022/23, considerando a área plantada prevista de 10,6 Mha, podem alcançar 23 mil e 1,7 mil toneladas, respectivamente¹⁸³. Entretanto, o seu consumo é inferior aos aplicados em outras culturas como laranja, soja e café (kg/ha) [255]. Além disso, essas quantidades ainda podem ser reduzidas na medida do avanço no uso de controle biológico e de variedades de cana mais resistentes. A quantidade de herbicidas aplicada para controle de ervas daninhas também poderá ser reduzida, por exemplo, com canaviais sem falhas no plantio e com o manejo correto da palha.

Outra importante iniciativa que vem sendo implantada com bons resultados é a integração lavoura-pecuária¹⁸⁴, que consiste no consórcio de diferentes sistemas produtivos de grãos, fibras, madeira, carne, leite e agroenergia implantados numa mesma área, em rotação ou em sucessão. Essa técnica apresenta vantagens ambientais e econômicas, entre as quais podem ser citadas: a redução da

¹⁸³ Considerando os índices recomendados de 2,2 kg/ha para herbicida e de 0,16 kg/ha para inseticida.

¹⁸⁴ Ressalta-se que a integração lavoura-pecuária vem sendo implantada em várias fazendas e os resultados demonstram que a rentabilidade da atividade rural aumenta.

compactação do solo; o aumento na produtividade da pastagem; o aumento da matéria orgânica do solo; o maior controle da erosão do solo; e a diminuição no assoreamento de rios. Esse sistema produtivo recebeu em 2013 um novo marco legal, pela instituição da Política Nacional de Integração Lavoura-Pecuária-Floresta (Lei 12.805/13). Dentre as ações previstas nessa política destacam-se:

- definir planos de ação regional e nacional para expansão e aperfeiçoamento dos sistemas;
- capacitar os agentes de extensão rural, públicos, privados ou do terceiro setor, a atuarem com os aspectos ambientais e econômicos do processo de diversificação, rotação, consorciação e sucessão das atividades de agricultura, pecuária e floresta;
- criar e fomentar linhas de crédito para esse tipo de sistema produtivo.

Etapas industrial

Na etapa industrial, os principais impactos dizem respeito ao consumo de água e à geração de resíduos e efluentes. De forma geral, percebe-se que o setor sucroalcooleiro tem conseguido reduzir gradualmente seus impactos ambientais.

No quesito consumo de água, as usinas têm reduzido o seu consumo utilizando tecnologias mais eficientes. Segundo a ANA [211], a captação para uso industrial no setor sucroalcooleiro está, em média, em 1,8 m³/t. de cana. No estado de São Paulo, atualmente esse valor é próximo de 1,1 m³/t. de cana. Caso adotada a legislação de uso da água conforme a aplicada no estado de São Paulo¹⁸⁵ e considerando a produção de cana-de-açúcar prevista para o ano de 2023, os níveis de captação atingiriam 890 milhões de m³. Segundo Rodriguez [268], valores teóricos indicam que somente com circuitos fechados e através do reuso das correntes de água disponíveis nas usinas seria possível baixar a captação efetiva para cerca de 0,5 m³/t de cana. Se utilizado sistema de limpeza de cana a seco este valor poderia chegar a 0,31 m³/t de cana. No limite, considerando a recuperação total da água contida na vinhaça, se obteria um excesso de água de 0,261 m³/t de cana, ou seja, dispensaria a captação de água. Essa possibilidade favorece inclusive a implantação de usinas em locais onde a disponibilidade hídrica é pequena.

Os principais resíduos da indústria sucroalcooleira são a vinhaça, a torta de filtro, as cinzas, a fuligem da caldeira e o bagaço. O mais crítico é a vinhaça, cujo volume de produção é de cerca de 12 l/l de etanol, em média. Mantidos esses índices, em 2023 o volume estimado de produção de vinhaça será de 570 bilhões de m³. A principal solução que vem sendo adotada para destinação da vinhaça é o seu uso na fertirrigação dos canaviais, muito embora essa técnica apresente limitantes ambientais¹⁸⁶ e econômicos, como o custo do transporte para o local de aplicação. 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.

Um outro exemplo de prática sustentável na agroindústria da cana é o aproveitamento do resíduo sólido, bagaço predominantemente, na cogeração de energia. O bagaço é queimado para a geração de energia térmica e elétrica, podendo inclusive comercializar o excedente para a rede.

¹⁸⁵ A Resolução SMA 67/08 [270][270] limita as taxas de captação para valores entre 0,7 e 1 m³/tc nos novos empreendimentos e determina que esses limites deverão ser obedecidos no ato de renovação da Licença de Operação das plantas existentes.

¹⁸⁶ Norma Técnica Cetesb P 4.231, 2005.

Além disso, houve avanço nas pesquisas para a produção de etanol de segunda geração, ou celulósico, no qual utilizam esses resíduos de biomassa para produção de álcool etílico, via hidrólise, aumentando, assim, a sua produção sem ampliação da área plantada. No horizonte do PDE 2023 o início da sua produção está prevista para o último ano do decênio.

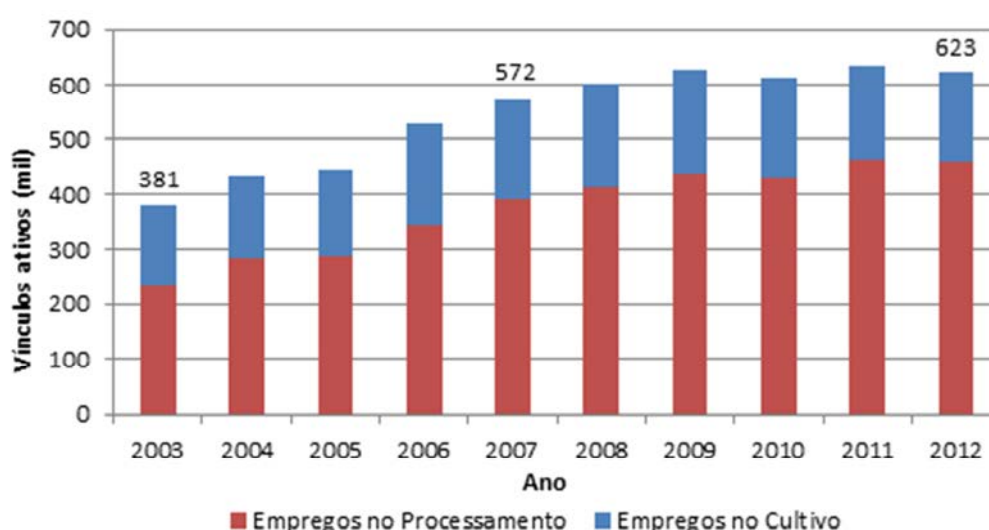
Espera-se, assim, que os avanços tecnológicos citados, e outros que possam ser incorporados progressivamente nas usinas previstas e também nas usinas em operação, contribuam para que o setor continue melhorando seu desempenho ambiental.

Aspectos socioeconômicos

Para a análise socioeconômica da expansão do etanol, os principais aspectos são o potencial de geração de empregos e as condições de trabalho.

Em relação a questão dos empregos gerados no setor, segundo os dados da RAIS [265], de 2003 a 2012 os postos de trabalho evoluíram de 381 mil vínculos para 623 mil respectivamente, em consonância com a evolução da produção. A maior parte dos empregos se concentraram no processamento, sendo que os empregos no cultivo corresponderam, em 2012, a 26% dos postos de trabalho gerados pelo setor sucroalcooleiro, um pouco menor do que o observado no exercício anterior (2011), quando essa relação foi de 27%. Em 2003, esse índice era de 38%, sinalizando o impacto do processo de mecanização que vem ocorrendo por conta das legislações e acordos firmados no setor. O Gráfico 145 apresenta a evolução dos empregos no setor sucroalcooleiro de 2003 até 2012.

Gráfico 145 - Evolução de empregos no setor sucroalcooleiro, 2003 a 2012



Fonte: RAIS/MTE, 2014 [265].

Estima-se que haverá progressão do índice de mecanização da colheita ao longo do horizonte decenal, devendo atingir quase a totalidade da cana colhida em 2023. Esse cenário de mecanização deverá inicialmente impactar negativamente o número de empregos no setor, mas a tendência, por incremento da produção, é que este número volte a se elevar ao longo da década. O incremento médio anual entre 2014 e 2023 ficará em torno de 2% a.a. Somando-se os empregos do cultivo aos empregos do processamento, estima-se que o setor, que hoje conta com cerca de 500 mil empregos

na região Centro-sul, possa atingir mais de 600 mil empregos em 2023 na mesma região. É importante ressaltar o papel de destaque do Estado de São Paulo, que tem o maior potencial de geração de empregos. O Estado sozinho concentra hoje cerca de 60% dos empregos gerados no setor sucroalcooleiro na região Centro-Sul. A estimativa é que essa proporção se mantenha ao longo do horizonte. A Tabela 181 apresenta a estimativa de empregos ao longo do horizonte decenal para os principais estados produtores¹⁸⁷.

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⁾	Variação anual de empregos na colheita	Empregos no processamento (mil) ⁽⁴⁾	Total de empregos (mil)	Variação anual do total de empregos
2014	589	507	83	86	-11%	385	471	-2%
2015	623	556	67	74	-14%	407	481	2%
2016	656	603	54	63	-15%	429	492	2%
2017	679	646	34	46	-27%	444	490	0%
2018	705	676	29	43	-6%	461	504	3%
2019	727	703	25	40	-8%	475	515	2%
2020	752	731	21	38	-6%	492	529	3%
2021	779	761	18	35	-7%	509	544	3%
2022	798	783	15	33	-5%	521	555	2%
2023	816	800	16	34	2%	533	567	2%

Notas: (1) Considerando estável no decênio a participação desses estados na produção nacional de cana em 2012, 88%, sendo 56% SP e 32% demais estados [245].

(2) Considerando variação do índice de mecanização de 87% em 2013 para SP [272] até 100% a partir de 2017; e 77% em 2013 para os demais estados [272] até 95% a partir de 2022.

(3) Considerando os seguintes dados de produtividade: colheita mecanizada: 300 t/dia por empregado; colheita manual: 8,7 t/dia por empregado; safra de safra de 130 dias [246].

(4) Considerando indicador de 0,00065 emprego por tonelada de cana processada, média do período 2003-2012 [265].

Fonte: Elaboração EPE, com base em MTE, 2014 [265]; IBGE, 2013 [245]; e IEA/SP, 2013 [246].

No que tange as condições de trabalho no setor, merece destaque o Compromisso Nacional para Aperfeiçoar as Condições de Trabalho na cana-de-açúcar. Iniciativa criada em 2009 através de uma parceria entre o poder público e representantes do setor. O compromisso agregou empresários, trabalhadores e governo na implantação de ações para o estabelecimento de melhores práticas trabalhistas. A adesão das empresas ao Compromisso era voluntária, sendo submetidas a um mecanismo de verificação do cumprimento das práticas estabelecidas e contempladas com um Selo de Empresa Compromissada. Em abril de 2013 expirou a validade do selo do programa que chegou a contemplar 185 empresas do setor¹⁸⁸.

Segundo o governo, o compromisso promoveu avanços nas relações capital/trabalho, no entanto, a iniciativa vem sofrendo diversas críticas de representantes do próprio setor, seja pelo fato de muitas empresas contempladas com o selo estarem ainda envolvidas em questões trabalhistas judiciais ou pelo mesmo ter perdido a validade sem ter demonstrado o alcance dos objetivos pretendidos.

¹⁸⁷ 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.

¹⁸⁸ Conforme a Resolução nº 1, de 23 de maio de 2012 da Presidência da República [271], que 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. Seu objetivo é identificar e reconhecer positivamente a empresa por seus compromissos e ações voltadas para o aprimoramento das condições de trabalho. Sua concessão visa apenas estimular a ética positiva, ou seja, a valorização de boas práticas empresariais, e não confere à empresa que o recebe qualquer vantagem comercial ou governamental. Para receber o selo a empresa deve fazer um requerimento à Comissão Nacional, acompanhado do Relatório de Verificação.

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⁾ (milhões de ha)	3,0
SOCIOECONÔMICOS	
Empregos diretos no cultivo da cana (média anual) ⁽²⁾	49.000
Empregos diretos no cultivo por mil toneladas colhidas (média anual) ⁽²⁾	0,07
Empregos diretos no processamento de cana-de-açúcar (média anual) ⁽²⁾	465.000
Nota: (1) O conjunto de usinas previstas abrange somente o horizonte de 2014 a 2018. (2) Corresponde à produção de açúcar e etanol na região Centro-Sul (SP, PR, MG, MS, MT e GO). Fonte: EPE	

4.4 Biodiesel

Desde a implantação do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel - PNPB em 2004, o setor vem se desenvolvendo e os resultados mostram que o programa pode ser considerado uma iniciativa bem sucedida sob a óptica do volume de produção, tendo antecipado em três anos a meta de adição de 5% de biodiesel ao diesel mineral (B5), meta essa atingida no ano de 2010. Contudo, outros objetivos da política permanecem como desafios a serem superados, tais como: a diversificação da matriz de matérias-primas graxas, o aumento da participação da agricultura familiar na cadeia produtiva do biodiesel e a perspectiva de aumento do percentual de adição do biodiesel ao diesel mineral.

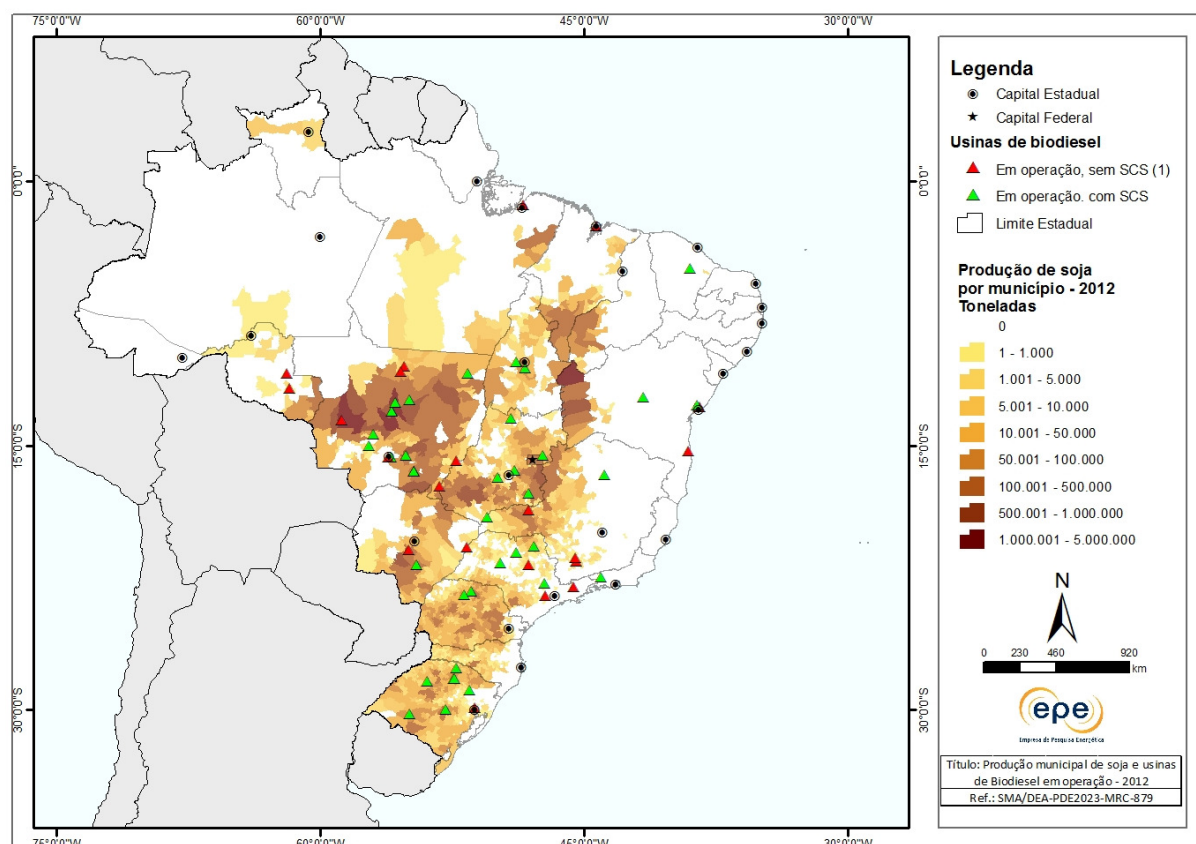
Sobre a diversificação de matérias-primas, observou-se que no ano de 2013 o óleo de soja respondeu por 73% da matéria-prima para produção de biodiesel, apresentando uma pequena redução de 2% em relação ao ano de 2012. O sebo bovino tem ganhado espaço, atingindo 20% de participação em 2013. O óleo de algodão apresentou redução em relação a 2012, caindo de 4,5% para 2,3%. As demais matérias-primas atingiram 3,9% do mercado, cerca de 1% superior ao ano de 2012. As Regiões Sudeste e Nordeste foram as que mais contribuíram para essa diversificação, respectivamente [262].

Já em relação à inclusão da agricultura familiar, o que se nota é um avanço progressivo, embora lento, em decorrência da existência de barreiras tecnológicas, produtivas, tributárias e normativas que se consuem desafios a serem superados para uma maior inserção da agricultura familiar na produção de oleaginosas para a fabricação de biodiesel.

No que diz respeito à distribuição espacial das usinas de produção de biodiesel, pode-se dizer que não há associação espacial direta entre as usinas e as áreas de produção de oleaginosas, devido à diversidade de matérias graxas passíveis de utilização, tanto de origem agrícola quanto de coprodutos de outros processos produtivos. Entretanto, a predominância do uso da soja justificou o investimento em usinas próximo às grandes áreas produtoras, principalmente na Região Centro-Oeste.

A Figura 44 apresenta a localização das usinas de biodiesel em operação com selo combustível social¹⁸⁹ e a produção de soja por município no ano de 2012.

Figura 44 – Produção de soja por município e usinas de biodiesel em operação em 2012



Nota: SCS – Selo Combustível Social
Fonte: EPE, com base em IBGE, 2013 [245]

Em dezembro de 2013, o setor contava com 58 usinas autorizadas a operar comercialmente, com a capacidade instalada para a produção de biodiesel de 7,5 bilhões de litros. Dessa capacidade, 89% são referentes às empresas detentoras do Selo Combustível Social [264].

Em termos de volume comercializado, verifica-se que nos leilões de 2013 foram comercializados 2,93 bilhões de litros, que corresponde a 39% da capacidade instalada do país.

Aspectos ambientais

Os principais riscos ambientais conhecidos da cadeia produtiva estão na fase agrícola e são associados a fatores como desmatamento extensivo em ecossistemas frágeis, contaminação de águas e de solos por defensivos agrícolas e herbicidas, erosão e compactação de solos e danos à microfauna. Na fase industrial os impactos estão relacionados ao manuseio de compostos tóxicos como o metanol, possibilidade de vazamentos de óleos vegetais ou biodiesel no solo, efluentes líquidos e geração de glicerina em quantidade expressiva, sendo esse último o mais relevante.

A principal matéria-prima utilizada para produção é o óleo de soja, sendo a gordura animal, principalmente o sebo bovino, a segunda matéria prima mais empregada [213]. É importante o

¹⁸⁹ 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).

incentivo ao reaproveitamento de resíduos como o sebo bovino e o óleo usado na produção de biodiesel, pois agrega valor a esses rejeitos e oferece uma destinação mais adequada ambientalmente, principalmente pela aplicação tradicional do sebo bovino não absorver toda a sua produção doméstica e o óleo usado, especialmente para fins alimentícios, ser 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 a coleta tem sido fundamental para a sua utilização, para isso foram desenvolvidos diversos programas que facilitaram a sua logística de arrecadação e destinação ao produtor [254].

O principal subproduto do processo produtivo do biodiesel é a glicerina bruta. As projeções indicam que em 2023 serão geradas cerca de 561 mil t (100 g/l de biodiesel) de glicerina, atingindo um volume acumulado de aproximadamente 4,7 milhões de toneladas ao longo de todo horizonte decenal.

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 vem sendo estudado outros usos devido ao grande volume derivado da produção de biodiesel. É importante o desenvolvimento de alternativas para o seu aproveitamento a fim de se garantir uma destinação adequada. 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.

Outro ponto que merece destaque é a distância percorrida pelo combustível desde a usina produtora até o ponto de consumo, que tem impacto sobre a redução das emissões de poluentes atmosféricos como os óxidos de enxofre (SO_x) e os GEE, principal benefício ambiental resultante do uso do biodiesel. Quanto mais próximos a produção e ao consumo, maiores os benefícios ambientais do uso do biodiesel. Assim, é desejável se evitar o transporte rodoviário de longas distâncias, priorizando o equilíbrio entre oferta e demanda regional, sempre que possível. Como muitas usinas já encontram-se instaladas próximas às áreas produtoras de matéria-prima (soja, principalmente), ganhos de eficiência logística a partir de investimentos em melhoria da infraestrutura, sobretudo ampliação da malha ferroviária, poderiam contribuir para a redução do custo final do biodiesel e para redução das emissões na sua cadeia de produção. Nesse aspecto, cumpre observar que o MME tem realizado os leilões de biodiesel distribuindo os lotes por região, o que tem gerado efeitos positivos sobre a descentralização da produção de biodiesel e, por consequência, sobre a redução das emissões decorrentes da logística de distribuição do biocombustível.

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 as possibilidades de inclusão de agricultores familiares em sua cadeia produtiva, como o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel.

Em relação aos empregos gerados no setor, concentrando a análise nas 58 usinas de biodiesel existentes e as estatísticas de produção de biodiesel, estima-se que em 2013 foram criados em torno de 34 mil empregos diretos e indiretos. Considerando toda a capacidade instalada atualmente, o setor

poderia gerar até 90 mil empregos, como mostra a Tabela 183. Entretanto há bastante capacidade ociosa, o que justifica o número de empregos bem abaixo desse patamar. Em 2023, 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 73 mil empregos em 2023, como mostra o Gráfico 146. É importante ressaltar que a maioria dos empregos gerados são indiretos.

Tabela 183 – Potencial de empregos no processamento de biodiesel

Região	Capacidade ⁽¹⁾ (milhões l/ano)	Empregos potenciais		
		Diretos ⁽²⁾	Indiretos ⁽³⁾	Total
Centro-Oeste	3.302	6.604	33.020	39.624
Nordeste	456	912	4.560	5.472
Norte	191	382	1.910	2.292
Sudeste	929	1.858	9.290	11.148
Sul	2.626	5.252	26.260	31.512
TOTAL	7.504	15.008	75.040	90.048

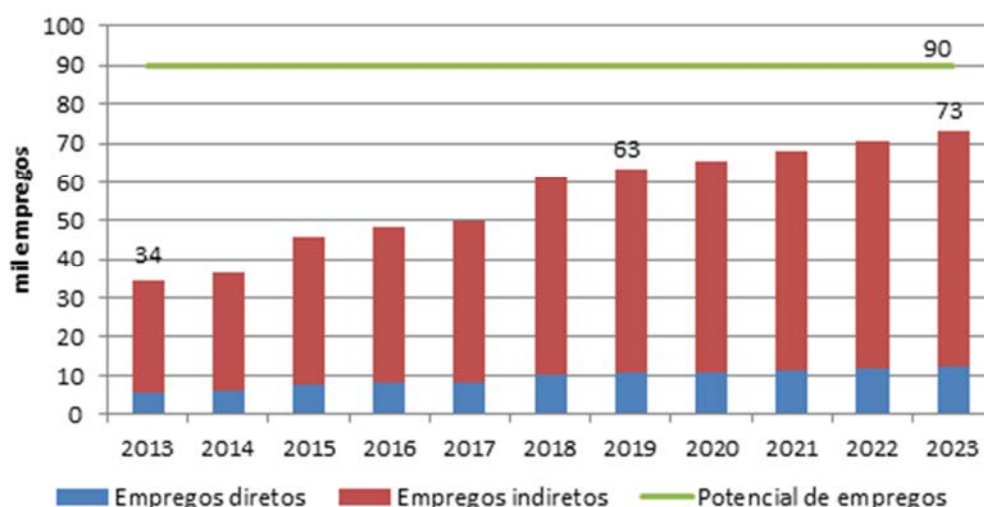
Notas: (1) nº de usinas: 58.

(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 [260]

Gráfico 146 – Estimativa de geração de empregos pela produção de biodiesel



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 empobrecidas.

Segundo o Ministério do Desenvolvimento Agrário (MDA) [256], órgão executor do PNPB, de 2005 a 2010, foram executados 37 projetos para a organização da base produtiva de oleagionosas da agricultura familiar, o fortalecimento organizacional, a gestão associativa e cooperativa, o apoio ao desenvolvimento de planos de negócios, a transferência de conhecimento, tecnologias e a disponibilização de insumos para produção. Em cinco anos de execução do PNPB foram atendidas em torno de 300 mil famílias de agricultores em 34 Territórios da Cidadania, 28% dos 120 territórios existentes no País. Apesar disso, permanecem algumas barreiras tecnológicas, produtivas, tributárias

e normativas que ainda dificultam a consolidação da agricultura familiar na cadeia produtiva do biodiesel.

Algumas pesquisas vêm apontando 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 e tortas).

Por outro lado, ainda há barreiras a serem superadas tais como 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.

A Tabela 184 sintetiza os principais indicadores socioambientais da expansão do biodiesel no decênio.

Tabela 184 – Indicadores socioambientais do biodiesel

AMBIENTAIS	
Produção de glicerina como subproduto da produção de biodiesel (média anual, mil toneladas)	430
SOCIOECONÔMICOS	
Empregos diretos na produção de biodiesel (média anual)	9.700
Empregos indiretos na produção de biodiesel (média anual)	48.500
Potencial de empregos diretos e indiretos na produção de biodiesel	90.000
Fonte: EPE	

5. Análise socioambiental integrada

A análise socioambiental integrada vem sendo realizada no âmbito do PDE com o objetivo de garantir uma abordagem holística das questões socioambientais associadas à expansão da oferta de energia. A expectativa é que os resultados possam subsidiar de forma dinâmica 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.

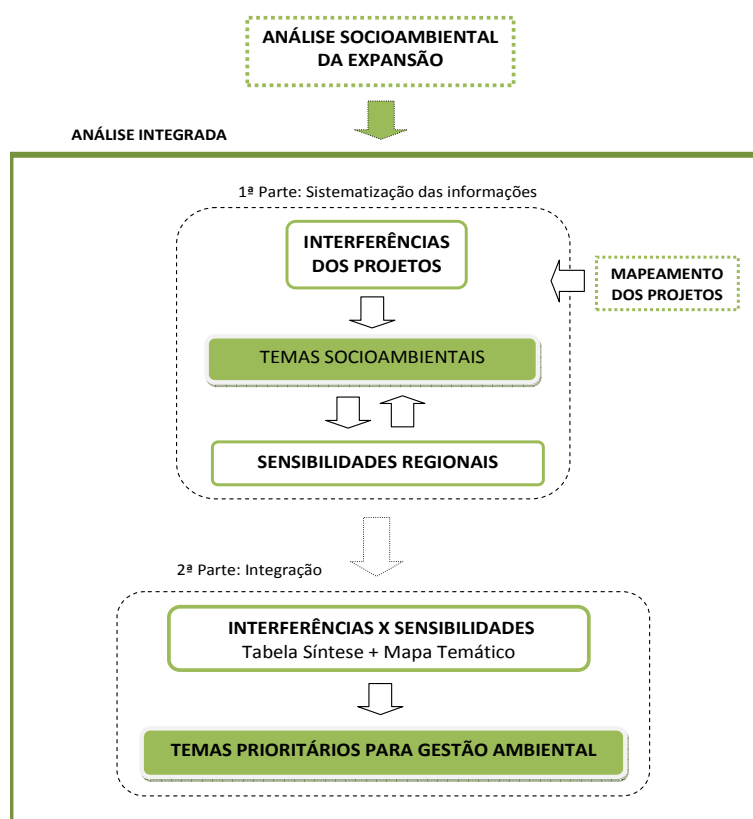
A composição da matriz energética brasileira define, em última instância, opções de uso dos recursos energéticos disponíveis, em especial os recursos hídricos. As escolhas devem levar em conta as consequências ambientais e socioeconômicas do aproveitamento desses recursos. A compatibilização das políticas de desenvolvimento com as políticas de conservação é crucial para garantir o uso eficiente e sua disponibilidade para as futuras gerações.

Os impactos associados ao setor energético, em particular, ao setor elétrico brasileiro, dependerão das fontes e tecnologias escolhidas para sustentar o crescimento da demanda de energia. Um olhar integrado sobre o conjunto de projetos e sobre as opções tecnológicas disponíveis conduz a discussão a patamares estratégicos e permite antever possíveis impactos socioambientais de diferentes configurações da matriz energética. Dessa forma, esta análise não é direcionada para a avaliação isolada de cada fonte e seus respectivos impactos, mas sim para a antecipação das consequências de opções feitas para compor a matriz energética brasileira.

A visão integrada permite que se observem as mudanças de trajetória que ocorrem de um ciclo de planejamento decenal para o outro. Mudanças essas que são inerentes ao dinamismo do planejamento decenal e estão previstas em sua revisão anual. Tais mudanças, em geral, estão associadas a decisões estratégicas que são influenciadas pela disponibilidade dos recursos energéticos e das diferentes tecnologias, por questões econômicas, sociais e ambientais, pela necessidade de adequação do plano à conjuntura setorial e pelo resultado do acompanhamento da execução de projetos presentes em ciclos anteriores, tendo como premissas básicas a garantia da segurança energética, a modicidade tarifária e a universalização do acesso à energia.

A análise integrada do PDE 2023 teve como referência a avaliação socioambiental de cada fonte apresentada nos itens precedentes. Foi mantida a metodologia utilizada nas versões anteriores [239] 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 2022. A Figura 45 sintetiza a metodologia utilizada.

Figura 45 – Metodologia da análise socioambiental integrada



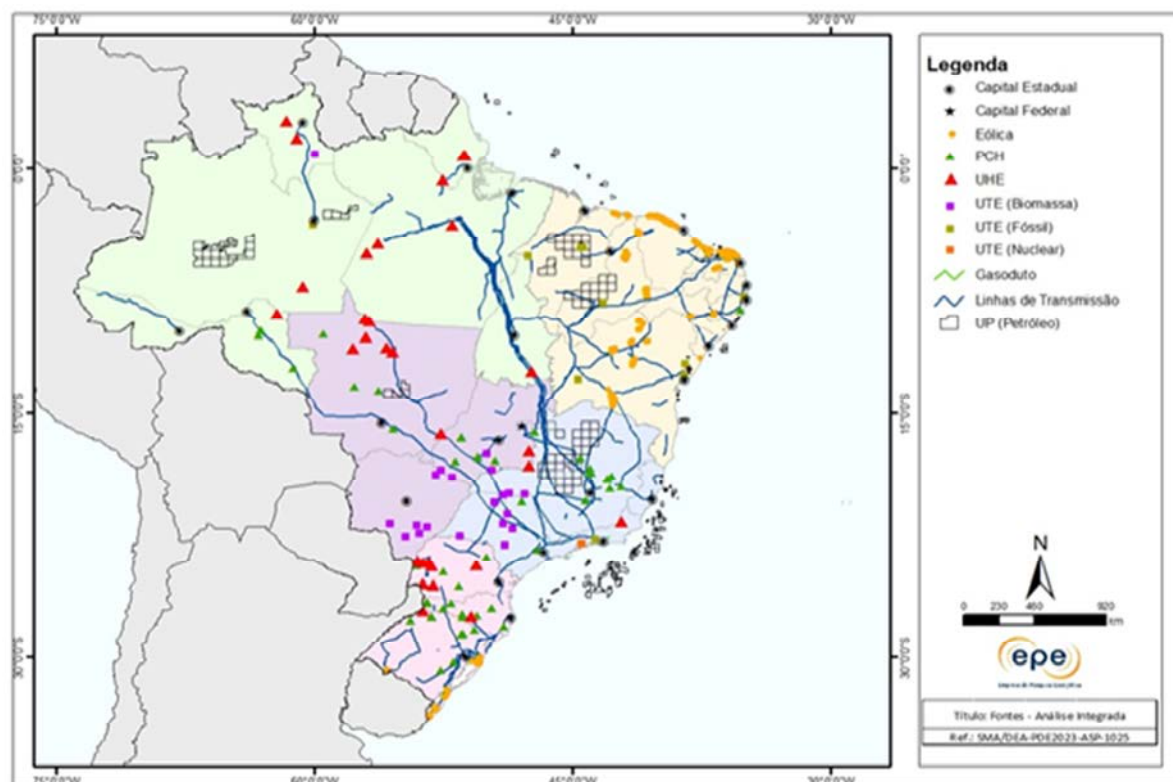
Fonte: EPE

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. Apesar do caráter qualitativo da análise, a utilização do mapeamento em escala regional pode sinalizar possíveis efeitos cumulativos, sinergias e conflitos em algumas regiões, como consequência da pressão sobre um mesmo recurso ou sobre ambientes frágeis. A percepção de potenciais conflitos de uso e dos riscos socioambientais decorrentes da concentração de projetos é importante para o processo de decisão e planejamento da expansão da oferta de energia.

A observação do conjunto de projetos planejados para compor a matriz energética do país é fundamental para subsidiar o diálogo em torno de questões estratégicas para o planejamento do setor e para a sociedade. É nesse contexto que se torna fundamental, por exemplo, a discussão sobre as consequências do aumento da participação de usinas térmicas na matriz de modo a reduzir a vulnerabilidade climática a qual estão sujeitas as UHEs e garantir a segurança energética; sobre os impactos de grandes usinas hidrelétricas comparados aos de inúmeras PCHs, ou os efeitos cumulativos e sinérgicos da construção de um grande número de PCHs e UHEs em uma mesma região hidrográfica; ou, ainda, sobre as consequências da concentração de parques eólicos em regiões de grande potencial turístico. Nesse sentido, acredita-se que a espacialização dos projetos planejados contribui para a melhor compreensão dos principais temas socioambientais a serem consideradas no planejamento. O mapeamento do conjunto de projetos energéticos do PDE 2023 está representado na Figura 46.

Figura 46 – Localização dos projetos previstos no PDE 2023



Fontes: EPE, 2014; IBGE, 2009 [243].

Assim como nas versões anteriores do Plano, é possível constatar que a distribuição espacial do conjunto de projetos do PDE 2023 está fortemente condicionada pela disponibilidade dos recursos energéticos, como é 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 mesma lógica pode ser associada à localização dos parques eólicos no Nordeste e no Sul do país, regiões que se destacam pelas características mais favoráveis dos ventos, e à expressividade da exploração *offshore* de petróleo e gás natural na costa da região sudeste, que abriga a maior parte das reservas descobertas.

Outra relação interessante se estabelece entre algumas fontes e a configuração socioeconômica do território nacional. 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, é interessante destacar a localização das termelétricas à biomassa, junto às usinas de produção de açúcar e etanol nas regiões Sudeste e Centro-oeste, e as usinas à carvão localizadas na região Sul, onde se concentram as jazidas desse mineral. Essa mesma 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. Além da redução gradativa da participação da fonte hídrica na matriz, é cada vez menor a possibilidade de construção de reservatórios capazes de aumentar a regularização do sistema. Ademais, apesar da tendência de aumento da participação de outras fontes renováveis na matriz, como a eólica e a solar, em razão do seu caráter intermitente, o aumento da geração térmica se torna necessário para garantir a segurança do sistema.

Esse cenário dinâmico de expansão da geração, aliado ao crescimento esperado do consumo total e *per capita* de energia, 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. 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.

A concentração de um maior número de projetos em determinada região não implica, necessariamente, em impactos cumulativos expressivos ou que não possam ser mitigados ou evitados. Essa abordagem espacial deve considerar as características de cada fonte e seus potenciais impactos socioambientais para que seja possível identificar possíveis cumulatividades e sinergias. No que se refere ao aproveitamento dos recursos, a análise espacial do potencial energético disponível e da distribuição dos projetos permite visualizar uma eventual complementaridade entre as fontes e pode contribuir para o aproveitamento eficiente desse potencial, para a redução dos gastos com

transmissão e para a antecipação e minimização de potenciais conflitos, o que pode facilitar o processo de licenciamento de novos projetos.

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. Foi feita a revisão dos temas propostos no PDE 2022 e 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 2023:

- *Recursos hídricos.* Esse tema está associado à disponibilidade do recurso hídrico, considerado importante devido ao uso intensivo e diversificado da água em determinadas bacias hidrográficas. Destaca-se no contexto da expansão as áreas para plantio de cana-de-açúcar na Região Sudeste, em função do consumo deste recurso pelas usinas de produção de etanol. 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 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 estão expostos aos riscos da atividade *onshore*, 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, os projetos lineares, como as linhas de transmissão e gasodutos, além da expansão do plantio de cana-de-açúcar para a produção de etanol, caso não seja direcionada para áreas previamente ocupadas por outras atividades agropecuárias. 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 Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, 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. Merecem atenção os parques eólicos nas regiões Nordeste e Sul, onde a vegetação nativa encontra-se fragmentada, o que atribui maior importância ecológica às APPs remanescentes.
- *Paisagem.* Esse tema é especialmente relevante na Região Nordeste, por conta da implantação de parques eólicos e linhas de transmissão na faixa litorânea e na Serra do Espinhaço, 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 Sudeste está associada à instalação de termelétricas próximas aos centros de carga, em áreas de alto índice de urbanização e industrialização, principalmente nas regiões metropolitanas. No Sul, a qualidade do ar assume importância devido à concentração de termelétricas a carvão mineral, especialmente na região de Candiota/RS. Assim, a expansão de termelétricas nesta área impulsionou o setor a realizar estudo da capacidade de suporte da bacia aérea desta região¹⁹⁰ [240]. O resultado do estudo mostrou que a bacia aérea suporta a implantação das novas termelétricas atualmente em estudo para a região.
- *Populações indígenas.* Embora haja TI distribuídas por todo o território nacional, as regiões Norte e Centro-Oeste se destacam por abrigarem as mais extensas e que concentram 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 - OIT¹⁹¹ e o artigo 231 da Constituição Federal¹⁹² –, a instalação de projetos previstos no PDE 2023 que interfiram em 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

¹⁹⁰ Estudo de Capacidade de Suporte da Bacia Aérea da Região de Candiota/RS (2014), elaborado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) sob coordenação da EPE, contou com a colaboração da Associação Brasileira de Carvão Mineral (ABCM) e dos seguintes agentes com empreendimentos ou projetos na região: Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - Eletrobras CGTEE, Eneva e Tractebel Energia.

¹⁹¹ 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.

¹⁹² 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.

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 185 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.

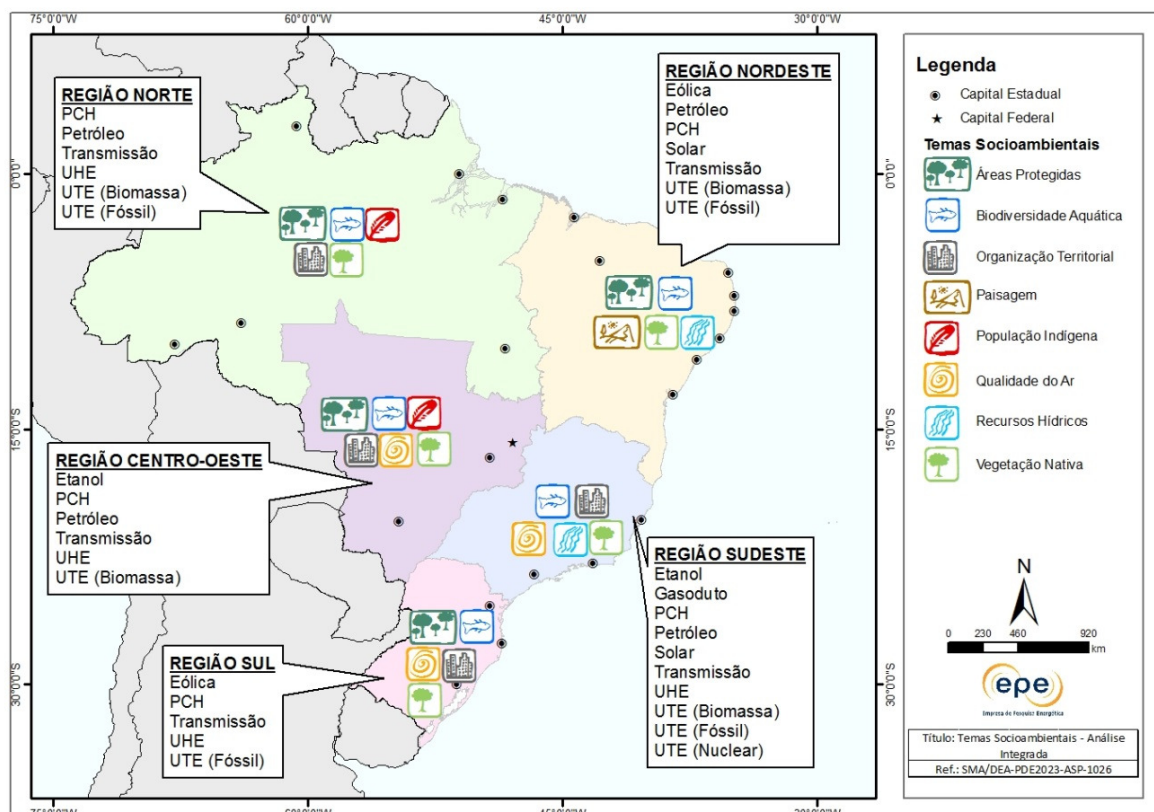
Tabela 185 – Matriz síntese da análise socioambiental integrada

Regiões → Projetos ↓	NORTE	NORDESTE	SUL	SUDESTE	CENTRO-OESTE
UHE	Biodiversidade aquática Vegetação nativa Áreas protegidas Populações indígenas Organização territorial	<i>Não há projetos planejados</i>	Biodiversidade aquática Organização territorial	Biodiversidade aquática Vegetação nativa Organização territorial	Biodiversidade aquática Vegetação nativa Áreas protegidas Populações indígenas Organização territorial
PCH	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	Biodiversidade aquática	Biodiversidade aquática	Biodiversidade aquática Populações indígenas
UTE (biomassa)	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	Qualidade do ar	<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	<i>Não há projetos planejados</i>
UTE (nuclear)	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há projetos planejados</i>
Eólica	<i>Não há projetos planejados</i>	Áreas protegidas Paisagem	Áreas protegidas	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>
Solar	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há projetos planejados</i>
Transmissão	Populações indígenas	Vegetação nativa Paisagem	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	<i>Não há projetos planejados</i>	Biodiversidade aquática	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>
Gás (gasoduto)	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há projetos planejados</i>
Etanol	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	Recursos hídricos Vegetação nativa	Vegetação nativa
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>

Fonte: EPE

O mapa da Figura 47 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 47 – 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. Pouco se avançou na construção de um processo que compreenda efetiva participação das comunidades indígenas e 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 de proteção integral ou de uso sustentável 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, o que justifica a sua prioridade.
- *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.

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. Acabam por ser inevitáveis, muitas vezes, decisões espontâneas que nem sempre vão ao encontro das melhores alternativas socioambientais e econômicas.

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

A seguir 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 2014 e 2023, 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 186. Importante destacar que as taxas de crescimento do 1º quinquênio e do decênio são calculadas tendo como referência o ano base de 2013.

Estima-se que, ao fim do período decenal, a oferta interna de energia atinja, aproximadamente, 426 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), que representa um crescimento médio anual de 3,7%. A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 4,4%, chegando ao fim de 2023 com uma oferta estimada em, aproximadamente, 934 TWh.

O consumo final energético é determinante para a evolução da oferta interna e apresenta-se, ao final de 2023, superior a 350 milhões de tep e com uma taxa média de crescimento de 3,7% ao ano.

Tabela 186 – Economia e energia – 2014-2023

Discriminação		2014	2018	2023	2013-2018	2018-2023	2013-2023
					Variação (% a.a.)		
População Residente	(10 ⁶ hab)	203,6	209,9	216,6	0,8	0,6	0,7
PIB	(10 ⁹ R\$)	4.133	4.905	6.112	4,1	4,5	4,3
	per capita (10 ³ R\$/hab)	20,3	23,4	28,2	3,3	3,8	3,6
Oferta interna de energia	(10 ⁶ tep)	305,0	365,1	425,8	4,3	3,1	3,7
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,074	0,074	0,070	0,2	-1,3	-0,6
	per capita (tep/hab)	1,498	1,739	1,966	3,5	2,5	3,0
Oferta interna de eletricidade	(TWh)	659,1	776,3	933,8	4,9	3,8	4,4
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	159,5	158,3	152,8	0,8	-0,7	0,1
	per capita (kWh/hab)	3.237	3.698	4.311	4,1	3,1	3,6
Consumo final energético	(10 ⁶ tep)	254,5	301,8	351,4	4,4	3,1	3,7
	per capita (tep/hab)	1,250	1,438	1,622	3,5	2,4	3,0
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,062	0,062	0,057	0,2	-1,4	-0,6

Fonte: EPE

Matriz Energética

A Tabela 187 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 4,1%, destacando-se o crescimento de 8,0% na oferta de outras fontes renováveis, que inclui energia eólica, solar e biodiesel.

Tabela 187 – Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal

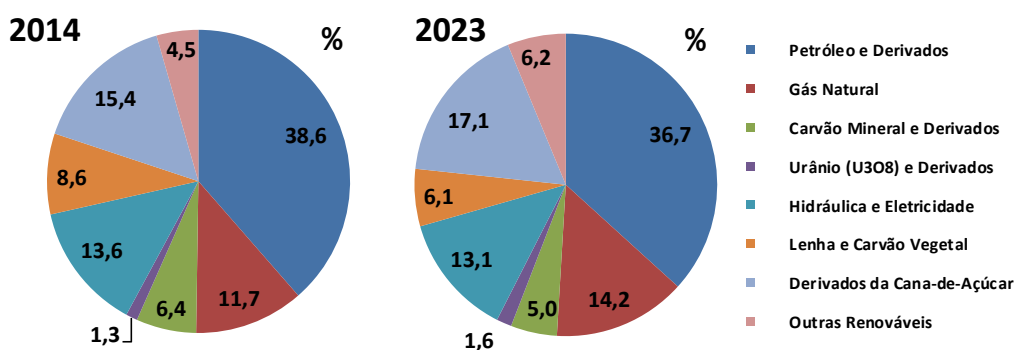
	2014		2018		2023		2013-2023
	mil tep	%	mil tep	%	mil tep	%	Variação (% a.a.)
Energia Não Renovável	180.648	57,9	208.702	57,2	244.818	57,5	3,4
Petróleo e Derivados	120.292	38,6	136.325	37,3	156.350	36,7	3,0
Gás Natural	36.477	11,7	46.617	12,8	60.492	14,2	4,8
Carvão Mineral e Derivados	19.941	6,4	20.162	5,5	21.102	5,0	2,5
Urânio (U3O8) e Derivados	3.938	1,3	5.597	1,5	6.875	1,6	5,8
Energia Renovável	131.329	42,1	156.380	42,8	180.961	42,5	4,1
Hidráulica e Eletricidade	42.340	13,6	48.584	13,3	55.695	13,1	4,2
Lenha e Carvão Vegetal	26.887	8,6	26.787	7,3	26.056	6,1	0,6
Derivados da Cana-de-Açúcar	48.164	15,4	59.189	16,2	72.626	17,1	4,3
Outras Renováveis	13.939	4,5	21.821	6,0	26.583	6,2	8,0
Total	311.977	100,0	365.081	100,0	425.779	100,0	3,7

Fonte: EPE

Dentre as fontes não renováveis, o gás natural apresenta um ganho substancial de participação na oferta de energia, saindo de 11,7% em 2014 para 14,2% em 2023, resultante de sua taxa média anual de crescimento de 4,8% no período.

Outro destaque é a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 38,6% em 2014 para 36,7% em 2023. 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 147.

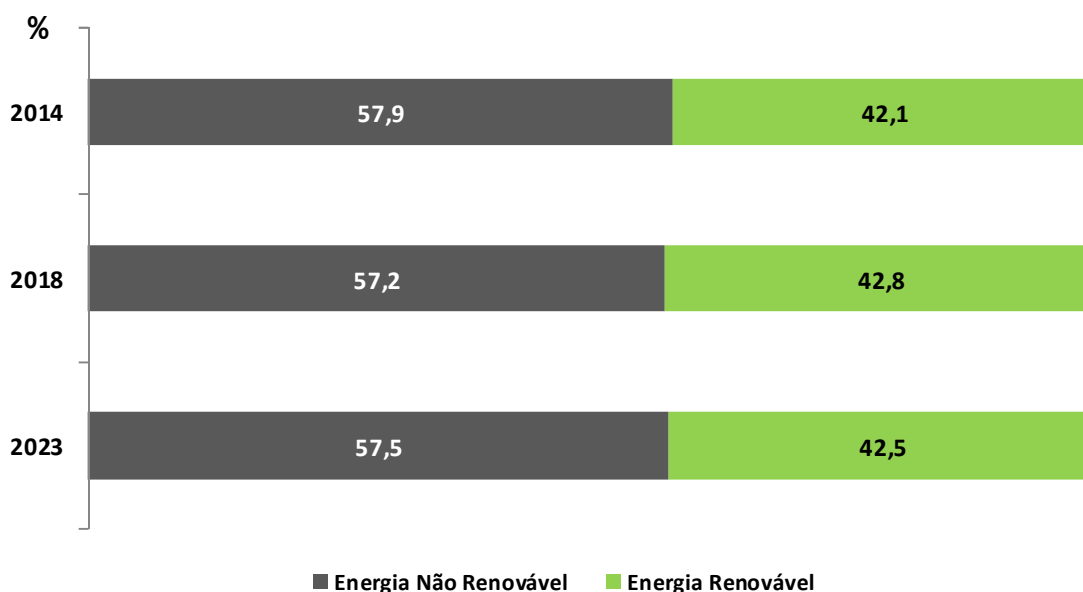
Gráfico 147 – Composição da oferta interna de energia por fonte nos próximos dez anos



Fonte: EPE

O Gráfico 148 ilustra a perspectiva de aumento do percentual de energias renováveis na matriz energética brasileira, alcançando 42,5% em 2023.

Gráfico 148 – 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. Consequentemente, ao longo dos próximos 10 anos, o Brasil passa a registrar energia excedente em sua matriz energética, superando 64 milhões de tep em 2023, que equivale a aproximadamente 13% da produção total de energia no País. Em outras palavras, nesse horizonte o Brasil deixa de ser importador líquido de energia e passa ao "status" de exportador líquido (ver Tabela 188).

Tabela 188 – Evolução da oferta de energia primária

Discriminação	2014	2018	2023	2013-2018	2018-2023	2013-2023
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda Total de Energia (A)	318.374	374.175	437.314	4,4	3,2	3,8
Consumo Final	274.374	325.678	378.160	4,6	3,0	3,8
Perdas ¹	44.000	48.498	59.154	3,4	4,1	3,7
Produção de Energia Primária (B)	306.675	398.558	501.648	9,1	4,7	6,9
Energia Excedente (B)-(A)	-11.699	24.383	64.335	-	-	-

Nota: (1) Energia não-aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.
 Fonte: EPE

A Tabela 189 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 8,9%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética de derivados de petróleo, que apresenta 3,0% de crescimento médio anual. Com isso, ao final do decênio, apresenta-se energia excedente de cerca de 90 milhões de tep na cadeia de petróleo brasileira.

Tabela 189 – Evolução da oferta de petróleo e derivados

Discriminação	2014	2018	2023	2013-2018	2018-2023	2013-2023
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda de Derivados de Petróleo (A)	128.798	146.574	168.456	3,2	2,8	3,0
Consumo Final	123.407	141.319	162.779	4,1	2,9	3,5
Transformação ⁽¹⁾	5.392	5.255	5.676	-11,2	1,6	-5,0
Perdas	389	340	227	-27,1	-7,7	-18,0
Produção de Petróleo (B)	135.427	194.415	258.599	12,0	5,9	8,9
Petróleo Bruto	131.819	189.449	252.715	12,6	5,9	9,2
Líquidos de Gás Natural ⁽²⁾	1.020	1.075	1.282	-21,1	3,6	-9,6
Biodiesel ⁽³⁾	2.588	3.891	4.602	14,8	3,4	9,0
Energia Excedente (B)-(A)	6.628	47.841	90.144			

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 190 apresenta o balanço de gás natural projetado, onde se destaca o crescimento médio anual de 4,2% da oferta de gás natural oriunda de Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN).

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 21,0%, projeta-se que o consumo não energético supere 17 milhões de m³/dia em 2023.

Assim, estima-se que o consumo total de gás natural aumentará, em média, 3,7% ao ano nos próximos dez anos, aproximando-se de 128 milhões de m³/dia em 2023.

Tabela 190 – Balanço de gás natural seco

Discriminação	2014	2018	2023	2014-2018	2018-2023	2013-2023
	mil m³/dia			Variação (% a.a.)		
Oferta Total Esperada	85.251	102.103	127.679	1,7	4,6	3,1
UPGN	57.773	56.883	71.370	3,7	4,6	4,2
Importação	27.478	45.220	56.309	-0,5	4,5	1,9
Consumo Total Esperado	85.251	102.103	127.679	2,8	4,6	3,7
Transformação em Eletricidade ⁽¹⁾	28.908	18.959	27.483	-13,2	7,7	-3,3
Consumo final	56.344	83.144	100.195	10,5	3,8	7,1
Consumo não energético	7.628	15.307	17.490	42,5	2,7	21,0
Consumo energético	48.716	67.837	82.706	7,3	4,0	5,6
Setor energético ⁽²⁾	9.140	15.635	18.128	8,1	3,0	5,5
Residencial	1.102	1.601	2.195	9,9	6,5	8,2
Transportes	5.458	5.920	6.734	2,9	2,6	2,8
Industrial	32.181	43.619	54.262	7,5	4,5	6,0
Outros ⁽³⁾	835	1.060	1.387	8,6	5,5	7,0

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 2023.

	2013 ⁽¹⁾	2018	2023	1º Quinquênio		2º Quinquênio		Decênio	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Parâmetros Macroeconômicos									
PIB (10 ⁹ R\$ [2010])	4.012	4.905	6.112	892	22%	1.207	25%	2.100	52%
População ⁽¹⁾ (10 ⁶ hab)	201,9	209,9	216,6	8,0	4%	6,7	3%	14,7	7%
PIB per capita (10 ³ R\$/hab)	19,9	23,4	28,2	3,5	18%	4,9	21%	8,3	42%
Oferta Interna de Energia per capita (tep/hab)	1,47	1,74	1,97	0,3	19%	0,2	13%	0,5	34%
Oferta Interna de Energia por PIB (tep/10 ⁶ R\$)	73,8	74,4	69,7	0,6	1%	-4,8	-6%	-4,1	-6%
Oferta Interna de Eletricidade por PIB (kWh/10 ³ R\$)	152,0	158,3	152,8	6,3	4%	-5,5	-3%	0,8	1%
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ⁶ R\$)	73,8	74,4	69,7	0,6	1%	-4,8	-6%	-4,1	-6%
Elasticidade-renda do consumo de energia ⁽²⁾				1,13		0,65		0,87	
Consumo Final ⁽³⁾ (10 ⁶ tep)	260,2	325,7	378,2	65,4	25%	52,5	16%	117,9	45%
Gás Natural (10 ⁶ m³/dia)	57,0	95,9	118,0	38,9	68%	22,1	23%	60,9	107%
Carvão Mineral e Coque (10 ⁶ t)	18,0	24,0	24,1	6,0	33%	0,1	0%	6,1	34%
Lenha (10 ⁶ t)	52,2	47,8	45,3	-4,4	-8%	-2,5	-5%	-6,9	-13%
Carvão Vegetal (10 ⁶ t)	6,4	10,0	10,2	3,5	55%	0,2	2%	3,7	58%
Bagaço de Cana (10 ⁶ t)	138,4	162,4	190,0	23,9	17%	27,6	17%	51,6	37%
Eletricidade (TWh)	516,3	641,8	780,4	125,4	24%	138,6	22%	264,1	51%
Etanol (10 ⁶ m³)	24,1	34,8	44,7	10,6	44%	9,9	28%	20,5	85%
Biodiesel (10 ⁶ m³)	2,3	4,6	5,4	2,3	100%	0,8	18%	3,1	136%
Derivados de Petróleo (10 ⁶ m³)	111,5	131,5	150,7	20,0	18%	19,2	15%	39,2	35%
Óleo Diesel	57,5	67,5	79,8	9,9	17%	12,3	18%	22,2	39%
Óleo Combustível	4,2	5,3	5,9	1,1	27%	0,5	10%	1,7	39%
Gasolina	31,8	38,3	42,1	6,5	21%	3,8	10%	10,4	33%
GLP	13,6	14,7	16,0	1,0	8%	1,3	9%	2,4	17%
Querosene	4,4	5,7	7,0	1,3	30%	1,2	22%	2,6	59%
Oferta Interna de Energia (10 ⁶ tep)	296,1	365,1	425,8	69,0	23%	60,7	17%	129,6	44%
Petróleo - Produção	2.024	3.660	4.882	1.636	81%	1.222	33%	2.858	141%
(10 ³ barris/dia) - Exportação ^(*)	-3	-1.143	-1.825	-1.140	42.752%	-683	60%	-1.823	68.348%
Gás Natural - Produção ⁽⁴⁾	77,2	113,6	148,8	36,4	47%	35,2	31%	71,6	93%
(10 ⁶ m³/dia) - Importação ^(*)	46,5	45,2	56,3	-1,2	-3%	11,1	25%	9,8	21%
Óleo Diesel (10 ⁶ m³) - Produção	49,8	64,8	84,4	15,0	30%	19,6	30%	34,6	69%
- Importação/Exportação	9,0	3,2	-4,1	-5,8	-65%	-7,2	-	-13,1	-
Óleo Combustível (10 ⁶ m³) - Produção	15,4	12,9	11,3	-2,4	-16%	-1,6	-13%	-4,1	-27%
- Exportação	-8,7	-7,2	-5,1	1,5	-18%	2,1	-30%	3,7	-42%
Gasolina (10 ⁶ m³) - Produção	28,5	30,3	30,4	1,8	6%	0,1	0%	1,9	7%
- Exportação	1,9	8,0	11,7	6,0	316%	3,7	47%	9,8	511%
GLP (10 ⁶ m³) - Produção	10,4	13,5	15,8	3,1	30%	2,3	17%	5,4	52%
- Importação	3,3	1,2	0,2	-2,1	-64%	-1,0	-81%	-3,1	-93%
Querosene (10 ⁶ m³) - Produção	5,6	7,8	13,5	2,3	41%	5,7	73%	8,0	143%
- Exportação	-1,1	-2,1	-6,6	-1,0	88%	-4,5	212%	-5,4	488%
Etanol (10 ⁶ m³) - Produção	27,6	37,1	47,3	9,5	34%	10,2	28%	19,7	71%
- Exportação	-2,8	-2,3	-2,6	0,5	-18%	-0,3	14%	0,2	-7%
Eletricidade (TWh) - Produção+importação	609,9	776,3	933,8	166,4	27%	157,6	20%	324,0	53%

	2013 ^(*)	2018	2023	1º Quinquênio		2º Quinquênio		Decênio	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Sistema Interligado Nacional ⁽⁵⁾ (GW)	124,8	167,1	195,9	42,3	34%	28,8	17%	71,1	57%
<i>Hidráulica ⁽⁶⁾</i>	86,0	106,5	116,9	20,5	24%	10,4	10%	30,9	36%
<i>Nuclear</i>	2,0	3,4	3,4	1,4	71%	0,0	0%	1,4	71%
<i>Térmica ⁽⁷⁾</i>	19,4	20,9	28,4	1,4	7%	7,5	36%	8,9	46%
<i>PCH+Biomassa+Eólica+Solar</i>	17,4	36,3	47,2	19,0	109%	10,9	30%	29,9	172%
Transmissão de Energia Elétrica ⁽⁸⁾									
Linhas de Transmissão (km)	112.660	154.960	182.477	42.300	38%	27.517	18%	69.817	62%
Subestações (MVA)	288.946	399.181	451.904	110.235	38%	52.723	13%	162.958	56%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos) ⁽⁹⁾	9.295	9.745	9.745	450	5%	0	0%	450	5%

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 2013, 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 2014-2023	%
Oferta de Energia Elétrica	301	23,8%
Geração ⁽¹⁾	223	17,7%
Transmissão ⁽²⁾	78	6,2%
Petróleo e Gás Natural	879	69,6%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	778	61,6%
Oferta de Derivados de Petróleo	98	7,7%
- Refino	68	5,4%
- Infraestrutura de transporte	29	2,3%
Oferta de Gás Natural	3	0,3%
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	82	6,5%
Etanol - Usinas de produção	75	5,9%
Etanol - Infraestrutura dutoviária e portuária	7	0,5%
Biodiesel - Usinas de produção	1	0,1%
TOTAL	1.263	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\$ 2,34 / US\$ (comercial – fim de período, média de compra e venda, dezembro/2013).

Matriz Energética Nacional – 2023

Apresenta-se a projeção da Matriz Energética Nacional visualizada para o ano final do período decenal (2023).

PROJEÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL – ANO 2023

CONSOLIDADO - 2023 (10³ tep)	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA																TOTAL
	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO UO₂	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS DE COQUEARIA	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTIDO NO UO₂	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANDRÓ E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	ALCATRÃO	ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL	
PRODUÇÃO	252.715	53.940	8.250	0	6.875	53.208	26.056	74.021	26.583	501.648	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	501.648
IMPORTAÇÃO	5.282	18.086	1.081	10.375	0	0	0	0	0	34.824	0	0	9.015	136	0	0	0	1.397	0	2.487	0	267	2.357	2.343	0	18.002	52.826
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	257.997	72.026	9.330	10.375	6.875	53.208	26.056	74.021	26.583	536.472	0	0	9.015	136	0	0	0	1.397	0	2.487	0	267	2.357	2.343	0	18.002	554.474
EXPORTAÇÃO	-99.759	0	0	0	0	0	0	0	0	-99.759	-3.463	-4.877	-19	0	-1.993	-5.387	0	0	0	0	0	-1.662	0	0	0	-17.401	-117.161
NÃO-APROVEITADA	0	-2.899	0	0	0	0	0	0	0	-2.899	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.899
REINJEÇÃO	0	-8.636	0	0	0	0	0	0	0	-8.636	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-8.636
OFERTA INTERNA BRUTA	158.238	60.492	9.330	10.375	6.875	53.208	26.056	74.021	26.583	425.178	-3.463	-4.877	8.995	136	-1.993	-5.387	0	1.397	0	2.487	0	-1.395	2.357	2.343	0	601	425.779
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-158.238	-21.872	-4.931	-10.375	-6.875	-53.208	-11.998	-33.550	-17.288	-318.334	75.683	10.507	23.431	9.632	8.825	11.126	1.827	8.108	0	77.824	6.570	24.541	15.138	10.326	372	283.910	-34.425
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-158.238	0	0	0	0	0	0	0	-1.474	-159.712	71.535	10.817	22.801	7.234	11.576	11.126	0	0	0	0	0	0	15.438	8.986	0	159.513	-200
PLANTAS DE GAS NATURAL	0	-4.897	0	0	0	0	0	0	1.235	-3.662	0	0	0	2.166	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.340	0	3.506	-156
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	-10.375	0	0	0	0	0	-10.375	0	0	0	0	0	0	2.224	8.108	0	0	0	0	-764	0	372	9.940	-435
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.875	0	0	0	0	-6.875	0	0	0	0	0	0	0	0	6.771	0	0	0	0	0	0	6.771	-103
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-7.517	-4.757	0	0	-50.946	0	0	-9.144	-72.363	-2	-33	0	0	0	0	0	0	-6.771	66.303	0	0	0	0	0	59.496	-12.867
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-9.218	-174	0	0	-2.263	-265	-8.762	-3.542	-24.224	-452	-277	0	0	0	0	-396	0	0	11.520	0	0	-1.397	0	0	8.998	-15.226
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-11.733	0	0	-11.733	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.570	0	0	0	0	0	6.570	-5.162
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-24.788	0	-24.788	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24.541	0	0	0	0	24.541	-248
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-240	0	0	0	0	0	0	-4.363	-4.602	4.602	0	630	232	-2.750	0	0	0	0	0	0	0	1.861	0	0	4.575	-28
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-13.194	0	0	0	0	0	-13.194	-13.194
CONSUMO FINAL	0	38.619	4.400	0	0	0	14.057	40.471	9.296	106.843	72.220	5.630	32.426	9.768	6.832	5.738	1.827	9.505	0	67.116	6.570	23.146	17.495	12.669	372	271.316	378.160
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	5.618	0	0	0	0	0	0	0	5.618	0	0	0	0	6.832	8	0	0	0	0	0	957	472	12.669	255	21.192	26.809
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	33.002	4.400	0	0	0	14.057	40.471	9.296	101.226	72.220	5.630	32.426	9.768	0	5.730	1.827	9.505	0	67.116	6.570	22.189	17.024	0	118	250.125	351.350
SETOR ENERGÉTICO	0	12.260	0	0	0	0	0	20.216	0	32.475	1.804	375	0	26	0	0	364	0	0	6.066	0	0	6.500	0	0	15.135	47.610
RESIDENCIAL	0	705	0	0	0	0	5.239	0	0	5.944	0	0	0	7.441	0	0	0	0	0	16.334	387	0	0	0	0	24.163	30.107
COMERCIAL	0	389	0	0	0	0	125	0	0	514	11	23	0	691	0	0	0	0	0	12.269	107	0	0	0	0	13.101	13.614
PÚBLICO	0	56	0	0	0	0	0	0	0	56	4	11	0	326	0	0	0	0	0	4.372	0	0	0	0	0	4.712	4.769
AGROPECUÁRIO	0	0	0	0	0	0	2.081	0	0	2.081	7.360	20	0	12	0	0	0	0	0	3.217	8	22	0	0	0	10.640	12.721
TRANSPORTES	0	2.163	0	0	0	0	0	0	0	2.163	61.603	2.060	32.426	0	0	5.726	0	0	0	264	0	22.167	0	0	0	124.247	126.409
INDUSTRIAL	0	17.429	4.400	0	0	0	6.612	20.255	9.296	57.992	1.438	3.140	0	1.273	0	4	1.464	9.505	0	24.593	6.069	0	10.524	0	118	58.128	116.120
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: a) Produção esperada de gás natural em função da projeção de processamento em plantas de gás natural;
b) 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 2010. 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, setembro 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. 2013.
[8]	IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. Projeção da População do Brasil por sexo e idade: 2000-2060. Rio de Janeiro: IBGE, 2013.
[9]	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 >.
[10]	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.
[11]	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.
[12]	SOUZA Jr., J.R.C. Produto Potencial: Conceitos, Métodos de Estimativa e Aplicação à Economia Brasileira. IPEA. Texto para discussão 1.130. Rio de Janeiro, novembro de 2005.
[13]	WSA [World Steel Association]. Steel Statistical Yearbook 2012. Brussels: WSA, 2012.
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	

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[25]	EPE. "Custo Marginal de Expansão: Metodologia 2014". Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-052/2014-r0. Rio de Janeiro, 2014.
[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/dsListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2013&attIdeFasAud=811&id_are a=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]	EPE-DEE-RE-036/2011-rev0 – "Estudo para Ampliação das Interligações para o Nordeste Frente à Necessidade de Exportação do Excedente de Energia".
[30]	EPE-DEE-RE-063/2011-rev0 – "Ampliação da Interligação Norte/Nordeste – Sudeste para Escoamento da Geração Excedente na Região Nordeste"
[31]	EPE-DEE-RE-003/2012-r0 – "Programa de Expansão da Transmissão – PET ciclo 2012-2016"
[32]	EPE-DEE-RE-004/2012-r0 – "Plano de Expansão de Longo Prazo – PELP 2017"
[33]	EPE-DEE-RE-005/2012-r0 – "Análise da Expansão da Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste – Relatório R2"
[34]	EPE-DEE-RE-012/2012-r0 – "Análise de Integração das Usinas cadastradas no Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração - "A-3" 2012"
[35]	EPE-DEE-RE-017/2012-r0 – "Análise do Sistema de Integração da UHE Belo Monte ao Sistema Interligado - Desempenho Dinâmico"
[36]	EPE-DEE-RE-018/2012-r0 – "Análise do Sistema de Integração da UHE Belo Monte ao Sistema Interligado – Avaliação do Ponto de Chegado do Elo CCAT na Região Sudeste – Desempenho Dinâmico"
[37]	EPE-DEE-RE-020/2012-r0 – "Estudo da SE Jupia, reforços para alívio de carregamento na transformação 440/138 kV"
[38]	EPE-DEE-NT-026/2012-r0 – "Avaliação da Conexão do Consumidor Brasil Exploração Mineral S.A. – BEMISA no Seccionamento da Linha de Transmissão em 500 kV entre as Subestações São João Piauí e Milagres II"
[39]	EPE-DEE-PT-040_2012-rev0 – "Parecer Técnico sobre o documento Eletrobras – Informe Técnico ETPE – 002/2011 – "Interligação Altamira – Xingu – Análise de Viabilidade Técnica – Revisão 1", de setembro de 2011"
[40]	EPE-DEE-RE-023_2012-rev1 – "ESTUDO DE ATENDIMENTO A BRASÍLIA - Parte 1 – Atendimento ao Critério N-1; Parte 2 – Atendimento ao Critério N-2"
[41]	EPE-DEE-RE-029_2012-rev0 – "Atendimento à Região Norte do Estado do Rio de Janeiro"
[42]	EPE-DEE-RE-030_2012-rev0 – "Estudo de Conexão das Centrais Geradoras Eólicas Vencedoras no A-5 nos Estados do Ceará e Bahia"
[43]	EPE-DEE-RE-031_2012-rev1- "Estudo de Atendimento ao Estado de Santa Catarina – Região Oeste"
[44]	EPE-DEE-RE-033_2012-rev0 – "Estudos da Reserva Adequada de Potência Reativa para a Região Nordeste"
[45]	EPE-DEE-RE-038_2012-rev0 – "Relatório Plano Quinquenal SP - 2012-2016"
[46]	EPE-DEE-RE-041_2012-rev0 – "Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé Açu - 2015-2029"
[47]	EPE-DEE-RE-046_2012-rev0 – "Estudo de Atendimento a São Luís 2015-2029"
[48]	EPE-DEE-RE-047_2012-rev1 – "Estudo de Suprimento à Região Oeste da Bahia"
[49]	EPE-DEE-RE-049_2012-rev0 – "Estudo do Suprimento via SE Jaru – Integração das Cargas Isoladas da Sub-região de Machadinho do Oeste"
[50]	EPE-DEE-RE-051_2012-rev0 – "Estudo de Definição da Subestação para a Instalação do Banco de Autotransformadores Monofásicos 345~230 kV – 500 MVA (3 x 166 MVA), desmobilizado da SE Anhaguera Provisória"
[51]	EPE-DEE-RE-053_2012-rev0 – "Estudo de Suprimento a Região Nordeste do Maranhão e Noroeste do Piauí 2015-2028"

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[52]	EPE-DEE-RE-054_2012-rev0 – “Estudo de Suprimento à Região Noroeste do Maranhão - Horizonte 2015/2029”
[53]	EPE-DEE-RE-055_2012-rev1 – “Reforço de Transmissão/Distribuição para os Sistemas de Guanhães e Ipatinga – Região Leste de Minas Gerais
[54]	EPE-DEE-RE-056_2012-rev0 – “Parecer Técnico – Estudo de atendimento a Região Metropolitana de Manaus”
[55]	EPE-DEE-RE-057_2012-rev0 – “Reforço Estrutural ao Sistema de Transmissão da Região Leste de Minas Gerais – Complementação”
[56]	EPE-DEE-RE-058_2012-rev0 – “Estudo de Longo Prazo da Região Metropolitana de São Paulo (RMSP)”
[57]	EPE-DEE-RE-063_2012-rev0 – “Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II”
[58]	EPE-DEE-RE-064-2012-rev0 – “Estudo de Atendimento ao Sistema de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais”
[59]	EPE-DEE-RE-065-2012-rev0 – “Estudo de Suprimento às Cargas da Região de Almeirim no Estado do Pará 2015-2029”
[60]	EPE-DEE-RE-068_2012-rev0 – “Estudo para Definição de Reforços ao Sistema Elétrico do Litoral de São Paulo”
[61]	EPE-DEE-RE-069_2012-rev0 – “Análise de Integração das Usinas Cadastradas no Leilão de compra e de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimento de Geração - “A-3” 2012”
[62]	EPE-DEE-RE-072_2012-rev0 – “Análise de Integração das Usinas Cadastradas no Leilão de compra e de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimento de Geração - “A-5” 2012”
[63]	EPE-DEE-RE-075-2012-rev0 – “Sistema de Conexão Elétrica dos Empreendimentos de Geração Hidrelétrica – Leilão A-5 2012”
[64]	EPE-DEE-RE-077_2012-rev0 – “Atendimento à Região Norte do Estado de Goiás – Itapaci, Águas Lindas e Barro Alto”
[65]	EPE-DEE-RE-083_2012-rev0 – “Estudo de Atendimento à Região Oeste de Goiás - Firminópolis”
[66]	EPE-DEE-RE-084_2012-rev0 – “Estudo de Atendimento ao Sistema de Transmissão da Região Central de Goiás (Transformadores de fronteira)”
[67]	EPE-DEE-RE-087_2012-rev0 – “Sistema de transmissão em CCAT + 800 kV, ampliação da Interligação Norte/Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, para integração da usina de Belo Monte – informações Complementares”
[68]	EPE-DEE-RE-088_2012-rev0 – “Reforços ao Sistema Elétrico de Minas Gerais: Região Leste e Triângulo Mineiro”
[69]	EPE-DEE-RE-090_2012-rev0 – “Estudo de Atendimento ao Sistema de Transmissão da Região Sul de Goiás”
[70]	EPE-DEE-RE-111_2012-rev0 – “Reavaliação do Estudo de Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará”
[71]	EPE-DEE-RE-123_2012-rev0 – “Estudo de Acesso do Produtor Independente Klabin Celulose – Parecer Técnico”
[72]	EPE-DEE-RE-124_2012-rev0 – “Reavaliação do estudo de atendimento à região nordeste da CPFL Paulista”
[73]	Nota Técnica ONS-EPE - ONS NT-078/2012 – “Critério para Dimensionamento de Unidade Reserva de Transformadores em Subestações Relevantes para o SIN”
[74]	EPE-DEE-RE-001_2013-rev0 – “Estudo de Suprimento a Palmas”
[75]	EPE-DEE-RE-010/2013-rev0 – “Estudo de Acesso das PCHs Fundãozinho, Areado e bandeirante e Conexão da Enersul da Região de Paraíso no Estado do Mato Grosso do Sul”
[76]	EPE-DEE-RE-011/2013-rev0 – “Reforço ao Sistema Elétrico de Minas Gerais: Conselheiro Pena – Parecer Técnico”
[77]	EPE-DEE-RE-012/2013-rev0 – “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”
[78]	EPE-DEE-RE-015/2013-rev1 – “Programa de Expansão da Transmissão 2013-2017”
[79]	EPE-DEE-RE-022/2013-rev0 – “Estudo de Atendimento Elétrico a Região de Juazeiro da Bahia
[80]	EPE-DEE-RE-023/2013-rev0 – “Atendimento ao Sistema Elétrico da região de Goiânia – SE Goiânia Leste”

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[81]	EPE-DEE-RE-026/2013-rev0 – “Suprimento à Região do Baixo Araguaia – Mato Grosso”
[82]	EPE-DEE-RE-114/2012-rev1 – “Estudo de Atendimento Elétrico a Região Sudeste do Pará”
	Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural
[83]	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.
[84]	BP (2013). BP Statistical Review of World Energy. Disponível em: < http://www.bp.com/statisticalreview >.
[85]	EPE (2013). Plano Decenal de Energia 2022. Rio de Janeiro.
[86]	EPE (2012). Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Rio de Janeiro.
[87]	PETROBRAS (2014). Plano de Negócios e Gestão 2014-2018. Apresentação... Rio de Janeiro: [], 26 fev. 2014.
	Capítulo VI – Oferta de derivados de petróleo
[88]	ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP 2000a). Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 2000. 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: 11 ago. 2014.
[89]	ANP (2000b) Portaria ANP nº 9, de 21 de janeiro de 2000. 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: 11 ago. 2014.
[90]	ANP (2009). 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: 11 ago. 2014.
[91]	ANP (2010). 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: 11 ago. 2014.
[92]	ANP (2012). Resolução ANP nº 45, de 20 de dezembro de 2012. Regulamenta as especificações do óleo diesel de uso rodoviário. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 21 dez. 2012. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 11 ago. 2014.
[93]	ANP (2013a) 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: 11 ago. 2014
[94]	ANP (2013b). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural: 2013 (ano-base 2012) . Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 11 ago. 2014.
[95]	ANP (2014a). Preços de Produtores . Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 11 ago. 2014.
[96]	ANP (2014b). Despacho ANP nº 74, de 22 de janeiro de 2014. Atualiza os Anexos II e III da Portaria ANP nº 206 de 29 de agosto de 2000. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 22 jan. 2014. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em: 11 ago. 2014.
[97]	ANP (2014c). Dados Estatísticos Mensais . Disponível em: http://www.anp.gov.br . Acessado em: 06/03/2014
[98]	BRASIL (1993). Lei nº 8.723, 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, 1º nov. 1993, p.16.313.
[99]	BRASIL (2005a). Decreto nº 5.448, de 20 de maio de 2005. 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.
[100]	BRASIL (2005b). Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 14 jan. 2005, p.8.
[101]	BRASIL (2014a). 10º Balanço do PAC 2 . Brasília, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, mar./jun. 2014. Jun. 2014. Disponível em: < http://www.pac.gov.br/sobre-o-pac/divulgacao-do-balanco/balanco-completo > Acesso em: 05 ago. 2014

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[102]	BRASIL (2014b). Medida Provisória nº 647, de 28 maio de 2014. Dispõe sobre a adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel comercializado ao consumidor final, e dá outras providências. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 29 Maio 2014
[103]	CNPE (2002). Resolução do Conselho Nacional de Política Energética 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
[104]	CNPE (2005). Resolução do Conselho Nacional de Política Energética 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, 5 dez. 2005
[105]	CNPE (2009). Resolução do Conselho Nacional de Política Energética CNPE nº 6, de 16 setembro de 2009. Estabelece em cinco por cento, em volume, o percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao diesel comercializado ao consumidor final. Diário Oficial da União , Brasília, DF, 26 out. 2009
[106]	ESMAP – Energy Sector Management Assistance Programme (2005). Crude oil price differentials and differences in oil qualities: a statistical analysis . Report, Washington, D.C., 2005. Disponível em: < http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/08105.Technical%20Paper_Crude%20Oil%20Price%20Differential%20and%20Differences%20in%20Oil%20Qualities%20A%20Statistical%20Analysis.pdf >. Acesso em: 11 ago. 2014.
[107]	IMO - International Maritime Organization (2014). 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 . Acessado em: 03.jun.2014
[108]	MAPA - Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA 2014). Mistura carburante (etanol anidro - gasolina) - cronologia . Disponível em: < http://www.agricultura.gov.br/arq_editor/file/Desenvolvimento_Sustentavel/Agroenergia/Orientacoes_Tecnicas/leislacao/CRONOLOGIA%20ETANOL%20ANIDRO%20-%20GASOLINA%20NO%20BRASIL(2).pdf >. Acesso em: 11 ago. 2014.
[109]	PETROBRAS (2014a). 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: 11 ago. 2014..
[110]	PETROBRAS (2014b). Abastecimento Corporativo/Gerência de Relacionamento Externo . Atualização de dados, mai. 2014b.
[111]	PETROBRAS (2010). Prospectus supplement dated September 23, 2010 to prospectus dated December 11, 2009 . Risk factors. p. S-34. Disponível em: < http://www.investidorpetrobras.com.br/data/files/8A78D68433C76DA80133D1F0F67A2256/Final%20prospectus%20Supplement.pdf > Acesso em: 11 ago. 2014.
[112]	PETROBRAS (2007). Fato relevante: análise da área de TUPI . Rio de Janeiro: Petrobras - Relacionamento com Investidores/Comunicados e Fatos Relevantes, 2007. Disponível em: < http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-analise-da-area-de-tupi.htm >. Acesso em: 28 jan. 2008.
[113]	PETROBRAS (2003). Prospectus supplement dated June 27, 2003 to prospectus dated August 14, 2002 . 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.
[114]	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: Instituto Brasileiro de Petróleo/IBP, 03 abr. 2014
[115]	TRANSPETRO - Petrobras Transporte S. A. TRANSPETRO (2014). Acordo para Intercâmbio e Cooperação Técnica entre EPE e Transpetro . Atualização de dados, mar. 2014
[116]	TRANSPETRO (2007). Novos projetos - terminais e oleodutos . Apresentação realizada pela Transpetro à EPE no âmbito do Acordo para Intercâmbio e Cooperação Técnica de 05 de julho de 2006. Rio de Janeiro, nov. 2007
Capítulo VII – Oferta de gás natural	
[117]	BP (2012). BP Statistical Review of World Energy – June 2012. Disponível em: < http://www.bp.com/statisticalreview >. Acesso em: 12 mar. 2013.
[118]	CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, (2012). 2012 Natural Gas Markets Trends – in support of the 2012 Integrated Energy Policy Report Update. California Energy Commission Staff Report, CEC-200-2012-004, may 2012.
[119]	EIA. [Energy Information Administration], (2013a?). Annual Energy Outlook 2013. U.S. Energy Information Administration. Disponível em: < http://www.eia.gov/forecasts/aeo/ >. Acessado em: .
[120]	EIA (2013b?). Annual Energy Outlook 2013 – Early Release Overview. U.S. Energy Information Administration. Disponível em: < http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/ >. Acessado em: 12 mar. 2013.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[121]	IEA. International Energy Agency, (2012). World Energy Outlook 2012. International Energy Agency, OECD/IEA, Paris.
[122]	MILLER, K. D.; CHEVALIER, M. T.; LEAVENS, J., (2010). The Role of WTI as a Crude Oil Benchmark. Purvin & Gertz Inc. January 2010. Disponível em: < http://www.cmegroup.com/trading/energy/files/PurvinGertz_WTI_Benchmark_Study.pdf >. Acesso em: 10 ago. 2012.
[123]	MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2012). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Dez/2012. Disponível em: < http://www.mme.gov.br >. Acesso em: 13 mar. 2013.
[124]	NERA, (2012). Macroeconomic Impacts of LNG Exports from the United States. NERA Economic Consulting, Washington D.C. Disponível em: < http://energy.gov/fe/downloads/lng-export-study-related-documents >. Acesso em: 10 ago. 2012.
[125]	PLATTS, (2012). Price Assessments and Indices. The McGraw-Hill Companies. Disponível em: < http://www.platts.com >.
[126]	RUESTER, S. (2010). LNG v. Unconventional Gas Sources In North America. EU Energy Policy Blog, February, 2010. Disponível em: < http://www.energypolicyblog.com/2010/02/02/lng-v-unconventional-gas-sources-in-north-america/ >. Acessado em: 26 fev. 2011.
Capítulo VIII – Oferta de biocombustíveis	
[127]	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: 03/06/2013.
[128]	ANP (2014a). Resultados dos Leilões de Biodiesel. Disponível em < http://www.anp.gov.br/?pg=58737&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1324649518963 >. Acesso em 27/10/2011.
[129]	ANP (2014b). Boletim Mensal do Biodiesel de Fevereiro. Disponível em http://www.anp.gov.br . Acesso em 24/03/2014.
[130]	ANP (2013a). Produtor de etanol / Autorizações Etanol. Disponível em: http://www.anp.gov.br/?pg=66481&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1393273233447 . Acesso em: 20/01/2014.
[131]	ANP (2013b). Resolução ANP nº 67, de 9.12.2011. Disponível em: http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm . Acesso em 30/01/2013.
[132]	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 03/01/2013.
[133]	BNDES – 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_Atualizacao/Inovacao/paiss/ >
[134]	CAMPO GRANDE NOTÍCIAS, 2013. Presidente Dilma Rousseff inaugura expansão de ferrovia da ALL em Rondonópolis/MT. Disponível em: http://www.campograndenoticias.com.br/capa/presidenta-dilma-rousseff-inaugura-expansao-de-ferrovia-da-all-em-rondonopolismt/5066/ . Acesso em: 20/09/2013.
[135]	CCEE (2014). Disponível em www.ccee.org.br . Acessado em janeiro de 2014.
[136]	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 14/09/2009.
[137]	CONAB [Companhia Nacional de Abastecimento] (2014). Acompanhamento da Safra Brasileira de Cana-de-Açúcar – safra 2013/2014 – Terceiro Levantamento-. Acesso em 20/01/2014.
[138]	CONAB (2012b). Comunicação Pessoal.
[139]	CONSULCANA, 2011. Comunicação Pessoal.
[140]	COPERSUCAR (2012). Copersucar e Eco-Energy juntam suas operações para criar a maior comercializadora de etanol do mundo. Disponível em: http://www.copersucar.com.br/pdf/121105_pressrelease_copersucar_e_eco_energy.pdf . Acesso em 07/11/2012.
[141]	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.
[142]	CORTEZ, Luís. Can Brazil Replace 5% of World Demand of Gasoline in 2025? Global Sustainable BioenergyLatin American Convention. São Paulo-Brazil, 23/03/2010.
[143]	DOU - Diário Oficial da União 29/05/2014- Atos do poder executivo. http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?jornal=1&pagina=1&data=29/05/2014 . Acesso em 29/05/2014.
[144]	EBB – European Biodiesel Board, 2011. Statistics. The EU Biodiesel Industry. Disponível em < http://www.ebb-eu.org/stats.php >. Acesso em 29/11/2011.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[145]	EIA/DOE, 2013. Annual Energy Outlook 2013. Disponível em < http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/index.cfm > Acesso em 01/04/2013.
[146]	EIA/DOE, 2013. Independent Statistics and Analysis. Disponível em < http://www.eia.gov/emeu/mer/renew.html >. Acesso em 15/01/2013.
[147]	EPA, 2010. EPA Grants E15 Waiver for Newer Vehicles – A new label for E15 is being proposed to help ensure consumers use the correct fuel. Disponível em < http://yosemite.epa.gov/opa/admpress.nsf/0/BF822DDBEC29C0DC852577BB005BAC0F >. Acesso em 29/10/2010.
[148]	EPA, 2011. EPA Finalizes 2012 Renewable Fuel Standards. Disponível em < http://www.epa.gov/otaq/fuels/renewablefuels/documents/420f11044.pdf >. Acesso em 22/12/2011.
[149]	EPA, 2012. RIN Generation and Renewable Fuel Volume Production by Fuel Type. Disponível em: http://www.epa.gov/otaq/fuels/rfsdata/2011emts.htm . Acessado em fevereiro de 2013.
[150]	EPA, 2013. EPA Proposes 2014 Renewable Fuel Standards, 2015 Biomass-Based Diesel Volume. Disponível em < http://www.epa.gov/otaq/fuels/renewablefuels/regulations.htm >.
[151]	EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2012. Informe Técnico – Análise da Geração Verificada das Usinas a Biomassa 2008 – 2011. Disponível em: http://epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/EPE_DEE_IT_059_2012.pdf . Acesso em 25 jan. 2013
[152]	EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2010. Estudos sobre a Demanda de Etanol. Modelo de Demanda de Etanol.
[153]	EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2008. Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas.
[154]	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.
[155]	EUA, 2007. Energy Independence and Security Act of 2007. 19 Dez 2007. Disponível em < http://www.govtrack.us/congress/billtext.xpd?bill=h110-6 >. Acesso em 21/12/2007.
[156]	EUA, 2008. The Food, Conservation and Energy Act of 2008. 22 Mai 2008. Disponível em < http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=110_cong_bills&docid=f:h2419enr.txt.pdf >. Acesso em 31/05/2008.
[157]	EUROSERVER, 2011. Biofuels Barometer. Disponível em < http://www.euroserv-er.org/downloads.asp >. Acessado em 21/11/2011.
[158]	F.O.LICHT, 2009. World Ethanol Markets. The Outlook to 2020.
[159]	FAO – Food and Agriculture Organization, 2006 – World Agriculture Towards 2030-2050. Disponível em: www.fao.org/fileadmin/user.../Interim_report_AT2050web.pdf . Acesso em:
[160]	FAO – Food and Agriculture Organization, 2012 – World Agriculture Towards 2030-2050: the 2012 revision. Disponível em: www.fao.org/fileadmin/user.../Interim_report_AT2050web.pdf . Acesso em:
[161]	GRFA - Global Renewable Fuels Alliance, 2011. Global Ethanol Production to Reach 88.7 Billion Litres in 2011. Disponível em < http://www.globalrfa.org/pr_021111.php >. Acesso em 30/11/2011
[162]	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 23/10/2006.
[163]	ITAU BBA, 2012 – Panorama do Setor de Açúcar e Alcool. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br/arg_editor/file/camaras_setoriais/Acucar_e_alcool/21RO/App_Itau_A%C3%A7%C3%BACar.pdf . Acesso em 28 fev. 2013.
[164]	LIMA, Aroldo B.R. (Agência Nacional do Petróleo). Resolução ANP nº 67, de 9.12.2011. Disponível em: < http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu >. Acesso em 12/12/2011.
[165]	Logum Logística S.A., 2011. Disponível em: < http://www.logum.com.br/php/index.php >. Acesso em 13/02/2012.
[166]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2012. Projeções do Agronegócio Brasil 2012/13 a 2022/23. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br/ministerio/gestao-estrategica/projecoes-do-agronegocio . Acesso em 10/12/2013.
[167]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2014. Relação das Unidades Produtoras Cadastradas no Departamento da Cana-de-açúcar e Agroenergia. Posição 20/05/2014. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br/desenvolvimento-sustentavel/agroenergia/orientacoes-tecnicas – Usinas e Destilarias Cadastradas. Acesso em 21/05/2014.
[168]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2012. Comunicação Pessoal
[169]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2012. Notícias. Governo lança plano para a expansão da oferta de cana. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br/vegetal/noticias/2012/02/governo-lanca-plano-para-a-expansao-da-oferta-de-cana . Acesso em 19/04/2012.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[170]	MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior/SECEX/Aliceweb, 2014. Acesso aos Dados Estatísticos das Exportações e Importações Brasileiras. Disponível em: http://alicesweb.desenvolvimento.gov.br . Acesso em 28/01/2013.
[171]	ODEBRECHT, 2011. Disponível em: http://www.eth.com/index.cfm/8/pt/Polos_Produtivos . Acesso em 06/06/2011.
[172]	PAC 2 – Programa de Aceleração do Crescimento, 2013. Expansão da Malha Norte é inaugurada. Disponível em: http://www.pac.gov.br/noticia/05ecb320 . Acesso em : 19/09/2013.
[173]	PECEGE, 2013. Custos de Produção Agroindustrial Cana, Açúcar e Etanol: Safra 2012/2013. Publicada em setembro de 2013. Acesso em: 27/09/2013.
[174]	Petrobras, Mitsui e Camargo Correa – PMCC, 2010. Desafios da Logística – Rio Oil & Gas, 2010. Comunicação pessoal. Acesso em 04/10/2010.
[175]	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/imprensa/releases/presidenta-dilma-lanca-pedra-fundamental-do-estaleiro-rio-tiete-e-assina-protocolo-de-intencoes-para-investimentos-na-hidrovia-tiete-parana . Acesso em 13/09/2011.
[176]	PORTAL EXAME, 2009. Petrobras inicia produção de combustível E3 no Japão. Notícia. Disponível em: http://portalexame.abril.com.br/ae/economia/petrobras-inicia-producao-combustivel-e3-japao-293379.shtml . Acesso em 05/05/2009.
[177]	PORTOS E NAVIOS, 2013. ALL lidera crédito do BNDES em transportes com R\$ 1,7 bi . Disponível em: http://portosenavios.com.br/portos-e-logistica/21020-all-lidera-credito-do-bndes-em-transportes-com-r-1-7-bi . Acesso em 07/10/2013.
[178]	RAMOS, Mauro Augusto, 2010. Ferrovias do Brasil. 5º Seminário de Brasileiro de Logística de Distribuição de Combustíveis. Rio de Janeiro, 28 de outubro de 2010. Acesso em 01/11/2010.
[179]	Revista do Canavieiro. O Avanço do Plantio Mecanizado. Publicada em maio de 2007. Disponível em: http://www.revistacanavieiros.com.br/canavieiro/ed11ma07.pdf . Acesso em 02/07/2010.
[180]	RFA - Renewable Fuels Association, 2012. Industry Statistics. Disponível em: http://www.ethanolrfa.org/industry/statistics . Acesso em 30/01/2012.
[181]	Secretaria de Portos, 2011. Disponível em: http://www.portosdobrasil.gov.br/sobre-a-sep . Acesso em 03/10/2010.
[182]	UDOP - União dos Produtores de Bioenergia, 2011. Homepage. Disponível em www.udop.com.br . Acesso em 04/07/2011.
[183]	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//NONSGML+IM-PRESS+20081208BKG44004+0+DOC+PDF+V0//EN&language=EN . Acesso em 04/07/2010.
[184]	UE – União Europeia, 2008a. More Sustainable Energy in Road Transport Targets. PARLAMENTO EUROPEU, 11 Set 2008. Disponível em: http://www.europarl.europa.eu/pdfs/news/expert/infopress/20080909IPR36658/20080909IPR36658_en.pdf . Acesso em 04/07/2010.
[185]	UE – União Europeia, 2009. Directiva 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 04/07/2010.
[186]	UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2013. Usinas deverão faturar R\$ 60 bi na safra atual. Publicado 30/04/2013 - Valor Econômico. Disponível em: http://www.unica.com.br/unica-na-midia/38837884920337549416/usinas-deverao-faturar-r-por-cento24-60-bi-na-safra-atual/ . Acesso 14 de agosto 2013.
[187]	UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2012. Coletiva de imprensa. Disponível em: http://www.unica.com.br/download.php?idSecao=17&id=29534473 . Acesso em: 20/12/2012.
[188]	UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2012. Comunicação Pessoal.
[189]	UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2011. Etanol brasileiro terá livre acesso aos EUA em 2012 depois de mais de 30 anos de protecionismo. Press release. Disponível em ">http://unica.com.br/releases/show.asp?rlsCode={3A5655F1-71AB-4C50-A75D-DB45213DF553}> . Acesso em 26/12/2011.
[190]	VALE, 2011. Comunicação pessoal.
[191]	VALEC, 2014. Disponível em: http://www.valec.gov.br/acoes_programas/FNSBacarenaAcailandia.php . Acesso em: 28/01/2014.
[192]	VALOR, 2010. Petrobras fornecerá etanol para Toyota Tsusho Corp por 10 anos. Disponível em http://www.valoronline.com.br/online/petrobras/4426/330035/petrobras-fornecera-etanol-para-toyota-tsusho-corp-por-10-anos . Acesso em 29/10/2010.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[193]	VALOR, 2010. Petrobras fornecerá etanol para Toyota Tsusho Corp por 10 anos. Disponível em http://www.valoronline.com.br/online/petrobras/4426/330035/petrobras-fornecera-etanol-para-toyota-tsusho-corp-por-10-anos . Acesso em 29/10/2010.
[194]	VAZ, Alisio, 2012. Sindicom. Cenário Logístico Brasileiro. 1º Encontro de Logística de Biocombustíveis do Rio de Janeiro em 24 de setembro de 2012. Acesso em 02/10/2012.
[195]	WHITE HOUSE, 2010. The President Signs the Tax Cut & Unemployment Insurance Compromise. Disponível em < http://www.whitehouse.gov/blog/2010/12/17/president-signs-tax-cut-unemployment-insurance-compromise-some-good-news-american-pe >. Acesso em 28/12/2010.
Capítulo IX – Eficiência energética	
[196]	ANEEL. Programa de Eficiência Energética. Disponível no site: http://www.aneel.gov.br . Acesso em jan.2014 (2014).
[197]	ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 1. Resolução Normativa nº 517/2012. 14/12/2012a
[198]	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_Noticia.cfm?Identidade=5457&id_area=90 . 2012b
[199]	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.
[200]	EPE (2013). Nota Técnica EPE: Projeções da Demanda de Energia Elétrica – 10 anos (2013-2022). Disponível em: http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20130117_1.pdf . Rio de Janeiro, RJ.
[201]	EPE. Balanço Energético Nacional 2014 –ano base 2013. Rio de Janeiro: EPE, 2014.
[202]	IEA (2012). Energy Technology Perspectives 2012 – Pathways to a Clean Energy System. Paris (França).
[203]	INMETRO [Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial]. Eficiência Energética - Programa Brasileiro de Etiquetagem. Disponível em < http://www.inmetro.gov.br/qualidade/eficiencia.asp > Acesso em jan. 2013.
[204]	KONZEN, G. Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil : uma simulação via modelo de Bass. 108 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia, USP. São Paulo, SP., 2014. Disponível em : http://lsf.iee.usp.br/lsf/images/Mestrado/Dissertacao_Gabriel_Konzen.pdf
[205]	MME/FDTE. Balanço de Energia Útil 2005. Brasília: MME, 2005.
[206]	WIGINTON, L.K. et al. (2010): Quantifying rooftop solar photovoltaic potential for regional renewable energy policy. In: Computers, Environment and Urban Systems, Volume 34, Edição 4, páginas 345–357.
Capítulo X – Aspectos socioambientais	
[207]	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.
[208]	ALMEIDA, José Renato F. <i>Oportunidades e Desafios do Setor até 2020</i> . 8º Encontro Nacional do Prominp. 2011.
[209]	AMORIM, Henrique V. <i>A Chave para Melhorar a Fermentação</i> . 6º Simpósio Internacional e Mostra de Tecnologia da Agroindústria Sucroalcooleira - SIMTEC. Disponível em: < http://www.simtec.com.br/palestras/simtec.html >. Acesso em novembro de 2009.
[210]	ANA – Agência Nacional de Águas. <i>Manual de Conservação e Reuso da Água na Agroindústria Sucroenergética</i> . Coordenação do trabalho André Elia Neto. Disponível em: < http://www.ana.gov.br >. Acesso em dezembro de 2009.
[211]	_____. <i>Limite das bacias e sub-bacias hidrográficas</i> . 2010. Disponível em: http://hidroweb.ana.gov.br/HidroWeb.asp?TocItem=4100 . Acesso em maio de 2014
[212]	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.
[213]	ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. <i>Boletim mensal do Biodiesel</i> . Janeiro de 2014.
[214]	_____. <i>Boletim Mensal de Biodiesel – janeiro a dezembro de 2013</i> . Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em janeiro de 2014.
[215]	_____. <i>Resultados dos Leilões de Biodiesel</i> . Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em janeiro de 2014.
[216]	_____. 2014. <i>Resolução ANP Nº21</i> , de 10/4/2014. Disponível em: http://www.anp.gov.br/

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[217]	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.
[218]	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.
[219]	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 >
[220]	BRASIL. <i>Lei nº 12.187</i> , de 29 de dezembro de 2009.
[221]	_____. <i>Decreto nº 7.390</i> , de 09 de dezembro de 2010.
[222]	BRASIL. <i>Portaria Interministerial MME/MMA 198/2012</i> . Institui a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar. DOU, 19 de abril de 2012. Páginas 98 e 99.
[223]	_____. <i>Decreto nº 8.127</i> , de 22 de outubro de 2013. Institui o Plano Nacional de Contingência para incidentes de poluição por óleo em áreas sob jurisdição nacional. Disponível em: http://www4.planalto.gov.br/legislacao/legislacao-1/decretos1
[224]	_____. <i>Portaria Interministerial nº 419</i> , de 26 de outubro de 2011. 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.
[225]	_____. <i>Portaria Interministerial nº 35</i> , 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.
[226]	_____. <i>Decreto nº 7.342</i> , 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. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7342.htm . Acesso em maio de 2014.
[227]	_____. <i>Portaria Interministerial nº 340</i> , 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. Disponível em: www.aneel.gov.br/cedoc/pri2012340.pdf . Acesso em maio de 2014.
[228]	_____. <i>Decreto nº 7.340</i> , de 21 de outubro de 2010. Institui o Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável – PDRS do Xingu, o seu Comitê Gestor e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Decreto/D7340.htm Acesso em julho de 2014.
[229]	_____. <i>Decreto nº 8.243</i> , de 23 de maio de 2014. Institui a Política Nacional de Participação Social – PNPS e o Sistema Nacional de Participação Social – SNPS. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2014/Decreto/D8243.htm Acesso em julho de 2014.
[230]	CETESB. <i>Norma Técnica CETESB – P 4.231 de janeiro de 2005</i> . Vinhaça - Critérios e Procedimentos para Aplicação no Solo Agrícola.
[231]	CONAMA. <i>Resolução nº 462</i> , de 24 de julho de 2014. 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.
[232]	ELETRONBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Base cartográfica dos limites das UCs Estaduais e Municipais.
[233]	EMBRAPA SOLOS. Zoneamento Agroecológico da Cana-de-açúcar. Rio de Janeiro. 2009.
[234]	EPE. Abordagem socioambiental da expansão da Produção de Petróleo e Gás Natural. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2014.
[235]	_____. Balanço Energético Nacional – BEN 2013: Ano base 2012. Rio de Janeiro. 2013.
[236]	_____. <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.
[237]	_____. <i>Metodologia para avaliação processual de usinas hidrelétricas</i> . Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em: http://www.epe.gov.br
[238]	_____. <i>Metodologia para avaliação socioambiental de usinas hidrelétricas</i> . Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em: http://www.epe.gov.br
[239]	_____. <i>Metodologia para a Análise Socioambiental Integrada</i> . Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em < http://www.epe.gov.br >

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[240]	EPE/UFRGS. Estudo de capacidade de suporte da bacia aérea da região de Candiota/RS. 2014.
[241]	FUNAI - Fundação Nacional do Índio, 2014. <i>Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil</i> . Disponível em: http://mapas.funai.gov.br . Acesso em janeiro de 2014.
[242]	GTI – Biodiesel. 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. Brasília, 2003.
[243]	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 2014.
[244]	_____. <i>Levantamento Sistemático da Produção Agrícola</i> . Disponível em: http://www.ibge.gov.br . Acesso em janeiro de 2014.
[245]	_____. <i>Produção Agrícola Municipal 2012</i> . Disponível em: http://www.ibge.gov.br . Acesso em jan 2014.
[246]	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 janeiro 2013.
[247]	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 2014.
[248]	_____. <i>Mapa de Território Quilombola</i> . Disponível em: http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/datadownload.htm . Acesso em janeiro de 2014.
[249]	INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Monitoramento da cana-de-açúcar via imagens de satélite - CANASAT. 2013.
[250]	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
[251]	_____. <i>IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 2 – Energy. 2006</i> . Disponível em http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp
[252]	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. Science Direct. 2008.
[253]	MAPA - Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. <i>Integração Lavoura-pecuária: Cartilha do produtor</i> . Abril de 2007.
[254]	_____. <i>Benefícios Ambientais da Produção e do Uso do Biodiesel. 1ª Edição</i> . Brasília, 2013.
[255]	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.
[256]	MDA – Ministério do Desenvolvimento Agrário. Secretaria de Agricultura Familiar – SAF, Departamento de Geração de Renda e Agregação de Valor. Comunicação pessoal. 2011.
[257]	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.
[258]	MCT- Ministério da Ciência e Tecnologia. 2ª Comunicação Nacional do Brasil à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. 2010.
[259]	MMA - Ministério do Meio Ambiente, 2014. 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 maio de 2014.
[260]	_____. 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.
[261]	_____. 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.
[262]	MME – Ministério de Minas e Energia. <i>72ª Edição do Boletim Mensal dos Combustíveis Renováveis – referente a janeiro de 2014</i> . Disponível em: http://www.mme.gov.br Acesso em fevereiro de 2014.
[263]	_____. Nota Técnica nº 31/2014-AESA/SE-MME.
[264]	_____. Portaria nº 476, de 15 de agosto de 2012.
[265]	MTE – Ministério do Trabalho e Emprego. <i>Relação Anual de Informações Sociais – RAIS</i> . 2012. Disponível em http://www.rais.gov.br/download.asp .
[266]	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.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[267]	REVISTA QUÍMICA E DERIVADOS. Crescimento do biodiesel provoca inundação no mercado de glicerina, incentivando a descobrir novas aplicações. Edição nº 487, Julho de 2009.
[268]	RODRIGUEZ, MAURO FRANCISCO C. <i>Uso de Água na Produção de Etanol de Cana-de-Açúcar</i> . Dissertação de mestrado. UNICAMP. Campinas, SP. 2010.
[269]	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
[270]	SÃO PAULO. Secretaria de Estado do Meio Ambiente. <i>Resolução nº 067, de 18 de setembro de 2008</i> .
[271]	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.
[272]	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.
[273]	_____. <i>Protocolo Agroambiental</i> . Disponível em: < http://www.unica.com.br >. Acesso em janeiro de 2014.

LISTA DE TABELAS

Capítulo I

Tabela 1 – Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período).....	19
Tabela 2 – Principais variáveis exógenas do cenário de referência (médias no período).....	20
Tabela 3 – Taxa de Investimento (médias no período).....	20
Tabela 4 – Indicadores econômicos do setor público (médias no período).....	21
Tabela 5 – Indicadores econômicos do setor externo (médias no período).....	21
Tabela 6 – Evolução do preço do petróleo tipo Brent (médias no período).....	22
Tabela 7 – Brasil e Regiões: Projeção da população total residente.....	23
Tabela 8 – Brasil e Regiões: Projeção do número de domicílios.....	23
Tabela 9 – PIB: Participação Setorial Relativa.....	27
Tabela 10 – Grandes consumidores industriais: produção física.....	28
Tabela 11 – Posse média de equipamentos.....	29
Tabela 12 – Consumo médio do estoque de equipamentos.....	30

Capítulo II

Tabela 13 – Economia e consumo final energético.....	35
Tabela 14 – Consumo final energético e participação por fonte.....	37
Tabela 15 – Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica.....	38
Tabela 16 – Consumo de eletricidade na rede por classe.....	39
Tabela 17 – Consumo de eletricidade na rede por subsistema.....	39
Tabela 18 – Grandes consumidores industriais – Autoprodução por segmento.....	40
Tabela 19 – SIN e subsistemas: índice de perdas.....	41
Tabela 20 – SIN e subsistemas: carga de energia.....	41
Tabela 21 – SIN e subsistemas: carga de demanda instantânea.....	42
Tabela 22 – Brasil e Regiões: consumo final energético de gás natural.....	45
Tabela 23 – Brasil: Consumo total de gás natural por setor.....	47
Tabela 24 – Brasil e Regiões: Demanda de óleo diesel.....	50
Tabela 25 – Brasil e Regiões: Demanda de GLP.....	51
Tabela 26 – Demanda de gasolina “A”.....	54
Tabela 27 – Brasil e Regiões: Demanda de gasolina “C”.....	54
Tabela 28 – Brasil e Regiões: Demanda de QAV.....	55
Tabela 29 – Demanda de óleo combustível e de outros secundários de petróleo.....	56
Tabela 30 – Brasil e Regiões: Demanda de óleo combustível.....	57
Tabela 31 – Brasil e Regiões: Demanda de “outros derivados de petróleo”.....	57
Tabela 32 – Demanda de produtos não-energéticos de petróleo.....	58
Tabela 33 – Brasil e Regiões: Demanda total de produtos não-energéticos de petróleo.....	58
Tabela 34 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol hidratado.....	60
Tabela 35 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol anidro.....	61
Tabela 36 – Brasil e Regiões: Demanda obrigatória de biodiesel.....	61
Tabela 37 – Demanda de bagaço de cana-de-açúcar.....	62
Tabela 38 – Brasil e Regiões: Número de domicílios que utilizam lenha.....	63
Tabela 39 – Brasil e Regiões: Demanda de lenha.....	64
Tabela 40 – Demanda de carvão vegetal.....	65
Tabela 41 – Demanda de carvão mineral e coque.....	66
Tabela 42 – Consumo final de energia por fonte e setor.....	68

Capítulo III

Tabela 43 – Expansão de biomassa, PCH e eólica contratada de 2014 a 2018.....	80
Tabela 44 – Expansão hidrotérmica contratada e em construção de 2014 a 2018.....	80
Tabela 45 – Novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2019 a 2023.....	81
Tabela 46 – UHE (>50 MW) com Estudos de Viabilidade na ANEEL, aprovados ou com aceite.....	87
Tabela 47 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração.....	93
Tabela 48 – Principais expansões das interligações.....	102
Tabela 49 – Estimativa de investimentos em geração de energia.....	113

Capítulo IV

Tabela 50 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Pará.....	142
Tabela 51 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Pará	143
Tabela 52 – Linhas de transmissão previstas – Rede Básica - Maranhão	146
Tabela 53 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Maranhão.....	146
Tabela 54 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Tocantins	148
Tabela 55 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Tocantins	148
Tabela 56 – Linhas de transmissão previstas – Amazonas - Rede Básica.....	149
Tabela 57 – Subestações previstas – Rede Básica – Amazonas.....	149
Tabela 58 – Linhas de transmissão previstas - Rede Básica – Amapá.....	151
Tabela 59 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Amapá	151
Tabela 60 – Linhas de transmissão previstas – Roraima - Rede Básica.....	152
Tabela 61 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Roraima	152
Tabela 62 – Programa de obras – linhas de transmissão – Piauí.....	156
Tabela 63 – Programa de obras – subestações – Piauí	156
Tabela 64 – Programa de obras – linhas de transmissão – Rede Básica - Ceará	158
Tabela 65 – Programa de obras – subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Ceará	158
Tabela 66 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio Grande do Norte.....	160
Tabela 67 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Rio Grande do Norte	161
Tabela 68 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Paraíba	163
Tabela 69 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Paraíba	163
Tabela 70 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Pernambuco	164
Tabela 71 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Pernambuco	165
Tabela 72 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Alagoas.....	166
Tabela 73 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Alagoas.....	167
Tabela 74 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Sergipe.....	168
Tabela 75 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Sergipe.....	168
Tabela 76 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Bahia.....	170
Tabela 77 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Bahia	171
Tabela 78 – Programa de – Linhas de Transmissão – Rede Básica - São Paulo.....	176
Tabela 79 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - São Paulo	176
Tabela 80 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Minas Gerais	179
Tabela 81 – Programa de obras – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Minas Gerais.....	180
Tabela 82 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Espírito Santo.....	182
Tabela 83 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Espírito Santo	182
Tabela 84 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio de Janeiro	184
Tabela 85 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica – Rede Básica de Fronteira – Rio de Janeiro	184
Tabela 86 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Goiás e Distrito Federal.....	187
Tabela 87 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Goiás e Distrito Federal.....	188
Tabela 88 – Programa de obras – Linhas de transmissão Rede Básica – Mato Grosso.....	190
Tabela 89 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Mato Grosso.....	190
Tabela 90 – Programa de obras obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Acre e Rondônia	192
Tabela 91 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Acre e Rondônia ...	192
Tabela 92 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Mato Grosso do Sul	194
Tabela 93 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Mato Grosso do Sul	194
Tabela 94 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio Grande do Sul.....	197
Tabela 95 – Programa de obras - Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Rio Grande do Sul..	199
Tabela 96 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Santa Catarina	202
Tabela 97 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Santa Catarina.....	203
Tabela 98 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica – Paraná.....	205
Tabela 99 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Paraná.....	206
Tabela 100 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Linhas de transmissão (km)	208
Tabela 101 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Transformação (MVA)	208
Tabela 102 – Tarifas de carga	214

Capítulo V

Tabela 103 – Previsão nacional de produção de petróleo por nível de incerteza dos recursos.....	220
Tabela 104 – Produção de petróleo a partir de recursos descobertos em áreas contratadas, classificada por densidade	221
Tabela 105 – Previsão de produção bruta potencial de gás natural por nível de incerteza dos recursos	222
Tabela 106 – Produção bruta potencial de gás natural, a partir de recursos descobertos em áreas contratadas	223
Tabela 107 – Produção líquida potencial de gás natural	223
Tabela 108 – Produção de petróleo por ambiente de E&P.....	225
Tabela 109 – Produção bruta potencial nacional de gás natural por ambiente de E&P.....	226
Tabela 110 – Produção nacional de petróleo em áreas contratadas, relativa à Área do Pré-Sal	228
Tabela 111 – Produção bruta potencial de gás natural em áreas contratadas, relativa à Área do Pré-Sal.....	228
Tabela 112 – Produção de petróleo no Pré-Sal Legal	229
Tabela 113 – Produção bruta potencial de gás natural no Pré-Sal Legal por tipo de recurso.....	230
Tabela 114 – Projeção de Produção de Gás Não Convencional	233
Tabela 115 – Produção Bruta Potencial Nacional de Gás com Recurso Não Convencional	233
Tabela 116 – Dispersão da Projeção da Produção Nacional de Petróleo	235
Tabela 117 – Dispersão da Projeção da Produção Bruta Nacional de Gás Natural	236
Tabela 118 – Volumes Recuperáveis de Petróleo no Brasil	237
Tabela 119 – Volumes Recuperáveis de Gás Natural no Brasil.....	237
Tabela 120 – Evolução da reserva provada e da R/P do petróleo nacional	238
Tabela 121 – Evolução da reserva provada e da R/P do gás natural	238
Tabela 122 - Comparação entre a previsão de produção e a demanda estimada de petróleo no Brasil.....	240
Tabela 123 – Previsão de entrada de novas FPSOs	242

Capítulo VI

Tabela 124 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo	246
Tabela 125 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo.....	248
Tabela 126 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo	250
Tabela 127 – Demanda nacional de derivados.....	253
Tabela 128 – Investimentos programados nas refinarias existentes e em novas plantas	258
Tabela 129 – Capacidade nominal de refino em 2023	259
Tabela 130 – Balanço dos principais derivados de petróleo.....	260
Tabela 131 – Balanço Nacional de Petróleo.....	268
Tabela 132 – Quantidade e extensão de dutos em operação, por função	271
Tabela 133 – Capacidade de armazenamento de petróleo e seus derivados em terminais.....	271
Tabela 134 – Capacidade de armazenamento de derivados em bases de distribuição	272
Tabela 135 – Frota de navios da Transpetro	272
Tabela 136 – Investimentos do Grupo Petrobras em navios, dutos e terminais	273
Tabela 137 – Navios do PROMEF já encomendados	277
Tabela 138 – Investimentos no poliduto Araucária (PR) – Cuiabá (MT).....	278
Tabela 139 – Previsão de importação de gasolina.....	280
Tabela 140 – Exportações totais previstas para 2020.....	281

Capítulo VII

Tabela 141 – Cálculo netback de preços médios de GNL para o ano de 2020 – Bacia do Atlântico.....	287
Tabela 142 – Estimativas de preços de gás natural internado via GNL.....	288
Tabela 143 – Projeção de preços do gás natural: hipótese de competitividade de 85% com o OC ATE.....	290
Tabela 144 – Estimativa de investimentos	306

Capítulo VIII

Tabela 145 – Projeção de produção brasileira de açúcar.....	314
Tabela 146 – Estimativa de usinas e destilarias para o período 2014 - 2023.....	318
Tabela 147 – Produção de etanol de celulósico.....	320
Tabela 148 – Investimento médio para construção de novas unidades produtoras	320
Tabela 149 – Resumo dos investimentos previstos	321
Tabela 150 – Características dos principais portos para etanol.....	324
Tabela 151 – Brasil e regiões: Consumo obrigatório de biodiesel	325
Tabela 152 – Resultado dos leilões de compra de biodiesel pela ANP	326
Tabela 153 – Capacidade instalada de processamento de biodiesel	328

<i>Tabela 154 – Capacidade de processamento e consumo obrigatório de biodiesel.....</i>	<i>329</i>
<i>Tabela 155 – Energia do bagaço de cana comercializada nos certames (exclusive PROINFA)</i>	<i>334</i>
<i>Tabela 156 – Projeção da oferta de biomassa de cana-de-açúcar.....</i>	<i>336</i>

Capítulo IX

<i>Tabela 157 – Consumo final de energia e eficiência energética.....</i>	<i>342</i>
<i>Tabela 158 – Consumo de energia elétrica e eficiência energética.....</i>	<i>343</i>
<i>Tabela 159 – Eficiência energética e aumento da demanda.....</i>	<i>343</i>
<i>Tabela 160 – Indicadores do consumo de energia</i>	<i>344</i>
<i>Tabela 161 – Setor industrial: consumo específico de energia.....</i>	<i>344</i>
<i>Tabela 162 – Setor industrial: consumo de energia e eficiência energética.....</i>	<i>345</i>
<i>Tabela 163 – Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência energética</i>	<i>345</i>
<i>Tabela 164 – Setor de transportes: consumo de energia e eficiência energética</i>	<i>346</i>
<i>Tabela 165 – Aumento da eficiência de equipamentos eletrodomésticos no horizonte decenal.....</i>	<i>347</i>
<i>Tabela 166 – Setor residencial: consumo de eletricidade e eficiência energética.....</i>	<i>348</i>
<i>Tabela 167 – Setor de serviços: consumo de energia elétrica e eficiência energética</i>	<i>349</i>
<i>Tabela 168 – Setor de serviços: consumo de energia e eficiência energética</i>	<i>350</i>
<i>Tabela 169 – Setor agropecuário: consumo de energia e eficiência energética</i>	<i>350</i>
<i>Tabela 170 – Brasil: eficiência energética e geração distribuída</i>	<i>353</i>

Capítulo X

<i>Tabela 171 – Meta setorial para emissões de GEE no setor de energia em 2020.....</i>	<i>358</i>
<i>Tabela 172 – Brasil: evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia.....</i>	<i>359</i>
<i>Tabela 173 – Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia.....</i>	<i>361</i>
<i>Tabela 174 – Indicadores da avaliação socioambiental de UHEs.....</i>	<i>364</i>
<i>Tabela 175 – Indicadores socioambientais da geração hidrelétrica.....</i>	<i>368</i>
<i>Tabela 176 – Largura considerada para as faixas de servidão das LTs</i>	<i>374</i>
<i>Tabela 177 – Área ocupada pela expansão das LTs por bioma e uso do solo (faixa de servidão).....</i>	<i>375</i>
<i>Tabela 178 – Área ocupada pela expansão das LTs (faixas de servidão) em áreas com restrição socioambiental e APCB</i>	<i>375</i>
<i>Tabela 179 – Indicadores socioambientais da expansão da transmissão de energia elétrica</i>	<i>377</i>
<i>Tabela 180 – Indicadores de E&P de petróleo e gás natural</i>	<i>381</i>
<i>Tabela 181 – Estimativa de empregos no cultivo de cana – Centro-Sul (SP, PR, MG, MT, MS, GO).....</i>	<i>388</i>
<i>Tabela 182 – Indicadores socioambientais do etanol.....</i>	<i>389</i>
<i>Tabela 183 – Potencial de empregos no processamento de biodiesel</i>	<i>392</i>
<i>Tabela 184 – Indicadores socioambientais do biodiesel.....</i>	<i>393</i>
<i>Tabela 185 – Matriz síntese da análise socioambiental integrada</i>	<i>400</i>

Consolidação dos Resultados

<i>Tabela 186 – Economia e energia – 2014-2023</i>	<i>404</i>
<i>Tabela 187 – Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal</i>	<i>404</i>
<i>Tabela 188 – Evolução da oferta de energia primária</i>	<i>406</i>
<i>Tabela 189 – Evolução da oferta de petróleo e derivados</i>	<i>406</i>
<i>Tabela 190 – Balanço de gás natural seco</i>	<i>407</i>

LISTA DE GRÁFICOS

Capítulo I

Gráfico 1 – Participação no valor adicionado a preços relativos de 2010.....	24
Gráfico 2 – Consumo per capita de alumínio primário em 2009 – Países Selecionados	25
Gráfico 3 – Consumo per capita de papel em 2008 – Países Selecionados	25
Gráfico 4 – Participação das fontes no aquecimento de água para banho nos domicílios	30
Gráfico 5 – Domicílios com água quente para banho	31
Gráfico 6 – Evolução da frota total de autoveículos.....	31
Gráfico 7 – Relação habitante por autoveículo e PIB per capita	32

Capítulo II

Gráfico 8 – Carga de energia no SIN: PDE 2023 x PDE 2022	43
Gráfico 9 – Consumo final energético de gás natural: demanda potencial vs demanda considerada.....	45
Gráfico 10 – Consumo final energético de gás natural: PDE 2023 x PDE 2022	46
Gráfico 11 – Brasil: Consumo total de gás natural.....	47
Gráfico 12 – Perfil da frota de veículos leves por combustível	52
Gráfico 13 – Demanda final de energia para veículos leves do Ciclo Otto	53
Gráfico 14 – Evolução da participação das matérias-primas para a produção de eteno.....	59
Gráfico 15 – Participação das Fontes no Consumo Final de Energia em 2023.....	67
Gráfico 16 – Consumo Final de Energia por setor em 2023.....	67

Capítulo III

Gráfico 17 – Capacidade instalada por tipo de fonte em dezembro de 2013	72
Gráfico 18 – Evolução da carga de energia elétrica no SIN.....	74
Gráfico 19 – Participação regional na capacidade instalada do SIN.....	78
Gráfico 20 – Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN	79
Gráfico 21 – Evolução da capacidade instalada de hidrelétrica indicativas.....	82
Gráfico 22 – Acréscimo da capacidade instalada hidrelétrica.....	83
Gráfico 23 – Média de longo termo da ENA mensal das hidrelétricas indicativas	84
Gráfico 24 – Evolução da capacidade de armazenamento do SIN	85
Gráfico 25 – Acréscimo de capacidade instalada termelétrica	88
Gráfico 26 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por subsistema.....	89
Gráfico 27 – Acréscimo de capacidade instalada de eólica, PCH, biomassa e solar.....	90
Gráfico 28 – Participação das fontes de produção ao final de 2017 e de 2023	92
Gráfico 29 – Evolução da participação das fontes na capacidade instalada do SIN em dezembro de cada ano ..	92
Gráfico 30 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração	94
Gráfico 31 – Acréscimo anual de capacidade instalada por fonte	94
Gráfico 32 – Energia de reserva contratada.....	96
Gráfico 33 – Balanço de garantia física do SIN não considerando a energia de reserva	96
Gráfico 34 – Balanço de garantia física – SE/CO + Itaipu	97
Gráfico 35 – Balanço de garantia física – S	98
Gráfico 36 – Balanço de garantia física – AC/RO + T.Pires + Tapajós.....	98
Gráfico 37 – Balanço de garantia física – N + BM + MAN/AP/BV	99
Gráfico 38 – Balanço de garantia física – NE.....	100
Gráfico 39 – Custo marginal de operação por subsistema	104
Gráfico 40 – Valores mensais de custo marginal de operação por subsistema.....	105
Gráfico 41 – Risco de déficit por subsistema	105
Gráfico 42 – Análise da profundidade do risco de déficit por subsistema.....	106
Gráfico 43 – Geração hidrotérmica por subsistema - média dos 2.000 cenários hidrológicos.....	107
Gráfico 44 – Comparação entre demanda máxima coincidente e não-coincidente.....	108
Gráfico 45 – Disponibilidade Esperada de Potência – Média dos 80 cenários históricos	110
Gráfico 46 – Risco de déficit de potência.....	111
Gráfico 47 – Profundidade dos déficits com relação à demanda	111
Gráfico 48 – Sobras finais de potência	112
Gráfico 49 – Risco anual de déficit de potência no Sul	113

Capítulo IV

Gráfico 50 – Evolução da carga da Região Norte	141
Gráfico 51 – Evolução da carga do Estado do Pará	142
Gráfico 52 – Evolução da carga do Estado do Maranhão	145
Gráfico 53 – Evolução da carga do Estado do Tocantins	147
Gráfico 54 – Evolução da carga do Estado do Amazonas	149
Gráfico 55 – Evolução da carga do Estado do Amapá	150
Gráfico 56 – Evolução da carga do Estado de Roraima	152
Gráfico 57 – Evolução da carga da Região Nordeste	154
Gráfico 58 – Evolução da carga do Estado do Piauí	155
Gráfico 59 – Evolução da carga do Estado do Ceará	158
Gráfico 60 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Norte	160
Gráfico 61 – Evolução da carga do Estado da Paraíba	162
Gráfico 62 – Evolução da carga do Estado de Pernambuco	164
Gráfico 63 – Evolução da carga do Estado de Alagoas	166
Gráfico 64 – Evolução da carga do Estado de Sergipe	168
Gráfico 65 – Evolução da carga do Estado da Bahia	170
Gráfico 66 – Evolução da carga da Região Sudeste	174
Gráfico 67 – Evolução da carga do Estado de São Paulo	175
Gráfico 68 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais	179
Gráfico 69 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo	182
Gráfico 70 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro	184
Gráfico 71 – Evolução da carga da Região Centro-Oeste e Acre e Rondônia	186
Gráfico 72 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal	187
Gráfico 73 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso	190
Gráfico 74 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia	192
Gráfico 75 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso do Sul	194
Gráfico 76 – Evolução da carga na Região Sul	196
Gráfico 77 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul	197
Gráfico 78 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina	202
Gráfico 79 – Evolução da carga do Estado do Paraná	205
Gráfico 80 – SIN – Estimativa dos investimentos em linhas de transmissão	209
Gráfico 81 – SIN – Estimativa dos investimentos em subestações	209
Gráfico 82 – Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão	210
Gráfico 83 – Investimento total em subestações, por nível de tensão	210
Gráfico 84 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2017	212
Gráfico 85 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2019	212
Gráfico 86 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2021	213
Gráfico 87 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2023	213
Gráfico 88 – TUST média de geração	214
Gráfico 89 – TUST média de carga	215

Capítulo V

Gráfico 90 – Produção nacional de petróleo	221
Gráfico 91 – Produção bruta potencial nacional de gás natural	222
Gráfico 92 – Produção líquida potencial nacional de gás natural	223
Gráfico 93 – Produção de petróleo por ambiente de E&P	225
Gráfico 94 – Produção bruta potencial nacional de gás natural por ambiente de E&P	226
Gráfico 95 – Produção de petróleo no Pré-Sal Legal	229
Gráfico 96 – Produção bruta potencial de gás natural no Pré-Sal Legal	230
Gráfico 97 – Produção de Gás Não Convencional	233
Gráfico 98 – Produção Bruta Potencial Nacional de Gás com Recurso Não Convencional	234
Gráfico 99 – Dispersão da Projeção da Produção Nacional de Petróleo	235
Gráfico 100 – Dispersão da Projeção da Produção Bruta Nacional de Gás Natural	236
Gráfico 101 – Evolução da reserva provada de petróleo	238
Gráfico 102 – Evolução da reserva provada de gás natural	239
Gráfico 103 – Evolução da razão R/P de petróleo e de gás natural	239
Gráfico 104 – Comparação entre a previsão de produção e demanda estimada de petróleo no Brasil	241
Gráfico 105 – Produção de petróleo conforme contratos de E&P	244

Gráfico 106 – Produção bruta de gás natural conforme contratos de E&P	244

Capítulo VI

Gráfico 107 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo	247
Gráfico 108 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo	249
Gráfico 109 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo	251
Gráfico 110 – Evolução do perfil da produção nacional de petróleo	253
Gráfico 111 – Perfil da produção de derivados	259
Gráfico 112 – Balanço de GLP	262
Gráfico 113 – Balanço de nafta	263
Gráfico 114 – Balanço de gasolina	264
Gráfico 115 – Balanço de QAV	265
Gráfico 116 – Balanço de diesel	266
Gráfico 117 – Balanço de óleo combustível	267
Gráfico 118 – Balanço de coque	268

Capítulo VII

Gráfico 119 – Preços históricos de petróleo e gás natural	284
Gráfico 120 – Preços históricos de gás natural no Henry Hub (EUA) e no NBP (Reino Unido)	285
Gráfico 121 – Projeção de preços de gás natural: NBP (Custo de Oportunidade) vs. Henry Hub	289
Gráfico 122 – Oferta total de gás natural da Região Norte	292
Gráfico 123 – Oferta total de gás natural para a Região Nordeste	292
Gráfico 124 – Oferta total de gás natural para as Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste	293
Gráfico 125 – Oferta total de gás natural para a malha integrada do Brasil	293
Gráfico 126 – Região Norte: Projeção do balanço de gás natural	295
Gráfico 127 – Região Nordeste: Projeção do balanço de gás natural	296
Gráfico 128 – Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste: Projeção do balanço de gás natural	297
Gráfico 129 – Balanço de gás natural no Brasil – Malha integrada	298

Capítulo VIII

Gráfico 130 – Histórico de exportação brasileira de etanol	308
Gráfico 131 – Exportações brasileiras de etanol	311
Gráfico 132 – Projeção da demanda total de etanol	311
Gráfico 133 – Área colhida e evitada e produtividade do setor sucroenergético	317
Gráfico 134 – Cana colhida e destinação para etanol e açúcar	318
Gráfico 135 – Projeção da oferta de etanol (produção brasileira e importação)	319
Gráfico 136 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel	327
Gráfico 137 – Demanda de biodiesel vs. capacidade instalada	327
Gráfico 138 – Energia contratada e extra certame das usinas vencedoras nos Leilões de Energia	335
Gráfico 139 – Energia contratada x potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço	337

Capítulo X

Gráfico 140 – Participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia	360
Gráfico 141 – Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHEs do PDE 2023	365
Gráfico 142 – Proporção das áreas ocupadas pela expansão de LTs, por bioma e uso do solo	375
Gráfico 143 – Proporção das áreas ocupadas pela expansão das LTs (faixa de servidão) em áreas com restrição socioambiental e APCB, por bioma	376
Gráfico 144 – Evolução da mecanização da colheita da cana-de-açúcar na região Centro-Sul	385
Gráfico 145 – Evolução de empregos no setor sucroalcooleiro, 2003 a 2012	387
Gráfico 146 – Estimativa de geração de empregos pela produção de biodiesel	392

Consolidação dos Resultados

Gráfico 147 – Composição da oferta interna de energia por fonte nos próximos dez anos	405
Gráfico 148 – Matriz energética brasileira: energia renovável e não renovável	405

LISTA DE FIGURAS**Capítulo II**

<i>Figura 1 – Representação esquemática da projeção da demanda de energia do PDE 2023</i>	<i>34</i>
<i>Figura 2 – Mapa de Penetração de Novas Tecnologias.....</i>	<i>52</i>

Capítulo III

<i>Figura 3 – Leilões de energia nova – compromisso de entrega até 2018.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 4 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas.....</i>	<i>76</i>

Capítulo IV

<i>Figura 5 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional - SIN</i>	<i>125</i>
<i>Figura 6 – Conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu</i>	<i>126</i>
<i>Figura 7 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Teles Pires.....</i>	<i>127</i>
<i>Figura 8 – Localização dos empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia</i>	<i>128</i>
<i>Figura 9 – Sistema de transmissão planejado para o estado do Rio Grande do Sul.....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 10 – Sistema de transmissão planejado para o estado da Bahia.....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 11 – Diagrama elétrico da interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste com o terceiro circuito e os reforços na Região Sudeste</i>	<i>131</i>
<i>Figura 12 – Reforços na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste</i>	<i>132</i>
<i>Figura 13 – Diagrama esquemático da interligação Norte – Nordeste – 2013</i>	<i>133</i>
<i>Figura 14 – Reforços indicados para ampliação da Interligação Norte - Nordeste e reforços na Interligação Nordeste - Sudeste.....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 15 – Diagrama esquemático da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste.....</i>	<i>134</i>
<i>Figura 16 – Diagrama unifilar simplificado da expansão da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste</i>	<i>134</i>
<i>Figura 17 – Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste</i>	<i>136</i>
<i>Figura 18 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar</i>	<i>136</i>
<i>Figura 19 – Interligação Manaus - Boa Vista – Unifilar.....</i>	<i>136</i>
<i>Figura 20 – Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN</i>	<i>137</i>

Capítulo V

<i>Figura 21 – Bacias efetivas nas áreas da União e com as UP em áreas contratadas com recursos descobertos e não descobertos</i>	<i>218</i>
<i>Figura 22 – Mapa dos ambientes de E&P.....</i>	<i>224</i>
<i>Figura 23 – Prisma esquemático da área do Pré-Sal.....</i>	<i>227</i>
<i>Figura 24 – Mapa dos plays de recursos não-convencionais em terra.....</i>	<i>232</i>

Capítulo VI

<i>Figura 25 – Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados</i>	<i>245</i>
<i>Figura 26 – Perfil de produção das refinarias em 2023.....</i>	<i>258</i>
<i>Figura 27 – Situação atual e futura dos dutos de petróleo e derivados do Estado de São Paulo.....</i>	<i>275</i>
<i>Figura 28 – Poliduto Araucária (PR) - Cuiabá (MT) analisado pela EPE</i>	<i>279</i>
<i>Figura 29 – Sistemas de transporte – Região Nordeste.....</i>	<i>301</i>
<i>Figura 30 – Sistemas de transporte – Região Sudeste.....</i>	<i>302</i>

Capítulo VIII

<i>Figura 31 – Usinas de etanol do Brasil</i>	<i>316</i>
<i>Figura 32 – Sistema integrado de logística de etanol.....</i>	<i>322</i>
<i>Figura 33 – Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de transporte</i>	<i>331</i>

Capítulo IX

<i>Figura 34 – Representação esquemática da projeção da demanda de energia.....</i>	<i>339</i>
<i>Figura 35 – Autoprodução de eletricidade</i>	<i>352</i>
<i>Figura 36 – Evolução de capacidade instalada e energia gerada</i>	<i>352</i>

Capítulo X

<i>Figura 37 – Processo de análise das emissões de GEE.....</i>	<i>356</i>
<i>Figura 38 – Localização das usinas hidrelétricas planejadas no PDE 2023.....</i>	<i>362</i>
<i>Figura 39 – Localização das fontes renováveis contratadas no horizonte de 2014 a 2018.....</i>	<i>370</i>
<i>Figura 40 – Linhas de transmissão previstas no PDE 2023 e áreas legalmente protegidas</i>	<i>373</i>

<i>Figura 41 – Sensibilidade socioambiental das UPs planejadas</i>	<i>379</i>
<i>Figura 42 - Área plantada com cana-de-açúcar e usinas de açúcar e etanol em operação.....</i>	<i>382</i>
<i>Figura 43 – Áreas de expansão da cana-de-açúcar.....</i>	<i>383</i>
<i>Figura 44 – Produção de soja por município e usinas de biodiesel em operação em 2012.....</i>	<i>390</i>
<i>Figura 45 – Metodologia da análise socioambiental integrada.....</i>	<i>394</i>
<i>Figura 46 – Localização dos projetos previstos no PDE 2023.....</i>	<i>395</i>
<i>Figura 47 – Mapa síntese da análise socioambiental integrada.....</i>	<i>401</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.

AES Eletropaulo S.A. - ELETROPAULO	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS
AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. - AES SUL	Centrais Elétricas de Carazinho S.A. - ELETROCAR
AES Tietê S.A. - AES TIETÊ	Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON
Agência Goiana de Gás Canalizado S.A. - GOIASGÁS	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETROBRAS ELETRONORTE
Agência Nacional das Águas - ANA	Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT
Agência Nacional de Transportes Terrestres - ANTT	Centrais Elétricas Santa Catarina S.A. - CELESC
América Latina Logística - ALL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL
Ampla Energia e Serviços S.A. - AMPLA	Centro de Tecnologia Canavieira - CTC
Associação Brasileira da Indústria de Álcalis e Cloro Derivados - ABICLOR	CNEC WorleyParsons Engenharia S.A.
Associação Brasileira da Indústria Química - ABIQUIM	Companhia Ambiental do Estado de São Paulo - CETESB
Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGAS	Companhia Brasileira de Gás - CEBGÁS
Associação Brasileira de Celulose e Papel - BRACELPA	Companhia Campolarguense de Energia - COCEL
Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADÉE	Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE
Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas - ABRAGET	Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA
Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres - ABRACE	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA
Associação Brasileira de Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico - ABRAFE	Companhia de Eletricidade Nova Friburgo - CENF
Associação Brasileira do Alumínio - ABAL	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS
Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia - APINE	Companhia de Gás da Bahia - BAHIAGÁS
Associação Nacional dos Consumidores de Energia - ANACE	Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG
Associação Nacional dos Fabricantes de Celulose e Papel - BRACELPA	Companhia de Gás de Santa Catarina - SCGÁS
Associação Paulista de Cogeração de Energia - COGEN-SP	Companhia de Gás de São Paulo - COMGÁS
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	Companhia de Gás do Ceará - CEGAS
Bandeirante Energia S.A. - BANDEIRANTE	Companhia de Gás do Estado do Mato Grosso do Sul - MSGÁS
Braskem Petroquímica Brasileira S.A. - BRASKEM	Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS
BRAZILSHIP SCANBRASIL Comércio Marítimo Ltda.	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE
Cachoeira Dourada S.A. - CDSA	Companhia de Navegação da Amazônia S.A.
Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. - CAIUÁ	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG
CCR Barcas	Companhia Docas do Estado de São Paulo - CODESP
CEG Rio S.A. - CEG RIO	Companhia Energética de Brasília - CEB
	Companhia Energética de Goiás - CELG
	Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG
	Companhia Energética de Pernambuco - CELPE
	Companhia Energética de Roraima - CER

Companhia Energética de São Paulo - CESP	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária - EMBRAPA
Companhia Energética do Amazonas - CEAM	Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - EEPV
Companhia Energética do Ceará - COELCE	Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB
Companhia Energética do Maranhão - CEMAR	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL
Companhia Energética do Piauí - CEPISA	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. - JOÃO CESA
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda. - EFLUL
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. - ELFSM
Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina - CFLCL	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE
Companhia Força e Luz do Oeste - CFLO	Energias Complementares do Brasil Geração de Energia Elétrica S.A. - ECBRSIL
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	Energisa Borborema
Companhia Hidroelétrica São Patrício - CHESP	Energisa Paraíba
Companhia Jaguar de Energia - CJE	Energisa Sergipe
Companhia Luz e Força de Mococa - CLFM	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. - ESCELSA
Companhia Luz e Força Santa Cruz - CLFSC	Estelar Engenharia
Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB	EQUIPAV
Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	ETH - ODEBRECHT
Companhia Paraibana de Gás - PBGÁS	Força e Luz Coronel Vivida Ltda - FORCEL
Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL	Foz do Chopim Energética Ltda
Companhia Paranaense de Gás - COMPAGÁS	Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS
Companhia Paulista de Energia Elétrica - CPEE	Gás Brasileiro Distribuidora S.A. - GAS BRASILIANO GBD
Companhia Paulista de Força e Luz S.A. - CPFL PAULISTA	Gás de Alagoas S/A - ALGÁS
Companhia Pernambucana de Gás - COPERGÁS	Gás Natural São Paulo Sul S.A. - GAS NATURAL SPS
Companhia Petroquímica do Sul - COPESUL	GERDAU S.A.
Companhia Piratininga de Força e Luz S.A. - CPFL PIRATININGA	Gerência de Comercialização de Gás Canalizado no Espírito Santo - BR ES
Companhia Potiguar de Gás - POTIGÁS	HABTEC Engenharia Ambiental Ltda.
Companhia Sul Paulista de Energia - CSPE	Hidroelétrica Panambi S.A. - HIDROPLAN
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda. - IENERGIA
CONCREMAT Engenharia S.A.	Instituto Agrônomo de Campinas - IAC
Conselho dos Produtores de Cana-de-Açúcar, Açúcar e Alcool - Consecana	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE
Consulcana	Instituto Brasileiro de Siderurgia - IBS
Cooperativa Aliança - COOPERALIANÇA	Instituto de Economia da UFRJ - IE/UFRJ
Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro - COPPE/UFRJ	Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE
CPFL Geração de Energia S.A. - CPFL-G	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE
Datagro - Consultoria de Etanol e Açúcar	Instituto Nacional de Tecnologia - INT
Dedini S.A. Indústrias de Base - DEDINI	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	ODEBRECHT
Eletrobras Distribuição Alagoas - EDAL	Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Eletrobras Distribuição Piauí - EDPI	PETROBRAS Distribuidora S.A.
Eletrobras Distribuição Roraima	Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO
Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL	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
Sermatec Indústria e Montagens Ltda. - SERMATEC
Sindicato Nacional da Indústria do Cimento - SNIC
Solvay Indupa do Brasil S.A. - SOLVAY
Tractebel Energia S.A. – TRACTEBEL
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG
Transportadora Contatto
Transportes Dalçoquio LTDA
Transmissora Aliança de Energia Elétrica - TAESA
União da Indústria de Cana-de-açúcar – UNICA
União dos Produtores de Bioenergia – UDOP
Uniduto Logística S.A.
Universidade Estadual de Campinas – Unicamp
Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda. – UHENPAL
VALE S.A.