



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2020





Ministério de Minas e Energia – MME

Ministro de Estado

Márcio Pereira Zimmermann - até dezembro/2010
Edison Lobão

Secretário Executivo

José Antonio Corrêa Coimbra - até dezembro/2010
Márcio Pereira Zimmermann

Chefe de Gabinete do Ministro

Francisco Romário Wojcicki - até dezembro/2010
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

Cláudio Scliar



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 Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

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

Sede
SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 - Brasília – DF

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 2020 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2011

2 v.: il.

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

PARTICIPANTES – MME

Coordenação Geral

Altino Ventura Filho

Coordenação Executiva

Gilberto Hollauer
João José de Nora Souto
Paulo Altaur Pereira Costa

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, Cássio Giuliani Carvalho, Christiany Salgado Faria, Cristiano Augusto Trein, Daniele de Oliveira Bandeira, Fernando José Ramos Mello, Giacomo Perrotta, Gilberto Hollauer, Gilberto Kwitko Ribeiro, Guilherme Zanetti Rosa, Gustavo Santos Masili, Gustavo Cerqueira Ataíde, Hamilton Moss de Souza, Herivelto de Souza Bronzeado, João Antônio Moreira Patusco, Jose Antônio Fabrini Marsiglio, José Luiz Scavassa, Kleverson Manoel Marques Gontijo, Leonardo Rangel de Melo Filardi, Lívio Teixeira de Andrade Filho, Lucas Dantas Xavier Ribeiro, Lúcia Maria Praciano Minervino, Luis Fernando Badanhán, Marco Aurélio dos Santos Araújo, Maurílio Amaro de Souza Filho, Moacir Carlos Bertol, Paulo Antônio Gomes Monteiro, Paulo Augusto Leonelli, Paulo Cesar Magalhães Domingues, Paulo Érico Ramos de Oliveira, Roberto Meira Júnior, Tarita da Silva Costa, Thiago Guilherme Ferreira Prado, Ubyrajara Nery Graça Gomes, Valdir Borges Souza Júnior, Vania Maria Ferreira, Vinicius Grossi de Oliveira.

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis – SPG

Coordenação: Marco Antônio Martins Almeida

Equipe técnica: Adriano Gomes de Sousa, Aldo Barroso Cores Júnior, Antônio Henrique Godoy Ramos, Breno Peixoto Cortez, Cláudio Akio Ishihara, Clayton de Sousa Pontes, Deivson Matos Timbó, Diogo Santos Baleeiro, Henrique Soares Vieira Magalhães, Hermann Helinski Araújo, Hugo Leonardo Gosmann, José Botelho Neto, Juliano Vilela Borges dos Santos, Lauro Doniseti Bogniotti, Luciano Costa de Carvalho, Luiz Carlos Lisbôa Theodoro, Manoel Rodrigues Parada Neto, Marlon Arraes Jardim Leal, Paulo Roberto Machado Fernandes Costa, Ricardo Borges Gomide, Ricardo de Gusmão Dornelles, Symone Christine de Santana Araújo, Umberto Mattei, Issao Hirata, Raphael Ehlers dos Santos, João Batista Simon Flausino, Luciano Pedrosa de Souza, Renato Lima Figueiredo Sampaio, Fernando Massaharu Matsumoto, Andre Barros Martins.

Núcleo Estratégico de Gestão Socioambiental – NESA/SECEX

Coordenação: Marcia Camargo

Equipe técnica: Maria Ceicilene Aragão Martins Rego, Rita Alves Silva.

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

Estudos de petróleo, gás e biocombustíveis: Elson Ronaldo Nunes

Consolidação e Sistematização

José Marcos Bressane

Estudos econômicos e energéticos

Coordenação: Ricardo Gorini

Equipe técnica: Adriana Fiorotti Campos, Ana Cristina Braga Maia, Andre Luiz Rodrigues Osorio, Arnaldo dos Santos Junior, Carla da Costa Lopes Achão, Claudio Gomes Velloso, Daniel Vasconcellos de Sousa Stilpen, Emilio Hiroshi Matsumura, Fabiana Bastos de Faria, Fernanda Marques Pereira Andreza, Flávio Alberto Figueiredo Rosa, Glaucio Vinicius Ramalho Faria, Guilherme Oliveira Arantes, Gustavo Naciff de Andrade, Inah Rosa Borges de Holanda, Isabela de Almeida Oliveira, Ismael Alves Pereira Filho, Jaine Venceslau Isensee, Jairo Viana Feliciano, Jeferson Borghetti Soares, Jose Manuel Martins David, Kriseida C. P. Guedelha Aleskseev, Lena Santini Souza Menezes, Leyla Adriana Ferreira da Silva, Luciano Basto Oliveira, Luiz Claudio Orleans, Luiz Gustavo Silva de Oliveira, Marcia Andreassy, Maria Fernanda Bacile Pinheiro, Marilene Dias Gomes, Monique Riscado da Silva, Natalia Goncalves de Moraes, Reinaldo da Cruz Garcia, Renata de Azevedo M. da Silva, Ricardo Dias das Neves, Rogério Antônio da Silva Matos, Sergio Henrique Ferreira da Cunha, Silvana Andreoli Espig, Simone Saviolo Rocha.

Geração de energia elétrica – Estudos de Planejamento

Coordenação: Oduvaldo Barroso da Silva

Equipe técnica: Amaro Pereira, Anderson da Costa Moraes, Angela Regina Livino de Carvalho, Bruno Phillipe de Almeida Macedo, Danielle Bueno de Andrade, Fernanda Fidelis Paschoalino, Fernanda Gabriela B. dos Santos, Gabriel Malta Castro, Karina Nogueira Tavares Farah, Marília Ribeiro Spera, Matheus Mingatos Fernandes Gemignani, Patricia Costa Gonzalez de Nunes, Pedro Americo Moretz-Sohn David, Renata Nogueira Francisco de Carvalho, Renato Haddad Simões Machado, Ronaldo Antonio de Souza, Simone Quaresma Brandão, Tereza Cristina Paixão Domingues, Thais Iguchi, Thiago Correa Cesar.

Geração de energia elétrica – Estudos de Engenharia

Coordenação: Marisa Moreira Marques

Equipe técnica: Giacomo Chinelli, Paulo Roberto Amaro, Paulo Sérgio Caldas

Estudos de transmissão de energia elétrica

Coordenação: Paulo César Vaz Esmeraldo

Equipe técnica: Alexandre de Melo Silva, Aretha de Souza Vidal Campos, Armando Leite Fernandes, Carolina Moreira Borges, Daniel José Tavares de Souza, Daniela Florêncio de Souza, Dourival de Souza Carvalho Junior, Edna Maria de Almeida Araújo, Fábio de Almeida Rocha, Fernando Hevelton Oliveira, Henrique Abreu Oliveira, João Mauricio Caruso, Jurema Baptistella Ludwig, Marcelo Willian Henriques Szrajbman, Marcelo Lourenço Pires, Maria Alzira Noli Silveira, Marcos Vinicius da Silva Farinha, Maria de Fátima de Carvalho Gama, Maxwell Cury Junior, Priscilla de Castro Guarini, Roberto Luiz Magalhães Rocha, Thiago de Faria Rocha Dourado Martins, Tiago Campos Rizzotto, Vanessa Stephan Lopes, Vinicius Ferreira Martins.

Estudos de petróleo e gás natural

Coordenação: César Dias Ramos

Equipe técnica: Adriana Queiroz Ramos, Aline Maria dos Santos, Aloysio Vasconcelos Filho, Ana Cecília Souza Lima, Antonio Marco Siciliano, Carlos Augusto Góes Pacheco, Claudio Bettini, Denise Faertes, Guilherme Eduardo Zerbinatti Papaterra, Henrique Plaudio Gonçalves Rangel, Jefferson Acioli Machado, Kátia Souza de Almeida, Marcelo Ferreira Alfradique, Marco Stiel Radu Halpern, Marcos Frederico F. de Souza, Norival Brisola, Regina Freitas Fernandes, Reneu Rodrigues da Silva, Roberta de Albuquerque Cardoso, Sergio Martins de Souza, Victor Hugo Trocate da Silva, Wellington de Oliveira Campos.

Estudos de derivados de petróleo e biocombustíveis

Coordenação: Ricardo Nascimento e Silva do Valle

Equipe técnica: Amanda Pereira Aragão, André Borges Landim, André Luiz Ferreira dos Santos, Angela Oliveira da Costa, Antônio Carlos Santos, Carlos Alberto Ferreira dos Reis, Clara Santos Martins Saide, Diogo Valerio, Euler João Geraldo da Silva, Frederico Ventorim, Gildo Gabriel da Costa, Giovani Vitória Machado, José Mauro Ferreira Coelho, Juliana Rangel do Nascimento, Leônidas Bially Olegario dos Santos, Marcelo Castello Branco Cavalcanti, Marisa Maia de Barros, Patrícia Feitosa Bonfim Stelling, Pedro Ninô de Carvalho, Rachel Martins Henriques, Rafael Barros Araujo, Rafael Moro da Mata, Railson Oliveira Motta, Vitor Manuel do Espírito Santo Silva

Estudos socioambientais

Coordenação: Flávia Pompeu Serran

Equipe técnica: Ana Carolina Pinto Xavier, Carina Rennó Siniscalchi, Carlos Frederico Menezes, César Maurício Batista da Silva, Cristiane Moutinho Coelho, Daniel Dias Loureiro, Federica Natasha G. A. dos Santos Sodré, Gustavo Fernando Schmidt, Hermani de Moraes Vieira, Juliana Cabral Sessa, Luciana Álvares da Silva, Marcos Ribeiro Conde, Marcos Vinicius Fernandes Amaral, Paula Cunha Coutinho, Paulo do Nascimento Teixeira, Robson de Oliveira Matos, Valentine Jahnel, Verônica Souza da Mota Gomes.

APRESENTAÇÃO

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

O Ministério de Minas e Energia, responsável pela coordenação do planejamento energético nacional e implementação das políticas estabelecidas pelo CNPE, apresenta o **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2020**. A publicação periódica do PDE representa uma etapa fundamental no processo de planejamento da expansão de energia.

O PDE incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de recursos energéticos para um horizonte de dez anos, definindo um cenário de referência, o qual sinaliza e orienta decisões dos agentes no mercado de energia, visando assegurar a expansão equilibrada da oferta energética, com sustentabilidade técnica, econômica e socioambiental.

O planejamento decenal constitui-se, portanto, em instrumento essencial para apoiar o crescimento econômico sustentável, visto que a expansão do investimento produtivo requer oferta de energia com qualidade, segurança e modicidade tarifária.

Com o crescimento econômico e populacional previsto, são evidentes os desafios do setor energético. A capacidade instalada de nosso parque gerador de energia elétrica deverá crescer 56% na próxima década, representando um aumento aproximado de 6 mil megawatts anuais. O Sistema Interligado Nacional, responsável pelo escoamento de toda essa energia, deverá crescer 43%, alcançando 142 mil quilômetros de linhas de transmissão. As descobertas de petróleo e gás na chamada camada do Pré-Sal trazem desafios para sua exploração e logística de escoamento, considerando a profundidade e distância da costa dos campos a serem explorados.

O Ministério de Minas e Energia registra e agradece as contribuições de entidades da sociedade civil, órgãos governamentais, empresas e agentes do setor energético, por intermédio do processo de Consulta Pública do PDE 2020, o que possibilitou o aprimoramento desse processo, bem como ressalta a parceria com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE no desenvolvimento dos estudos que subsidiaram a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia 2020.

Brasília, novembro de 2011

Edison Lobão

Ministro de Estado de Minas e Energia

ESTRUTURA DO RELATÓRIO

Os diversos estudos contemplados neste relatório foram agrupados nos quatro seguintes temas:

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

Ao final, é apresentada uma consolidação dos principais resultados.

Em volume à parte, denominado Sumário, são sintetizados os diversos capítulos, focalizando os resultados e constatações deste Plano.

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, 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

Capítulo X – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

CONSOLIDAÇÃO DE RESULTADOS

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	14
CONTEXTUALIZAÇÃO E DEMANDA	
I - PREMISSAS BÁSICAS	17
1. Cenário Macroeconômico de Referência	17
1.1 Aspectos gerais	17
1.2 Conjuntura econômica	18
1.3 Aspectos qualitativos do cenário de referência	19
1.4 Quantificação do cenário de referência	20
2. Premissas Demográficas	23
3. Premissas Setoriais	25
3.1 Setor industrial	25
3.2 Setor residencial	27
3.3 Setor de transportes.....	28
II – DEMANDA DE ENERGIA	30
1. Projeção Consolidada do Consumo Final por Fonte	31
2. Energia Elétrica	33
2.1 Projeção do consumo	34
2.2 Projeção da carga	36
2.3 Comparação entre as projeções do PDE 2020 e do PDE 2019	37
3. Gás Natural	38
4. Derivados de Petróleo	41
4.1 Óleo diesel	41
4.2 Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)	42
4.3 Gasolina automotiva	43
4.4 Querosene de aviação (QAV)	46
4.5 Óleo combustível e outros secundários de petróleo	47
4.6 Produtos não-energéticos do petróleo	49
4.7 Nafta	50
5. Biocombustíveis	52
5.1 Biocombustíveis líquidos	52
5.2 Biomassa da cana	53
5.3 Biomassa da lenha	54
5.4 Carvão vegetal	55

6.	<i>Carvão Mineral e Coque</i>	56
----	-------------------------------------	----

OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

III –	<i>GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</i>	57
-------	--	----

1.	<i>Introdução</i>	57
----	-------------------------	----

2.	<i>Sistema Existente</i>	58
----	--------------------------------	----

3.	<i>Metodologia e Critérios</i>	59
----	--------------------------------------	----

4.	<i>Diretrizes e Premissas</i>	60
----	-------------------------------------	----

5.	<i>Expansão da Geração</i>	65
----	----------------------------------	----

5.1	<i>Parque gerador contratado e em implantação</i>	66
-----	---	----

5.2	<i>Parque gerador planejado</i>	69
-----	---------------------------------------	----

5.2.1	<i>Expansão hidrelétrica</i>	69
-------	------------------------------------	----

5.2.2	<i>Expansão termelétrica</i>	76
-------	------------------------------------	----

5.2.3	<i>Expansão de fontes alternativas</i>	79
-------	--	----

5.2.4	<i>Resumo da expansão por tipo de fonte</i>	80
-------	---	----

6.	<i>Balço Estático de Garantia Física</i>	84
----	--	----

7.	<i>Expansão das Interligações</i>	89
----	---	----

8.	<i>Custos Marginais de Operação e Riscos de Déficit</i>	91
----	---	----

9.	<i>Atendimento à Demanda Máxima</i>	94
----	---	----

10.	<i>Estimativa de Investimentos</i>	97
-----	--	----

IV –	<i>TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</i>	106
------	--	-----

1.	<i>Considerações Iniciais</i>	106
----	-------------------------------------	-----

2.	<i>Topologia da Rede de Transmissão</i>	107
----	---	-----

2.1	<i>Configuração inicial</i>	107
-----	-----------------------------------	-----

2.2	<i>Expansão do SIN e integração de novas fontes</i>	108
-----	---	-----

2.3	<i>Interligações regionais</i>	112
-----	--------------------------------------	-----

2.4	<i>Interligações dos sistemas isolados ao SIN</i>	116
-----	---	-----

2.5	<i>Interligações com países vizinhos</i>	118
-----	--	-----

3.	<i>Sistemas de Transmissão Regionais</i>	120
----	--	-----

3.1	<i>Região Norte</i>	120
-----	---------------------------	-----

3.1.1	<i>Estado do Pará</i>	121
-------	-----------------------------	-----

3.1.2	<i>Estado do Maranhão</i>	124
-------	---------------------------------	-----

3.1.3	<i>Estado do Tocantins</i>	126
-------	----------------------------------	-----

3.1.4	<i>Estado do Amazonas</i>	127
-------	---------------------------------	-----

3.1.5	<i>Estado do Amapá</i>	128
-------	------------------------------	-----

3.1.6	<i>Estado de Roraima</i>	130
-------	--------------------------------	-----

3.1.7	<i>Estudos complementares</i>	131
-------	-------------------------------------	-----

3.2	<i>Região Nordeste</i>	132
-----	------------------------------	-----

3.2.1	<i>Estado do Piauí</i>	133
-------	------------------------------	-----

3.2.2	<i>Estado do Ceará</i>	135
-------	------------------------------	-----

3.2.3	<i>Estado do Rio Grande do Norte</i>	137
-------	--	-----

3.2.4	Estado da Paraíba	138
3.2.5	Estado de Pernambuco.....	140
3.2.6	Estado de Alagoas.....	142
3.2.7	Estado do Sergipe	143
3.2.8	Estado da Bahia	144
3.2.9	Estudos complementares	147
3.3	Região Sudeste.....	148
3.3.1	Estado de São Paulo	149
3.3.2	Estado de Minas Gerais	151
3.3.3	Estado do Espírito Santo.....	153
3.3.4	Estado do Rio de Janeiro	154
3.3.5	Estudos complementares	156
3.4	Região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia	157
3.4.1	Estado de Goiás e Distrito Federal.....	157
3.4.2	Estado de Mato Grosso	159
3.4.3	Estados do Acre e Rondônia	161
3.4.4	Estudos complementares	163
3.5	Região Sul	163
3.5.1	Estado do Rio Grande do Sul	164
3.5.2	Estado de Santa Catarina.....	167
3.5.3	Estado do Paraná.....	169
3.5.4	Estado de Mato Grosso do Sul.....	171
3.5.5	Estudos complementares	173
4.	<i>Evolução Física e Investimentos.....</i>	174
5.	<i>Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.....</i>	177

OFERTA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

V – PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	182
1. Introdução	182
2. Previsões de Produção.....	183
3. Implicações Estratégicas e Econômicas	188
VI – OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO	190
1. Perspectivas de Preços de Petróleos e Derivados	190
1.1 Perspectivas de preços internacionais de petróleo.....	191
1.2 Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo.....	192
1.3 Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo	194
2. Expansão do Parque Nacional de Refino.....	195
2.1 Metodologia e premissas adotadas para o abastecimento.....	196
2.2 Evolução do parque de refino atual	199
2.3 Novas refinarias previstas.....	200
2.4 Estimativa de investimentos	203
2.5 Evolução do parque nacional de refino	203
2.6 Resultados	204

2.6.1	Balço entre oferta e demanda de derivados e perfil de produo	204
2.6.2	Balço nacional de derivados	206
2.6.3	Balço nacional de petrleo	211
2.7	Refino – Consideraes finais	212
3.	Infraestrutura Nacional de Transporte de Petrleos e Derivados	214
3.1	Introduo	214
3.2	Panorama atual da infraestrutura nacional de transporte de petrleo e derivados	214
3.2.1	Infraestrutura dutoviária para transporte de petrleo e derivados	214
3.2.2	Infraestrutura de armazenamento de petrleo e derivados	214
3.2.3	Transporte marítimo de petrleo e derivados	215
3.3	Impactos das movimentaes previstas sobre a infraestrutura	216
3.4	Expanso da infraestrutura nacional de transporte de petrleo e derivados	217
3.4.1	Investimentos da carteira de projetos da Transpetro	217
3.4.2	Investimentos sugeridos pela EPE	219
VII – OFERTA DE GÁS NATURAL		221
1.	Perspectivas de Preços de Gás Natural	221
1.1	Premissas para as previsões de preços	222
1.2	Preços Henry Hub	223
1.3	Preços de GNL internalizado no Brasil – metodologia <i>netback value</i>	224
1.4	Competitividade do gás natural no brasil	225
1.5	Projeção dos preços de gás natural no brasil na hipótese de competitividade com OC.	226
2.	Expanso da Oferta de Gás Natural	227
3.	Balço de Oferta e Demanda de Gás Natural	230
3.1	Estados da região Norte	231
3.2	Estados da região Nordeste	231
3.3	Estados das regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste	233
3.4	Balço de oferta e demanda do Brasil – Malha integrada	234
3.5	Consideraes finais	235
4.	Infraestrutura de transporte de Gás Natural	236
4.1	Panorama atual	236
4.1.1	Estados da região Norte	236
4.1.2	Estados da região Nordeste	236
4.1.3	Estados da região Sudeste	237
4.1.4	Estados da região Sul e Centro Oeste	237
4.2	Expanso da infraestrutura	237
4.2.1	Estados da região Norte	237
4.2.2	Estados da região Nordeste	237
4.2.3	Estados da região Sudeste	238
4.3	Expanso indicativa	239
4.4	Novos sistemas em estudo	241
4.4.1	Estado do Pará	241
4.4.2	Estado do Maranhão	241

4.4.3	Estado do Piauí	241
4.4.4	Estado de Goiás e Distrito Federal.....	241
4.5	Expansão da infraestrutura via GNL	242
4.6	Estimativa de investimentos	242
VIII – OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS.....		243
1.	Expansão da Oferta de Etanol	243
1.1	Projeções da demanda total de etanol	243
1.1.1	Demanda do mercado interno	243
1.1.2	Demanda internacional	244
1.1.3	Demanda total.....	247
1.2	Projeções da oferta de etanol no Brasil.....	248
1.2.1	Cenário atual do mercado de açúcar e etanol.....	248
1.2.2	Expansão da capacidade industrial.....	248
1.2.3	Investimento em usinas.....	251
1.3	Impacto das novas tecnologias	251
1.4	Disponibilidade de área para o plantio de cana-de-açúcar	253
1.4.1	Cana para atendimento à demanda de etanol e açúcar e área de expansão agrícola	253
1.4.2	Projeção da área colhida no horizonte decenal	254
1.4.3	Área disponível para o cultivo	254
1.5	Logística de transporte do etanol para exportação	255
1.5.1	Projetos e investimentos dutoviários para o transporte de etanol.....	255
1.5.2	Portos e píers.....	256
1.5.3	Etanol – considerações finais	257
2.	Expansão da Oferta de Biodiesel	258
2.1	O consumo obrigatório de biodiesel 2011-2020.....	258
2.2	Os leilões e o estoque estratégico de biodiesel.....	258
2.3	Oferta de biodiesel.....	259
2.3.1	Disponibilidade de insumos para a produção de biodiesel	259
2.3.2	Capacidade de processamento.....	260
2.4	Perspectivas de preços de biodiesel	261
2.5	Balanco de capacidade instalada e demanda de biodiesel	261
2.6	A Infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel	262
2.7	Biodiesel – Considerações finais	263
3.	Biomassa de Cana-de-Açúcar para Oferta de Energia Elétrica	265
3.1	A participação do setor sucroalcooleiro nos leilões de energia elétrica	265
3.2	Oferta de biomassa de cana-de-açúcar.....	267
3.3	Potencial técnico de geração de energia elétrica da biomassa de cana-de-açúcar.....	267
3.4	Biomassa de cana-de-açúcar – Considerações finais	269

ASPECTOS DE SUSTENTABILIDADE

IX – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....	270
1. Conceitos e Definições.....	270

2.	<i>Principais Resultados Agregados</i>	272
2.1	Setor industrial	273
2.2	Setor de transportes.....	276
2.3	Setor residencial	277
2.4	Setor comercial	279
2.5	Outros setores	281
X	<i>ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL</i>	282
1.	<i>Critérios e Procedimentos</i>	283
1.1	Energia elétrica	283
1.2	Petróleo, gás natural e biocombustíveis.....	285
2.	<i>Geração Hidrelétrica</i>	285
2.1	Projetos analisados	285
2.2	Indicadores	287
2.3	Resultados da avaliação	289
3.	<i>Transmissão de Energia Elétrica</i>	291
3.1	Projetos analisados	291
3.2	Indicadores	293
3.3	Resultados da avaliação	293
4.	<i>Produção de Petróleo e Gás Natural</i>	295
4.1	Abrangência da análise.....	295
4.2	Análise de sensibilidade ambiental	296
4.3	Benefícios socioeconômicos	297
5.	<i>Oferta de Gás Natural</i>	298
5.1	Abrangência da análise.....	298
5.2	Análise socioambiental da malha planejada.....	300
5.3	Benefícios socioeconômicos	301
6.	<i>Oferta de Biocombustíveis Líquidos</i>	301
6.1	Etanol	304
6.2	Biodiesel	310
7.	<i>Indicadores socioambientais</i>	311
8.	<i>Emissões de Gases de Efeito Estufa</i>	315
8.1	Considerações iniciais.....	315
8.2	Análise integrada das emissões de GEE	316
9.	<i>Desafios para Sustentabilidade</i>	320
10.	<i>Considerações Finais</i>	321

CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS.....	323
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	326
LISTA DE TABELAS	335
LISTA DE GRÁFICOS	339
LISTA DE FIGURAS	342
AGRADECIMENTOS.....	343

INTRODUÇÃO

O presente Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos no período 2011-2020.

A elaboração pela EPE dos estudos associados a este Plano 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.

A participação de técnicos das empresas do setor elétrico ao longo dos trabalhos, bem como as contribuições de diversos órgãos e entidades recebidas durante o processo de Consulta Pública sobre o Plano anterior, possibilitou aprimorar a qualidade das análises efetuadas.

Contexto e enfoque dos estudos

No que tange ao ambiente econômico, o ano de 2010 foi marcado pela forte expansão do nível de atividade doméstico, consolidando-se a retomada verificada a partir de meados de 2009. Com base neste bom desempenho, tem se solidificado um relativo consenso entre os diversos analistas de que as perspectivas de crescimento da economia brasileira serão bastante favoráveis nos próximos anos.

O cenário de referência compartilha desse prognóstico comum. Subjacente a essa visão favorável, está a expectativa de que a economia mundial conseguirá evitar um segundo mergulho, porém ao custo de alguns anos de baixo crescimento nas economias desenvolvidas. No caso dos emergentes, prevalece a perspectiva de que sua expansão deverá ser mais acelerada. Neste cenário, o país, ajudado pela construção de fundamentos macroeconômicos mais sólidos ao longo dos últimos anos, cresce a uma taxa superior à média mundial no horizonte decenal.

No que concerne ao setor elétrico, ressalta-se a continuidade dada ao sucesso dos leilões de energia nova e de reserva, por meio dos quais foram comercializados em 2010, em cinco leilões, cerca de 17.000 MW de potência, correspondente a aproximadamente 5.600 MW médios para o mercado regulado. Estão incluídas neste total, vale destacar, a energia proveniente do aproveitamento hidrelétrico de Belo Monte, com potência de 11.233 MW, e a geração de origem eólica, com uma potência total de cerca de 2.000 MW. Foi também dado prosseguimento ao exitoso processo das licitações de empreendimentos de transmissão, tendo sido licitado em 2010, em três leilões, um total da ordem de 1.600 km de linhas de transmissão.

Quanto à expansão da geração no horizonte do presente Plano, foi mantida a significativa participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2014, contribuindo para o desenvolvimento sustentável das fontes de geração, diretriz esta reafirmada pelo preço competitivo destas fontes demonstrado nos últimos leilões de energia.

Reconhece-se, por outro lado, dada a possibilidade de oferta de grandes volumes de gás natural associado à produção petrolífera do Pré-Sal, que a expansão da geração termelétrica a gás poderia vir a ocupar um maior espaço na matriz energética, principalmente na eventualidade de dificuldades para o licenciamento ambiental de usinas hidrelétricas e de linhas de transmissão. Essa forma de expansão,

não contemplada neste Plano, poderá vir a ser considerada nos próximos ciclos do planejamento decenal, desde que as condições que venham a ser estabelecidas para o fornecimento do gás possibilitem a competitividade econômica da energia produzida.

Ainda quanto à termelétricidade, a expansão da geração com fontes nucleares não contemplou neste Plano outras usinas além da de Angra 3, tendo em vista, principalmente, os prazos necessários para a implantação de novas centrais. Não obstante os estudos para seleção de sítios propícios à implantação de centrais nucleares nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, que estão sendo finalizados, estes prazos indicam que a data mais provável para início de sua operação seria posterior ao horizonte deste Plano.

Em continuidade à prática incorporada nos Planos anteriores, o conceito de sustentabilidade orientou os estudos socioambientais desenvolvidos para este Plano. O foco em alternativas de maior sustentabilidade está balizado pelas atuais discussões e negociações internacionais sobre as mudanças do clima, conforme evidenciado na conferência de Copenhague (COP-15). Em âmbito nacional, a questão climática teve sua relevância reiterada pela promulgação da lei 12.187/09. Esse novo estatuto legal, que instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima e estabeleceu a meta de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 36,1 a 38,9% em relação a um cenário de referência para 2020, desloca as discussões sobre mudanças climáticas, no Brasil, para novo patamar institucional.

Nesse contexto, o PDE 2020 se apresenta como importante instrumento para a delimitação do cenário de mitigação, uma vez que incorpora medidas que, em conjunto, contribuem para a diminuição da emissão de GEE. Aumento da eficiência energética, incremento do parque instalado de hidroeletricidade e fontes alternativas de energia elétrica como eólica, biomassa e PCHs, além da avaliação das áreas de expansão da cana necessárias para o aumento do volume de biocombustíveis e consequente substituição de combustíveis fósseis, estão entre as medidas incorporadas.

Na área de exploração e produção de petróleo e gás natural, com base nas reservas 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 a 10ª Rodada de Licitações promovida pela ANP e nas áreas da União, elaboraram-se previsões de produção de petróleo e gás natural. Espera-se que no próximo decênio a produção nacional de petróleo e gás natural seja duplicada, com a contribuição do Pré-Sal atingindo cerca da metade dessa produção até 2020. As demandas de derivados de petróleo, confrontadas com as previsões de produção, permitem antever as condições de atendimento ao mercado, 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.

Prevê-se, para o próximo decênio, um papel mais relevante para o Brasil no mercado mundial de petróleo, atuando como exportador líquido, não só de petróleo, como também de derivados, em função da produção em campos já delimitados e do desenvolvimento da produção das acumulações descobertas na área do Pré-Sal, assim como da expansão do parque nacional de refino.

Quanto ao gás natural, um aspecto fundamental na avaliação da penetração desse combustível na indústria refere-se à competição direta com o óleo combustível, primordialmente através dos preços relativos do óleo e do gás natural. Além disso, outros aspectos tais como a preferência do gás natural

em processos industriais que exigem elevado grau de pureza do produto final foram elementos essenciais considerados nessa análise. O cenário adotado de equivalência energética para o óleo combustível e para o gás natural equipara os respectivos preços competitivos no horizonte decenal.

Projeta-se para o período decenal uma ampliação significativa da participação do gás nacional na oferta total de gás natural, devido principalmente ao incremento da produção interna oriunda das recentes descobertas. 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 no Ceará) e, eventualmente, de novos terminais como forma de otimização da infraestrutura.

Os estudos relacionados aos biocombustíveis líquidos - etanol carburante e biodiesel - avaliaram a demanda e a capacidade de atendimento da mesma, em toda a cadeia produtiva.

Para o período 2011-2020 projeta-se que o mercado brasileiro de etanol continuará em franca expansão, devido ao aumento expressivo da frota de veículos *flex-fuel* e à competitividade do preço do etanol hidratado em relação à gasolina. O Brasil deverá se manter na liderança de vendas do mercado internacional, ainda que, no período analisado, não tenha sido observada uma ampliação significativa dos volumes exportados, dada a tendência de mercados mais protecionistas nos próximos anos. Estima-se que a demanda de etanol será plenamente atendida pela expansão da oferta, através do aumento da área de plantio de cana, da ampliação e implantação de unidades produtoras, bem como do uso de novas tecnologias, que aumentarão a eficiência de toda a cadeia produtiva. Neste contexto, vislumbram-se empreendimentos direcionados a facilitar e reduzir os custos de transporte e armazenagem de etanol.

Considerou-se que, no período abrangido por este Plano, 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. Para atendimento desta demanda, foi analisada a disponibilidade de insumos, assim como a capacidade de processamento e de escoamento da produção.

Quanto à biomassa de cana-de-açúcar para a geração de bioeletricidade, a avaliação da quantidade de energia já contratada pelo setor elétrico e a análise de seu potencial técnico evidenciaram uma significativa folga para ampliação de sua capacidade, o que possibilitaria sua consolidação como uma fonte importante na matriz elétrica nacional, em consonância com as diretrizes definidas para a expansão da geração através de fontes renováveis.

Finalmente, cumpre ressaltar a importância deste Plano 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.

I - PREMISSAS BÁSICAS

As premissas demográficas, macroeconômicas e setoriais, assim como as relativas à eficiência energética¹ e à autoprodução², têm papel fundamental na determinação da dinâmica do consumo de energia, com repercussão direta no comportamento de vários indicadores.

O consumo de energia no setor residencial, por exemplo, depende de variáveis demográficas (como população, número de domicílios e número de habitantes por domicílio) assim como da expansão da renda e do PIB. Essas mesmas variáveis influenciam, também, outros setores de consumo, como o de comércio e serviços.

Já o setor industrial mantém relação não só com a economia nacional, mas também com a economia mundial, em razão principalmente de vários os segmentos voltados à exportação. Assim, estudos prospectivos setoriais, sobretudo referentes aos segmentos energointensivos, compreendendo alternativas de expansão, rotas tecnológicas e características de consumo energético, são essenciais para a projeção do consumo de energia na indústria. Em adição, é na indústria que a autoprodução de energia ganha maior relevância. A autoprodução de eletricidade desloca parcela do consumo final de energia e, dessa forma, alivia a demanda de investimento na expansão do parque de geração e da rede de transmissão do setor elétrico.

Neste capítulo são apresentadas as premissas básicas adotadas nos estudos do PDE 2020, abrangendo o cenário macroeconômico de referência, as perspectivas de preços do petróleo e o crescimento demográfico. Outras premissas, de caráter mais específico, são citadas ao longo do relatório.

1. Cenário Macroeconômico de Referência

1.1 Aspectos gerais

A evolução da demanda por energia é estabelecida a partir do estudo de cenários de longo prazo no qual são delineadas as principais condições de contorno, especialmente as do contexto econômico. A partir dessa visão de longo prazo, recortes temporais de horizontes menores podem ser determinados, obtendo-se, dessa maneira, trajetórias consistentes ao longo do tempo para as variáveis de interesse.

Nesse sentido, o cenário de interesse do PDE 2020 pode ser visto como um recorte de menor horizonte do cenário de interesse dos estudos de longo prazo que a EPE elabora. A representação esquemática dessa relação é apresentada na Figura 1.

¹ As premissas formuladas para a eficiência energética são especialmente relevantes. As iniciativas nessa área perpassam todos os setores de consumo e são, muitas vezes, a forma mais econômica de atendimento da demanda de energia. Pela importância de que se revestem, as premissas sobre a eficiência no uso da energia serão tratadas no Capítulo IX.

² O termo autoprodução se refere aqui à geração de energia elétrica de um consumidor com instalações próprias de geração localizadas junto à unidade de consumo, ou seja, para o autossuprimento de eletricidade, não sendo utilizada a rede elétrica de distribuição ou transmissão.

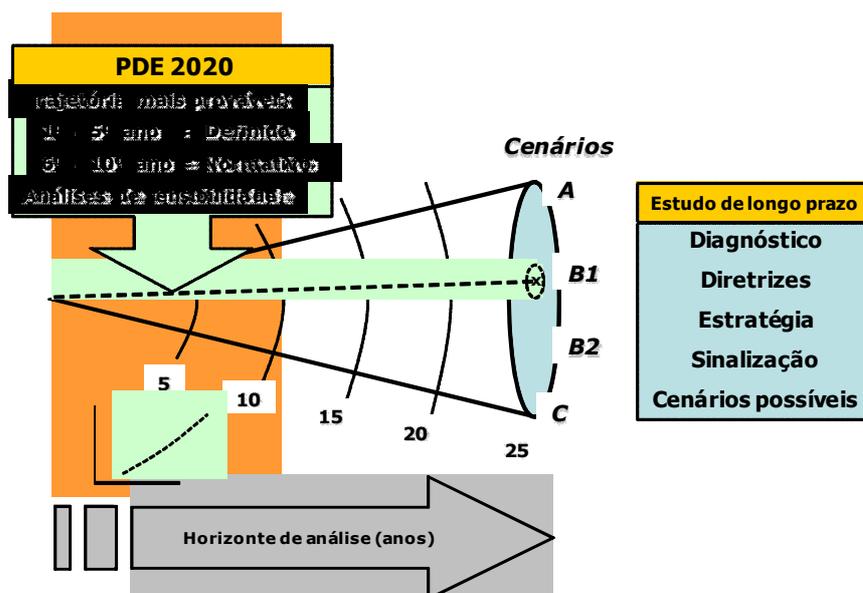


Figura 1 – Cone de cenários: Relação entre o PDE 2020 e os estudos de longo prazo

Além da visão de longo prazo, o PDE 2020 incorpora elementos conjunturais, bem como definições e estratégias de médio prazo, que podem influenciar parâmetros relevantes no horizonte decenal, em especial, as taxas de expansão da economia. Nesse contexto, destaque-se o consenso quanto as perspectivas bastante favoráveis de crescimento da economia brasileira nos próximos anos, com potencial para um desempenho nacional superior à média mundial. Essa visão revela alinhamento entre os cenários elaborados pela EPE desde o PNE 2030 e os que vêm sendo apresentados por analistas especializados em economia brasileira. No PDE 2020 em particular, trabalha-se com uma taxa média de crescimento mundial cerca de 4% ao ano, enquanto o Brasil se expande a uma taxa média de 5% ao ano, conforme analisado nas próximas seções.

1.2 Conjuntura econômica

As perspectivas para os próximos anos indicam um crescimento econômico moderado nos países avançados, afastando momentaneamente uma crise mais profunda, enquanto os países emergentes continuam a puxar o ritmo de atividade mundial.

A recuperação observada nas economias desenvolvidas, obtida com ampla atuação dos governos nacionais, logrou evitar o aprofundamento da crise financeira. No entanto, subsistem dúvidas com relação à intensidade e ao ritmo de recuperação dessas economias por conta de suas relativamente elevadas taxas de desemprego e de seus níveis de endividamento público. Isso porque as condições desfavoráveis do mercado de trabalho e as perspectivas de maior restrição do lado da política fiscal acentuam as incertezas, induzindo à postergação de decisões de consumo e de investimento, contendo, conseqüentemente, a expansão da demanda agregada, que resulta insuficiente para sustentar crescimento econômico nos níveis anteriores à crise.

O monitoramento das condições dos mercados de trabalho e da dívida pública nos países desenvolvidos é, portanto, essencial para avaliar a retomada da atividade econômica mundial. Sem dúvida, a recuperação mais vigorosa desses mercados ensejará patamares mais robustos de

crescimento da atividade, enquanto que a permanência da situação atual por um período longo tenderá a inibir o crescimento mundial.

Desconsiderando-se um cenário de eventual ruptura econômica, a expectativa é de que a economia mundial apresente, nos próximos anos, padrão de crescimento diferenciado entre países desenvolvidos e emergentes, mais vigoroso nestes em comparação com aqueles. A sustentação de preços das commodities em patamares historicamente elevados reforça, de certo modo, essa visão.

No caso do Brasil, confirmando as expectativas, a economia apresentou uma taxa de crescimento bastante significativa em 2010. Para os anos seguintes, a retomada da expansão da taxa de investimento, as condições favoráveis de crédito na economia, o aquecimento do mercado de trabalho, entre outros fatores, têm pavimentado a percepção relativamente disseminada entre os analistas de que um novo ciclo de crescimento forte e sustentado da economia brasileira esteja se consolidando para os próximos anos. De modo geral, o cenário aqui adotado como referência reflete esta visão comum.

1.3 Aspectos qualitativos do cenário de referência

O elemento central do cenário de referência do PDE 2020 é o desempenho da economia brasileira superior à média mundial – mesmo em um contexto internacional de expansão mais moderada como a que provavelmente ocorrerá nos próximos anos, em que ainda se projetam desdobramentos da crise financeira internacional de 2008.

Assim, considera-se que a perspectiva é de recuperação gradual da economia mundial, especialmente nos primeiros anos, por conta dos problemas macroeconômicos dos países desenvolvidos. Por outro lado, as economias emergentes sustentam parcela da demanda mundial, notadamente no mercado de commodities e de insumos básicos, sustentando o nível de atividade mundial.

A inserção do país na economia mundial fica cada vez mais atrelada à dinâmica dos países que mais crescem. Como resultado, são favorecidos os subsetores em que o país possui importantes vantagens comparativas, tais como celulose, agropecuária, siderurgia e indústria extrativa mineral.

O arcabouço macroeconômico construído ao longo dos últimos anos se consolida e, com isso, permite uma gestão de política econômica mais condizente com um país que caminha gradualmente para operar em linha com os parâmetros internacionais. Dessa forma, mesmo um aumento do déficit de transações correntes como proporção do PIB, esperado nos primeiros anos do horizonte decenal, pode ser considerado administrável.

Do lado da economia real, um ciclo de forte expansão do investimento é requerido para sustentar as taxas de crescimento do PIB no cenário de referência. Além dos setores ligados à dinâmica externa dos países emergentes, o aquecimento do mercado doméstico – fruto da evolução positiva do mercado de trabalho e de crédito, em particular – e os eventos catalisadores (a Copa do Mundo e os Jogos Olímpicos) geram incentivos a maiores investimentos em infraestrutura e no setor habitacional nos próximos anos, contribuindo para um desempenho relativo melhor de setores como a construção civil.

Neste cenário, o padrão de crescimento é caracterizado por avanços importantes na resolução de gargalos na infraestrutura, ainda que não sejam completamente superados no horizonte decenal, e pelo aumento da Produtividade Total dos Fatores (PTF), concentrado nos segmentos mais dinâmicos da economia em um primeiro momento e que, após alguns anos, acaba por se espalhar para os demais segmentos econômicos.

1.4 Quantificação do cenário de referência

Tendo como elemento síntese do nível de atividade econômica a taxa de crescimento do PIB, o cenário de referência adotado no PDE 2020 pode ser caracterizado como apresentado na Tabela 1.

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção		
	2000-2004	2005-2009	2010	2011-2015	2016-2020
PIB mundial (Δ % a.a.)	3,7	3,4	4,6	4,5	3,9
Comércio mundial (Δ % a.a.)	6,4	2,8	9,0	5,7	4,8
PIB nacional (Δ % a.a.)	3,0	3,6	7,2	5,0	5,0

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

A despeito das turbulências do mercado financeiro, espera-se a continuação do crescimento econômico mundial com base no dinamismo das economias emergentes e na recuperação gradual, embora modesta, das economias desenvolvidas (FMI, 2010). Para os próximos 10 anos, a expectativa é que esse padrão se mantenha, especialmente na primeira metade do decênio. No 2º quinquênio, ainda como consequência da crise, os efeitos de longo prazo de uma maior regulação sobre o sistema financeiro internacional e de políticas econômicas voltadas para a sustentação da solvência do setor público, poderão ser sentidos na redução da oferta de recursos para projetos de investimento. Com isto, a taxa de crescimento do PIB mundial no segundo período recuará para valores próximos a 4% ao ano, com o comércio mundial se expandindo ao ritmo de 5% ao ano.

No cenário doméstico, as taxas de poupança de longo prazo (% PIB) e de crescimento da Produtividade Total dos Fatores (PTF) estão entre as principais variáveis exógenas consideradas no Modelo de Consistência Macroeconômica de Longo Prazo – MCMLP³ e suas evoluções respectivas são apresentadas na Tabela 2. Neste quadro, o avanço da taxa de poupança decorre da melhoria da poupança pública – justificada, por um lado, por uma maior arrecadação tributária em razão da expansão da atividade econômica e, por outro lado, pelo maior alinhamento dos gastos do governo com o crescimento do PIB. Contribui também uma maior lucratividade das empresas em um contexto de crescimento da demanda, na medida em que parte dos investimentos é financiada por lucros retidos. Já o crescimento da PTF ocorre de forma mais acelerada em setores em que o país apresenta vantagem comparativa e reflete, nos demais setores econômicos, a forte evolução do investimento prevista para os próximos 10 anos, em um ambiente de crescimento continuado da economia.

³ Uma descrição deste modelo, utilizado aqui para verificação da consistência macroeconômica das hipóteses formuladas, é encontrada em EPE (EPE, 2007).

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção		
	2000-2004	2005-2009	2010	2011-2015	2016-2020
Taxa de Poupança (% PIB) ¹	16,3	17,0	19,0	21,1	22,0
PTF (Δ % a.a.) ²	0,5	1,2	1,5	1,5	1,5

(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, ver Souza Jr. (2005).

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

Outra variável relevante na projeção da demanda e da oferta de energia é o preço do petróleo. A referência aqui adotada foi o petróleo do tipo Brent, cotado em Londres. A evolução do preço do óleo Brent projetado ao longo do horizonte do PDE 2020 é apresentada na Tabela 3. Na primeira metade do período, a recuperação da economia mundial, marcada, como já salientado, pelo crescimento mais acelerado das economias emergentes, em geral energointensivas, cria, ao lado da defasagem na expansão da capacidade de produção, pressões para que os preços do barril se mantenham próximos de US\$ 90 (preços de maio de 2010). No segundo quinquênio, admite-se alguma desaceleração nos preços, para níveis abaixo de US\$ 85 por barril, refletindo a moderação prevista para o crescimento econômico mundial, a entrada de novos projetos de exploração e produção e a maturação de políticas de substituição de derivados e de eficiência energética, entre outros fatores.

Tabela 3 – Evolução do preço do petróleo tipo Brent

Indicador Econômico	Histórico		Projeção		
	2000-2004	2005-2009	2010	2011-2015	2016-2020
Petróleo tipo Brent (US\$/barril)	39,1	74,7	78,9	88,1	84,2

Observação: preços de maio de 2010

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

De modo a sustentar o crescimento econômico esperado no período de 2011 a 2020, as taxas médias de investimento (em relação ao PIB) devem alcançar um patamar superior a 21%, conforme indicado na Tabela 4. O cenário formulado comporta trajetória de significativa elevação da taxa média de investimento ao longo do horizonte, especialmente na comparação com os valores registrados no passado recente. Uma taxa de juros real progressivamente menor ao longo do horizonte, o reinvestimento dos lucros das empresas e, especialmente, as perspectivas de crescimento econômico no decênio são fatores que potencializam a trajetória visualizada para o investimento no país, tanto do ponto de vista doméstico, como do ponto de vista externo. No 1º quinquênio, em particular, o aumento do investimento público em infraestrutura (BNDES, 2009) bem como os investimentos na cadeia da indústria de petróleo e gás se destacam em relação aos valores históricos.

Tabela 4 – Investimento e PIB (taxas médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção		
	2000-2004	2005-2009	2010	2011-2015	2016-2020
Investimento total (% PIB) ⁽¹⁾	17,1	17,5	18,9	21,0	22,0
Investimento público (% PIB) ^{(1),(2)}	3,0	3,3	3,4	3,5	3,9
PIB nacional (Δ % a.a.)	3,0	3,6	7,2	5,0	5,0

(1) Taxas de investimento a preços correntes. (2) Inclui empresas estatais federais.

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

Na área fiscal, o cenário compreende um quadro em que há melhoria gradual dos principais indicadores de solvência do setor público ao longo do horizonte, como mostra a Tabela 5. Mesmo com a redução projetada do superávit primário em comparação com o histórico recente, a tendência de queda da dívida líquida e do déficit nominal é significativa nos próximos anos, ainda mais por conta da esperada redução das taxas de juros reais, diminuindo a importância da conta de juros na dinâmica de evolução da dívida. Dito de outra forma, um maior esforço fiscal em termos de superávit primário, especialmente nos primeiros anos, implicará indicadores de solvência do setor público ainda mais confortáveis no horizonte de projeção, com potencial de reduzir o déficit nominal e trazer a dívida líquida para níveis abaixo de 30% do PIB no fim do período.

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção		
	2000-2004	2005-2009	2010	2011-2015	2016-2020
Superávit Primário (% PIB)	3,4	3,5	1,6	1,9	1,7
Déficit Nominal (% PIB)	4,6	4,4	3,8	2,6	1,4
Dívida Líquida (% PIB)	49,7	50,2	42,0	40,2	32,5

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

No cenário de referência adotado neste PDE 2020, os resultados do setor externo são os resumidos na Tabela 6. As exportações são influenciadas especialmente pela demanda dos países emergentes e as importações crescem em função da expansão econômica doméstica. Em relação ao histórico recente, visualiza-se retração no saldo da balança comercial no 1º quinquênio em razão de as exportações para os países avançados crescerem mais lentamente e haver pouco espaço para uma desvalorização real mais acentuada da moeda brasileira neste cenário. No 2º quinquênio, será possível melhorar o saldo da balança comercial, porém não se cogita o retorno aos patamares da segunda metade da primeira década deste século. Além disso, as boas perspectivas em relação à economia brasileira encorajam um influxo crescente de investimento externo direto (IED) direcionado para os setores da economia bem posicionados nos mercados internacionais no primeiro quinquênio. No segundo quinquênio, esse movimento deverá ser mais difundido por todos os segmentos da economia. Tal influxo de capitais serve, por outro lado, para mitigar uma deterioração mais acentuada do saldo em transações correntes no primeiro período de projeção em relação ao histórico recente. De todo modo, ainda que em queda, o saldo de transações correntes em proporção do PIB não se aproxima de níveis em que seu financiamento nos mercados internacionais seja preocupante, como já ocorreu no passado.

Tabela 6 – Indicadores econômicos do setor externo (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção		
	2000-2004	2005-2009	2010	2011-2015	2016-2020
Balança Comercial (US\$ bilhões)	14,7	36,3	16,8	9,2	12,6
Exportações (US\$ bilhões)	68,6	153,5	196,3	265,1	352,3
Importações (US\$ bilhões)	53,9	117,2	179,5	255,9	339,7
IED (US\$ bilhões)	20,0	27,9	40,0	47,0	52,0
Transações Correntes (% PIB)	-1,4	-0,1	-2,3	-2,9	-2,2

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

O cenário de referência compreende a recuperação da participação da indústria após a expressiva queda por conta da crise financeira internacional, conforme indicado na Tabela 7. Essa recomposição

se dá essencialmente em cima da participação do setor de serviços, que, ao longo do período, cresce, em média, um pouco abaixo da economia como um todo. Destaca-se, a indústria extrativa mineral, influenciada especialmente pela performance do segmento de petróleo e gás, embora também seja relevante o crescimento da extração de minério de ferro. Ambos os setores contam, no cenário formulado, com preços favoráveis nos mercados internacionais. Da mesma forma, segmentos que apresentam vantagens comparativas importantes, tais como siderurgia, celulose e agroindústria, deverão continuar se beneficiando do crescimento econômico baseado no desempenho dos países emergentes. No caso dos subsetores mais associados à dinâmica de expansão doméstica, o crescimento se concentra naqueles relacionados à infraestrutura e à construção civil, refletindo a melhoria nas condições de crédito de longo prazo, no aumento da renda per capita e em programas governamentais de incentivo a esses segmentos, alguns já anunciados, como o Programa Minha Casa Minha Vida.

Tabela 7 – PIB: Participação setorial relativa

Setor	Histórico		Projeção		
	2000-2004	2005-2009	2010	2011-2015	2016-2020
Decomposição do PIB total (%)					
Agropecuária	5,9	5,8	5,6	5,7	5,7
Indústria	28,0	27,2	26,3	27,3	28,1
Serviços	66,1	66,9	68,1	67,0	66,2
Decomposição do PIB industrial (%)					
Extrativa Mineral	5,9	8,8	13,3	15,0	16,2
Transformação	63,3	60,3	55,5	53,9	52,2
Construção Civil	18,6	17,8	18,3	18,7	19,2
Produção e Distribuição de água, eletricidade e gás	12,2	13,1	12,9	12,4	12,4

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

2. Premissas Demográficas

Nas últimas décadas, têm sido observadas alterações no perfil demográfico brasileiro no que se refere ao padrão de crescimento populacional. Entre outros aspectos, tem-se observado menor taxa de fecundidade e maior expectativa de vida ao nascer. Em síntese, pode-se afirmar a população brasileira continua a crescer, porém a um ritmo menor e está envelhecendo.

Refletindo especialmente o declínio nas taxas de fecundidade da população total residente do país apresenta, nos últimos anos, taxas de crescimento de modo geral declinantes em todas as regiões do país. Em termos relativos, as regiões Norte e Centro-Oeste apresentam taxa médias de crescimento em torno de 1% ao ano, enquanto as demais regiões crescem mais próximo de 0,5% ao ano. Em termos absolutos, espera-se que o contingente populacional aumente de cerca de 13 milhões de pessoas nos próximos 10 anos, sendo quase 40% no Sudeste. De todo modo, uma leve desconcentração demográfica deverá ser observada em direção ao Norte e Centro-Oeste ao longo do horizonte decenal. A Tabela 8 apresenta as projeções da população no país e por região geográfica.⁴

⁴ Os dados populacionais do IBGE, originalmente divulgados com a data de referência de 1º julho de cada ano, são ajustados para a data de 31 de dezembro, tornando-se assim compatíveis com os dados anuais relativos às variáveis energéticas.

Tabela 8 – Brasil e Regiões, 2011-2020: Projeção da população total residente (mil hab.)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2010	15.965	53.299	80.674	27.482	14.140	191.560
2015	16.848	55.270	83.521	28.348	14.934	198.921
2020	17.577	56.898	85.874	29.063	15.590	205.002
Variação média (% ao ano)						
2010-2015	1,1	0,7	0,7	0,6	1,1	0,8
2015-2020	0,9	0,6	0,6	0,5	0,9	0,6
2010-2020	1,0	0,7	0,6	0,6	1,0	0,7
Estrutura de Participação Populacional (%)						
2010	8,3	27,8	42,1	14,4	7,4	100,0
2015	8,5	27,8	42,0	14,3	7,5	100,0
2020	8,6	27,8	41,9	14,2	7,6	100,0

Fonte: Elaboração EPE.

O número de domicílios é variável fundamental para estimar a demanda de energia, especialmente a demanda residencial por eletricidade. Seu valor é obtido pelo produto da população residente pelo inverso da relação habitante/domicílio cuja projeção é realizada a partir de dados censitários. No horizonte decenal, estima-se que o número de habitantes por domicílio no Brasil caia de 3,1 em 2010 para 2,7 em 2020, o que significa, considerada as projeções da população, aumento de cerca de 15 milhões de domicílios no país no período. A regionalização das projeções indica aumento de participação relativa das regiões Norte e Centro-Oeste no número total de domicílios do país. Em termos absolutos, contudo, o crescimento de 3,5 milhões de domicílios no Nordeste é maior do que a expansão conjunta de 2,4 milhões de domicílios das regiões Centro-Oeste e Norte. A Tabela 9 apresenta as projeções do número de domicílios no país e por região geográfica.

Tabela 9 – Brasil e Regiões, 2011-2020: Projeção do número de domicílios (mil unidades)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2010	4.259	15.295	27.152	9.591	4.547	60.844
2015	4.841	17.002	30.330	10.769	5.175	68.118
2020	5.421	18.734	33.574	11.965	5.783	75.477
Variação média (% ao ano)						
2010-2015	2,6	2,1	2,2	2,3	2,6	2,3
2015-2020	2,3	2,0	2,1	2,1	2,2	2,1
2010-2020	2,4	2,0	2,1	2,2	2,4	2,2
Estrutura de Participação dos Domicílios (%)						
2010	7,0	25,1	44,6	15,8	7,5	100,0
2015	7,1	25,0	44,5	15,8	7,6	100,0
2020	7,2	24,8	44,5	15,9	7,7	100,0

Fonte: Elaboração EPE

3. Premissas Setoriais

3.1 Setor industrial

Ao longo de 2010, consolidou-se a recuperação da indústria nacional, confirmada tanto pela volta a patamares de produção pré-crise quanto por movimentos de investimento em novos projetos, que haviam sido temporariamente suspensos. Em adição, o cenário econômico considerado como referência contempla forte demanda doméstica por insumos básicos industriais, como aço e alumínio, em função da melhoria da renda da população e, sobretudo, da necessidade de dotar o país de uma infraestrutura moderna e eficiente. Vale ressaltar a demanda por insumos básicos deverá apresentar expansão significativa não somente no Brasil, mas também em outros países em desenvolvimento, como China e Índia, onde ainda existe importante déficit habitacional, de serviços públicos básicos e de infraestrutura em geral. As indústrias produtoras de insumos básicos respondem por importante parcela do consumo industrial de energia. Assim sendo, a expansão dessa indústria terá significativos reflexos no consumo total de energia, especialmente em países emergentes como o Brasil, onde seu peso é relativamente maior.

Por outro lado, é certo que a busca de padrões ambientais mais aceitáveis levará ao progressivo aproveitamento do potencial de eficiência energética tanto no uso quanto na produção de energia e também induzirá a um uso mais parcimonioso de insumos básicos industriais energointensivos, como o aço, o alumínio ou o cimento, entre outros. No longo prazo, esse movimento deverá resultar em redução da elasticidade-renda da demanda de energia. Contudo, deve-se reconhecer que esse melhor aproveitamento energético não será capaz de provocar ruptura do atual modelo de desenvolvimento no horizonte decenal, nem de modificar nas tendências de curto prazo.

As projeções setoriais de demanda de energia foram elaboradas para cada segmento industrial, com destaque para aqueles em que se observa uso mais intenso de energia, partindo-se, de um modo geral, das seguintes premissas:

- para os setores cuja produção pode ser vista como homogênea⁵, 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 heterogêneos⁶, considerou-se a evolução do valor adicionado setorial atrelada ao cenário macroeconômico de referência, conforme a desagregação setorial apresentada no Balanço Energético Nacional (EPE, 2010).

Para as indústrias energointensivas em especial foram realizados avaliações específicas⁷. Esse conjunto de indústrias (alumínio – inclusive alumina e bauxita –, siderurgia – aço bruto –, ferroligas, pelotização, cobre, celulose e papel, soda-cloro, petroquímica e cimento) responde por parcela significativa do consumo de energia, parcela esta que chega a 40% do consumo industrial no caso da energia elétrica.

⁵ São exemplos, neste caso: alumínio, alumina, cobre, siderurgia, ferroligas, cimento e papel e celulose.

⁶ São exemplos neste caso: química, alimentos e bebidas, têxtil, cerâmica, outras indústrias, não-ferrosos (exclusive alumínio), alumina e cobre, e outros da metalurgia.

⁷ 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.

As perspectivas de expansão da capacidade instalada desses segmentos, apresentadas na Tabela 10, foram formuladas com base em informações obtidas junto à Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia (ABRACE), à área de estudos setoriais do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a associações de classe dos diversos grupos industriais e a entidades e empresas ligadas ao setor energético.

Tabela 10 – Grandes consumidores industriais: Produção física (10³ t/ano)

Setor	2010	2020	Δ % média ao ano
Alumínio	1.530	2.537	5,2
Alumina	8.665	15.693	6,1
Bauxita	30.760	48.824	4,7
Siderurgia (aço bruto)	33.071	67.228	7,4
Pelotização	53.996	83.790	4,5
Ferroligas	1.019	2.060	7,3
Cobre	639	2.240	13,4
Soda-Cloro (soda)	1.510	2.491	5,1
Petroquímica (eteno)	3.422	5.885	5,6
Celulose	13.609	26.089	6,7
Pasta Mecânica	494	795	4,9
Papel	10.100	17.776	5,8
Cimento	57.664	100.791	5,7

(1) Estimativa em 2010. (2) A produção dos setores de siderurgia, soda-cloro e petroquímica são referentes aos respectivos produtos: aço bruto, soda cáustica e eteno.

Fonte: Elaboração EPE.

O Brasil apresenta claras vantagens comparativas relativamente a alguns desses segmentos, como é o caso da siderurgia e do setor de papel e celulose. Essa situação fática contribui para o crescimento elevado da produção nesses casos. O setor do cobre é bastante particular na medida em que se trata de uma indústria ainda incipiente no país, cuja expansão contempla vários projetos no estado do Pará, que deverão tornar o país autossuficiente na produção deste importante metal.

A Tabela 11 mostra a evolução dos consumos específicos médios de eletricidade em cada setor. Em todos os casos admite-se ganho de eficiência na produção. A única exceção é o setor de ferroligas, o que não significa perda de eficiência: é que o cenário de expansão deste setor contempla participação crescente do ferroníquel no *mix* setorial ferroligas. Na produção dessa liga o consumo específico oscila entre 13,0 e 13,5 MWh/t, bem superior ao consumo médio do segmento.

Tabela 11 – Grandes consumidores industriais: Consumo específico médio de eletricidade (kWh/t)

Setor	2010 ¹	2020	Δ % média ao ano
Alumínio	14.780	13.878	-0,6
Alumina	299	287	-0,4
Bauxita	13	12	-0,4
Siderurgia (aço bruto)	501	457	-0,9
Pelotização	49	47	-0,4
Ferroligas	6.965	7.920	1,3
Cobre	1.566	1.469	-0,6
Soda-Cloro (soda)	2.721	2.565	-0,6
Petroquímica (eteno)	1.581	1.549	-0,2

Setor	2010 ¹	2020	Δ % média ao ano
Celulose	885	841	-0,5
Pasta Mecânica	2.189	2.111	-0,4
Papel	697	664	-0,5
Cimento	94	90	-0,5

(1) Valores estimados para 2010.
Fonte: Elaboração EPE.

3.2 Setor residencial

No setor residencial brasileiro, destacam-se os consumos de eletricidade, do gás liquefeito de petróleo (GLP) e da lenha, estes últimos atendendo principalmente aos serviços de cocção e aquecimento de água.

A evolução do consumo residencial de energia está relacionada ao aumento no número de domicílios e à posse de equipamentos. Com relação ao número de domicílios atendidos pelo serviço de energia elétrica, o cenário adotado admite sucesso pleno do Programa Luz para Todos ao longo do horizonte de análise. Nessas condições, o número de domicílios particulares permanentes com energia elétrica passará de 58 milhões em 2009 para cerca de 75 milhões de unidades em 2020.

Com relação à posse de eletrodomésticos⁸, apresentada na Tabela 12, 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, em um plano mais agregado, de sua melhor repartição.

Tabela 12 – Posse média de equipamentos (unidades/100 domicílios)

Equipamento	2010	2015	2020
Ar condicionado	20	23	27
Refrigerador	96	100	100
Congelador	19	17	15
Chuveiro elétrico ¹	74	71	68
Máquina de lavar roupas	64	68	74
Televisão	137	165	171
Lâmpadas ²	7,55	7,60	7,64

(1) Corresponde ao número de domicílios que utilizam exclusivamente o chuveiro elétrico.

(2) Número médio de lâmpadas por domicílio.

Fonte: Elaboração EPE.

A projeção do estoque foi realizada considerando um cenário de evolução das vendas e o sucateamento dos equipamentos, admitindo-se, como premissa geral, que, ao final de sua vida útil, haveria substituição por novos equipamentos com a mesma função, porém mais eficientes. Desta forma, o estoque se expande e se torna cada vez mais eficiente, de acordo com a Tabela 13.

⁸ Para efeito destes cálculos, foram considerados os seguintes equipamentos: televisores, refrigeradores, lâmpadas, congeladores, condicionadores de ar e chuveiros elétricos, que respondem, hoje, por mais de 80% do consumo de uma residência (Procel, 2007).

Tabela 13 – Consumo médio do estoque de equipamentos (kWh/ano)

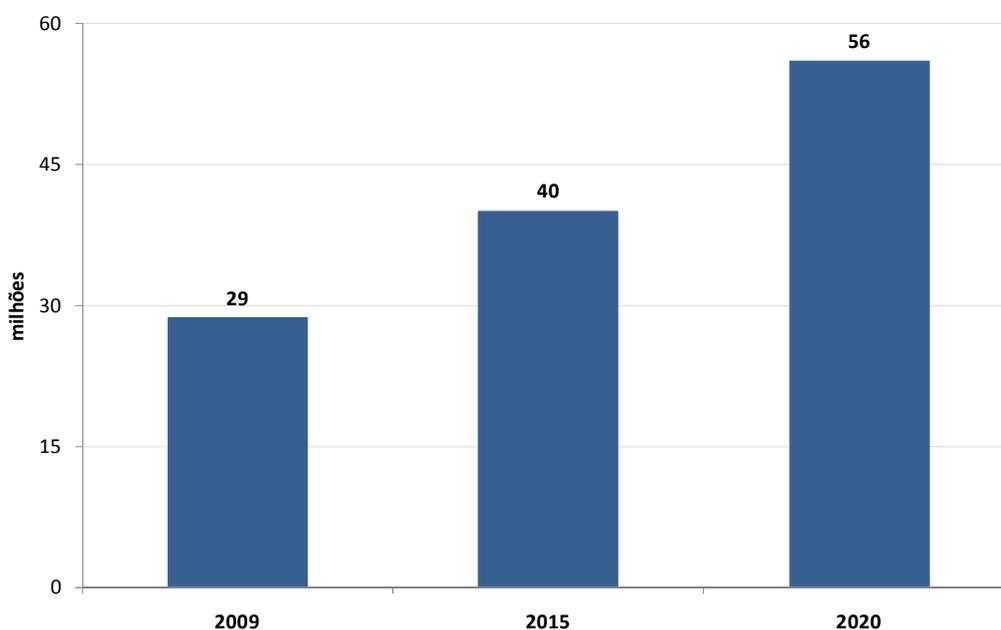
Equipamento	2010	2020	Δ % média ao ano
Ar condicionado	456	416	-0,9
Refrigerador	349	317	-1,0
Congelador	519	453	-1,3
Televisão	149	145	-0,3
Lâmpadas	38	35	-1,0
Chuveiro elétrico	477	493	0,3
Máquina de lavar roupas	68	63	-0,9

Fonte: Elaboração EPE.

Quanto à utilização de outros energéticos nos domicílios, especialmente para usos térmicos, admitiu-se que o gás natural deslocará parcela do mercado de GLP como decorrência da expansão da malha de distribuição.

3.3 Setor de transportes

Nos próximos anos, os crescimentos da população e da renda, associados ao aumento das cidades, levarão à maior demanda por mobilidade, que se traduz em aumento da atividade do transporte de passageiros (passageiro-km). Maior renda justificará expansão expressiva da frota de autoveículos⁹ no período (Gráfico 1), notadamente de veículos leves.



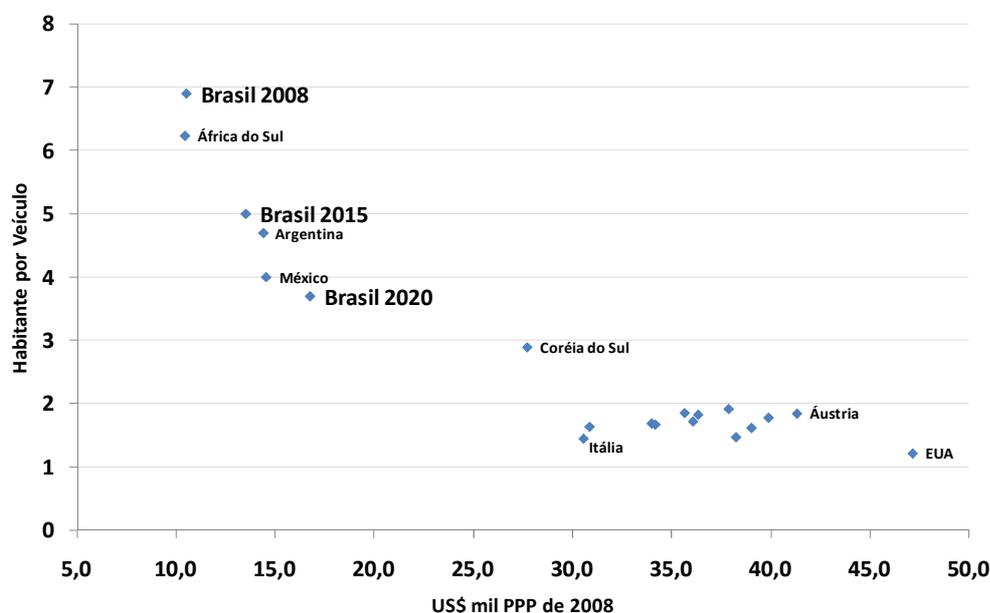
Elaboração: EPE

Gráfico 1 – Evolução da frota total de autoveículos

A fim de contextualizar tal expansão, é comum utilizar-se como parâmetro de comparação o indicador veículo por habitante associado a um respectivo patamar de renda per capita. Como mostra o Gráfico

⁹ Utiliza-se o termo “veículos” para denominar, no restante do texto, os autoveículos que, além dos veículos leves, incluem os ônibus e caminhões.

2, 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 2008) e o indicador de veículos por habitante.



Fontes: ANFAVEA, FMI (Dados históricos de 2008) e EPE

Gráfico 2 – Relação habitante por veículo e PIB per capita

Assim, no cenário adotado, a distribuição do transporte de passageiros compreende aumento da participação do transporte individual relativamente ao transporte coletivo, a despeito do crescimento significativo que este experimentará. No horizonte, considera-se que o transporte ferroviário de passageiros deverá aumentar sua participação em função da maturação de projetos que integram o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e de outros investimentos de concessionários e governos estaduais.

No transporte de cargas, foram considerados todos os projetos incluídos no PAC 1 e no PAC 2, além da expansão da estrada de ferro Carajás, que acrescentará 100km de linha à rede e duplicará um trecho de 605km. As projeções consideradas neste PDE 2020 estão em conformidade com o Plano Nacional de Logística e Transporte – PNL (CENTRAN, 2007), que indica a oferta, em 2023, de cerca de 20.000km de ferrovias em adição às instalações de 2007. A partir desses investimentos, o sistema de transporte tende a tornar-se mais eficiente e estruturalmente menos concentrado no modal rodoviário, que, assim, reduz sua participação na matriz de atividade de carga nacional (tonelada-km), em favor dos modais aeroviário, aquaviário e ferroviário.

II – DEMANDA DE ENERGIA

Neste capítulo, é apresentada a síntese do procedimento metodológico utilizado na projeção da demanda de energia utilizada neste PDE 2020, bem como os resultados obtidos para o consumo final energético, consolidados por tipo de fonte. A projeção da demanda teve como base as premissas indicadas no capítulo anterior. Além dessas, há ainda premissas específicas, referentes à eficiência energética.

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

- Diagnóstico do ano base das projeções, tendo como referência os dados de oferta e demanda de energia do Balanço Energético Nacional 2010 – ano base 2009 (EPE, 2010) e de suas relações com o contexto macroeconômico;
- Avaliação do impacto do cenário macroeconômico sobre o nível de atividade dos setores agropecuário e de serviços, assim como sobre o perfil de consumo das famílias;
- Avaliação do impacto das premissas setoriais sobre o consumo industrial de energia;
- Elaboração da projeção da demanda de energia por tipo de fonte;
- Análise de consistência e consolidação da demanda de energia e
- Elaboração da projeção da matriz energética brasileira, relacionando os principais setores de consumo com as demandas de cada uma das fontes energéticas.

A Figura 2 exibe a inter-relação entre as etapas do processo de projeção da demanda de energia.

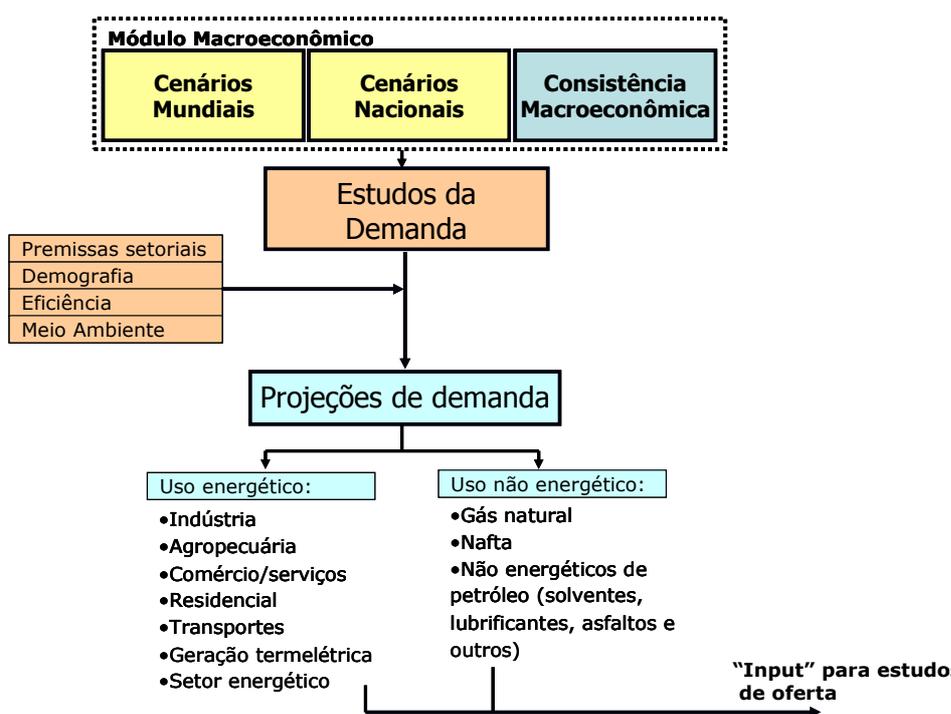


Figura 2 – Representação esquemática do processo de projeção da demanda de energia do PDE 2020

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 de suprimento associada. 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 2020 é apresentada na Tabela 14. Considerando o cenário econômico adotado como referência, essa projeção resulta em uma elasticidade-renda de 1,05 (média para o horizonte decenal), que segue trajetória descendente. Já a intensidade energética sobe durante os primeiros cinco anos, alcançando o nível de 0,072 tep/10³ R\$ [2008], em 2015, e reverte esta tendência até o final do horizonte em estudo, quando atinge o valor de 0,071 tep/10³ R\$ [2008], em 2020.

Tabela 14 – Economia e consumo final energético – 2011-2020

Discriminação	2011	2015	2020	Variação anual (%)*		
				2010/ 2015	2015/ 2020	2010/ 2020
PIB (10 ⁹ R\$ [2008])	3.360	4.084	5.212	5,0	5,0	5,0
População Residente (10 ³ habitantes)	193.176	198.921	205.003	0,8	0,6	0,7
PIB per capita (R\$ [2008]/hab/ano)	17.393	20.531	25.426	4,2	4,4	4,3
Consumo Final Energético (10 ³ tep)	237.697	292.418	372.004	5,6	4,9	5,3
Consumo Final de energia per capita (tep/hab/ano)	1,23	1,47	1,81	4,8	4,3	4,6
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$ [2008])	0,071	0,072	0,071	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de energia ²	-	-	-	1,12	0,99	1,05

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

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

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

O valor da elasticidade-renda do consumo final energético obtido para o período 2015-2020 foi de 0,99, inferior ao valor do primeiro quinquênio (1,12), refletindo a premissa de eficiência energética crescente ao longo do horizonte decenal. Comportamento semelhante ocorre quando analisada a elasticidade da demanda de eletricidade, que passa de 1,02 para 0,93, quando calculada para os mesmos períodos..

No passado recente (2003-2008), o PIB cresceu, em média, 4,2% ao ano e a elasticidade-renda da demanda de energia foi igual a 1 e a da demanda de eletricidade igual a 1,13. Mas, considerando um período mais restrito (2006-2008), em que o PIB cresceu a uma taxa média mais alta, 5,1% ao ano, a elasticidade-renda da demanda de energia manteve-se igual à unidade, porém a da demanda de

eletricidade foi inferior, igual a 0,89¹⁰. Não se espera que o padrão dos últimos três anos se reproduza regularmente no futuro.

No entanto, no primeiro quinquênio do período decenal, a demanda de energia deverá crescer a um ritmo mais acelerado do que o consumo de eletricidade, principalmente em função das especificidades do cenário de expansão da indústria nesse horizonte. Algumas das premissas que justificam esse comportamento são:

- O consumo de gás natural cresce acentuadamente em razão da expansão do refino e da indústria de insumos para fertilizantes (produção de amônia e ureia), que não encontra paralelo no passado recente;
- É expressivo o crescimento do consumo de carvão mineral e de coque de carvão, devido à expansão da indústria siderúrgica concentrada na rota tecnológica constituída por usinas integradas a coque, para as quais a eletricidade representa, em média, pouco mais de 3% do consumo total de energia, enquanto o carvão mineral, juntamente com o coque e finos de carvão, responde por quase 70% desse consumo. Além disso, boa parte da expansão será composta por usinas destinadas à exportação de placas, não contemplando, portanto, a fase de laminação, que é eletrointensiva;
- Na cadeia do alumínio, há forte expansão da extração de bauxita e da produção de alumina, em contraste com uma modesta expansão da produção de alumínio primário. A produção de alumínio primário é eletrointensiva, enquanto as de alumina e bauxita demandam mais de outras fontes de energia, como o óleo combustível e o gás natural¹¹.

Por um lado, estes segmentos industriais contribuem significativamente para o crescimento do consumo final energético, mais do que para o consumo de eletricidade. Por outro, não agregam, na mesma proporção, valor adicionado ao produto industrial, seja por se tratar de produtos mais próximos da base da cadeia produtiva, casos da bauxita e da alumina, seja porque a produção se destina à substituição de importações, como é o caso dos insumos para fertilizantes.

A Tabela 15 apresenta as projeções dos consumo final energético brasileiro desagregado por fonte. Destaca-se a expansão do consumo de biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel), cuja participação se eleva de 6,1% em 2010 para 9,9% em 2020. Aliás, os biocombustíveis como um todo, isto é, incluindo, além dos líquidos, o bagaço de cana, a lixívia, a lenha e o carvão vegetal, entre outros, aumentam sua participação no horizonte decenal, passando de 32,5% para 35,0%. Devido ao crescimento da siderurgia, o carvão mineral (incluindo coque) aumenta sua participação no período de 4,4% para 5,0%.

Com relação aos derivados de petróleo, observa-se expressiva queda de participação no consumo final energético nacional, de 38,1%, em 2010, para 31,9%, em 2020. A principal razão para isso é a maior penetração do etanol, em detrimento da gasolina, cuja parcela no consumo final energético brasileiro reduz-se de 7,7% para 4,5%. O GLP também contribui para a perda da importância dos derivados de petróleo, passando de 3,6% para 2,7% na participação, em parte devido à substituição pelo gás natural, em parte devido à saturação do consumo nas residências. E o óleo diesel (mineral) ainda registra queda de participação no período em questão, passando de 16,9% para 16,4%, em razão da maior utilização do biodiesel. Com efeito, se for considerada a adição do biodiesel, o diesel praticamente mantém a sua participação relativa, passando de 17,8% para 17,6% entre 2010 e 2020.

¹⁰ Nestes cálculos, não se considerou o ano de 2009 por se tratar de ano atípico, em que as estatísticas de crescimento do PIB e do consumo de energia foram contaminadas pelos efeitos da crise financeira internacional eclodida no final de 2008.

¹¹ 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.

Tabela 15 – Consumo final energético e participação por fonte (10³ tep)

Discriminação	2011		2015		2020		Variação anual (%)*		
	10 ³ tep	%	10 ³ tep	%	10 ³ tep	%	2010/ 2015	2015/ 2020	2010/ 2020
Gás natural	19.103	8,0	28.044	9,6	42.000	11,3	11,1	8,4	9,8
Carvão mineral e coque	10.432	4,4	15.317	5,2	18.467	5,0	9,3	3,8	6,5
Lenha	17.563	7,4	19.429	6,6	21.528	5,8	2,4	2,1	2,2
Carvão vegetal	5.607	2,4	7.237	2,5	7.736	2,1	7,0	1,3	4,2
Bagaço de cana	31.930	13,4	40.001	13,7	50.698	13,6	6,5	4,9	5,7
Eletricidade	41.197	17,3	49.980	17,1	62.786	16,9	5,1	4,7	4,9
Etanol	12.291	5,2	20.931	7,2	32.336	8,7	12,5	9,1	10,8
Biodiesel	2.093	0,9	2.563	0,9	4.581	1,2	5,3	12,3	8,8
Outros	7.570	3,2	10.256	3,5	13.217	3,6	7,0	5,2	6,1
Derivados de petróleo	89.910	37,8	98.660	33,7	118.656	31,9	3,1	3,8	3,4
Óleo diesel	39.776	16,7	48.694	16,7	60.857	16,4	5,3	4,6	4,9
Óleo combustível	6.540	2,8	7.787	2,7	8.953	2,4	3,9	2,8	3,4
Gasolina	19.009	8,0	13.993	4,8	16.690	4,5	-4,0	3,6	-0,3
GLP	8.186	3,4	9.038	3,1	10.087	2,7	2,5	2,2	2,4
Querosene	3.674	1,5	4.524	1,5	5.834	1,6	5,3	5,2	5,3
Outros derivados de petróleo	12.724	5,4	14.624	5,0	16.234	4,4	3,7	2,1	2,9
Consumo final energético	237.697	100,0	292.418	100,0	372.004	100,0	5,6	4,9	5,3

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

2. Energia Elétrica

A projeção do consumo de energia elétrica foi realizada de forma desagregada por subsistema elétrico e por classe de consumo¹², a partir de parâmetros e indicadores típicos do mercado de eletricidade e considerando as premissas demográficas, macroeconômicas, setoriais, de autoprodução¹³ e de eficiência energética¹⁴. A metodologia utilizada, tanto nas projeções do consumo quanto nas da carga de energia¹⁵, está descrita em maior detalhe em nota técnica específica (EPE, 2010).

Relativamente ao PDE anterior, foram revisadas algumas premissas, destacando-se ajustes no cenário de expansão dos segmentos industriais eletrointensivos, a consideração de uma maior eficiência energética e a postergação da LT Tucuruí-Macapá-Manaus, adiando a integração do sistema Amapá, da margem esquerda do Amazonas no Pará e da região de Manaus ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de novembro de 2011 para janeiro de 2013.

¹² Residencial, comercial, industrial, poderes públicos, iluminação pública, rural e consumo próprio. Em razão de suas dimensões, essas últimas quatro categorias de consumidores serão aqui tratadas de forma agregada, sob o título genérico de “outras classes”.

¹³ Neste trabalho, o termo autoprodução se refere à geração de energia elétrica de um consumidor com instalações próprias de geração localizadas junto à unidade de consumo, ou seja, para o autossuprimento de eletricidade, não é utilizada a rede elétrica de distribuição ou transmissão.

¹⁴ As premissas de eficiência energética levaram em consideração o Balanço de Energia Útil (BEU) do MME, assim como os estudos específicos realizados pelo PROCEL e pela CNI (CNI, 2010).

¹⁵ 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. Como o consumo final é estimado com base no faturamento das concessionárias, as perdas ditas comerciais (energia consumida e não faturada) são incorporadas às perdas totais do sistema. De uma forma simplificada, pode-se dizer que as perdas são a diferença entre a carga e o consumo final de energia.

As premissas econômicas e demográficas adotadas neste PDE 2020 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 50% no período 2010-2020, concomitantemente a uma pequena redução da intensidade elétrica da economia.

2.1 Projeção do consumo

Conforme já previsto no PDE 2019, a atividade econômica registrou recuperação vigorosa em 2010, com retomada da produção industrial (fechando o ano com uma expansão acumulada de 10,5% em relação a 2009) e expressivo crescimento do consumo industrial de eletricidade. É de se ressaltar o comportamento da metalurgia básica (que experimentara forte retração em 2009), cuja produção física cresceu cerca de 17,4%.

A Tabela 16 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. Ambos os indicadores seguem trajetória declinante no período decenal.

Tabela 16 – Brasil Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica

Ano	Consumo ¹ (TWh)	PIB (10 ⁹ R\$[2008])	Intensidade (kWh/R\$[2008])
2011	479,0	3.360	0,143
2015	581,2	4.084	0,142
2020	730,1	5.212	0,140
Período	Variação (% a.a.)*		Elasticidade
2010-2015	5,1	5,0	1,02
2015-2020	4,7	5,0	0,93
2010-2020	4,9	5,0	0,98

(1) Inclusive autoprodução. (*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

A Tabela 17 apresenta a projeção do consumo nacional de energia elétrica na rede (isto é, exclusive autoprodução) desagregada por classe de consumo. Entre 2010 e 2020 a taxa média de crescimento do consumo na rede é de 4,6% ao ano, atingindo 659 TWh em 2020, 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 pouco inferior à média global.

Tabela 17 – Brasil Consumo de eletricidade na rede por classe (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2011	112.690	193.437	74.102	61.210	441.439
2015	135.682	229.870	93.495	70.723	529.769
2020	166.888	283.707	123.788	84.709	659.092
Período	Variação (% a.a.)*				
2010-2015	4,8	4,6	6,2	3,7	4,8
2015-2020	4,2	4,3	5,8	3,7	4,5
2010-2020	4,5	4,4	6,0	3,7	4,6

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

A análise da projeção do consumo por subsistema elétrico (ver Tabela 18) revela maior crescimento no subsistema Norte, atribuído ao efeito conjugado da instalação de grandes cargas industriais na região e da interligação de sistemas isolados promovida pela LT Tucuruí-Macapá-Manaus¹⁶.

Tabela 18 – Brasil Consumo de eletricidade na rede por subsistema (GWh)

Ano	Subsistema				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
2011	31.058	62.876	266.154	74.259	434.346	7.092	441.439
2015	46.780	76.466	317.967	86.653	527.866	1.903	529.769
2020	68.837	96.814	385.447	105.500	656.598	2.494	659.092
Período	Variação (% a.a.)*						
2010-2015	10,7	5,2	4,6	4,1	5,1	-22,6	4,8
2015-2020	8,0	4,8	3,9	4,0	4,5	5,6	4,5
2010-2020	9,3	5,0	4,3	4,1	4,8	-9,6	4,6

Obs.: Considerada a LT Tucuruí-Macapá-Manaus em funcionamento a partir de janeiro de 2013.

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

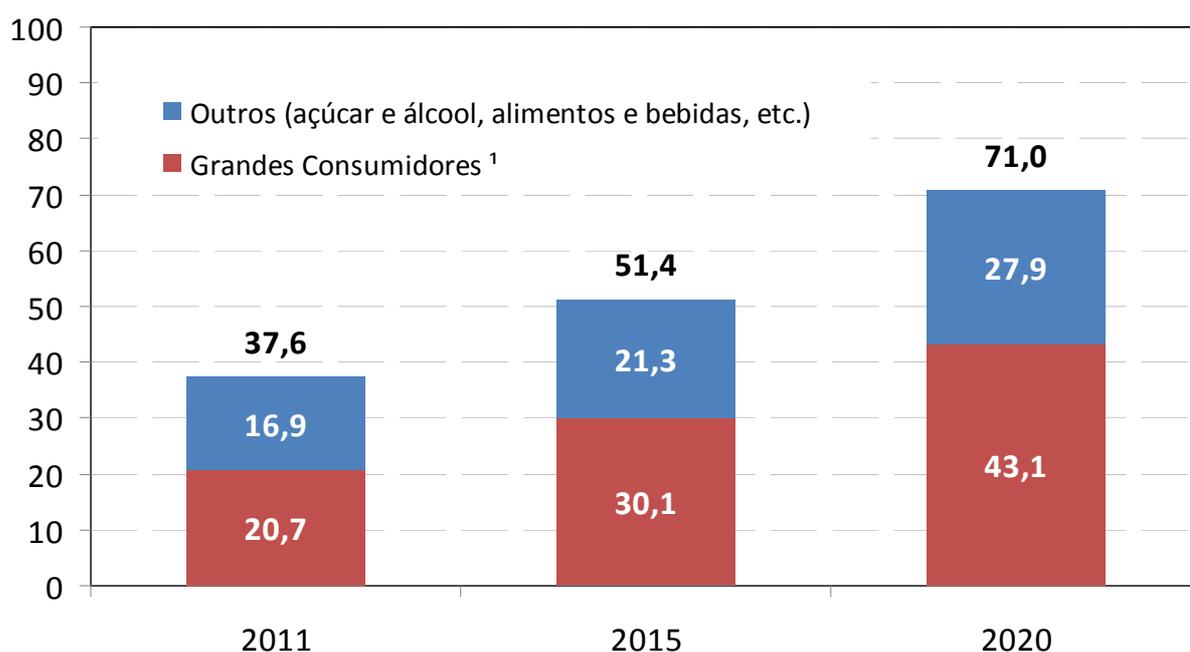
Fonte: EPE

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 irá demandar 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 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, em Itaboraí, Rio de Janeiro, deverá ser integralmente atendido por autoprodução.

Com base nessas premissas, a projeção da autoprodução dos grandes consumidores industriais de energia elétrica para o horizonte de 2020 é a que se apresenta no Gráfico 3. A autoprodução cresce 6,4% entre 2010 e 2020, saindo de 38 TWh e chegando a 71 TWh, respectivamente, sendo que há perspectiva de aumento da importância dos grandes consumidores industriais neste horizonte.

¹⁶ Retirando-se o efeito da interligação, a taxa média de crescimento do consumo no subsistema Norte no período decenal seria de 7,7% ao ano.



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

Gráfico 3 – Brasil: Autoprodução de energia elétrica (TWh)

2.2 Projeção da carga

A carga de energia 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 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 os sistemas de Manaus e do Amapá se interligam ao SIN por meio da LT Tucuruí-Macapá-Manaus. 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 16,8% em 2010 para 15,4% em 2020.

Tabela 19 – SIN e subsistemas: índice de perdas (%)

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
2011	16,7	18,4	16,4	12,8	16,1
2015	20,0	17,8	15,7	11,8	15,8
2020	18,8	17,2	15,2	11,7	15,4

Obs.: Considerada a LT Tucuruí-Macapá-Manaus em funcionamento a partir de janeiro de 2013.
Fonte: EPE

Nessas condições, a projeção da carga de energia do SIN é a apresentada na Tabela 20. A carga de energia, que apresentou o valor de 56.577 MW médios em 2010, cresce à taxa de 4,6% anuais e

chega em 2020 com o valor de 88.596 MW médios. Ressalta-se que é previsto importante acréscimo em 2013, de 4.132 MW médios, potencializado pela já referida interligação de sistemas isolados, que explica 27% desse acréscimo (1.135 MW médios).

Tabela 20 – SIN e subsistemas: carga de energia (MW médio)

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
2011	4.256	8.791	36.341	9.724	59.112
2015	6.673	10.615	43.033	11.321	71.642
2020	9.681	13.353	51.916	13.646	88.596
Período	Variação (% a.a.)*				
2010-2015	11,4	5,0	4,2	3,9	4,8
2015-2020	7,7	4,7	3,8	3,8	4,3
2010-2020	9,5	4,8	4,0	3,9	4,6

Obs.: Foi considerada a LT Tucuruí-Macapá-Manaus em funcionamento a partir de janeiro de 2013.

(*) Variações médias nos períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

A projeção da carga de demanda¹⁷, desagregada por subsistema, foi feita a partir da projeção da carga de energia e dos fatores de carga¹⁸, 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 dos diferentes subsistemas. As projeções da carga de demanda obtidas dessa forma são apresentadas na Tabela 21.

Tabela 21 – SIN e subsistemas: carga de demanda instantânea (MW)

Ano	Subsistema				Sistema		SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	N/NE	S/SE/CO	
2011	4.857	10.852	45.253	12.630	15.644	57.259	71.727
2015	8.037	13.490	54.731	14.755	21.272	68.990	88.961
2020	11.620	17.023	66.433	17.843	28.304	83.675	110.396
Período	Variação (% a.a.)*						
2010-2015	12,5	5,6	4,9	3,9	7,8	5,0	5,6
2015-2020	7,7	4,8	4,0	3,9	5,9	3,9	4,4
2010-2020	10,1	5,2	4,4	3,9	6,8	4,4	5,0

Obs.: Foi considerada a LT Tucuruí-Macapá-Manaus em funcionamento a partir de janeiro de 2013.

(*) Variações médias nos períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

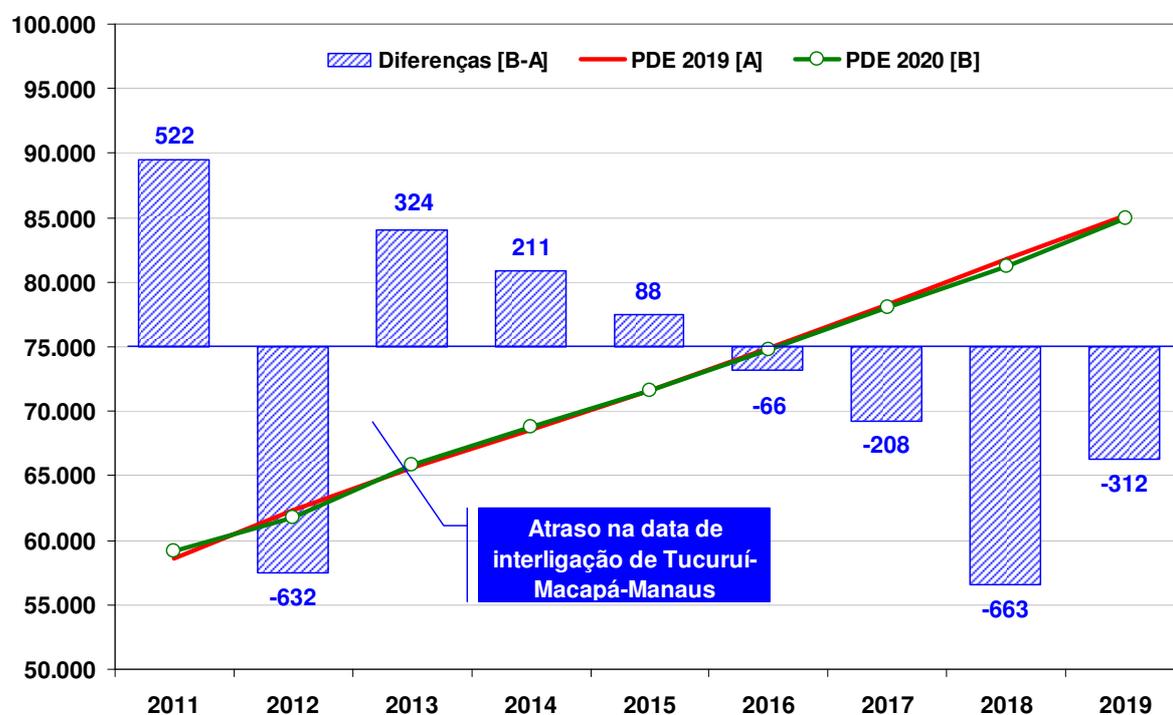
2.3 Comparação entre as projeções do PDE 2020 e do PDE 2019

O Gráfico 4 ilustra a evolução da carga conforme o PDE 2019 e o PDE 2020. Em termos absolutos, a maior diferença ocorre em 2012 (632 MW médios) e pode ser atribuída principalmente ao atraso na entrada em operação da LT Tucuruí-Macapá-Manaus, prevista no PDE 2019 para novembro de 2011 e

¹⁷ Em linhas gerais, carga de demanda é 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.

¹⁸ Relação entre a carga média de energia e a carga nos horários de maior consumo.

neste Plano considerada em janeiro de 2013. As diferenças nos anos posteriores são decorrentes da conjugação de vários fatores, tais como, revisão do cronograma de instalação de grandes cargas industriais e consideração de maior eficiência energética.



Obs.: LT Tucuruí-Macapá-Manaus em funcionamento a partir de novembro de 2011 (PDE 2019) e janeiro de 2013 (PDE 2020).
Fonte: EPE

Gráfico 4 – PDE 2020 versus PDE 2019: Carga de energia no SIN (MWmédio)

3. Gás Natural

A projeção da demanda de gás natural foi elaborada a partir da análise crítica de dados obtidos em pesquisas realizadas pela EPE junto à Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), às companhias distribuidoras de gás canalizado e aos consumidores industriais de gás natural. Essa projeção também levou em conta as perspectivas de expansão e a correspondente evolução da malha de gasodutos, bem como as respectivas restrições de transporte do gás natural.

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 os preços relativos desses energéticos. O cenário adotado confere ligeira vantagem no curto prazo ao gás natural em relação ao óleo combustível. 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. Nessas condições, foi elaborada a projeção do consumo final energético de gás natural (exclusive setor energético) que se apresenta

regionalizada na Tabela 22. Em 2020, estima-se que o consumo final energético de gás natural possa se aproximar de 70 milhões de m³ por dia, contra cerca de 39 milhões de m³ por dia em 2011¹⁹.

Tabela 22 – Brasil e Regiões: consumo final energético de gás natural (10³ m³/dia)

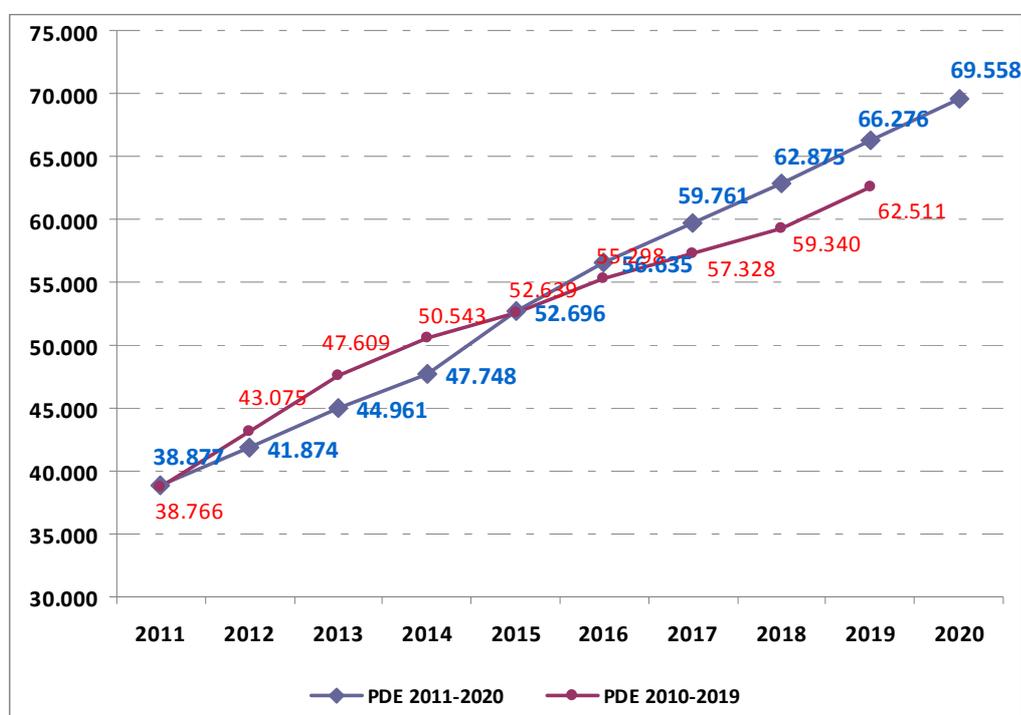
Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2011	120	7.992	3.119	27.382	264	38.877
2015	343	10.338	4.156	36.254	1.606	52.696
2020	385	12.758	5.620	48.839	1.956	69.558
Período	Acréscimo (10 ³ m ³ /dia)*					
2010-2020	365	5.832	2.590	23.143	1.724	33.654
Período	Variação (% a.a.)*					
2010-2015	76,5	8,3	6,5	7,1	47,2	8,0
2015-2020	2,4	4,3	6,2	6,1	4,0	5,7
2010-2020	34,4	6,3	6,4	6,6	23,7	6,8

Obs.: Inclui 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.

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

O Gráfico 5 mostra a comparação das projeções do consumo final energético de gás natural deste PDE 2020 com as do precedente. Nota-se que, no presente PDE, o consumo segue uma trajetória mais contida no curto e médio prazo (até 2015), tendo em vista os ajustamentos considerados no programa de expansão da oferta de gás. Vencidas essas restrições, o consumo tende a expandir-se mais vigorosamente no segundo quinquênio do horizonte.



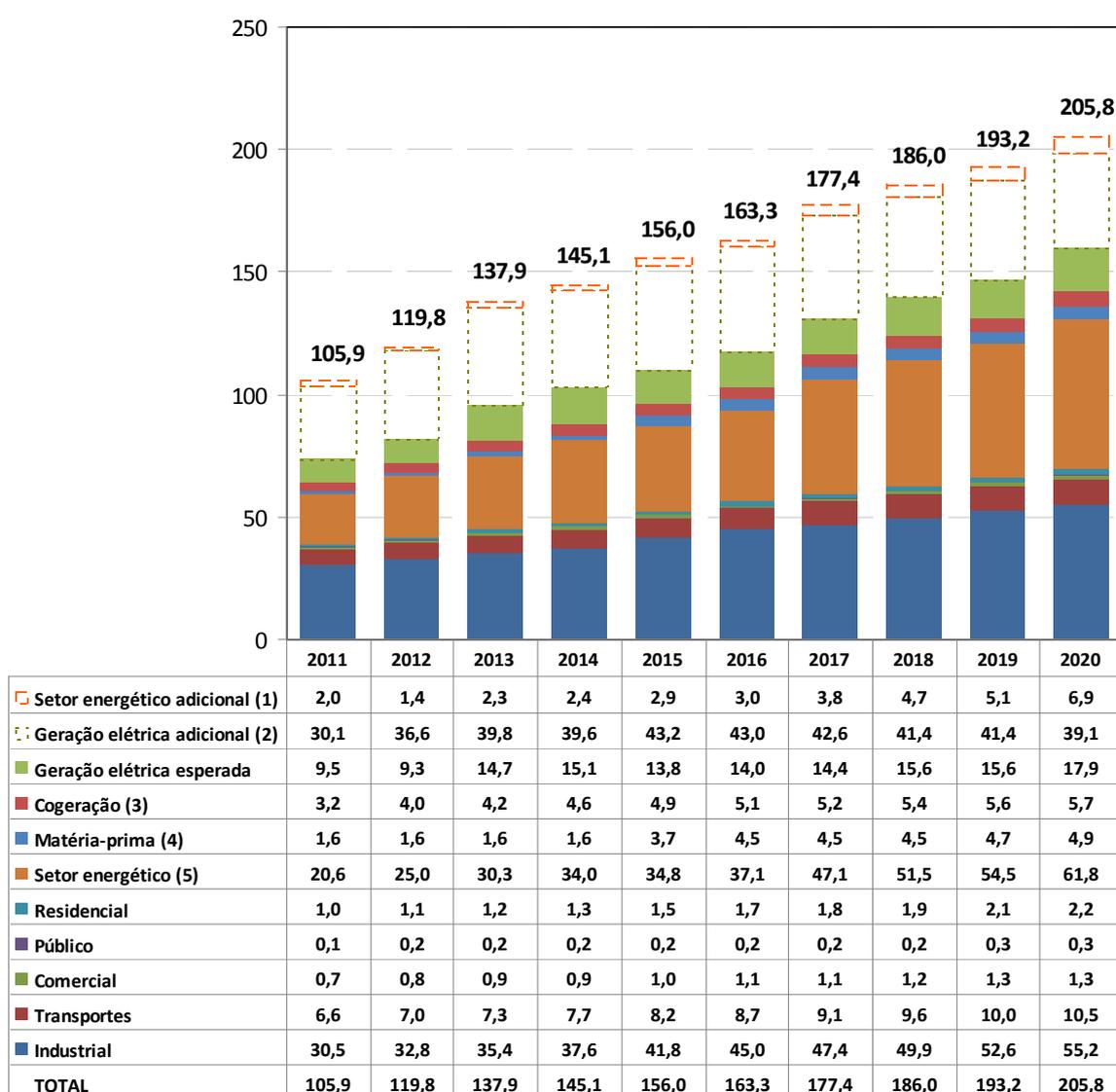
Obs.: Inclui consumo nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético (como matéria-prima, cogeração, consumo *downstream* do sistema Petrobras) e consumo termelétrico.

Fonte: EPE

Gráfico 5 – Consumo final energético de gás natural: PDE 2020 x PDE 2019 (10³ m³/dia)

¹⁹ Excluindo-se o consumo referente ao setor energético.

Além disso, a demanda total de gás compreende ainda o uso no próprio setor energético, como matéria prima nas fábricas de fertilizantes, na cogeração e no segmento *downstream* do sistema Petrobras e também na geração de energia elétrica. Trata-se de um consumo que pode variar em função do despacho das usinas termoeletricas, do carregamento das unidades de processamento de gás da Petrobras, do fator de utilização das plantas de fertilizantes. Em termos médios, espera-se que aos quase 70 milhões de m³ diários projetados para o consumo de gás natural em 2010, sejam adicionados mais de 90 milhões de m³/dia até 2020, dos quais quase 50% demandados pelas refinarias, compressão em gasodutos e atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos. Além disso, em 2020 atinge-se cerca de 24 milhões de m³/dia requeridos na produção termoeletrica. Em termos máximos, e essa informação é relevante para o dimensionamento da infraestrutura, a demanda total de gás natural em 2020 pode atingir 206 milhões de m³/dia, conforme indicado no Gráfico 6.



(1) Corresponde à diferença entre o consumo esperado e o máximo do setor energético.

(2) Corresponde à diferença entre a geração máxima e a esperada.

(3) Inclui cogeração industrial e comercial.

(4) Inclui o consumo não-energético das FAFENS.

(5) inclui refinarias, compressão em gasodutos e atividades de E&P.

Fonte: EPE

Gráfico 6 – Brasil: Consumo total de gás natural (106 m³/dia)

4. Derivados de Petróleo

4.1 Óleo diesel

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

Para o modal rodoviário, que concentra a maior demanda de diesel do transporte, foram estabelecidas metodologias específicas por tipo de veículo (abordagem metodológica do tipo *bottom-up*). Em linhas gerais, são projetadas variáveis-chaves 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 carga²⁰, 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 2011, consideraram-se incrementos de 0,7% e 1,0% ao ano, respectivamente, nos rendimentos médios dos veículos novos leves e pesados.

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 Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), lançado em 2007, e outros no PAC 2, lançado em 2009. Há também a expansão da Estrada de Ferro Carajás, que não está incluída no PAC, e acrescentará 100 km de linha, além da duplicação de um trecho de 605 km. Os valores projetados estão em conformidade com o Plano Nacional de Logística e Transporte (PNLT) (CENTRAN, 2007), que indica a necessidade de haver em 2023 cerca de 20.000 km de ferrovias a mais do que em 2007. O aumento da extensão da linha férrea reflete no crescimento da atividade deste modal. A partir da atividade (tonelada-quilômetro), utilizou-se o indicador de intensidade energética, com ganhos de eficiência em torno de 1,0% ao ano, para obter o volume de óleo diesel demandado pelo modal ferroviário.

²⁰ Cabe destacar, conforme definido em Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) e na Resolução nº 403/2008, que se considerou 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.

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.

Cabe destacar que para demanda de biodiesel, calculada sobre a demanda final de diesel²¹, considerou-se a obrigatoriedade prevista na Lei nº 11.097/2005 e na Resolução CNPE nº 06, de 16/09/2009, que antecipou a adição de 5% de biodiesel no óleo diesel a partir de janeiro/2010. O percentual de 5% foi mantido em todo o horizonte de projeção.

Com base nas premissas adotadas, a demanda de óleo diesel salta de cerca de 46 bilhões de litros, em 2011, para 70 bilhões de litros, em 2020. A projeção da demanda final regionalizada de óleo diesel é a que se apresenta na Tabela 23.

Tabela 23 – Brasil: Demanda de óleo diesel por região (milhões de litros)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2011	3.423	6.637	7.782	21.082	6.848	45.772
2015	3.313	8.223	9.014	26.150	8.380	55.080
2020	4.153	10.687	10.802	34.041	10.610	70.294
Período	Acréscimo no período (milhões de litros)*					
2010-2020	885	4.475	3.319	14.252	4.109	27.040
Período	Variação (% a.a.)*					
2010-2015	0,3	5,8	3,8	5,7	5,2	5,0
2015-2020	4,6	5,4	3,7	5,4	4,8	5,0
2010-2020	2,4	5,6	3,7	5,6	5,0	5,0

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

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

4.2 Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)

A projeção da demanda de GLP foi realizada utilizando-se um modelo do tipo técnico-econômico, 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: cerca de 80% do consumo, em 2009. O consumo residencial de GLP é influenciado pelos seguintes fatores: número de domicílios, proporção de domicílios com uso preponderante de GLP (ou de lenha), número de domicílios novos com consumo de gás natural e consumo específico de GLP por domicílio. A estimativa do número de domicílios que utilizam preponderantemente GLP em 2009 (por região e área, urbana ou rural) foi realizada a partir da Pesquisa Nacional de Amostra de Domicílios (PNAD), considerando-se redução de 91,9% em 2010 para 89,7% em 2020 em vista da penetração do gás natural. Em razão da saturação tipicamente observada no consumo de GLP nas residências, admitiu-se que o consumo

²¹ Excluída a demanda de diesel do modal aquaviário, que não tem obrigatoriedade de uso do biodiesel.

específico (m³/domicílio) manter-se-ia constante ao longo do período de projeção e igual ao valor verificado em 2007 (0,19 m³/ano/domicílio), com exceção da Região Norte, cujo consumo evoluiria do baixo valor atual (0,16 m³/domicílio) para o valor médio nacional (0,19 m³/domicílio) ao final do período.

Conforme dados do BEN, os demais setores representaram juntos, em 2009, cerca de 20% do consumo final energético de GLP (EPE, 2010). No caso da indústria, a projeção da demanda por GLP foi feita considerando-se a evolução do nível de atividade e correlacionando valor adicionado, produção física, 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 24 é apresentada a projeção de demanda final de GLP por região para o período decenal, quando se espera que este indicador salte de cerca de 13 milhões de m³, em 2011, para mais de 16 milhões de m³, em 2020.

Tabela 24 – Brasil: Demanda de GLP por região (mil m³)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2011	730	2.942	2.362	6.284	1.042	13.359
2015	820	3.210	2.625	6.917	1.167	14.739
2020	932	3.530	2.949	7.709	1.318	16.438
Período	Acréscimo no período (mil m ³)*					
2010-2020	224	654	648	1.574	306	3.407
Período	Variação (% a.a.)*					
2010-2015	3,0	2,2	2,7	2,4	2,9	2,5
2015-2020	2,6	1,9	2,4	2,2	2,5	2,2
2010-2020	2,8	2,1	2,5	2,3	2,7	2,3

Obs.: Não inclui setor energético.

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

4.3 Gasolina automotiva

A projeção da demanda de gasolina automotiva foi realizada por meio de um modelo contábil desenvolvido pela EPE, em que são utilizados vários parâmetros, desde o crescimento do PIB e seu reflexo nas vendas de veículos leves no País até a preferência do consumidor entre gasolina e etanol no abastecimento de veículos *flex-fuel*.

Em 2010, a venda de veículos leves atingiu um total de cerca de 3,4 milhões de unidades. No horizonte decenal, o impacto da evolução das vendas sobre a frota circulante de veículos resulta numa taxa média anual de crescimento da frota de 6,0%.

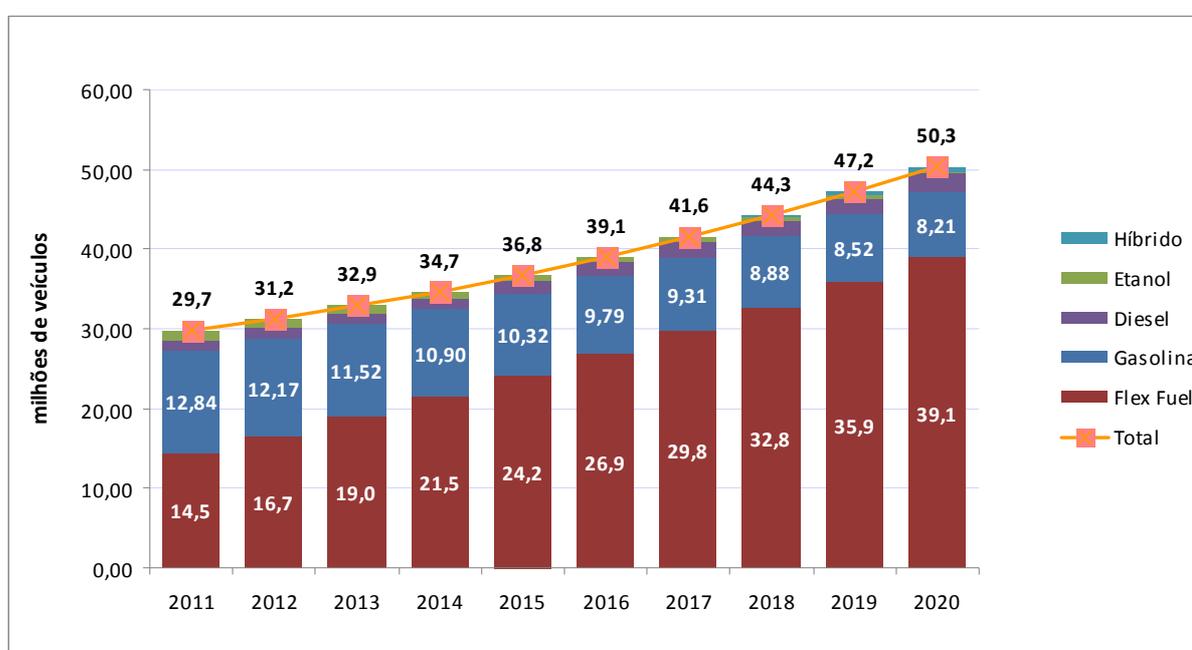
Quanto ao perfil da frota, a comercialização de automóveis *flex-fuel*, iniciada no Brasil em março de 2003, experimentou nos últimos anos rápida ascensão. A participação desta categoria nas vendas no mercado interno aumentou de 4% em 2003 para 94,0% em 2010. Admitida a tendência de consolidação desta categoria no mercado automotivo, considerou-se que apenas os automóveis importados e os de topo de linha seriam veículos dedicados a gasolina. A hipótese é que

correspondam a 5% das vendas de automóveis em todo o horizonte de projeção (95% das vendas seriam de *flex-fuel*). Considerou-se, ainda, que não haveria venda de automóveis dedicados a etanol (E-100) no período.

Quanto aos veículos leves de tecnologia híbrida *plug-in* e elétrica, apesar de já estarem disponíveis em vários países e apresentarem vantagens ambientais em relação ao motor à combustão interna, considerou-se que não haveria penetração significativa no mercado brasileiro até 2020. Sustenta essa hipótese a necessidade de ser oferecida infraestrutura robusta de logística e abastecimento para viabilizar operacionalmente a penetração desses veículos. Além disso, os custos ainda elevados das baterias constituem barreira à disseminação dessa tecnologia. Já com relação aos veículos híbridos, considerou-se que os mesmos deverão estar disponíveis no mercado brasileiro em 2015, crescendo progressivamente sua participação nesse mercado, podendo representar 3% das vendas domésticas de veículos leves em 2020, ou o equivalente a 155 mil veículos por ano.

Também com relação aos comerciais leves (18,5% das vendas totais de veículos leves, em média, nos últimos três anos), destaca-se a importância crescente da tecnologia *flex-fuel*, cuja participação saiu de 6% em 2003 para mais de 54% em 2010. Admitiu-se a hipótese de que, do contingente de comerciais leves que ingressam na frota circulante a cada ano, as participações das alternativas gasolina, diesel e *flex-fuel* seriam de 19,3%, 26,3%, 54,4%, respectivamente, ao longo do horizonte decenal.

Com o perfil de vendas adotado, a frota circulante de veículos leves no Brasil apresenta uma taxa média anual de crescimento de 6,0%. No final do período de projeção, ultrapassa 50 milhões de unidades, sendo 78% veículos *flex-fuel*, contra cerca de 30 milhões previstos para 2011. O Gráfico 7 mostra a projeção da frota de veículos leves por tipo de combustível para o horizonte de 2020.



Fonte: EPE

Gráfico 7 – Brasil: Perfil da frota de veículos leves por combustível

Assim, considerando as premissas básicas adotadas neste PDE 2020, a frota nacional de veículos leves, somada à de ônibus e caminhões, resulta na taxa de motorização de 3,9 habitantes por veículo em 2020, índice próximo ao que apresenta o México.

Em adição, para efeito da projeção da demanda de gasolina automotiva, foram considerados os seguintes aspectos:

- Eficiência veicular: admitiu-se crescimento de 0,7% ao ano na eficiência média dos veículos novos que entram em circulação no país;
- Escolha entre etanol e gasolina: a variável principal nesta decisão do consumidor é a relação de preços entre os dois combustíveis, considerado o rendimento de cada um; no horizonte decenal, considerou-se que o etanol mantém preços competitivos, sendo a escolha preferencial dos usuários de veículos *flex-fuel*.

Nessas condições, projetou-se o consumo de gasolina apresentado na Tabela 25, referente à gasolina "A", ou seja, gasolina pura, e Tabela 26, regionalizado, referente à gasolina "C", em que se considera a adição obrigatória de álcool anidro, de 25% em volume. Desta forma, projeta-se uma ligeira diminuição das demandas das gasolinas "A" e "C" no período decenal, passando de 24,6 bilhões de litros para 21,5 bilhões de litros e de 32,8 bilhões de litros para 28,7 bilhões de litros, respectivamente.

Tabela 25 – Brasil: Demanda de gasolina "A" (milhões de litros)

Ano	Brasil
2011	24.611
2015	18.079
2020	21.543
Período	Acréscimo no período (milhões de litros)*
2010-2020	-648
Período	Variação (% a.a.)*
2010-2015	-4,0
2015-2020	3,6
2010-2020	-0,3

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.
Fonte: EPE

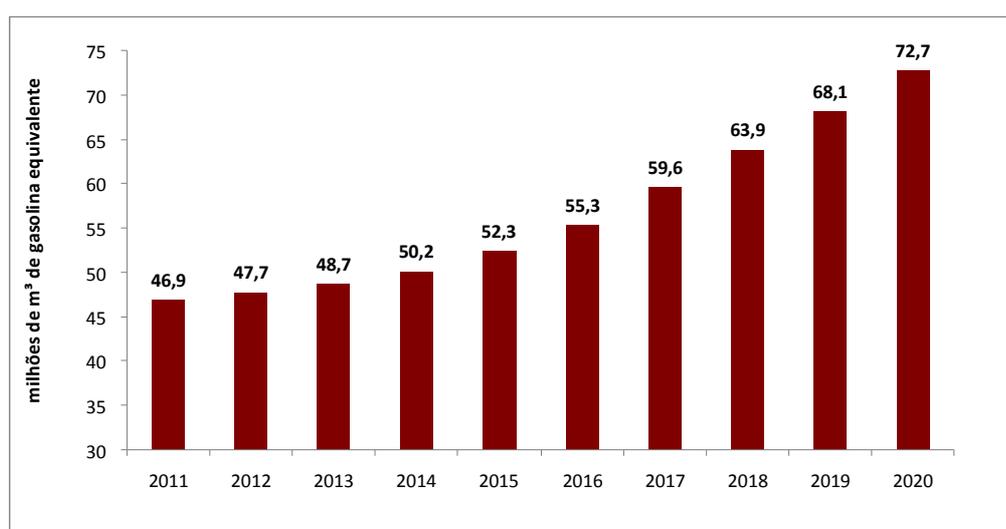
Tabela 26 – Brasil e regiões: Demanda de gasolina "C" (milhões de litros)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2011	2.196	5.382	6.924	14.999	3.314	32.814
2015	1.862	4.152	5.086	10.448	2.557	24.105
2020	2.499	4.998	6.061	11.949	3.217	28.725
Período	Acréscimo no período (milhões de litros)*					
2010-2020	615	266	-42	-1.523	318	-367
Período	Variação (% a.a.)*					
2010-2015	-0,2	-2,6	-3,6	-5,0	-2,5	-3,7
2015-2020	6,1	3,8	3,6	2,7	4,7	3,6
2010-2020	2,9	0,5	-0,1	-1,2	1,0	-0,1

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.
Fonte: EPE

Nota-se que a demanda de gasolina decresce no primeiro quinquênio e aumenta no segundo. Até 2015, este comportamento é explicado pela retomada da participação do etanol hidratado no segmento flex, após a atual restrição de oferta, e pelo sucateamento da frota de veículos dedicados a gasolina. A partir de 2016, o aumento da demanda da gasolina acontece para atendimento à parcela da frota flex que consome esse combustível.

A demanda global de combustíveis para a frota total de veículos Ciclo Otto²² (combustão interna e híbridos), expressa em gasolina-equivalente, é mostrada no Gráfico 8.



Obs.: Não inclui o setor energético.
Fonte: EPE

Gráfico 8 – Demanda final de energia para veículos leves Ciclo Otto

4.4 Querosene de aviação (QAV)

A demanda total de QAV é estimada com base no cálculo da demanda total potencial de QAV, descontados os potenciais ganhos de eficiência no transporte aeroviário. A projeção da demanda total potencial de QAV no Brasil (inclui o *bunker* aeronáutico, i.e., o QAV fornecido no país a aeronaves estrangeiras) é elaborada a partir de uma correlação com o PIB brasileiro, considerando também variáveis *dummy* para explicar 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 Olimpíada.

Conforme assinalado, a metodologia utilizada na projeção do consumo do QAV compreende o *bunker* aeronáutico. Contudo, 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, é tratada no Capítulo VI – Oferta de Derivados de Petróleo.

²² Inclui GNV.

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 em 1,0-2,2% ao ano na literatura especializada. Como os voos regionais poderão aumentar no Brasil, optou-se por uma abordagem conservadora no ganho de eficiência das aeronaves, pois voos regionais são mais curtos e realizados com aeronaves menores (ou com menor fator de ocupação), o que piora a eficiência energética média da frota de aeronaves. Além disso, no curto/médio prazo, as dificuldades de gerenciamento do espaço aéreo e dos aeroportos poderão reduzir o ganho de eficiência energética na aviação (aguardar para pousar e decolar consome QAV, mas não gera o serviço energético principal, o deslocamento). Assim, o indicador médio de intensidade energética considera um incremento de 1% ao ano na eficiência energética de 2010 a 2020.

Nessas condições, projetou-se o consumo de QAV apresentado na Tabela 27, que passa de 4,5 bilhões de litros em 2011 para 7,1 bilhões de litros em 2020.

Tabela 27 – Brasil e regiões: Demanda de QAV (milhões de litros)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2011	292	742	292	2.769	370	4.465
2015	370	935	363	3.353	476	5.497
2020	492	1.247	472	4.232	646	7.089
Período	Acréscimo no período (milhões de litros)*					
2010-2020	217	547	195	1.594	299	2.852
Período	Variação (% a.a.)*					
2010-2015	6,1	5,9	5,6	4,9	6,5	5,3
2015-2020	5,9	5,9	5,4	4,8	6,3	5,2
2010-2020	6,0	5,9	5,5	4,8	6,4	5,3

Obs.: Não inclui *bunker* aeronáutico.

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

4.5 Óleo combustível e outros secundários de petróleo

Os dados do BEN (EPE, 2010) revelam que os setores mais significativos no consumo final energético de óleo combustível são o industrial (62%), o energético (17%) e o de transportes (16%). Outros setores (agropecuário, comercial e público) respondem por parcela bastante reduzida deste consumo (5%, 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 das importâncias das fontes energéticas no atendimento à 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 nacionais²³. Desta forma, a demanda de óleo combustível segue a metodologia do transporte aquaviário, que, conforme apresentado na seção 5.1 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 (1,0% ao ano), chega-se à demanda de óleo combustível do setor transporte.

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

Tabela 28 – Brasil: Demanda de óleo combustível e de outros secundários de petróleo (mil tep)

Ano	Óleo Combustível	Outros Secundários				Total
		Subtotal	Coque	Gás de Refinaria	Outros	
2011	8.006	13.149	5.651	4.902	2.597	21.155
2015	8.636	15.136	6.313	5.813	3.010	23.771
2020	10.094	16.832	6.843	6.425	3.564	26.926
Período	Acréscimo no período (mil tep)*					
2010-2020	2.289	4.248	1.305	1.876	1.066	6.537
Período	Variação (% a.a.)*					
2010-2015	2,0	3,8	2,7	5,0	3,8	3,1
2015-2020	3,2	2,1	1,6	2,0	3,4	2,5
2010-2020	2,6	3,0	2,1	3,5	3,6	2,8

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

(*) Variações médias no período indicado a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

Na regionalização do consumo nacional de óleo combustível, foram levados em conta os segmentos de demanda cujos dados primários do consumo oferecem a oportunidade de formular índices de regionalização, as expectativas de mercado industrial do gás natural por unidade da federação, a partir da articulação com as distribuidoras estaduais, e os cenários de repartição regional na demanda industrial agregada de óleo combustível e gás natural. A Tabela 29 consolida a projeção de demanda final de óleo combustível por região, que salta de 5,6 milhões de m³ para 8,1 milhões de m³ entre 2011 e 2020 no país.

²³ A demanda de óleo combustível por embarcações estrangeiras, alocada em exportação no BEN, será considerada apenas no Capítulo VI.

Tabela 29 – Brasil e regiões: Demanda de óleo combustível (mil m³)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2011	1.486	731	644	2.368	434	5.664
2015	1.616	910	854	2.764	727	6.871
2020	1.696	1.282	1.012	3.190	933	8.112
Período	Acréscimo no período (mil m ³)*					
2010-2020	245	501	436	767	558	2.507
Período	Variação (% a.a.)*					
2010-2015	2,2	3,1	8,2	2,7	14,2	4,2
2015-2020	1,0	7,1	3,5	2,9	5,1	3,4
2010-2020	1,6	5,1	5,8	2,8	9,5	3,8

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

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

A regionalização da demanda de “outros secundários de petróleo” foi feita separadamente para o coque de petróleo, o gás de refinaria e outros derivados energéticos (gás residual). No caso do coque, foram consideradas as expectativas de mercado apuradas pela EPE. Nos demais casos, considerou-se a localização das unidades industriais produtoras (por exemplo, centrais petroquímicas), visto que o consumo dessas fontes ocorre na própria unidade ou em indústrias situadas nas proximidades. A Tabela 30 resume os resultados obtidos. A demanda nacional de outros derivados de petróleo aumenta de 13,1 milhões de m³, em 2011, para 17,0 milhões de m³, em 2020.

Tabela 30 – Brasil e regiões: Demanda de “outros derivados de petróleo” (mil tep)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2011	205	2.902	2.632	7.073	357	13.169
2015	215	3.152	2.850	8.539	399	15.154
2020	238	3.206	2.919	10.203	442	17.007
Período	Acréscimo no período (mil tep)*					
2010-2020	34	802	308	3.187	93	4.424
Período	Variação (% a.a.)*					
2010-2015	1,0	5,6	1,8	4,0	2,7	3,8
2015-2020	2,1	0,3	0,5	3,6	2,1	2,3
2010-2020	1,6	2,9	1,1	3,8	2,4	3,1

Obs.: Inclui consumo do setor energético e o combustível para geração termelétrica.

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

4.6 Produtos não-energéticos do petróleo

O grupo dos produtos não-energéticos do petróleo compreende os asfaltos, lubrificantes, solventes e outros produtos, como graxas, parafinas e GLP não-energético. São produtos que, apesar de possuírem elevado conteúdo energético, são utilizados para fins não energéticos.

No caso particular do asfalto, a projeção da demanda levou em consideração as obras rodoviárias previstas no PAC. No caso dos lubrificantes e solventes, a projeção foi feita levando em conta a média histórica da participação destes produtos no total do grupamento.

No período de 2010-2020, foi projetado um crescimento na demanda total dos derivados não-energéticos de petróleo a uma taxa média anual de 4,8%, conforme se pode observar na Tabela 31. Há um salto do consumo nacional de produtos não energéticos de petróleo de 6,7 milhões de m³ para 10,3 milhões de m³ entre 2011 e 2020, respectivamente. Essa projeção foi regionalizada (Tabela 32) com base nas vendas deste tipo de produtos pelas distribuidoras, tendo sido analisadas as séries históricas de dados da ANP.

Tabela 31 – Brasil: Demanda de produtos não-energéticos de petróleo (mil tep)

Ano	Lubrificantes	Asfaltos	Solventes	Outros	Total
2011	1.268	2.209	729	2.540	6.746
2015	1.535	2.674	882	3.074	8.164
2020	1.950	3.335	1.120	3.905	10.310
Período	Acréscimo no período (mil tep)*				
2010-2020	735	1.218	422	1.473	3.849
Período	Variação (% a.a.)*				
2010-2015	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
2015-2020	4,9	4,5	4,9	4,9	4,8
2010-2020	4,8	4,7	4,8	4,8	4,8

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.
Fonte: EPE

Tabela 32 – Brasil e regiões: Demanda total de produtos não-energéticos de petróleo (mil tep)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2010	391	946	1.250	3.430	729	6.746
2015	476	1.152	1.508	4.143	885	8.164
2020	609	1.473	1.903	5.198	1.127	10.310
Período	Acréscimo no período (mil tep)*					
2010-2020	236	568	705	1.912	429	3.849
Período	Variação (% a.a.)*					
2010-2015	5,0	4,9	4,7	4,7	4,9	4,8
2015-2020	5,0	5,0	4,8	4,6	4,9	4,8
2010-2020	5,0	5,0	4,7	4,7	4,9	4,8

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.
Fonte: EPE

4.7 Nafta

A nafta petroquímica encontra utilização fundamentalmente nos processos de obtenção de petroquímicos básicos (eteno e propeno, por exemplo) que são insumo para a produção de resinas termoplásticas²⁴. Observe-se que a demanda por petroquímicos básicos pode ser atendida também a partir de outras matérias-primas. Por essa razão, a projeção da demanda por nafta petroquímica deve levar em consideração a eventual implantação de projetos baseados em outras matérias-primas, como o álcool ou mesmo o óleo cru.

O Gráfico 9 mostra a evolução considerada no PDE 2020 para a participação dos diversos insumos petroquímicos na produção de eteno e indica redução no consumo de nafta ao longo dos próximos 10

²⁴ As principais resinas termoplásticas produzidas a partir dos petroquímicos básicos são os polietilenos (PEAD, PEBD, PEBDL), o polipropileno (PP), o tereftalato de polietileno (PET), o poliestireno (PS) e o policloreto de vinila (PVC).

anos. Mudanças neste perfil se justificam pela entrada em operação do COMPERJ e por projetos de alcoolquímica identificados nas pesquisas da EPE.

Importa observar que o COMPERJ conta com um processo inovador desenvolvido pelo CENPES (Centro de Pesquisa da Petrobras) denominado FCC petroquímico, que, além de nafta petroquímica, consome também outras cargas, mais pesadas (por exemplo, gásóleo) na produção dos mesmos petroquímicos básicos produzidos nas unidades de craqueamento hoje existentes. Isso contribui para uma demanda de nafta relativamente menor no horizonte em estudo.

No Brasil, a produção de petroquímicos básicos concentra-se principalmente nas unidades industriais da Braskem (inclusive a Copesul), da Quattor (que controla a PQU e a Riopol) e da Petrobras. No horizonte decenal, projeta-se que a demanda total de nafta cresça a uma taxa média anual de 3,7%, passando de 9,3 milhões de m³, em 2010, para 13,4 milhões de m³, em 2020. A Tabela 33 apresenta a demanda nacional de nafta projetada para o horizonte de 2020.

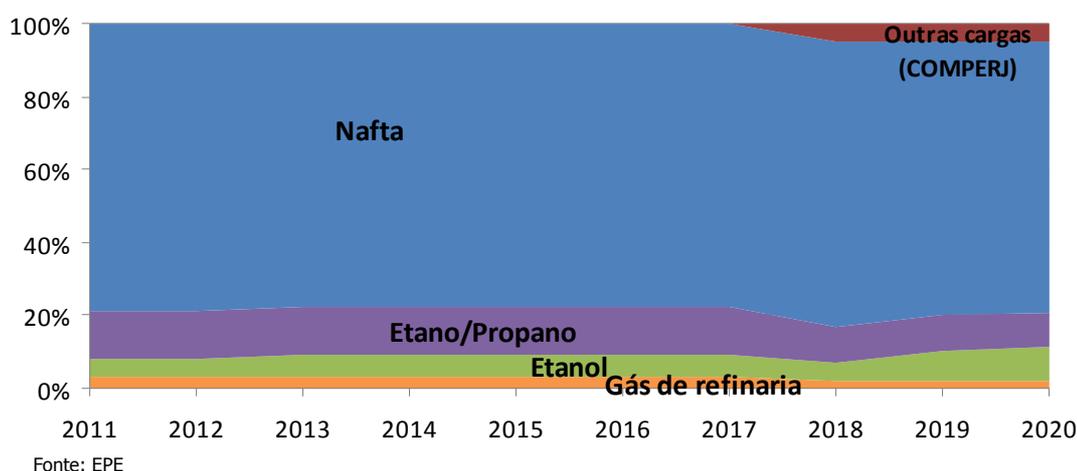


Gráfico 9 – Brasil: Evolução da participação das matérias-primas para a produção de eteno (%)

Tabela 33 – Brasil: Demanda de nafta (mil toneladas)

Ano	Transformação	Consumo Final	Demanda Total
2011	2.692	6.686	9.378
2015	2.692	6.686	9.378
2020	3.836	9.529	13.365
Período	Acréscimo no período (mil t)*		
2010-2020	1.179	2.929	4.108
Período	Variação (% a.a.)*		
2010-2015	0,3	0,3	0,3
2015-2020	7,3	7,3	7,3
2010-2020	3,7	3,7	3,7

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.
Fonte: EPE

5. Biocombustíveis

5.1 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.

Além da adição obrigatória do B100 ao diesel mineral, foi analisada, como demanda potencial para o biodiesel, alternativa de autoprodução no setor agropecuário. No entanto, o cenário é de que os preços dos insumos graxos sigam, no período decenal, trajetória crescente, mantendo-se em patamares sempre muito superiores ao do óleo diesel, mesmo considerando aumento deste. Sendo assim, não se visualiza atratividade que justifique a implantação, em escala comercial, de empreendimentos voltados para este fim. Nessas condições, a projeção da demanda de biodiesel se refere basicamente à adição obrigatória de 5% no diesel mineral, levando aos números apresentados na Tabela 34. Espera-se que a demanda obrigatória nacional de biodiesel aumente de 2,5 bilhões de litros para 3,8 bilhões de litros entre 2011 e 2020.

Tabela 34 – Brasil e regiões: Demanda obrigatória de biodiesel (milhões de litros)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2011	185	364	426	1.166	378	2.518
2015	181	449	492	1.441	458	3.021
2020	226	580	588	1.870	577	3.841
Período	Acréscimo no período (milhões de litros)*					
2010-2020	50	240	178	778	220	1.465
Período	Variação (% a.a.)*					
2010-2015	0,5	5,7	3,8	5,7	5,1	4,9
2015-2020	4,5	5,3	3,6	5,4	4,7	4,9
2010-2020	2,5	5,5	3,7	5,5	4,9	4,9

Obs.: Não inclui setor energético. Não inclui *bunker* estrangeiro e marítimo. (*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015. Fonte: EPE

Conforme já assinalado, a projeção da demanda de etanol carburante se fez em conjunto com a da gasolina, por meio do modelo de demanda de gasolina e etanol desenvolvido pela EPE. No caso do etanol hidratado, a variável fundamental foi o preço relativo entre o deste combustível e o da gasolina. No caso do etanol anidro, supôs-se a manutenção da obrigatoriedade de adição de 25% à gasolina durante todo o horizonte. A Tabela 35 e a Tabela 36 apresentam, respectivamente, as projeções regionalizadas do etanol hidratado e do etanol anidro.

Tabela 35 – Brasil e regiões: Demanda energética de etanol hidratado (milhões de litros)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2011	192	1.430	1.504	11.155	1.230	15.511
2015	415	3.851	2.325	25.526	2.615	34.731
2020	603	7.376	2.346	41.703	3.855	55.884
Período	Acréscimo no período (milhões de litros)*					
2010-2020	410	6.021	713	30.620	2.612	40.376
Período	Variação (% a.a.)*					

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2010-2015	16,5	23,2	7,3	18,2	16,0	17,5
2015-2020	7,7	13,9	0,2	10,3	8,1	10,0
2010-2020	12,1	18,5	3,7	14,2	12,0	13,7

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.
Fonte: EPE

Tabela 36 – Brasil e regiões: Demanda energética de etanol anidro (milhões de litros)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2011	549	1.345	1.731	3.750	828	8.204
2015	466	1.038	1.272	2.612	639	6.026
2020	625	1.250	1.515	2.987	804	7.181
Período	Acréscimo no período (milhões de litros)*					
2010-2020	178	127	68	-208	117	282
Período	Variação (% a.a.)*					
2010-2015	0,8	-1,6	-2,6	-4,0	-1,4	-2,7
2015-2020	6,1	3,8	3,6	2,7	4,7	3,6
2010-2020	3,4	1,1	0,5	-0,7	1,6	0,4

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.
Fonte: EPE

Para o etanol hidratado, verifica-se um crescimento de 13,7% ao ano da demanda no período decenal 2010-2020. Desta forma, projeta-se que a demanda de etanol hidratado salte, entre 2011 e 2020, de 15,5 bilhões de litros para 55,9 bilhões de litros.

Quanto à demanda brasileira de etanol anidro, projeta-se, no período de 2010 a 2020, um ligeiro acréscimo da demanda nacional, a uma taxa média de 0,4% ao ano. Assim, espera-se que o consumo saia de 8,2 bilhões de litros para 7,2 bilhões de litros no período de 2011 a 2020.

Cabe registrar que a diferença observada nos valores de demanda total de etanol, com relação ao PDE 2019, é resultado dos diferentes cenários considerados nestas duas projeções.

Para o PDE 2019, foram considerados reflexos maiores da crise econômica mundial no Brasil e, neste contexto, assumiu-se um crescimento médio das vendas de veículos leves de 2,2% ao ano, o que resultou num aumento de 4,7% a.a. da frota circulante.

No cenário do PDE 2020, adotou-se a premissa de superação mais rápida dos reflexos da crise financeira mundial, com uma retomada do crédito ao consumidor já no curto prazo.

5.2 Biomassa da cana

No Brasil, a biomassa da cana-de-açúcar é consumida principalmente na produção de açúcar e de etanol. De acordo com dados do BEN, em 2009, aproximadamente 56% das 135,4 milhões de toneladas de bagaço consumido para fins energéticos foram destinados à produção de açúcar. A produção de etanol absorveu os 44% restantes (EPE, 2010). A tendência é que este quadro se inverta ao longo do horizonte do PDE 2020, 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 5,7% anuais entre 2010 e 2020 no país, atingindo cerca de 238 milhões de toneladas em 2020.

Tabela 37 – Brasil: Demanda de bagaço de cana-de-açúcar (mil toneladas)

Ano	Setor industrial ⁽¹⁾	Setor energético ⁽²⁾	Total
2011	89.549	60.356	149.905
2015	92.091	95.707	187.798
2020	101.042	136.976	238.019
Período	Acréscimo no período (mil t)*		
2010-2020	24.862	76.241	101.103
Período	Variação (% a.a.)*		
2010-2015	3,9	9,5	6,5
2015-2020	1,9	7,4	4,9
2010-2020	2,9	8,5	5,7

(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. (*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

5.3 Biomassa da lenha

A lenha que, na década de 70, chegou a representar 46% do consumo final de energia do país, responde atualmente por apenas 8% desse consumo (EPE, 2010). 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 45% do consumo de energia final (EPE, 2010) e seu uso tem se reduzido devido, principalmente, à entrada do GLP que, por suas características (poder calorífico, embalagem, infraestrutura de distribuição, etc.), apresenta grande vantagem em relação aos combustíveis líquidos e sólidos.

A projeção da demanda de lenha para o setor residencial considera variáveis tais como o consumo específico (montante de lenha por domicílio) e o percentual de domicílios com fogão a lenha. Assumiu-se o consumo específico de lenha como constante e igual a 20kg/domicílio/dia, incidindo especialmente nos domicílios rurais de baixa renda. A Tabela 38 mostra a projeção da evolução do número de domicílios com uso preponderante de lenha, que aumenta de cerca de 3,4 milhões para 3,8 milhões, entre 2011 e 2020.

Tabela 38 – Brasil e regiões: Número de domicílios com uso preponderante de lenha (mil unidades)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2011	260	1.482	942	652	122	3.458
2015	271	1.545	982	680	128	3.605
2020	282	1.607	1.022	707	133	3.751
Período	Acréscimo no período (mil unidades)*					
2010-2020	25	143	91	63	12	334
Período	Variação (% a.a.)*					
2010-2015	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
2015-2020	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
2010-2020	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

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.

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

Tabela 39 – Brasil e regiões: Demanda de lenha (mil toneladas)

Ano	Setor residencial	Setor industrial	Outos setores	Total
2011	24.901	23.169	8.586	56.656
2015	25.958	27.532	9.186	62.675
2020	27.006	32.113	10.327	69.446
Período	Acréscimo no período (mil t)*			Total
2010-2020	2.404	9.660	1.723	13.788
Período	Variação (% a.a.)*			Total
2010-2015	1,1	4,2	1,3	2,4
2015-2020	0,8	3,2	2,4	2,1
2010-2020	0,9	3,7	1,8	2,2

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.
Fonte: EPE

5.4 Carvão vegetal

Em 2009, o consumo de carvão vegetal representou apenas 2% do consumo final de energia do país, sendo 83% utilizados no setor industrial, 15% no residencial e 2% no comercial e no agropecuário (EPE, 2010).

No setor industrial, as produções de ferro-gusa e aço e de ferro-ligas respondem por aproximadamente 97% do consumo total de carvão vegetal, com uso simultâneo como agente redutor e fornecimento de energia (EPE, 2010). 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. Constata-se um crescimento médio anual de 7,0% entre 2010 e 2015, saltando a demanda nacional de carvão vegetal de 8,7 milhões de toneladas, em 2011, para 11,2 milhões de toneladas, em 2015. No segundo quinquênio há um incremento mais suave do consumo, de 1,3% anuais, alcançando uma demanda total de 12,0 milhões de toneladas no país no horizonte de 2020, correspondendo a uma taxa média anual de crescimento de 4,2% em relação a 2010.

Tabela 40 – Brasil: Demanda de carvão vegetal (mil toneladas)

Ano	Setor industrial	Outos setores	Total
2011	7.620	1.059	8.680
2015	10.101	1.102	11.203

2020	10.829	1.145	11.975
Período	Acréscimo no período (mil t)*		
2010-2020	3.905	97	4.002
Período	Variação (% a.a.)*		
2010-2015	7,8	1,0	7,0
2015-2020	1,4	0,8	1,3
2010-2020	4,6	0,9	4,2

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.
Fonte: EPE

6. Carvão Mineral e Coque

Do carvão metalúrgico e do coque de carvão mineral consumidos no país, 89% foram demandados pelo setor siderúrgico, sendo o restante destinado a segmentos como ferro-ligas, não ferrosos e mineração e pelletização (EPE, 2010). 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 pelletização, 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 por cerca de 90% 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. Constata-se um crescimento médio anual de 10,6% entre 2010 e 2015, saltando a demanda nacional de carvão vegetal de 14,0 milhões de toneladas, em 2011, para 23,2 milhões de toneladas, em 2015. No segundo quinquênio há um incremento mais suave do consumo, de 3,7% anuais, alcançando uma demanda total de 23,3 milhões de toneladas no país no horizonte de 2020, correspondendo a uma taxa média anual de crescimento de 7,1% em relação a 2010.

Tabela 41 – Brasil: Demanda de carvão mineral e coque (mil tep).

Ano	Carvão Metalúrgico e Coque ¹	Carvão Vapor ²	Total
2011	10.004	4.040	14.044
2015	14.781	4.696	19.477
2020	17.797	5.497	23.294
Período	Acréscimo no período (mil tep)*		
2010-2020	8.380	3.151	11.530
Período	Variação (% a.a.)*		
2010-2015	9,4	14,9	10,6
2015-2020	3,8	3,2	3,7
2010-2020	6,6	8,9	7,1

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

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.
Fonte: EPE

III – GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo é apresentado um cenário para a expansão da geração de energia elétrica e das principais interligações entre os subsistemas no período 2011/2020, de forma a subsidiar o processo licitatório para expansão da oferta de energia elétrica e garantir o abastecimento adequado ao crescimento projetado para o país no horizonte considerado.

A expansão da geração de energia elétrica para o horizonte decenal deve se dar de forma socioambientalmente sustentável, atendendo aos critérios de segurança de suprimento e de minimização dos custos de expansão esperados.

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 os custos marginais de operação, os riscos de déficit de energia, as configurações de expansão da geração e das interligações entre os subsistemas e também os investimentos esperados.

São também apresentadas avaliações adicionais das condições de atendimento através de análises da capacidade de regularização dos reservatórios do sistema, do balanço de garantia física de energia e do atendimento à demanda máxima do sistema.

1. Introdução

O incremento médio anual da carga de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN será de 3.200 MWmed no período 2011-2020. Deste montante, os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Acre/Rondônia respondem por 66%, ou 2.120 MWmed ao ano, enquanto que os subsistemas Norte, Nordeste e Manaus/Amapá crescem, em média, 1.080 MWmed ao ano neste período.

É importante destacar que a projeção de demanda de energia elétrica já contempla cenários de ganhos de eficiência energética e de participação da autoprodução. O detalhamento desta projeção é apresentado no Capítulo II – Demanda de Energia.

A expansão da geração no horizonte decenal incorpora os resultados dos leilões de compra de energia elétrica promovidos até dezembro de 2010. Como consequência, uma parcela da expansão da geração já se encontra praticamente definida pelo resultado destes leilões, resultando, a priori, uma configuração de expansão até o ano de 2013, que não mais corresponde a um cenário de análise elaborado pelo planejamento do sistema, no presente Plano. Para os anos de 2014 e 2015, o parque de geração está parcialmente definido, visto que já ocorreram alguns dos leilões A-5 para compra de energia nova, porém ainda estão previstos os leilões A-3 de 2011 e 2012.

Na busca pelo desenvolvimento da integração energética dos países latino-americanos, o governo brasileiro vem realizando acordos e empresas brasileiras vêm participando de estudos com países das

Américas Central e do Sul. A associação do Brasil a esses países se verifica predominantemente com fontes que geram energia limpa e mais barata, como é o caso das hidrelétricas.

Entre os projetos, destacam-se seis usinas hidrelétricas no Peru, que totalizam aproximadamente 7 GW de capacidade instalada. A conclusão dos estudos está prevista para 2011, sendo que a usina de Inambari de 2 GW encontra-se em estágio mais avançado. Estes estudos indicam possibilidade de exportação de energia excedente para o Brasil com a interligação dos sistemas elétricos se dando no estado de Rondônia.

No que se refere aos estudos com a Bolívia, existe a previsão de implantação da hidrelétrica Cachoeira Esperança com 800 MW, que ficará em território boliviano, a montante das usinas do rio Madeira.

Com a Guiana, se estuda a pré-viabilidade de uma usina com potência estimada em 1.500 MW. Estão sendo realizados, também, estudos de inventário que apresentam um potencial de aproximadamente 8 GW. A energia produzida pelas hidrelétricas que venham a ser implantadas poderá ser importada pelo Brasil, por meio de interligações no estado de Roraima.

Entre o Brasil e a Argentina existem estudos para viabilização de empreendimentos binacionais no rio Uruguai, totalizando um montante de aproximadamente 2 GW.

Tais projetos poderão ser viabilizados por meio de Tratados Internacionais e, à medida que estes acordos se concretizem, os projetos poderão passar a incorporar os estudos de planejamento da expansão da oferta do setor.

2. Sistema Existente

De acordo com dados do Banco de Informações de Geração – BIG/ANEEL, a capacidade instalada total do sistema elétrico brasileiro em 31/12/2009 era de cerca de 112.500 MW. Este total engloba as unidades geradoras do Sistema Interligado Nacional – SIN e também aquelas instaladas nos sistemas isolados, bem como a autoprodução (geração de energia elétrica instalada no local do consumo)²⁵.

Para fins das simulações energéticas deste Plano somente foram considerados os empreendimentos de geração constantes do SIN, cuja capacidade instalada, incluindo a parcela de Itaipu importada do Paraguai, totalizava 103.598 MW em 31/12/2009. A distribuição desse total por tipo de usina do parque gerador existente é apresentada na Tabela 42.

A expansão proposta neste Plano trata apenas do SIN, incorporando somente os sistemas isolados que serão interligados no horizonte deste estudo.

As usinas existentes dos sistemas isolados em 31/12/2009 totalizavam 2.735 MW de capacidade instalada. A distribuição desta capacidade pelos estados é mostrada na Tabela 43.

²⁵ A autoprodução denominada clássica, que corresponde à geração de energia elétrica para suprimento no próprio local da unidade consumidora, sem uso da rede elétrica de distribuição ou transmissão, é representada nas simulações energéticas como abatimento da carga de energia. Desta forma, a autoprodução clássica não é explicitada nos totais de oferta de energia apresentados neste capítulo.

Tabela 42 – Capacidade instalada em 31/12/2009 no SIN

Fonte	MW	Participação (%)
Hidráulica ^(a)	74.279	71,7
Térmica	13.302	12,8
Nuclear	2.007	1,9
Fontes Alternativas	7.645	7,4
Potência Instalada	97.233	93,9
Importação Contratada ^(b)	6.365	6,1
Potência Total com Importação	103.598	100,0

(a) Inclui a parte brasileira da UHE Itaipu (7.000 MW).

(b) Importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguaio.

Fonte: ONS.

Tabela 43 – Capacidade instalada em 31/12/2009 nos sistemas isolados (MW)

UF	Hidráulica	Térmica	Total Instalado	Importação	Total Disponível
AC	0,0	31,8	31,8		31,8
AP	78,0	210,5	288,5		288,5
AM	250,0	1.618,6	1.868,6		1.868,6
PA	0,0	143,3	143,3		143,3
RO	96,0	78,6	174,6		174,6
RR	4,8	113,3	118,1	73,2 ^(a)	191,3
MT	16,2	15,6	31,8		31,8
PE	0,0	5,0	5,0		5,0
TOTAL (MW)	445,0	2.216,7	2.661,7	73,2	2.734,9
TOTAL (%)	16%	81%	97%	3%	100%

Nota: (a) Importação estimada de energia proveniente da Venezuela.

Fonte: Relatório do Plano de Operação de 2010 / Eletrobrás.

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. As Resoluções CNPE nº 1, de 18 de novembro de 2004, e nº 9, de 28 de julho de 2008, determinam como critério econômico a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME e como critério de segurança o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica, ou risco de déficit, em 5% dos cenários hidrológicos²⁶, em cada subsistema do SIN.

O critério de garantia de suprimento significa que, 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 hidrológicos simulados.

²⁶ 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.

O valor adotado para o CME deste ciclo de estudos do PDE foi de R\$ 113,00/MWh²⁷, o mesmo que o adotado no PDE 2019. Conforme explicitado no PDE anterior, este valor está em conformidade com a expansão do parque de geração com maior participação de hidrelétricas, fruto do esforço do governo na retomada do planejamento do setor, de modo consistente com a política de estímulo à participação de fontes renováveis na nossa matriz energética.

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.

As simulações energéticas necessárias ao ajuste do plano de oferta de energia e ampliações nas interligações foram realizadas utilizando-se o modelo NEWAVE²⁸, com a consideração de 2.000 cenários hidrológicos.

O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 2.900,00/MWh²⁹ e a taxa de desconto foi de 8% ao ano, em termos reais³⁰.

4. Diretrizes e Premissas

Para fazer frente ao seu crescimento econômico, o Brasil dispõe de grande potencial de energéticos, com destaque para as fontes renováveis de energia (as grandes e pequenas centrais hidrelétricas, as usinas eólicas e as usinas movidas a biomassa).

A principal diretriz deste Plano foi a priorização da participação destas fontes renováveis para atender ao crescimento do consumo de energia elétrica no horizonte decenal.

Como pode ser observado nos resultados dos recentes leilões de compra de energia nova e de reserva, esta priorização se faz ainda mais oportuna e robusta, na medida em que estas fontes vêm apresentando custos de geração de energia bastante competitivos já no horizonte deste Plano. Neste sentido, destaca-se a fonte eólica, cuja energia foi comprada ao preço médio de R\$ 122/MWh no último leilão de compra de energia de reserva realizado em 2010. Salienta-se também a fonte hidráulica, comercializada em três leilões durante este ano, destacando-se tanto pelo montante quanto pelo preço da energia. As usinas hidrelétricas de Belo Monte (11.233 MW) e Teles Pires (1.820 MW) foram compradas pelo mercado regulado por R\$78,97/MWh e R\$58,35/MWh, respectivamente. O resultado do segundo leilão para compra de energia de A-5 de 2010 foi o menor preço para uma energia nova obtido nos leilões do mercado regulado.

²⁷ O CME foi estimado com base na média dos preços finais relativos ao conjunto de novos empreendimentos (UHE eUTE) que negociaram energia nos leilões de compra de energia nova, realizados ao longo do ano de 2008 e dos leilões dos projetos de caráter estratégico (Santo Antônio e Jirau), energia essa a ser entregue às distribuidoras do SIN a partir de 2012. A adoção de tal valor proporciona melhor representação da configuração do sistema a partir de 2013, que terá maior participação de projetos hidrelétricos.

²⁸ Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Neste Plano, os estudos foram elaborados com a versão 16.1.3_bengnl deste modelo, que estava em fase final de homologação à época da realização deste Plano.

²⁹ Conforme Nota Técnica EPE/MME nº EPE-DEE-RE-030 /2009-r0.

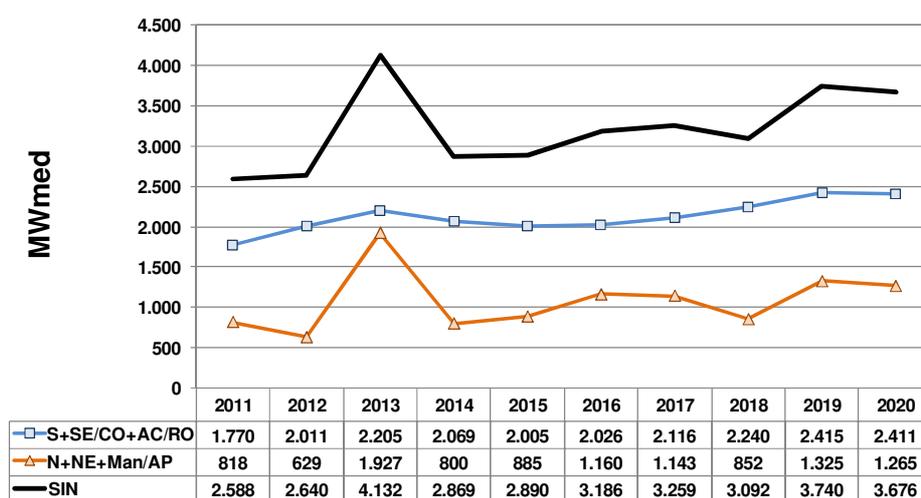
³⁰ Adotou-se como referência a taxa de 8% ao ano, em termos reais, coerente com o valor considerado para o cálculo do custo médio de geração de longo prazo no PNE 2030.

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 2011-2020. Essas projeções foram representadas em três patamares da curva de carga e correspondem aos requisitos do sistema de geração para suprir o mercado consumidor, incluindo as perdas elétricas na rede transmissora. As informações referentes ao sistema Manaus/Amapá foram consideradas a partir de sua data de interligação ao SIN.

A projeção dos valores anuais de carga de energia para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Acre/Rondônia, Sul, Nordeste, Norte e Manaus/Amapá, 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 3.200 MWmed, representando uma taxa média de expansão de 4,6% a.a. O Gráfico 10 apresenta a evolução anual do incremento da carga de energia destas regiões e do SIN.



FONTE: EPE.

Gráfico 10 – Crescimento anual da carga de energia no SIN (MWmed)

O elevado crescimento de mercado na região Norte em 2013 é decorrente da incorporação das cargas dos sistemas elétricos de Macapá e Manaus, que serão interligados ao SIN neste ano.

Em relação à demanda máxima de potência, a distribuição do crescimento entre as regiões é semelhante à da demanda de energia. Como explicado no capítulo 2, a demanda agregada do SIN não corresponde a soma das demandas de potência dos subsistemas, devido a não simultaneidade das ocorrências. Assim, o sistema de geração deverá se expandir para atender a um crescimento médio³¹ de cerca de 4.100 MW no SIN, o que representa um acréscimo de aproximadamente 4,7% a.a., totalizando 40.600 MW de expansão ao longo do período decenal, conforme resumido na Tabela 44.

³¹ Projeção de crescimento média no período 2011-2020.

Tabela 44 – Projeção de crescimento da carga de demanda instantânea (MW)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
SE/CO	1.864	2.135	2.359	2.170	2.074	2.107	2.202	2.334	2.540	2.518	22.303
S	485	491	519	541	563	564	586	622	646	670	5.686
NE	579	531	580	612	623	650	718	747	694	725	6.458
N	425	250	1984	391	479	777	697	335	934	840	7.112
SIN	3.258	3.333	5.277	3.633	3.657	4.011	4.114	3.950	4.711	4.651	40.594
Cresc. %	4.7%	4.6%	6.9%	4.4%	4.3%	4.5%	4.4%	4.1%	4.7%	4.4%	

Fonte: EPE.

A hidrelétrica de Itaipu foi considerada, para fins do presente estudo, integrada ao parque gerador simulado. Assim, para manter a coerência com a premissa adotada, os suprimentos previstos de energia à ANDE³² e o consumo interno da usina Itaipu, que são da ordem de 720 MWmed, em 2011, e crescem a uma taxa de 4% a.a., foram acrescentados à carga total usada nas simulações.

Observa-se que esta projeção não incorpora uma eventual expansão adicional do suprimento ao sistema paraguaio, que poderá vir a ocorrer devido ao reforço do sistema de transmissão.

Face à distribuição geográfica dos grandes centros de carga, o SIN é hoje dividido em quatro subsistemas elétricos: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Para melhor representação da interligação da Usina Binacional de Itaipu, esta foi simulada em um subsistema à parte (subsistema Itaipu).

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 com limite de intercâmbio infinito. Esta representação melhora a modelagem de acoplamento hidráulico³³ do subsistema Sudeste/Centro-Oeste com o subsistema Itaipu.

No horizonte deste Plano considera-se ainda a interligação de dois outros sistemas: Acre/Rondônia, conectado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste em novembro/2009³⁴, e Manaus/Amapá, que no âmbito deste estudo será considerado como um subsistema adicional, conectado ao subsistema Norte³⁵ a partir de janeiro/2013. Além disso, atendendo às diretrizes do MME, encontra-se em andamento, sob coordenação da EPE, o estudo da interligação Manaus – Boa Vista, que integrará o estado de Roraima ao SIN, permitindo a interligação deste estado, bem como o escoamento de parte das futuras usinas a serem implantadas na região.

Adicionalmente, de forma a melhor representar a operação da usina Belo Monte, que consta do cronograma de expansão deste Plano, este aproveitamento hidroelétrico comporá um subsistema à parte (subsistema Belo Monte) que será conectado ao subsistema Norte a partir de março de 2016. Destaca-se que a casa de força complementar tem a entrada em operação prevista para um ano antes da casa de força principal (fevereiro de 2015).

³² Administración Nacional de Eletricidad, autarquia responsável pela operação e planejamento do sistema elétrico paraguaio.

³³ 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.

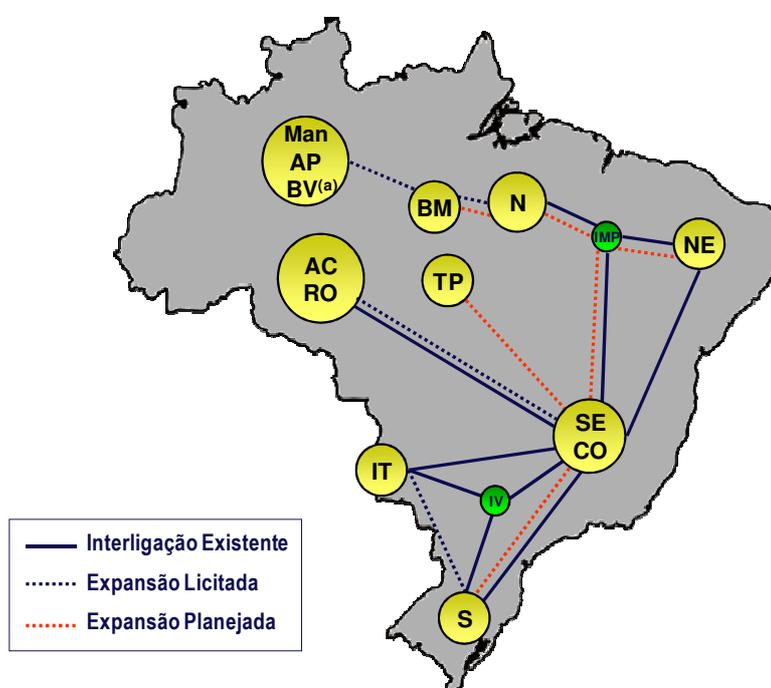
³⁴ Os sistemas Acre e Rondônia foram interligados ao SIN no dia 23/10/2009. Neste subsistema, também estão representadas as usinas hidrelétricas do rio Madeira (Santo Antônio em jan/2012 e Jirau em fev/2013).

³⁵ Para fins de simulação energética, a conexão de Manaus/Amapá ao subsistema Norte passará pelo subsistema Belo Monte (subestação de Xingu), conforme será detalhado do diagrama esquemático da Figura 1.

Da mesma forma, as usinas hidrelétricas dos rios Tapajós, Jamanxim e Teles Pires, que constam do cronograma deste Plano, comporão um novo subsistema denominado Teles Pires/Tapajós, que será conectado 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 3 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 período analisado (2011-2020).



^(a) Encontra-se em estudos a interligação entre Manaus e Boa Vista, bem como a expansão do sistema de geração através da construção de usinas hidrelétricas nesta região que ainda não foram consideradas nas simulações energéticas deste PDE.

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

Fonte: EPE

Figura 3 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas

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 do 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/2010³⁶. Os armazenamentos iniciais dos reservatórios de acumulação que compõem o sistema eletroenergético, verificados em 30/04/2010, foram de: 82% para Sudeste/Centro-Oeste, 95% para o Sul, 78% para o Nordeste e 99% para o Norte³⁷.

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 30/04/2010, conforme dados do Programa Mensal da Operação – PMO de maio de 2010, 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 CMSE e pelo Grupo Executivo do PAC, a expansão da geração hidrotérmica e a evolução dos intercâmbios regionais. Os seguintes aspectos foram considerados:

- A geração hidrotérmica incremental foi elaborada respeitando-se os programas de obras decorrentes dos leilões de compra de energia nova, já realizados, e as informações do acompanhamento dos cronogramas de obras realizados no âmbito do CMSE;
- 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;
- O desenvolvimento das usinas eólicas, a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas foi planejado respeitando, além do potencial econômico destas fontes alternativas, 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 de A-3;
- Os limites de intercâmbios entre os subsistemas foram expandidos considerando os seus benefícios (obtidos pela equalização dos custos marginais) comparativamente a alternativas de expansão das fontes energéticas regionais.

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

Em função da disponibilidade de projetos hidrelétricos, com estudos em fase de conclusão para irem a leilão, e de fontes alternativas com custos de geração mais competitivos que os das termelétricas, como também da necessidade de contribuir não só para redução mas igualmente para o não aumento das emissões de CO₂, não foram indicadas neste Plano novos projetos termelétricos no horizonte de planejamento. Neste plano estão relacionadas apenas as termelétricas já contratadas em leilões passados e que se encontram em construção para entrada em operação até o ano de 2013.

³⁶ Final do período úmido para as principais bacias simuladas.

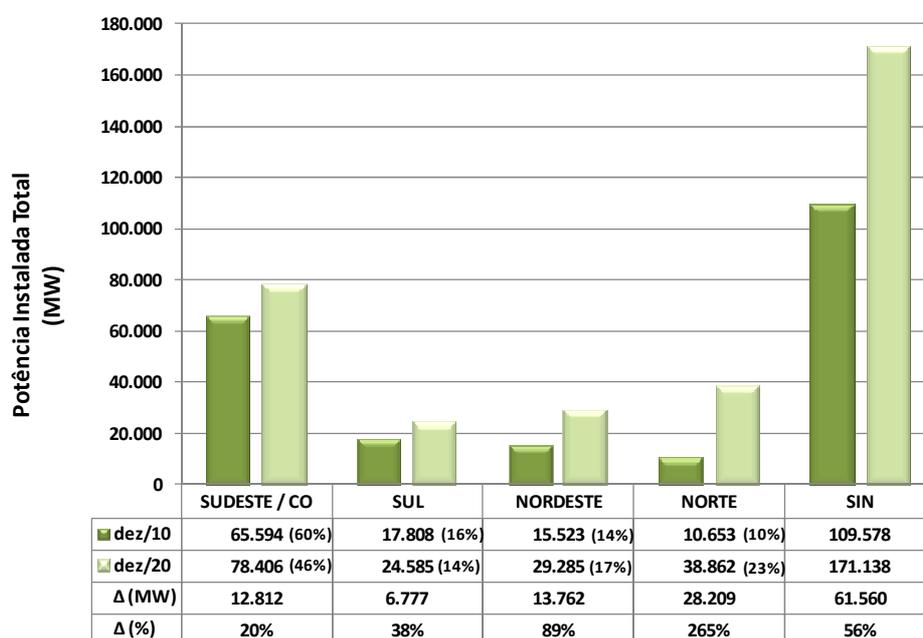
³⁷ A tendência hidrológica do passado recente não foi considerada no processo de geração de séries sintéticas de energias afluentes para as simulações energéticas.

5. Expansão da Geração

As capacidades instaladas do SIN e das regiões que o compõem são apresentadas no Gráfico 11, onde se mostram os valores previstos para o final de dezembro/2010 (coincidente com o início de 2011) e os valores resultantes dos estudos, referentes ao final de dezembro/2020. Além dos valores em MW, é também indicada a participação percentual das regiões.

Deve-se ressaltar que o parque de geração do SIN em 2011 inclui a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados Acre/Rondônia e Manaus/Amapá. Os sistemas Acre/Rondônia (AC+RO) e Manaus/Amapá (MAN+AP) estão considerados na região Norte. Além disso, a usina de Itaipu foi contabilizada como recurso da região Sudeste/Centro-Oeste.

Neste gráfico se destaca a elevação da participação da região Norte na expansão de projetos de geração de energia elétrica, passando de 10%, em 2011, para 23% da capacidade instalada no SIN, em 2020, totalizando 28.209 MW de expansão. Em contrapartida, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, há uma redução de 60% para 46% na participação na oferta total do sistema, mesmo com uma expansão prevista de 12.812 MW para o horizonte decenal. A expansão da potência instalada em todas as regiões agregará 61.560 MW ao SIN, representando um acréscimo de 56% na oferta de eletricidade.



FONTE: EPE.

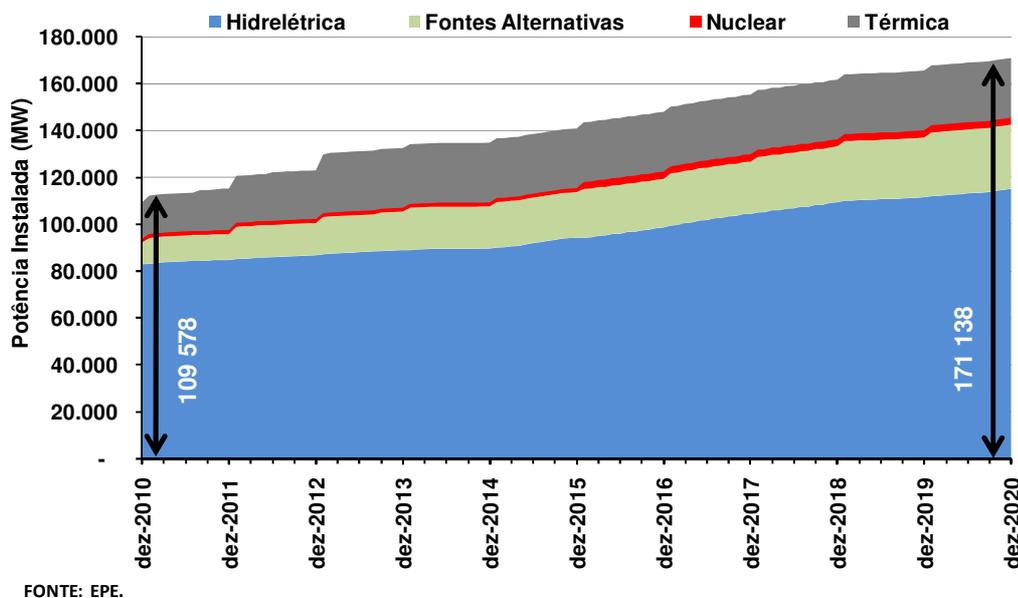
Obs.: Considerada a importação de Itaipu proveniente da potência contratada ao Paraguai.

Gráfico 11 – Participação regional na capacidade instalada do SIN

Os aproveitamentos hidrelétricos de Belo Monte (rio Xingu), Santo Antônio e Jirau (rio Madeira), juntos, serão responsáveis por cerca de 10% da capacidade instalada do SIN no final do horizonte decenal. Ao se incluir nesse conjunto os empreendimentos dos rios Teles Pires, Tapajós e Jamanxim,

a participação de todas essas usinas representará 14% do total, no final do horizonte de planejamento.

O Gráfico 12³⁸ ilustra a evolução da capacidade instalada hidrotérmica por tipo de fonte, partindo de aproximadamente 110 GW em dezembro de 2010 para cerca de 171 GW no final de 2020, com destaque para a manutenção do perfil fortemente renovável da matriz elétrica brasileira..



FONTE: EPE.

Gráfico 12 – Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN (MW)

Nos itens a seguir, são apresentados os principais dados dos empreendimentos constantes deste Plano. Os projetos já contratados e em implantação são apresentados inicialmente. Em seguida são apresentados os demais empreendimentos 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 2010 e 2013, além de um parque parcialmente contratado entre 2014 e 2016, oriundo dos leilões ocorridos em 2010 – os leilões A-5 e o leilão específico para a compra da energia da UHE Belo Monte. Essas usinas, portanto, não mais são objeto dos estudos de planejamento e não constituem proposta de usinas indicadas neste Plano. Ou seja, essas são usinas já decididas, por terem sido contratadas nos leilões.

Destaca-se que a composição deste parque gerador, contratado e em implantação, é o resultado da real possibilidade de oferta que se tinha à época da realização dos leilões, tanto em termos de disponibilidade de projetos e de equipamentos, quanto pelo fato de terem obtido as necessárias

³⁸ Para os projetos que completam sua motorização ao longo de vários anos, foi considerada a motorização parcial para o cálculo da evolução da capacidade instalada.

licenças ambientais, sem as quais nenhum empreendimento de geração pode participar dos leilões de compra de energia elétrica previstos em lei.

Ressalta-se também que, mesmo para este período coberto pelos leilões A-3 e A-5, podem ser feitas análises para verificar se há necessidade de se indicar alguma expansão em função de um maior crescimento na previsão de consumo de energia elétrica, por exemplo.

Deste modo, o elenco de usinas hidrelétricas e termelétricas em construção, em motorização e já contratadas (inclusive as usinas vencedoras dos leilões de compra de energia nova, de reserva e de fontes alternativas realizados de 2005 a 2010) foi considerado como oferta inicial deste Plano, com as datas consolidadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Os empreendimentos contratados no PROINFA também estão sendo inseridos de acordo com cronograma do CMSE. Ao final de 2011 deverão estar instalados um total de 3.155 MW de potência, ou 1.468 MWmed de energia. No presente estudo foram considerados 137 empreendimentos, sendo: 62 pequenas centrais hidrelétricas (PCH), 21 usinas termelétricas a biomassa (BIO) e 54 usinas eólicas (EOL). A Tabela 45 detalha o acréscimo de potência devido ao PROINFA, distribuído por tipo de fonte, por região e por ano.

Tabela 45 – Dados do PROINFA (MW)

FONTE	EXISTENTE EM 30/04/2010	2010 e 2011				TOTAL PROINFA
		SE/CO	S	NE	TOTAL	
PCH	975	199	7	0	206	1.181
BIO	514	36	0	0	36	550
EOL	728	163	296	237	696	1.424
TOTAL	2.217	398	303	237	938	3.155

Fonte: CMSE.

A expansão de fontes alternativas e hidrotérmica, já contratadas e em construção, considerada neste Plano no horizonte de 2011 a 2016, são apresentadas nas tabelas que seguem.

Tabela 46 – Expansão de fontes alternativas de 2011 a 2013

Tipo	Região	Potência (MW)		
		2011	2012	2013
Biomassa	Sudeste	887	798	329
	Sul	0	0	0
	Nordeste	61	30	0
	Norte	0	0	80
	TOTAL	948	828	409
PCH	Sudeste	245	24	97
	Sul	120	5	49
	Nordeste	26	0	0
	Norte	4	0	0
	TOTAL	395	29	146
Eólica	Sudeste	0	135	0
	Sul	295	186	246
	Nordeste	157	1.620	1.802
	Norte	0	0	0
	TOTAL	452	1.941	2.048
TOTAL		1.795	2.798	2.603

Obs.: Inclui a capacidade contratada nos leilões de energia de reserva.
Fonte: EPE.

Tabela 47 – Expansão hidrotérmica contratada e em construção de 2011 a 2016

ANO	Sudeste/Centro-Oeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)
2011	UHE Batalha	54	UHE Mauá	350	UTE Campina Grande	169	UHE Estreito	1.087
	UHE Simplício	306	UHE Passo São João	77	UTE Maracanaú I	168	UHE Dardanelos	261
	UTE Linhares	204	UHE São José	51	UTE MC2 Camaçari1	176		
					UTE MC2 Catu	176		
					UTE MC2 D. Dávila 1	176		
					UTE MC2 D. Dávila 2	176		
					UTE Porto Pecém 1	720		
					UTE Termonordeste	171		
				UTE Termoparaíba	171			
2012	UHE São Domingos	48			UTE José de Alencar	300	UHE Rondon 2	74
	UTE Palm. de Goiás	174			UTE Itapebi	138	UHE Sto Antônio	3.150
					UTE Maracanaú II	70	UTE Porto do Itaqui	360
					UTE MC2 Feira de Santana	176		
					UTE MC2 Sr. Bonfim	176		
					UTE Monte Pascoal	138		
					UTE Porto Pecém 2	360		
					UTE Pernambuco 4	201		
2013					UTE Sta Rita Cássia	175		
					UTE Suape II	356		
	UTE Cacimbaes	127	UHE Baixo Iguaçu	350	UTE MC2 Camaçari2	176	UHE Jirau	3.300
	UTE Cauhyra I	148			UTE MC2 Camaçari3	176		
	UTE Escolha	338			UTE MC2 Gov.Mang.	176		
	UTE Iconha	184			UTE MC2 Macaíba	400		
	UTE MC2 João Neiva	330			UTE MC2 Messias	176		
	UTE MC2 Joinvile	330			UTE MC2 N. S. Soc.	176		
	UTE MC2 N Venécia2	176			UTE MC2 Pecém 2	350		
					UTE MC2 Rio Largo	176		
2014					UTE MC2 Sapeaçu	176		
					UTE MC2 Sto. Ant.	176		
2015					UTE MC2 Suape 2B	350		
					UTE Pernambuco 3	201		
					UTE Termopower 5	201		
					UTE Termopower 6	201		
2016			UHE Garibaldi	175			UHE Sto. Ant. do Jari	300
							UHE Ferreira Gomes	252
2015							UHE Colider	300
							UHE Belo Monte	11.233
2016	UNE Angra 3 ^(b)	1.405					UHE Teles Pires	1.820
TOTAL		3.824		1.003		7.304		22.137

(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) A Portaria MME nº 586/2010 autorizou a contratação da UNE Angra 3 na modalidade de energia de reserva.

Fonte: EPE.

5.2 Parque gerador planejado

5.2.1 Expansão hidrelétrica

A expansão hidrelétrica planejada é apresentada em dois grupos: a expansão por meio de projetos já concedidos e a expansão por meio de projetos indicativos cujos estudos estão em fase de conclusão. Os projetos já contratados e em implantação foram listados no item anterior. A Tabela 48 lista os projetos de geração com concessão já outorgada no passado, com previsão de entrada em operação a partir do ano 2018. A Tabela 49 apresenta os novos projetos a serem viabilizados de 2016 a 2020.

Tabela 48 – Projetos já concedidos a serem viabilizados de 2018 a 2020

Entrada em Operação		Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	Região
Ano	Mês				
2018	ago	UHE São João	Chopim	60	Sul
	ago	UHE Cachoeirinha	Chopim	45	Sul
	out	UHE Couto Magalhães	Araguaia	150	Sudeste/Centro-Oeste
2019	-	-	-	-	-
2020	jan	UHE Pai Querê	Pelotas	292	Sul
	mar	UHE Baú I	Doce	110	Sudeste/Centro-Oeste
	dez	UHE Tijuco Alto	Ribeira do Iguape	129	Sul
TOTAL				786	

(a) Potência total do empreendimento.
Fonte: EPE.

Tabela 49 – Novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2016 a 2020

Entrada em Operação		Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	Região
Ano	Mês				
2016	jan	UHE Sinop	Teles Pires	400	Norte
	jan	UHE Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	113	Nordeste
	jan	UHE Cachoeira	Parnaíba	63	Nordeste
	jan	UHE Estreito	Parnaíba	56	Nordeste
	jul	UHE São Roque	Canoas	145	Sul
	out	UHE Uruçuí	Parnaíba	134	Nordeste
	dez	UHE São Manoel	Teles Pires	700	Norte
	dez	UHE Foz do Apicás	Apicás	230	Norte
2017	nov	UHE Água Limpa	Das Mortes	320	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE Castelhana	Parnaíba	64	Nordeste
	dez.	UHE São Luiz do Tapajós	Tapajós	6.133	Norte
2018	mar	UHE Riacho Seco	São Francisco	276	Nordeste
	dez	UHE Toricoejo	Das Mortes	76	Sudeste/Centro-Oeste
	dez	UHE Davinópolis	Paranaíba	107	Sudeste/Centro-Oeste
2019	jun	UHE Itapiranga	Uruguai	725	Sul
	out	UHE Cachoeira dos Patos	Jamoxim	528	Norte
	nov	UHE Marabá	Tocantins	2.160	Norte
2020	jan	UHE Mirador	Tocantinzinho	80	Sudeste/Centro-Oeste
	jul	UHE Telêmaco Borba	Tibagi	120	Sul
	out	UHE Jatobá	Tapajós	2.336	Norte
	out	UHE Jamoxim	Jamoxim	881	Norte
	out	UHE Cachoeira do Caí	Jamoxim	802	Norte
	nov	UHE Torixoréu	Araguaia	408	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE Serra Quebrada	Tocantins	1.328	Norte
TOTAL				18.185	

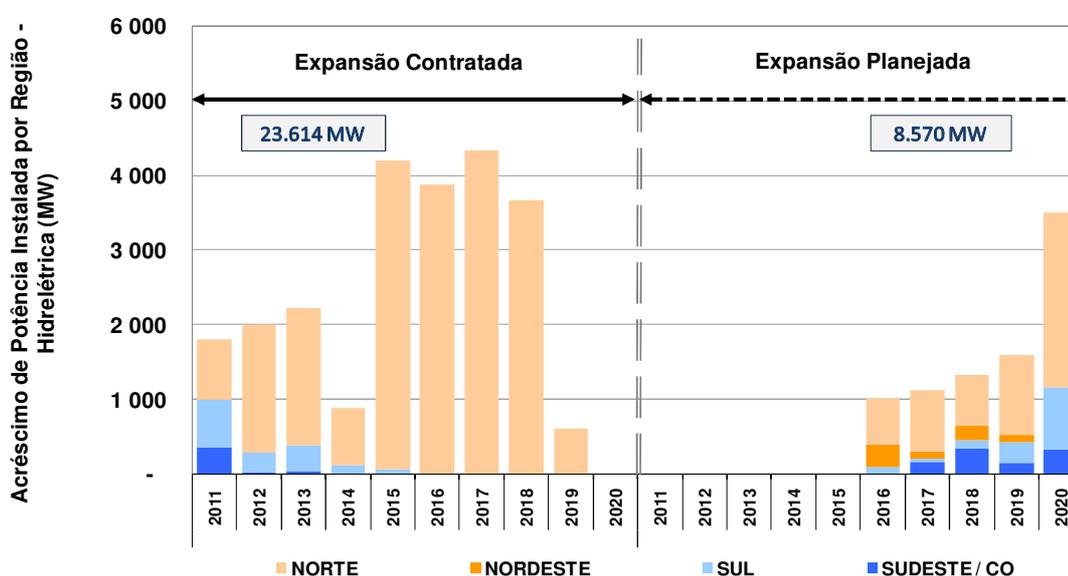
(a) Potência total do empreendimento.
Fonte: EPE.

Além dos empreendimentos citados na Tabela 48, há outros projetos que já possuem contratos de concessão, mas apresentam problemas específicos a serem resolvidos para andamento da obra, como as usinas hidrelétricas Itaocara (195 MW), Itumirim (50 MW), Murta (120 MW), Olho D'Água (33 MW) e Santa Isabel (1.087 MW), que não foram consideradas neste Plano. Estas usinas passarão a compor a configuração dos futuros planos à medida que sejam equacionados os seus problemas.

A indicação de mais de um empreendimento em um mesmo rio, e com início de operação numa mesma data, exigirá dos empreendedores uma ação integrada, 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 Plano³⁹.

A capacidade de geração hidráulica aumentará de 83 GW para 115 GW, aproximadamente, de 2011 até 2020. Na região Norte é onde ocorrerá a maior expansão hidrelétrica, devido à entrada em operação de grandes empreendimentos, a partir de 2012, com destaque para a usina hidrelétrica de Belo Monte, cuja motorização deve levar 3 anos com a entrada em operação de 6 máquinas de 611,1 MW por ano. O Gráfico 13 apresenta a expansão hidrelétrica segregando a parcela já contratada da parcela indicada neste Plano. Como pode ser visto, parte do crescimento da demanda dos anos de 2015 a 2020 será atendida com usinas que já dispõem de contratos de concessão, principalmente, em função das características de alguns projetos com motorização plurianual.



FONTES: EPE.

Gráfico 13 – Acréscimo da capacidade instalada hidrelétrica (MW)

³⁹ Os diagramas apresentados no Anexo I foram elaborados de forma a representar, esquematicamente, a localização das usinas, apresentando a conectividade hidráulica entre os aproveitamentos.

Considerando o forte perfil hidrelétrico da expansão planejada, é interessante observar a sazonalidade hidrológica para as diferentes regiões. Assim, o Gráfico 14 apresenta, por região, a variação mensal da média de longo termo – MLT⁴⁰ em relação ao valor médio anual destas energias⁴¹.

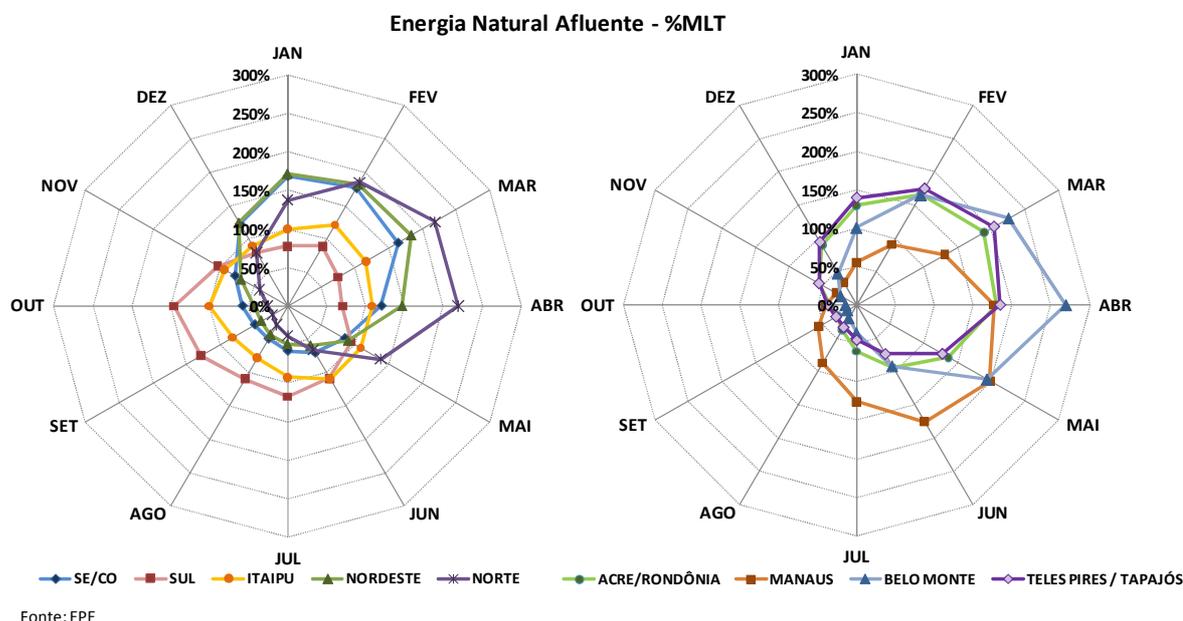


Gráfico 14 – Média de longo termo da ENA Mensal (%)

No gráfico à esquerda, observa-se a complementaridade e sazonalidade dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte e Itaipu. Nota-se, claramente, a diferença entre os regimes hidrológicos do Sul e do Sudeste/Centro-Oeste. No Norte, destacam-se as grandes cheias nos meses de março e abril, atingindo valores superiores a 200% da MLT, em contrapartida a um período seco com vazões muito baixas. Já a região Nordeste, composta basicamente da bacia do São Francisco, apresenta características bem similares ao Sudeste/Centro-Oeste.

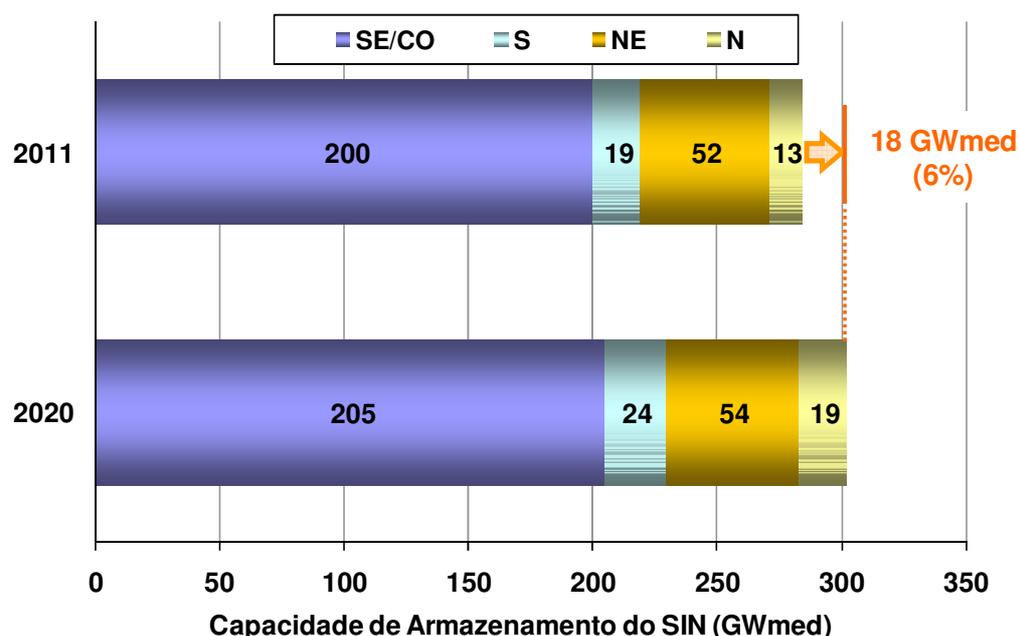
As bacias na região amazônica são apresentadas na parte direita deste gráfico. As usinas do subsistema Acre/Rondônia e as do Teles Pires e Tapajós, muito similares entre si, também apresentam grandes cheias no período úmido. O mês de abril é aquele cuja afluência à usina de Belo Monte é maior, sendo superior a 250% da média histórica anual, enquanto no mês de fevereiro as afluências à região Sudeste/Centro-Oeste são mais favoráveis.

Através da análise das energias afluentes verificadas 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 entre regiões e a possibilidade de ganho energético advindo da regularização das vazões por meio de reservatórios de acumulação.

O Gráfico 15 mostra a quantidade de energia que pode ser armazenada em cada região do país, no início e no final do horizonte de estudo.

⁴⁰ Média das séries históricas das energias naturais afluentes observadas de 1931 a 2008.

⁴¹ 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 (2020).



FONTE: EPE.

Gráfico 15 – Evolução da capacidade de armazenamento do SIN (GWmed)

Em relação à capacidade de regularização dos reservatórios, pode-se destacar a importância dos grandes reservatórios instalados na região Sudeste/Centro-Oeste, que representam 71% do SIN, seguida pela região Nordeste, com 18% da capacidade de energia armazenável máxima do Brasil. As regiões Sul e Norte possuem, respectivamente, 7% e 4% da capacidade de armazenamento total prevista para o início de 2011.

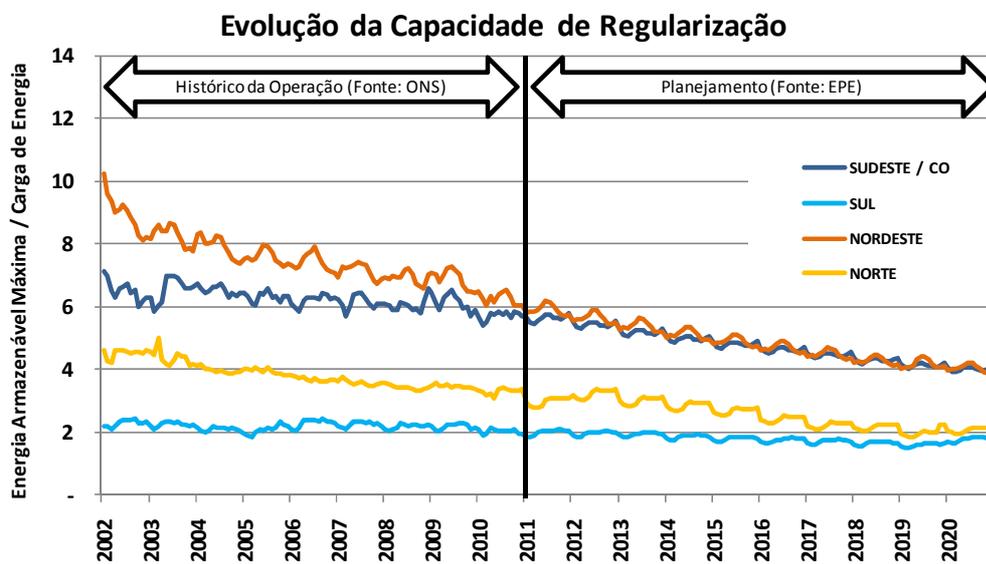
Analisando o ano de 2020, percebe-se que, em termos percentuais, a elevação da capacidade de armazenamento (6%) é bem inferior ao aumento da capacidade instalada de usinas hidrelétricas (39%).

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 neste horizonte está localizada em bacias ainda inexploradas, para as quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização das vazões afluentes.

Ressalta-se uma redução do incremento da capacidade máxima de armazenamento em relação ao Plano anterior – PDE 2019, devido a alguns atrasos de obras e mudanças nos projetos de usinas hidrelétricas, sobretudo da usina de São Roque que teve o nível d'água máximo reduzido significativamente, restringindo seu volume útil.

Grande parte das usinas viabilizadas recentemente deve operar a "fio d' água", ou seja, toda vazão afluente deve ser turbinada ou vertida, não havendo condições de armazená-la. Esta configuração do sistema gera consequências diversas, dentre as quais: a impossibilidade de 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.

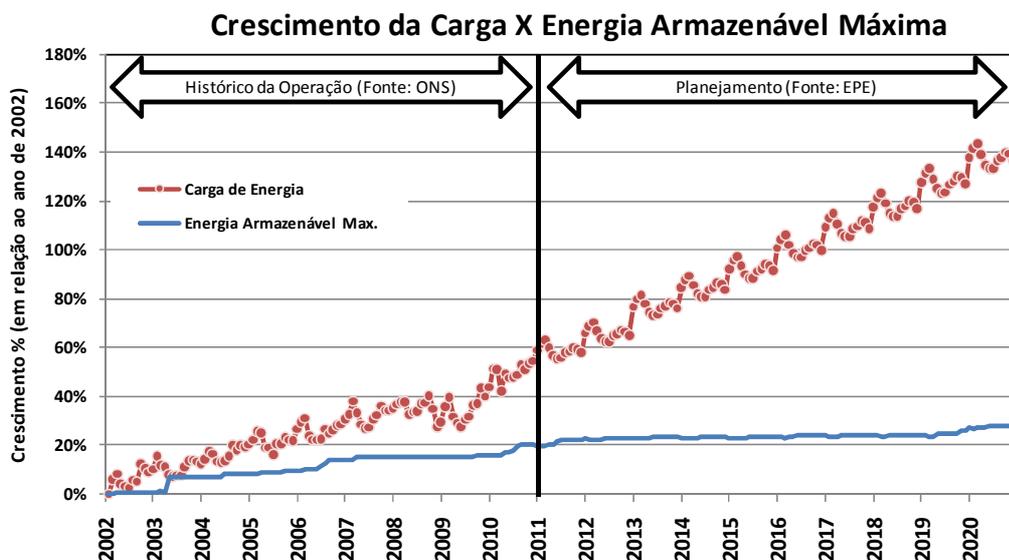
A relação entre a energia armazenável máxima e a carga de energia é representada no Gráfico 16, onde se destacam a região Sul, por manter a baixa capacidade de regularização ao longo de todo o período (verificado e planejado), e as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, pela trajetória decrescente dessa relação, com forte redução da energia armazenável em relação à carga ao longo do período deste Plano.



FORNTE: EPE.

Gráfico 16 – Evolução da energia armazenável máxima em relação à carga de energia

O Gráfico 17 apresenta a taxa de crescimento da carga de energia e da energia armazenável máxima de cada mês do período de estudo em relação a janeiro do ano 2002, mostrando que a redução da capacidade de regularização do sistema está associada à evolução acentuada da carga – ao final de 2020 chega a um patamar cerca de 140% superior ao ano 2002 – frente ao brando incremento da capacidade de armazenamento, que no final do horizonte corresponde a aproximadamente 30% da verificada em 2002.



FORNTE: EPE.

Gráfico 17 – Crescimento da carga de energia e da energia armazenável máxima em relação ao ano de 2002

O período de 2011 a 2020 é marcado por uma tendência de aumento na variação do nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos, reflexo da redução da capacidade de regularização das aflúências pelo sistema eletroenergético brasileiro. Para ilustrar essa questão, foram realizadas análises do comportamento do SIN nos próximos 10 anos com simulação de séries históricas de energia (anos de 1931 a 2008). Essa tendência de maior deplecionamento dos reservatórios pode ser observada no Gráfico 18, que ilustra a média da diferença entre o armazenamento máximo e mínimo em cada cenário do histórico para cada ano do período de estudo deste Plano.

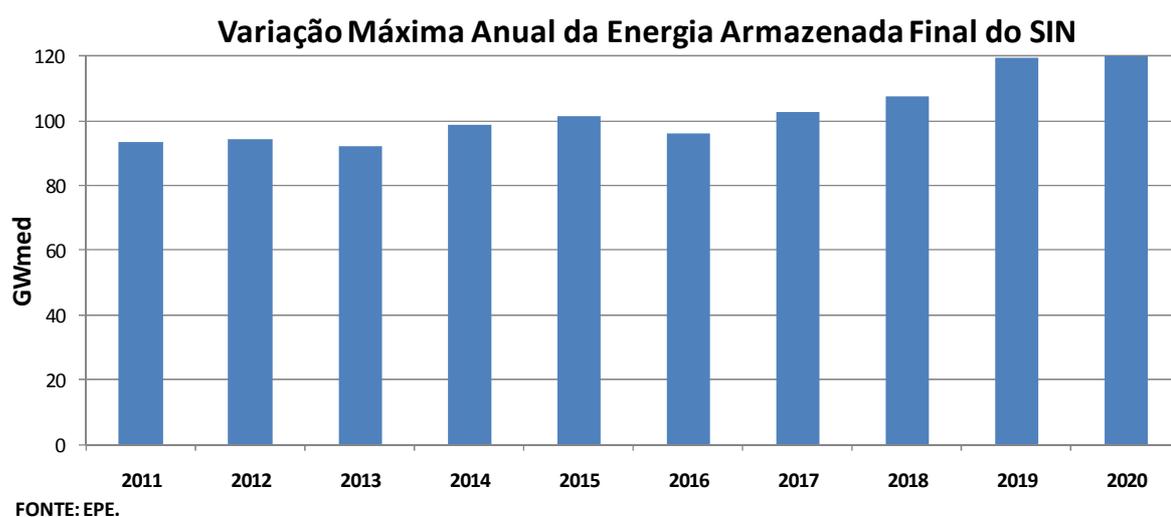


Gráfico 18 – Variação máxima de energia armazenada final (GWmed)

A variação máxima da energia armazenada, observado no Gráfico 18, atinge os valores mais baixos nos anos iniciais, caracterizada pelo efeito de regularização advindo de novos reservatórios, tais como: Serra do Facão e Batalha na bacia do rio Paraná e Foz do Chapecó no Sul. Após 2012, sem a entrada expressiva de novos reservatórios, mas sim de grandes usinas a fio d'água, inicia-se um novo ciclo de incremento da variação máxima da energia armazenada, que se estende ao longo dos demais anos.

O Gráfico 19 ilustra a evolução mensal da energia armazenada final (média das séries históricas) de 2011 a 2020, ou seja, cada mês apresenta 10 valores (um para cada ano do estudo). Pode-se notar que em todos os meses há um acréscimo de 2011 para 2012, anos influenciados pela entrada em operação recente de novos reservatórios de regularização. O ano de 2016 é marcado pela entrada em operação do empreendimento hidrelétrico de Belo Monte, usina a fio d'água e de elevadas dimensões que, durante o período úmido, aliado à capacidade de geração já instalada no SIN, é capaz de atender diversas regiões, contribuindo para a preservação dos níveis dos reservatórios em valores mais elevados.

Complementarmente, o Anexo II apresenta informação similar sobre o comportamento dos reservatórios para regularização das aflúências separadamente para cada região – SE/CO, S, NE e N.

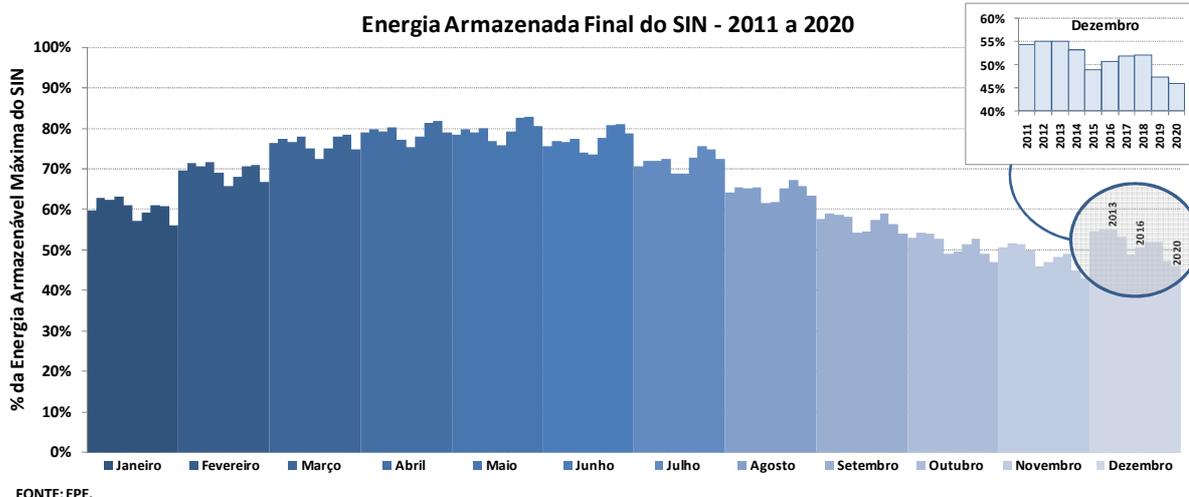


Gráfico 19 – Variação mensal da energia armazenada total (% energia armazenável máxima)

O Sudeste/Centro-Oeste, devido a sua grande capacidade de regularização, tem sua operação (despacho hidrotérmico) alterada com a entrada de Belo Monte, economizando a água dos reservatórios durante o período de fortes aflúências para atendimento à carga no período seco, otimizando assim o uso dos recursos energéticos disponíveis. O Gráfico 20 ilustra a modificação na geração hidráulica controlável do SE/CO, de 2015 para 2018, antes e após o início da operação de Belo Monte, predominante no primeiro semestre do ano. Por este motivo, é possível observar em 2018 um deslocamento da máxima geração hidráulica controlável no SE/CO de fevereiro/março – meses tipicamente úmidos – para os meses de setembro/outubro – tipicamente secos.

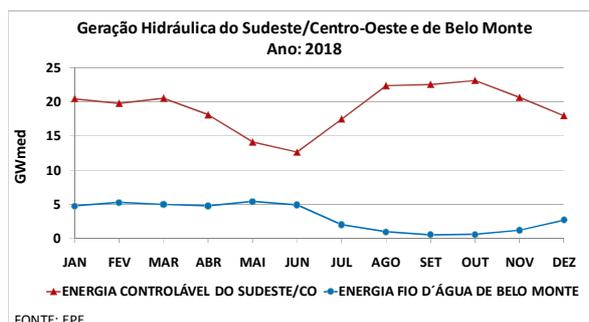
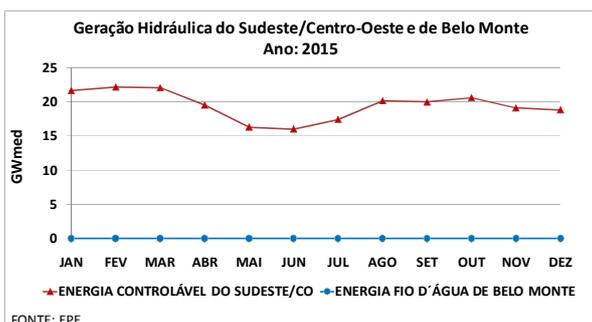
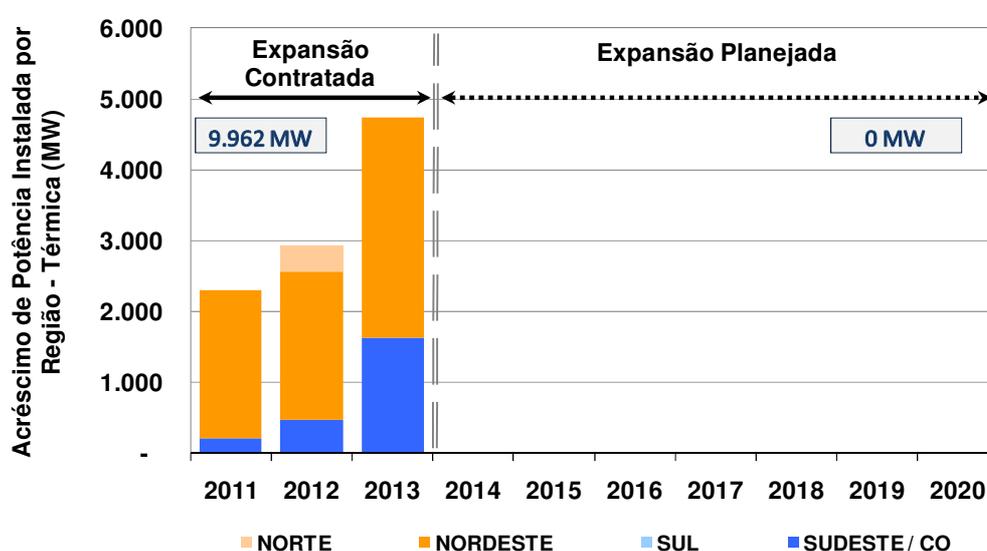


Gráfico 20 – Evolução mensal da geração hidráulica do SE/CO e de Belo Monte em 2015 e 2018

5.2.2 Expansão termelétrica

No que diz respeito à geração termelétrica, a maior expansão ocorrerá na região Nordeste, conforme ilustra o Gráfico 21, a qual é decorrente dos resultados dos leilões de energia nova já realizados, nos quais não houve oferta suficiente de fontes renováveis, a preços competitivos, para atender ao crescimento da carga. Este gráfico não incorpora a geração termelétrica nuclear.

No ano inicial do estudo, a capacidade térmica instalada no SIN é de 16 GW, evoluindo até 2013 para cerca de 25 GW, capacidade contratada nos leilões realizados, ficando estável a partir de então.



FORNTE: EPE.

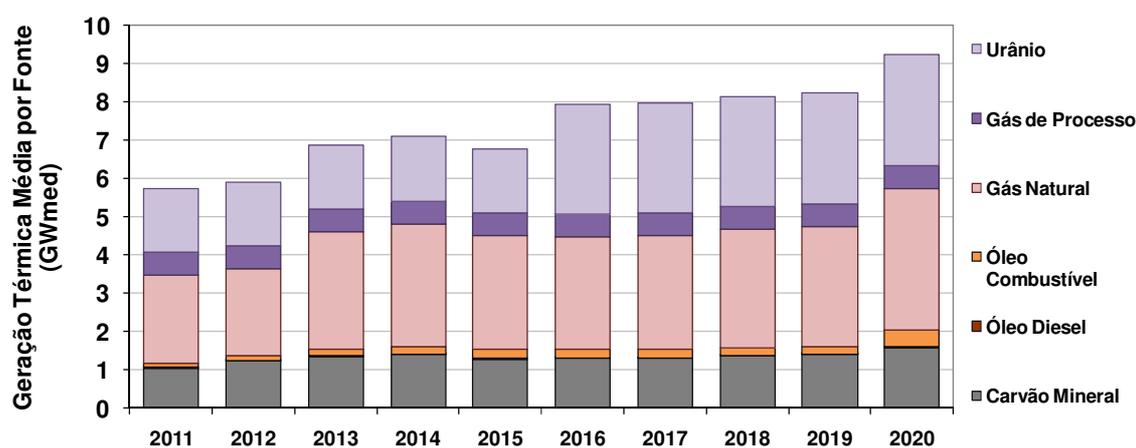
Gráfico 21 – Acréscimo de capacidade instalada termelétrica (MW)

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 autorizada⁴², está prevista de entrar em operação em janeiro de 2016, aumentando o parque nuclear atualmente existente em 70%, de 2.007 MW para 3.412 MW.

O fato de a 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, a partir da definição do sítio para localização da central nuclear e da decisão para o início das medidas efetivas para a sua implantação. Ressalta-se que estão em desenvolvimento os estudos para seleção de sítios propícios à implantação de centrais nucleares nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste. Conclui-se, então, considerando o tempo de maturação de um projeto nuclear, que a data provável para a participação efetiva desta fonte na expansão do parque gerador ultrapassa o horizonte deste Plano.

⁴² A Portaria MME nº 586/2010 autorizou a contratação da UNE Angra 3 na modalidade de energia de reserva.

No sistema brasileiro, predominantemente hidrelétrico, as usinas térmicas podem ficar muitos meses sem gerar energia⁴³, na medida em que o despacho ótimo do sistema prioriza a operação das fontes renováveis: usinas hidrelétricas (incluindo as pequenas centrais hidrelétricas), pequenas centrais termelétricas a biomassa e eólicas. A expectativa de geração de energia termelétrica neste horizonte de planejamento, considerando a expansão concedida, incluindo a geração das usinas nucleares, pode ser observada no Gráfico 22.



FORNTE: EPE.

Gráfico 22 – Geração térmica anual – Média dos 2000 cenários simulados (GWmed)

Para as usinas movidas a óleo diesel e combustível, foram constatados valores muito baixos para os fatores de capacidade⁴⁴, da ordem de 1% e 5%, respectivamente. Para as demais fontes, os resultados foram de 32% para as usinas a gás, de 49% para as usinas a carvão mineral (que, além de possuírem baixo custo variável unitário de geração – CVU, apresentam uma inflexibilidade operativa para manter as minas em funcionamento), de 85% para as centrais nucleares e de 89% para as usinas que utilizam gás de processo.

Os reduzidos fatores de capacidade médios, em especial para as termelétricas a óleo diesel e combustível, contribuirão para atenuar as emissões de gases de efeito estufa, significando que estas usinas passarão a desempenhar o papel de reserva e de segurança para o sistema, só devendo gerar em situações em que os reservatórios das hidrelétricas estejam em níveis muito baixos.

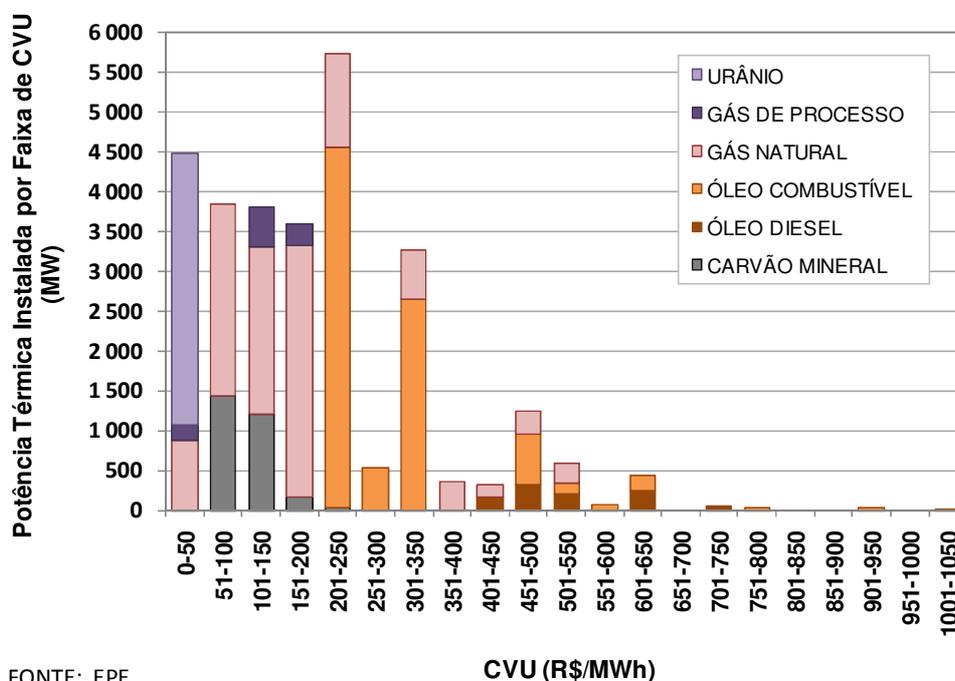
É também importante destacar que, dada a sua competitividade, a tendência atual é a contratação de fontes alternativas renováveis, haja vista os resultados dos últimos leilões de energia específicos para estas fontes. Além disso, as usinas térmicas contratadas nos leilões de 2007 e 2008, com custos variáveis menores, tendem a modificar o perfil de geração das usinas já contratadas, em especial das usinas de maior CVU, fazendo com que as usinas flexíveis e caras, movidas a combustíveis fósseis, sejam deslocadas na prioridade de geração, passando a constituir, efetivamente, uma reserva do sistema.

O Gráfico 23 ilustra a relação entre o CVU da usina térmica, associado ao combustível consumido, e o potencial instalado no SIN. Observa-se que as usinas com CVU acima de 400 R\$/MWh são

⁴³ Caso a usina possua inflexibilidade operativa, ou geração mínima obrigatória, tal restrição será respeitada, o que refletirá no seu perfil de geração.

⁴⁴ Expectativa de geração com relação à potência instalada.

predominantemente movidas a óleo combustível e diesel, que, além de caras, são bastante poluentes. O combustível com maior participação na matriz energética é o gás natural, ao qual corresponde um custo de operação das usinas que o utilizam, em sua maioria, na faixa de 50 a 200 R\$/MWh.



FONTE: EPE.

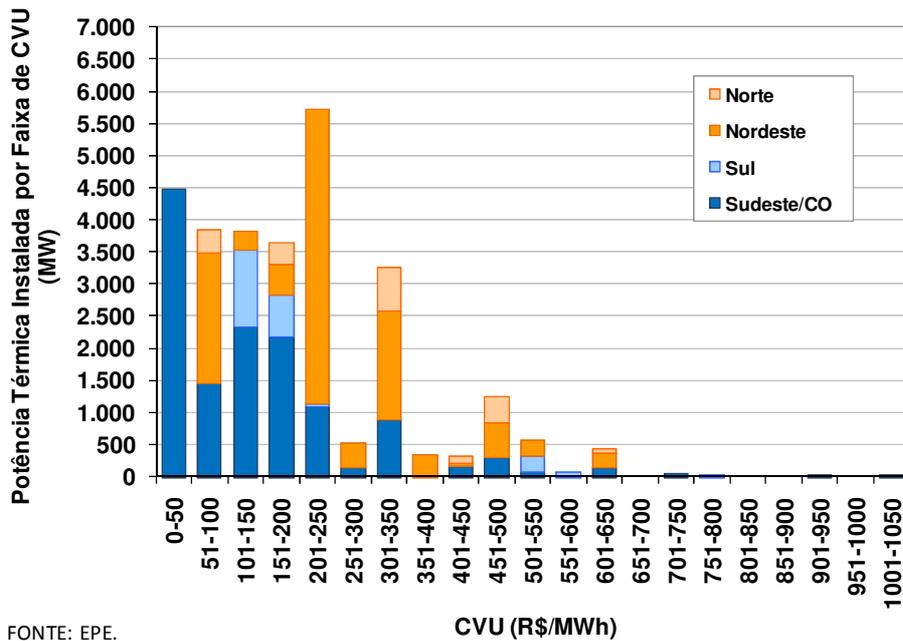
Obs.: Data de referência dos CVU: PMO de setembro de 2010 (ONS).

Gráfico 23 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por fonte de geração (MW)

Ainda em relação ao parque termelétrico considerado neste estudo, destaca-se que não são previstos novos empreendimentos movidos a combustível fóssil, além daqueles já licitados e em construção, uma vez que a expansão com fontes renováveis (hidrelétricas, biomassa e eólicas) mostra-se mais adequada e apropriada, inclusive para garantir a modicidade tarifária.

Complementando a análise anterior, o Gráfico 24 ilustra a distribuição de usinas térmicas e nucleares classificadas por CVU e por subsistema. As usinas nucleares, por possuírem baixos custos, são responsáveis pela alta capacidade instalada no sistema Sudeste/Centro-Oeste na primeira faixa de CVU (0 a 50 R\$/MWh).

Destaca-se que quanto menor o CVU, maior será a probabilidade de despacho da usina termelétrica. Assim, estas análises permitem avaliar a localização dos blocos termelétricos que serão poupados de gerar nos cenários de melhor hidrologia.



FORNTE: EPE.

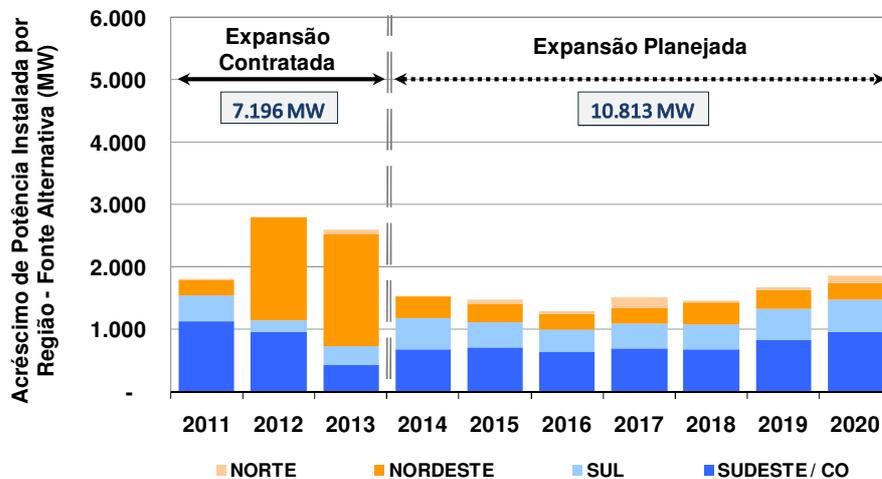
Obs.: Data de referência dos CVU: PMO de setembro de 2010 (ONS).

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

O Anexo III apresenta a relação dos empreendimentos termelétricos que constam da configuração final do estudo (2020).

5.2.3 Expansão de fontes alternativas

Em relação às fontes alternativas, nota-se uma expansão média anual de 12%, com destaque para as usinas eólicas, a biomassa de bagaço de cana-de-açúcar e PCH. A região Sudeste/Centro-Oeste mantém a maior participação dessas fontes ao longo do horizonte de tempo do estudo, como pode ser visto no Gráfico 25.



FORNTE: EPE.

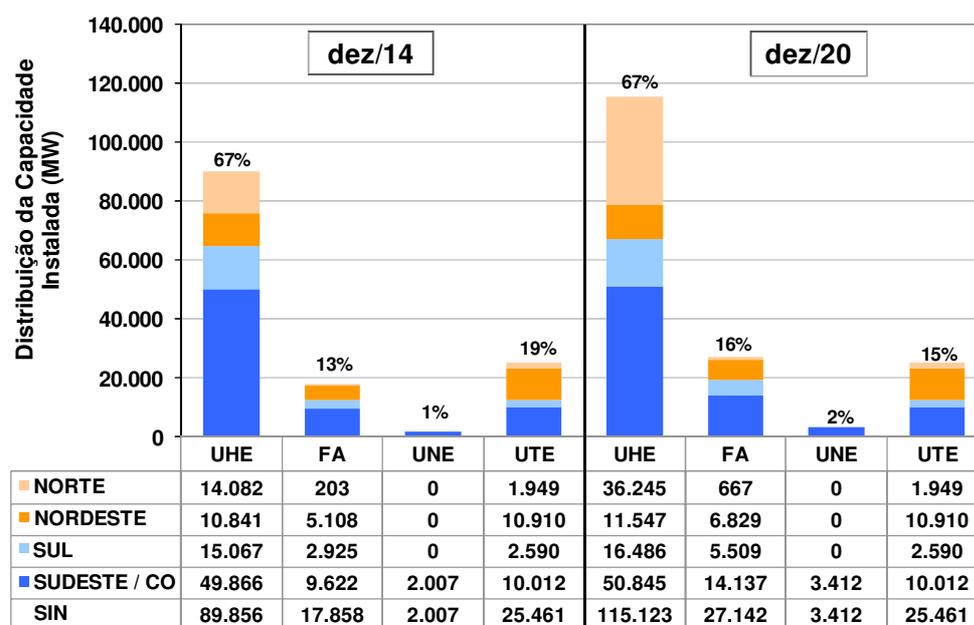
Gráfico 25 – Acréscimo de capacidade instalada de fontes alternativas (MW)

5.2.4 Resumo da expansão por tipo de fonte

Um resumo da participação das fontes de produção de energia no início do ano de 2015 (que coincide com os valores de dezembro/2014) e no final de 2020, por região e por tipo de fonte, é mostrado no Gráfico 26.

Observa-se que a expansão das fontes alternativas – biomassa, PCH e eólica – faz a sua participação no parque de geração do SIN passar de 13%, em 2014, para 16%, em 2020, distribuídos basicamente entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Sul. Em contrapartida, as usinas termelétricas perdem participação perante as demais fontes, caindo de 19%, em 2014, para 15%, no ano final.

Também se observa a manutenção da participação das usinas hidrelétricas de grande porte ao longo do período decenal, em relação ao montante total de oferta de geração, apesar do aumento significativo de capacidade instalada, superior a 25 GW. As usinas nucleares manterão sua representatividade, variando de 1% a cerca de 2% do SIN, percentual assegurado com a entrada em operação da usina de Angra 3, prevista para o ano de 2016.



Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; FA-fontes alternativas; UNE-usinas nucleares; UTE-usinas termelétricas

FORNE: EPE.

Gráfico 26 – Participação das fontes de produção ao final de 2014 e de 2020 (MW)

Outra análise dos fatores de participação das principais fontes de energia na capacidade instalada do SIN pode ser observada no . Neste gráfico, destaca-se a retomada da participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2014, em detrimento das fontes baseadas em combustíveis fósseis.

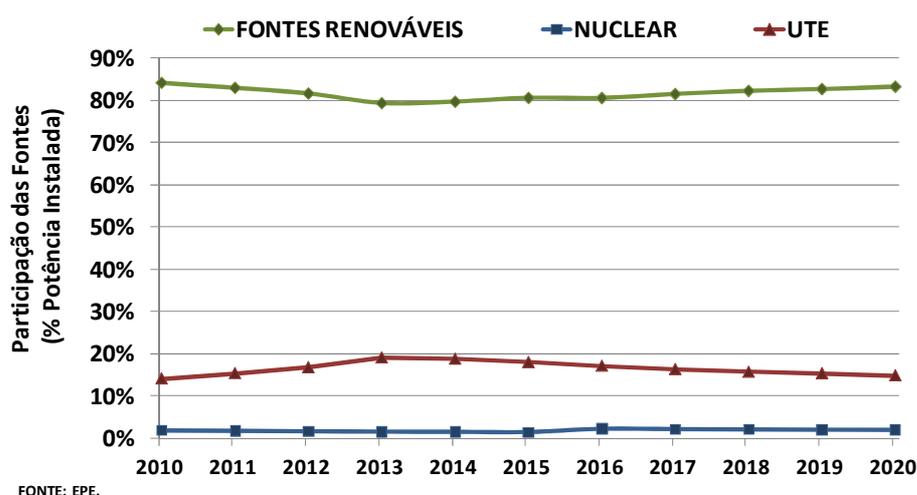


Gráfico 27 – Evolução da participação das fontes de produção na capacidade instalada do SIN (%)

A evolução da capacidade instalada para diferentes fontes de geração ao longo do período de estudo é apresentada na Tabela 50 (valores em MW) e na Tabela 51 (valores em %). Em complementação, o Gráfico 28 ilustra esta evolução no final dos anos 2010, 2014 e 2020, agregando as fontes em 4 blocos: geração hidrelétrica, termelétrica, nuclear e de fontes alternativas (PCH, BIO e EOL). No Gráfico 29 é apresentada a expansão contratada e a planejada por tipo de fonte.

Conforme apresentado nas premissas deste estudo, observa-se a priorização das usinas hidrelétricas e das fontes alternativas no horizonte de planejamento, não sendo indicada nenhuma nova fonte utilizando combustível fóssil neste horizonte.

Tabela 50 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW)

FONTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
HIDRO ^(a)	82.939	84.736	86.741	88.966	89.856	94.053	98.946	104.415	109.412	111.624	115.123
URÂNIO	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
GÁS NATURAL	9.180	9.384	10.184	11.309	11.309	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659
CARVÃO	1.765	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
ÓLEO COMBUSTÍVEL	2.371	3.744	5.172	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790
ÓLEO DIESEL	1.497	1.497	1.471	1.471	1.471	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121
GÁS DE PROCESSO	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686
PCH	3.806	4.201	4.230	4.376	4.633	4.957	5.187	5.457	5.737	6.047	6.447
BIOMASSA	4.496	5.444	6.272	6.681	7.053	7.353	7.653	8.003	8.333	8.703	9.163
EÓLICA	831	1.283	3.224	5.272	6.172	7.022	7.782	8.682	9.532	10.532	11.532
TOTAL^(b)	109.578	115.467	123.192	132.763	135.182	140.853	148.441	155.430	161.887	165.779	171.138

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

(a) Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguaio.

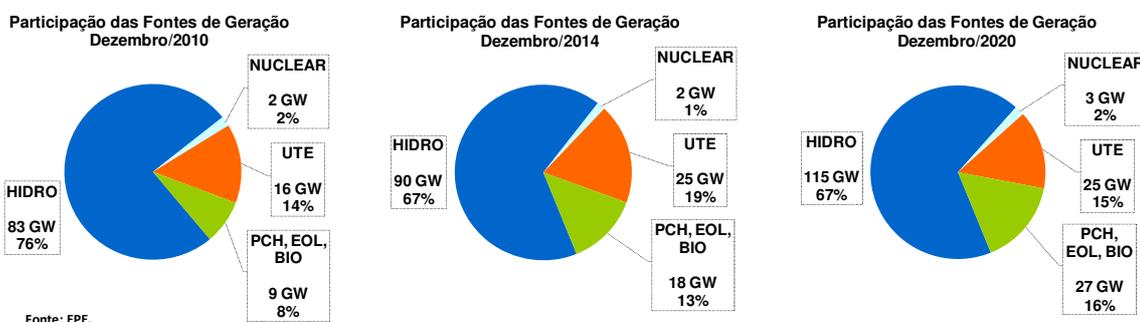
(b) Não considera a autoprodução, que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.

Fonte: EPE.

Tabela 51 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (%)

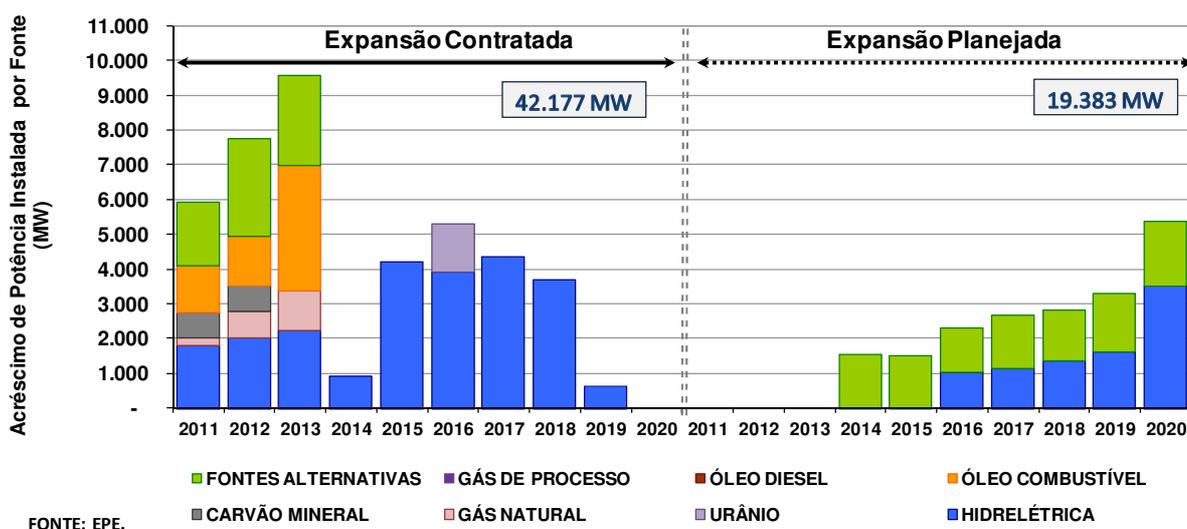
FONTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
HIDRO ^(a)	75,7%	73,4%	70,4%	67,0%	66,5%	66,8%	66,7%	67,2%	67,6%	67,3%	67,3%
URÂNIO	1,8%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%
GÁS NATURAL	8,4%	8,1%	8,3%	8,5%	8,4%	8,3%	7,9%	7,5%	7,2%	7,0%	6,8%
CARVÃO	1,6%	2,2%	2,6%	2,4%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%
ÓLEO COMBUSTÍVEL	2,2%	3,2%	4,2%	6,6%	6,5%	6,2%	5,9%	5,7%	5,4%	5,3%	5,1%
ÓLEO DIESEL	1,4%	1,3%	1,2%	1,1%	1,1%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
GÁS DE PROCESSO	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
PCH	3,5%	3,6%	3,4%	3,3%	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,6%	3,8%
BIOMASSA	4,1%	4,7%	5,1%	5,0%	5,2%	5,2%	5,2%	5,1%	5,1%	5,2%	5,4%
EÓLICA	0,8%	1,1%	2,6%	4,0%	4,6%	5,0%	5,2%	5,6%	5,9%	6,4%	6,7%
TOTAL^(b)	100,0%										

Fonte: EPE.



Fonte: EPE.

Gráfico 28 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (GW e %)



Fonte: EPE.

Gráfico 29 – Acréscimo de capacidade instalada anual por fonte (MW)

Há que se ressaltar, no entanto, que a concretização deste Plano com esta composição de fontes na expansão planejada depende principalmente da obtenção de Licenças Prévias Ambientais, de modo que as usinas indicadas possam participar dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, previstos em lei. Caso contrário, uma expansão de projetos termelétricos, preferencialmente movidos a gás natural, poderá constituir alternativa de atendimento à demanda, frente a eventuais atrasos dos projetos indicados.

6. Balanço Estático de Garantia Física

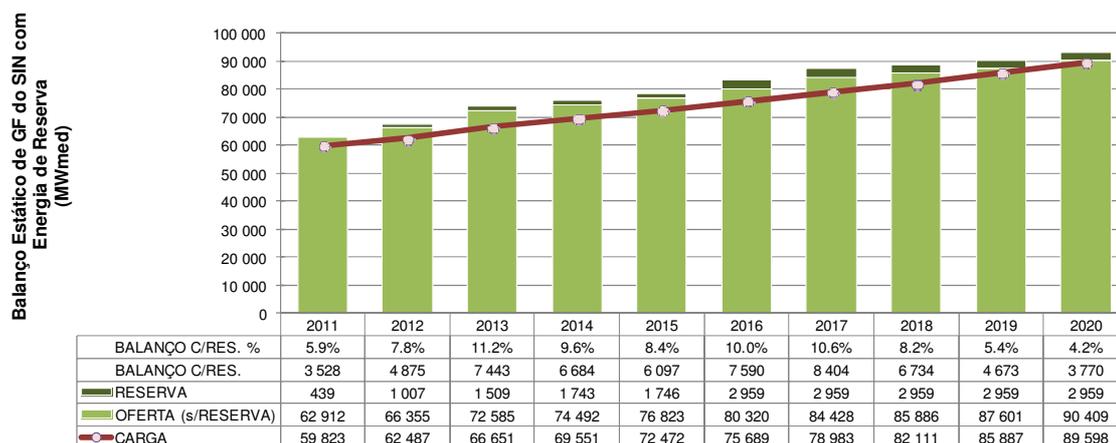
Neste item é apresentada uma análise do balanço de garantia física de energia do SIN para a configuração de referência deste ciclo decenal.

A elaboração deste balanço tem como finalidade auxiliar na avaliação do equilíbrio estrutural entre oferta (somatório dos certificados de garantia física de energia das usinas) e demanda (carga de energia elétrica), considerando a configuração hidrotérmica deste PDE.

Nesta avaliação, a garantia física dos empreendimentos foi mantida constante ao longo do horizonte do estudo. Esses valores podem ser, contudo, alterados, uma vez que há previsão legal de sua revisão. Adicionalmente, existem usinas do parque gerador previstas neste estudo para serem interligadas ao SIN que ainda não possuem garantia física publicada. Para estas usinas, neste exercício, foram considerados os valores atualmente passíveis de serem contratados.

Vale ressaltar que o balanço estático 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.

Ao considerar a energia contratada como energia de reserva, em leilões específicos, e a energia da usina nuclear de Angra 3, que também foi contratada nesta modalidade, o balanço estático de garantia física de energia apresenta saldos positivos em todo o período avaliado, entre 4% e 11% da carga, conforme indica o Gráfico 30.



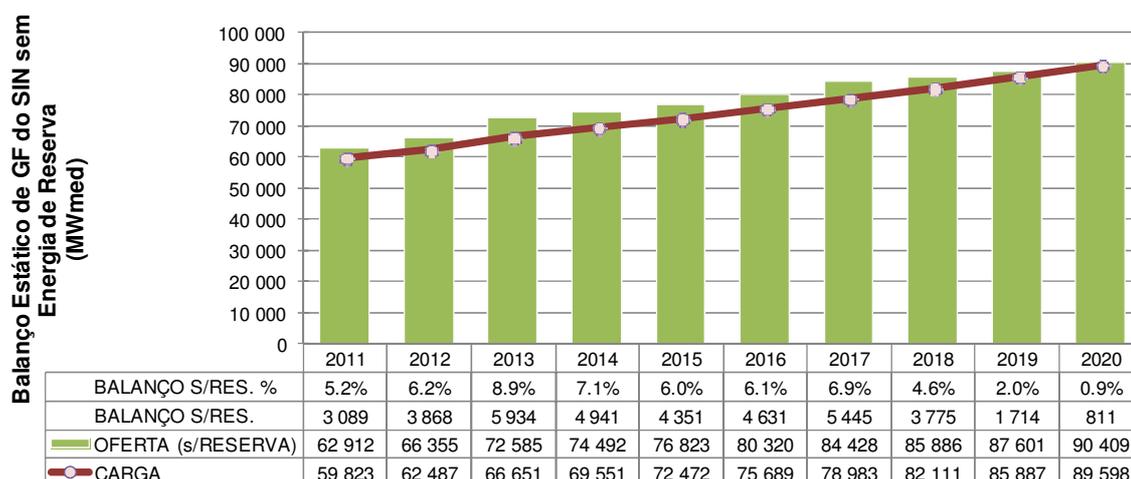
FONTE: EPE.

Gráfico 30 – Balanço estático de garantia física do SIN considerando a energia de reserva

Cabe lembrar que, por razões diversas⁴⁵, a soma das garantias físicas já atribuídas às usinas é maior que a atual garantia física total do sistema, ensejando um desequilíbrio que deve ser equacionado. Tal

⁴⁵ 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

equacionamento, no histórico recente, tem sido realizado mediante a contratação de energia de reserva, para a recomposição do lastro de garantia física sistêmica, energia esta que não pode servir de lastro para os contratos no mercado de energia. Desta forma, é apresentada a seguir, uma análise do balanço estático de garantia física do SIN, que não leva em consideração a energia de reserva como recurso para atendimento ao consumo.



FONTE: EPE.

Gráfico 31 – Balanço estático de garantia física do SIN não considerando a energia de reserva

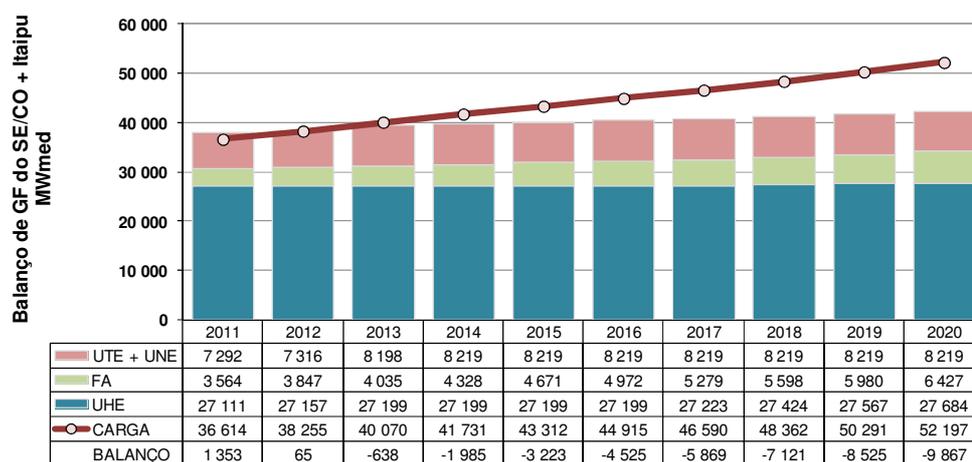
No Gráfico 31 observa-se um excedente de oferta no SIN em relação à carga prevista em todos os anos avaliados, com uma folga de aproximadamente 3.000 MWmed, em 2011, e de 800 MWmed, em 2020, chegando a atingir cerca de 6.000 MWmed, em 2013. Assim, observa-se uma oferta suficiente para suprir a demanda esperada no horizonte analisado.

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. Os hidrelétricos, por exemplo, em geral, deixam parcela de sua energia comercializável como reserva (*hedge*) para fazer face aos riscos hidrológicos de seus contratos de venda de energia na modalidade por quantidade. Considerando este *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 afetos às regras e estratégias de comercialização de energia, constata-se que a utilização do balanço estático de garantia física como instrumento de avaliação do nível de contratação deve ser feita com cautela.

Para melhor avaliar a disponibilidade energética de cada subsistema, apresentam-se a seguir os balanços estáticos por região e por tipo de fonte, de forma a dar maior clareza às suas necessidades de importação ou dos seus potenciais de exportação.

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 nº258/2008, e os aperfeiçoamentos dos modelos de simulação empregados nos estudos.

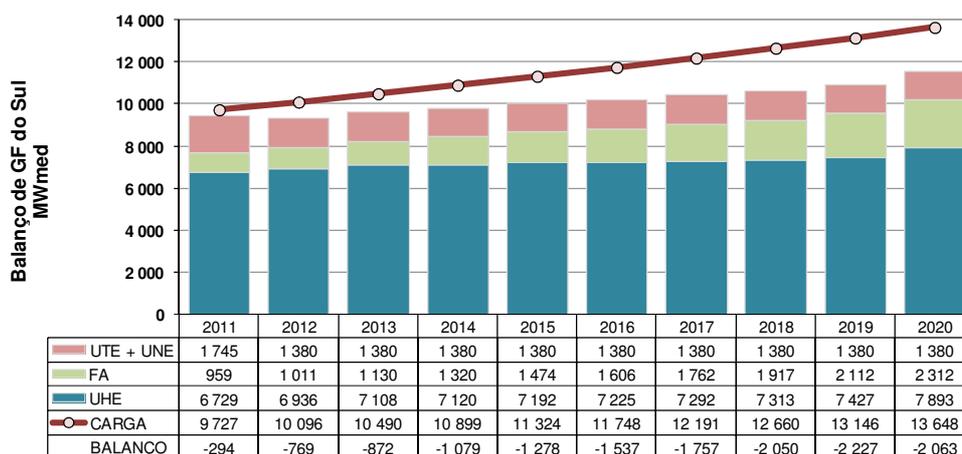
O Gráfico 32 apresenta o balanço das regiões Sudeste e Centro-Oeste, considerando, para fins deste exercício, a disponibilidade da usina hidrelétrica de Itaipu, correspondente à parte brasileira acrescida da estimativa da parcela importada do Paraguai. Observa-se que o crescimento da carga prevista para a região não é acompanhado pelo crescimento na oferta local suficiente para supri-la. Tal fato reflete a tendência da expansão da capacidade instalada em regiões mais distantes dos principais centros de carga.



FONTE: EPE.

Gráfico 32 – Balanço estático de garantia física – SE/CO

Situação semelhante se apresenta para a região Sul, conforme mostra o Gráfico 33.

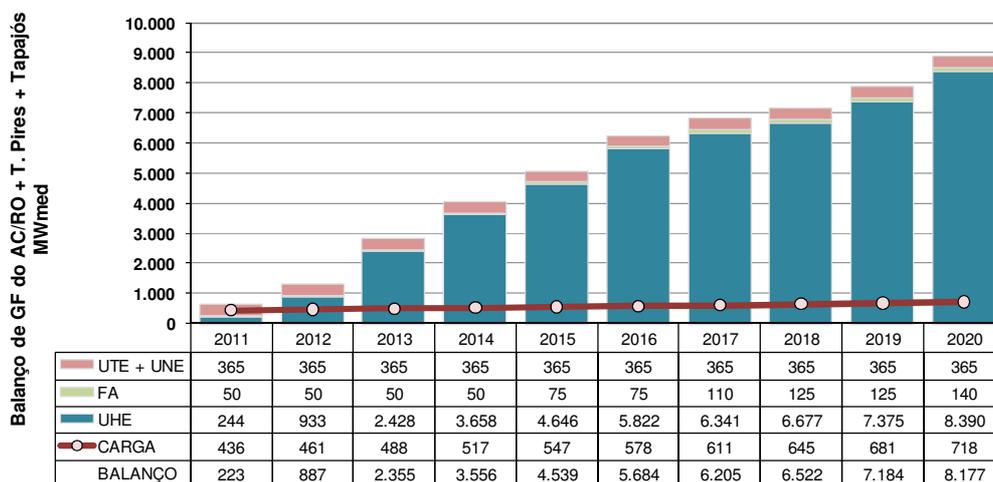


FONTE: EPE.

Gráfico 33 – Balanço estático de garantia física – S

Percebe-se, portanto, a necessidade de que as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul recebam energia de outras regiões a partir de 2012 e 2011, respectivamente. Como exemplo de fontes provedoras dessa energia, citam-se as usinas do rio Madeira, além das usinas das bacias dos rios Tapajós,

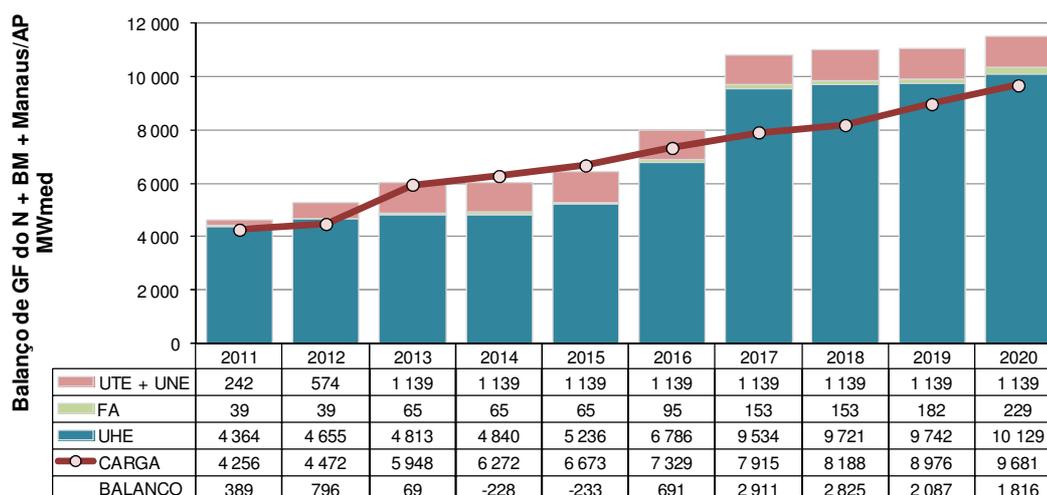
Jamanxim e Teles Pires, representadas nos subsistemas Acre/Rondônia e Teles Pires / Tapajós, respectivamente, consolidando a tendência de expansão por hidrelétricas mais distantes dos centros de carga. O Gráfico 34 ilustra o potencial de atendimento desta região, cujo excedente de energia a ser exportado no ano de 2020 atinge um patamar superior a 8.000 MWmed, que corresponde aproximadamente a 16% da carga de energia da região Sudeste/Centro-Oeste.



FORNTE: EPE.

Gráfico 34 – Balanço estático de garantia física – AC/RO + T.Pires + Tapajós

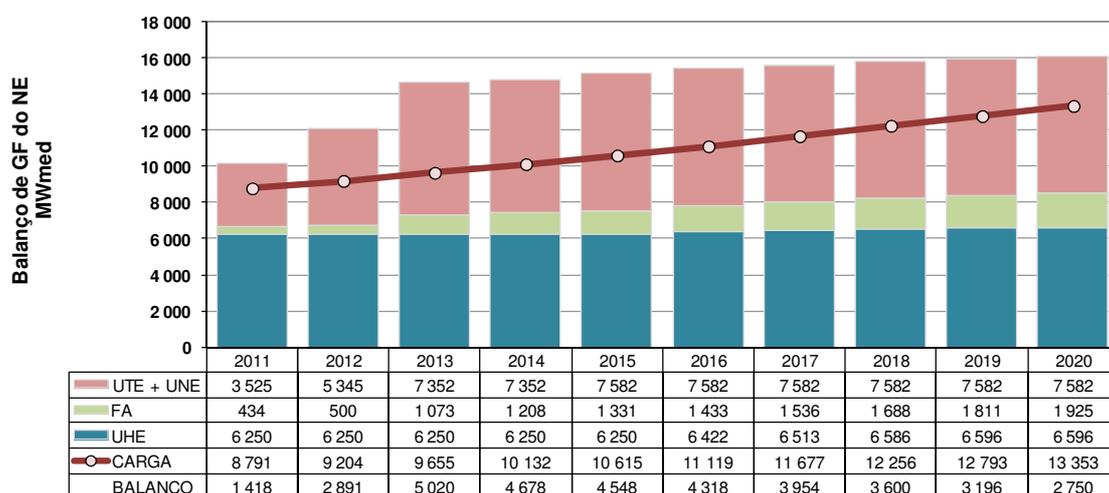
O Gráfico 35 apresenta o balanço da região Norte, considerando, para fins deste exercício, a disponibilidade da usina hidrelétrica de Belo Monte, bem como a carga e as usinas dos sistemas Manaus e Amapá, a partir de sua conexão ao SIN no início de 2013. Observa-se que a partir de 2016, quando da entrada em operação da UHE Belo Monte, há excedentes de energia consideráveis, passíveis de serem exportados para as demais regiões.



FORNTE: EPE.

Gráfico 35 – Balanço estático de garantia física – N

A seguir, apresenta-se o balanço para a região Nordeste no Gráfico 36. Esta região apresenta um balanço positivo, o que justifica os baixos níveis de risco de não atendimento à carga deste subsistema. Ressalta-se que parte desta sobreoferta é advinda dos resultados dos leilões dos últimos anos, constituída, de forma relevante, por usinas termelétricas e eólicas.



FORTE: EPE.

Gráfico 36 – Balanço estático de garantia física – NE

Cabe observar que as sobreofertas de garantia física de energia dos subsistemas, principalmente no Nordeste, indicam a necessidade de uma avaliação criteriosa da concretização da expansão da oferta nos demais subsistemas, frente ao escoamento de excedentes de energia da região Nordeste.

7. Expansão das Interligações

O recurso de expansão ou antecipação de ampliações das interligações elétricas previstas entre os subsistemas, esquematicamente mostradas no diagrama da Figura 3, foi considerado para o ajuste e definição da configuração eletroenergética do sistema, no horizonte de estudo deste Plano.

O Anexo IV apresenta os valores anuais previstos de expansão da transmissão, em MWmed, e as respectivas capacidades das linhas para as interligações entre as seguintes regiões: Sudeste/Centro-Oeste e Imperatriz; Norte e Imperatriz; Acre/Rondônia e Sudeste/Centro-Oeste; T. Pires/Tapajós e Sudeste/Centro-Oeste; Belo Monte e Norte; e Manaus/Amapá e Belo Monte⁴⁶. Além disso, são apresentados os limites de recebimento e fornecimento de energia das regiões Sul (composto pelas interligações SE/CO-S, Ivaiporã-S e Itaipu-S) e Nordeste (composto pelas interligações SE/CO-NE e Imperatriz-NE).

Restrições dinâmicas entre regiões eletricamente conectadas são consideradas separadamente e também apresentadas no Anexo IV com a denominação de agrupamentos de intercâmbio. As restrições de exportação da região SE/CO para as regiões N/NE, bem como o fornecimento e recebimento da região Nordeste, são representadas em MWmed para cada patamar de carga, sendo que o recebimento da região NE contempla ainda sua variação de acordo com o período - úmido ou seco.

As interligações entre as diferentes regiões do país deverão ser expandidas, principalmente, para integração dos novos aproveitamentos hidrelétricos localizados na região amazônica. A grande sazonalidade da produção destas hidrelétricas, associada à sua operação a fio d'água, exigirá um maior detalhamento da operação eletroenergética dos diferentes recursos disponíveis no sistema, em especial do parque termelétrico já contratado e das interligações entre as diferentes regiões do país.

A expansão da interligação no trecho entre Imperatriz e Sudeste/Centro-Oeste em 2014 foi motivada pela necessidade energética da região Sudeste, antecipando, desta forma, o aumento da capacidade de escoamento de energia do Norte, dada a entrada em operação da UHE Belo Monte em 2016 (casa de força principal).

A partir dos valores de limites de intercâmbios apresentados no Anexo IV, é possível destacar as antecipações e expansões de interligações ao longo do período de estudo, conforme mostrado, em grandes números, na Tabela 52. Além destas ampliações vale destacar o aumento da capacidade de recebimento do Sul em 2.300 MW, através de ampliações das interligações com o Sudeste/Centro-Oeste, Itaipu e Ivaiporã, entre os anos de 2013 e 2020. O limite de exportação do subsistema Teles Pires/Tapajós, que não possui carga própria, foi dimensionado de modo que este possa ter toda sua energia escoada para o Sudeste/Centro-Oeste.

⁴⁶ A interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, já licitada e prevista para jan/2013, foi representada nas simulações energéticas por dois trechos: Manaus/Amapá-Belo Monte e Belo Monte-Norte.

Tabela 52 – Principais expansões ou antecipação das interligações

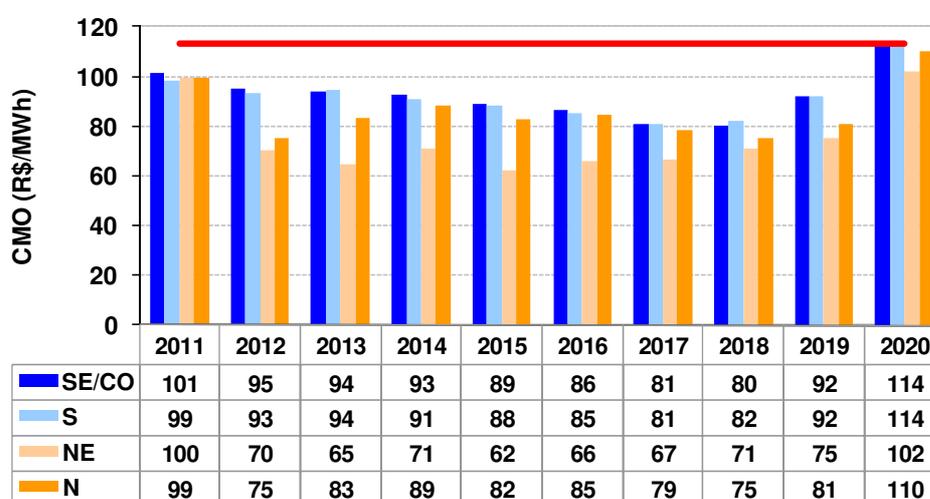
Ano	Interligação	Montante (MWmed)	Motivação
2011	Imp. Sul	1.240	Previsão de início da operação da LT Itaipu-Sul.
	Exp. Sul	660	
2013	AC/RO->SE/CO	2.810	Entrada do primeiro bipolo da transmissão licitada para escoamento da energia das usinas do rio Madeira.
	BM->Man/AP Man/AP->BM	2.700	Previsão de início da operação da LT Tucuruí-Macapá-Manaus.
	BM->N	2.700	
	N->BM		
	Imp. Sul	800	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
Exp. Sul	420		
2014	SE/CO->IMP IMP-> SE/CO	2.000	Aumento da interligação entre as regiões Norte e SE/CO para otimização energética. Esta ampliação corresponde à antecipação de reforços associados à integração ao SIN da UHE Belo Monte e de outras usinas contratadas nos leilões futuros.
	N->IMP IMP->N	2.000	
	AC/RO->SE/CO	3.150	Entrada do segundo bipolo da transmissão licitada para escoamento da energia das usinas do rio Madeira.
2015	TP->SE/CO	2.400	Previsão de entrada em operação de usinas hidrelétricas na bacia do rio Teles Pires.
2016	SE/CO->IMP IMP->SE/CO	2.000	Escoamento da energia da UHE Belo Monte ao longo do período de motorização da usina (entrada da 1ª máquina em mar/2016).
	N->IMP IMP->N	4.490	
	BM->N N->BM	2.700	
	Imp. Sul	600	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	600	
2017	BM->N N->BM	2.700	Escoamento da energia da UHE Belo Monte.
	TP->SE/CO	1.400	Motorização das usinas hidrelétricas na bacia do rio Teles Pires.
2018	BM->N N->BM	2.700	Escoamento da energia da UHE Belo Monte.
	N->IMP IMP->N	4.500	
2019	TP->SE/CO	2.300	Previsão de entrada em operação de usinas hidrelétricas na bacia dos rios Tapajós e Jamanxim.
	Imp. Sul	900	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	950	
2020	N->IMP	3.000	Escoamento do excedente de energia da região Norte para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, dada a previsão de início de operação de grandes usinas naquela região.
	IMP->N	1.300	
	SE/CO->IMP	1.300	
	IMP->SE/CO	3.000	
	NE->IMP	1.500	
	IMP->NE	3.500	

Além das expansões consideradas na simulação e, tendo em vista as sobras energéticas da região Nordeste destacadas no Gráfico 36, principalmente a partir de 2013, vislumbra-se a possibilidade de antecipação dos reforços na interligação entre as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, para permitir a ampliação da capacidade de exportação do Nordeste em uma eventual situação de estiagem extrema na região Sudeste/Centro-Oeste e/ou crescimento acentuado da demanda. Esse aspecto é também abordado no item do 2.3 Capítulo V – Transmissão de Energia Elétrica, com indicação das linhas de transmissão associadas a tais reforços (Figura 11).

8. Custos Marginais de Operação e Riscos de Déficit

Custos marginais de operação

O Gráfico 37 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, entretanto, em função do porte e motorização das usinas planejadas, os custos marginais médios anuais oscilam ao longo dos anos, podendo ficar bem abaixo do valor de CME de referência estabelecido para este Plano (113 R\$/MWh⁴⁷). 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.



FONTES: EPE.

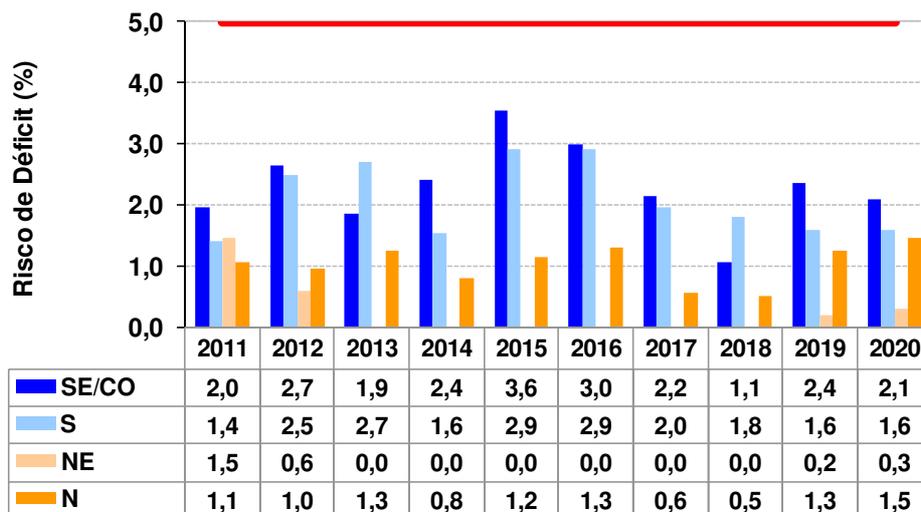
Gráfico 37 – Custo marginal de operação por subsistema (R\$/MWh)

Os CMO para os subsistemas Acre/Rondônia, Manaus/Amapá, 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.

Riscos de déficit

A probabilidade de ocorrência de déficits, associada à expansão da geração, que atende ao critério econômico de planejamento (CMO=CME), é apresentada abaixo. Em relação aos riscos de déficits, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, nota-se, pelo Gráfico 38, que o critério de segurança no abastecimento é atendido, uma vez que, com a expansão proposta neste estudo, a probabilidade de déficit é inferior a 5% em todas as regiões.

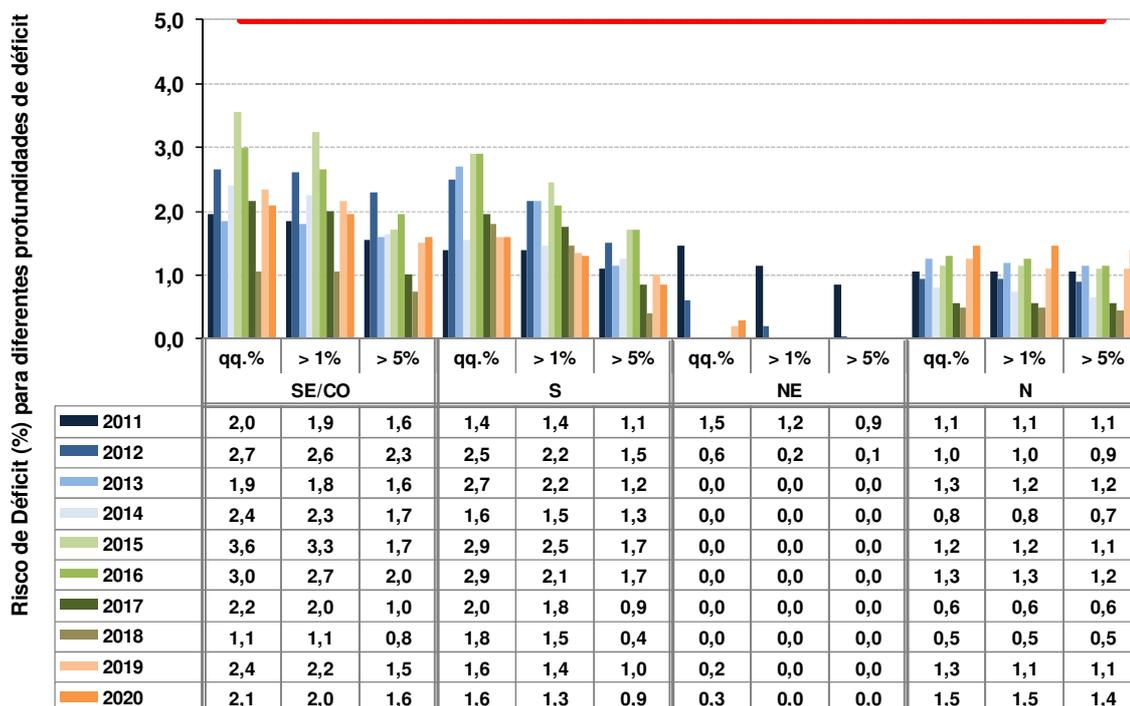
⁴⁷ Com tolerância de R\$ 3/MWh.



FONTE: EPE.

Gráfico 38 – Risco de déficit por subsistema (%)

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 39.



FONTE: EPE.

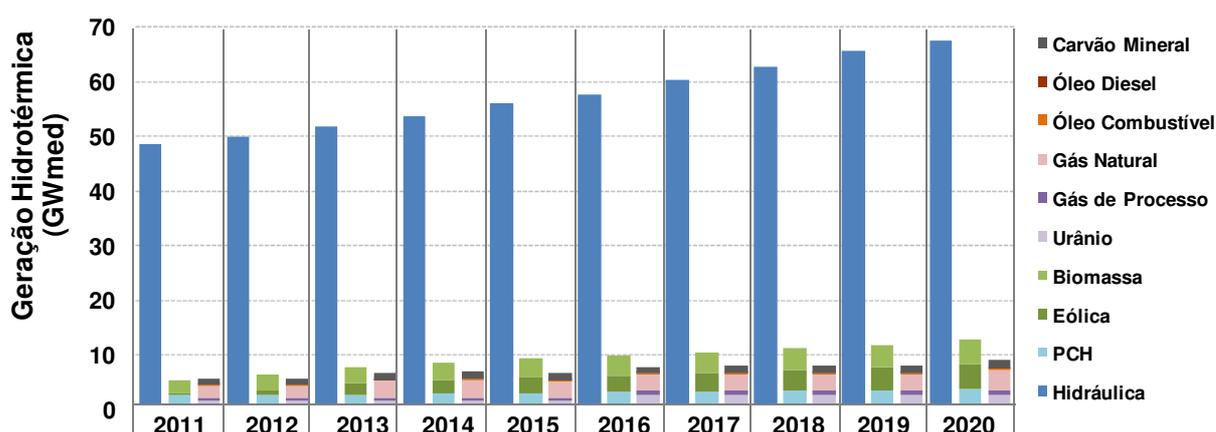
Gráfico 39 – Análise da profundidade do risco de déficit por subsistema (%)

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.

Os resultados da simulação apresentados, sinalizando baixos riscos de déficit ao longo de todo o horizonte do estudo, em sua maioria, com valores em torno de 2% nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, são consequência da capacidade térmica instalada, que corresponde a 15% da capacidade total instalada no final do horizonte. A carga de energia não suprida, à medida que há expansão de empreendimentos termelétricos, passa a ser atendida por geração proveniente desta fonte, por apresentar um custo sempre inferior. Como já citado anteriormente, o custo do déficit de energia é de R\$ 2.900,00/MWh, enquanto que o CVU da térmica mais cara do sistema é de R\$ 1.047,38/MWh.

Neste sentido, o subsistema Nordeste apresenta uma redução significativa do risco de déficit no ano de 2012, chegando a 0% em 2013. Esse comportamento, conforme mencionado acima, deve-se à contratação de termelétricas nos leilões de energia nova.

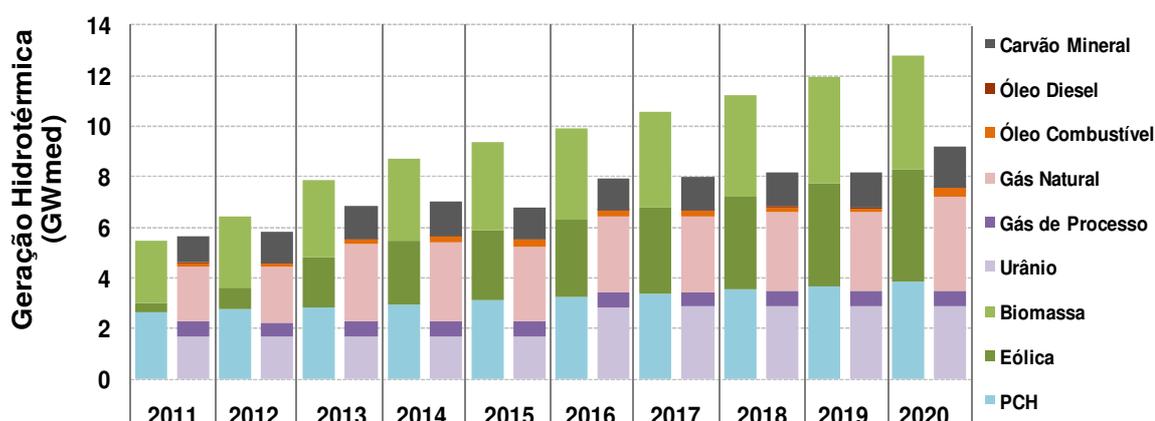
O despacho esperado dos recursos energéticos para atendimento a carga é ilustrado no Gráfico 40. Constata-se que, apesar da participação decrescente da capacidade instalada da fonte hidrelétrica – em 2020 é cerca de 10% inferior a 2010, conforme mostra o Gráfico 28 – esta ainda é predominante, responsável por atender a 76% da carga de energia elétrica do SIN.



FORNTE: EPE.

Gráfico 40 – Geração hidrotérmica - média dos 2.000 cenários hidrológicos (GWmed)

O Gráfico 41 reproduz, com mais detalhe, as informações referentes à geração termelétrica e das fontes alternativas apresentadas no gráfico anterior. Observa-se quanto à geração termelétrica, também ilustrada anteriormente no Gráfico 22, uma tendência de crescimento ao longo dos anos, sobretudo a geração a gás natural, evitando a queima de combustíveis mais caros, como óleo diesel, e déficits de energia. Ressalta-se, ainda, dada a priorização neste Plano por expansão através de fontes renováveis, o acentuado crescimento de geração eólica, que além de ser uma fonte limpa, apresenta grande parte do potencial ainda inexplorado no Brasil. Assim, ao longo dos anos, verifica-se a tendência de que a geração por fontes alternativas supere a geração termelétrica, incluindo a nuclear. A participação destas fontes alternativas no atendimento ao SIN passará de 9% em 2011 para 14% ao final do decênio.



FONTE: EPE.

Gráfico 41 – Geração térmica e de fontes alternativas (GWmed)

9. Atendimento à Demanda Máxima

Com a finalidade de avaliar as condições de atendimento à demanda máxima, é apresentado neste item o balanço de potência, considerando a configuração hidrotérmica deste PDE.

Esta avaliação foi realizada através de metodologia desenvolvida para incorporar pontos importantes das características físicas da operação do SIN. Algumas dessas características estão representadas de forma simplificada nas simulações energéticas da expansão da oferta de energia, mas são relevantes quando se deseja avaliar o atendimento à demanda máxima, conforme descrito a seguir.

O cálculo da potência máxima disponível foi feito de maneira distinta para as usinas hidrelétricas com reservatório, a fio d'água e termelétricas. Para as usinas com reservatório foi considerada a energia armazenada final, resultante da simulação da operação do sistema, para se obter a altura de queda líquida para cada cenário hidrológico simulado. Para um determinado volume (em %) do reservatório equivalente em cada subsistema, no mês, calcula-se o volume de cada reservatório (considerando a mesma porcentagem do subsistema) e seu nível de montante⁴⁸. Com isto, pode-se obter a queda líquida e, conseqüentemente, a máxima potência disponível. Para os subsistemas compostos 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 afluyente. 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 efetiva⁴⁹ da usina. No caso das termelétricas, a potência máxima é a própria potência disponível⁵⁰.

⁴⁸ Como se todos os reservatórios de um mesmo subsistema estivessem sendo operados (enchendo e esvaziando) em paralelo.

⁴⁹ É a potência instalada descontada das taxas de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP).

⁵⁰ É a potência instalada descontada do fator de capacidade máximo e das taxas de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP).

Os limites de transmissão considerados foram os limites para o patamar de carga pesada. Vale ressaltar que nesta metodologia não são considerados procedimentos operativos para evitar déficits, como reavaliação das capacidades de intercâmbio.

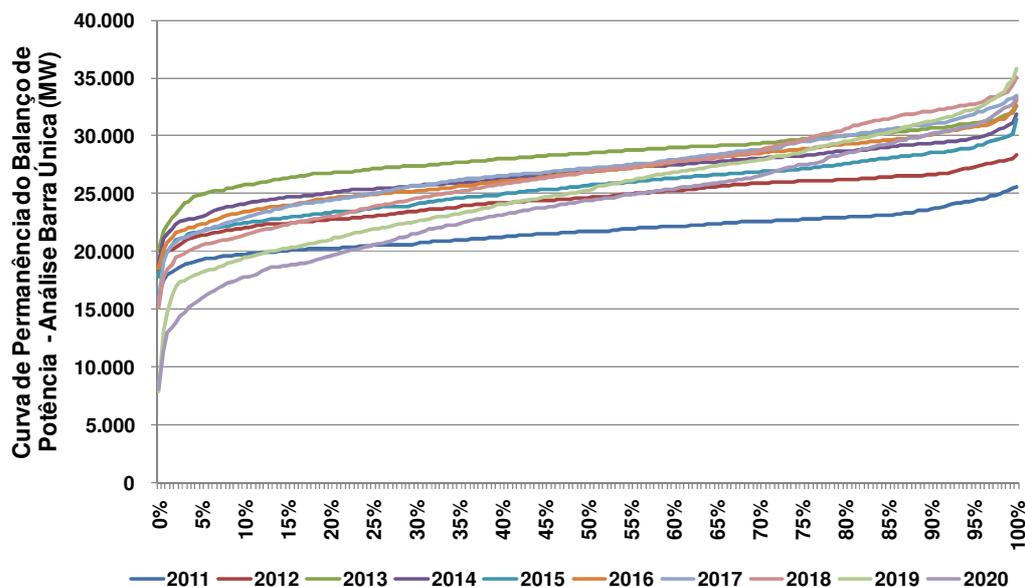
Embora na configuração deste Plano estejam representados nove subsistemas, a análise foi feita considerando uma agregação entre eles, de forma a se reduzir esse número para quatro regiões, tendo por base aqueles subsistemas onde se concentra a maior parte da carga do SIN, quais sejam: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Desta forma, devido as 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 foram incorporados ao subsistema Norte.

A análise do balanço de potência tem duas fases distintas. Na primeira, faz-se uma avaliação da disponibilidade de potência no sistema, onde não há limitação de intercâmbio entre regiões, comparando a demanda máxima instantânea coincidente do SIN com a potência total disponível através de um sistema barra única. Na segunda fase, o balanço é realizado em cada região, cuja demanda é o valor de sua demanda máxima instantânea. Em caso de não atendimento com recursos próprios em alguma região, verificam-se as possibilidades de intercâmbio em duas etapas. Na primeira etapa, verifica-se a disponibilidade de intercâmbio entre o par Sul e Sudeste/Centro-Oeste e, da mesma forma, entre o par Norte e Nordeste. Na segunda etapa, se ainda necessário, verifica-se a disponibilidade de intercâmbio entre os pares.

Para a configuração adotada neste Plano, foram realizados balanços de potência para todas as séries do histórico de vazões (de 1931 a 2008). No Gráfico 42 são apresentadas curvas de permanência dos balanços para o sistema barra única (fase 1 da metodologia), para os próximos dez anos. A oferta total de potência disponível se mantém, pelo menos, 7.900 MW maior que a demanda máxima coincidente do SIN durante todo o horizonte de estudo. A pior situação neste caso ocorre, para uma série de vazões afluentes, em outubro de 2019, onde a reserva de potência equivale a 7,5% desta demanda. Esta análise inicial mostra que, desconsiderando as restrições da rede de transmissão, o sistema teria disponibilidade de potência para atender à demanda máxima coincidente em todo o horizonte.

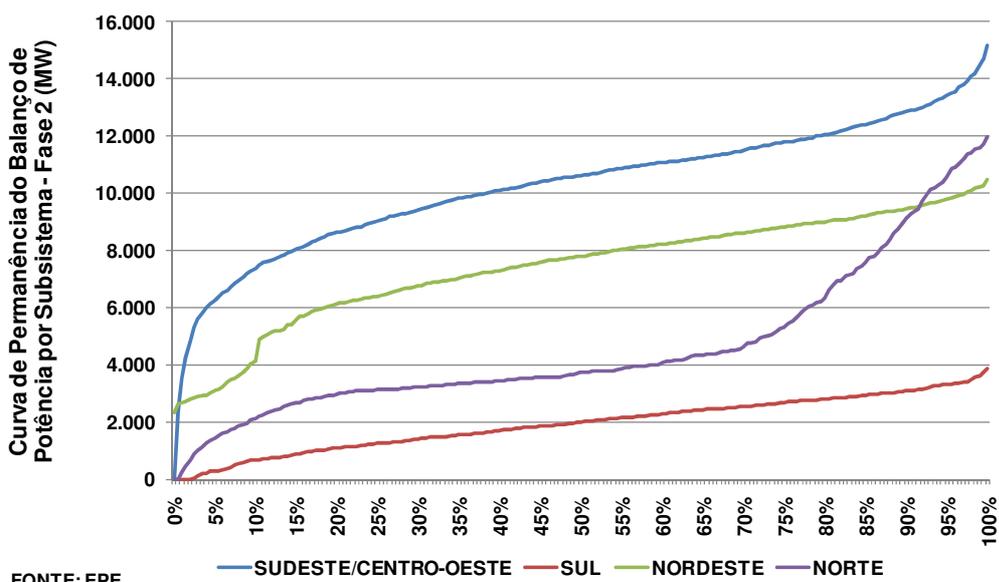
O Gráfico 43 apresenta as curvas de permanência dos balanços em cada região após todas as transferências de potência necessárias (fase 2), de acordo com a metodologia descrita. Nos últimos anos do horizonte deste Plano as necessidades de importação pelo Sul têm mostrado tendência de aumento, chegando a aproximadamente 5,5% dos períodos simulados em 2019 e 10,5% em 2020. Entretanto, o intercâmbio contribui para o atendimento a não mais que 5,8% da demanda do Sul nestes anos.

Por outro lado, as curvas das regiões Norte e Nordeste evidenciam suas características de exportadores de potência. Na região Nordeste o balanço é sempre positivo e superior a 2.300 MW. A maior parte deste montante se deve à grande disponibilidade termelétrica desta região e ao seu potencial de fontes alternativas, sobretudo a eólica. No subsistema Norte, os montantes para exportação podem ultrapassar 11.500 MW nos últimos anos do estudo, de acordo com a sazonalidade de geração dos projetos hidrelétricos na Amazônia.



FONTE: EPE.

Gráfico 42 – Curva de permanência do balanço de potência para o Sistema Barra Única



FONTE: EPE.

Gráfico 43 – Curva de permanência do balanço de potência por subsistema após transferência (Fase 2)

Como análise adicional, o balanço de ponta foi realizado considerando a demanda máxima instantânea com acréscimo de 5%. Nesta situação, não houve déficit para o sistema barra única em nenhuma das séries simuladas. Para a análise de cada região, após as transferências de potência, o Sudeste/Centro-Oeste não teve seu suprimento garantido em apenas dois cenários simulados (série de aflúncias de 1946 em out/19 e série de 1945, em set/20). A pior situação caracteriza-se por um balanço negativo em cerca de 2.300 MW, ocorrido em outubro de 2019, equivalente a 3,4% da demanda desta região.

Devido ao aumento de carga, a dependência de importação da região Sul para o atendimento a ponta se intensifica a partir de 2017 e, na pior situação analisada, 10,24% da sua demanda depende de intercâmbio para ser atendida.

Ainda neste cenário de mercado, as regiões Norte e Nordeste confirmam suas características de exportadores de potência, não apresentando balanços negativos em nenhuma situação, após todas as fases da metodologia, e contribuindo, quando necessário, para o suprimento das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Destaca-se que, para o caso de referência, não há a ocorrência de déficits nem mesmo considerando o pior cenário do histórico de vazões, considerando o intercâmbio de potência entre regiões. Para o caso com mercado acrescido em 5%, os déficits obtidos ocorrem apenas para os cenários mais críticos, e somente nos dois últimos anos do período. Adicionalmente, cabe destacar que nesta metodologia não são consideradas medidas operativas tradicionais que poderão vir a ser utilizadas em casos de cenários críticos.

Por fim, vale salientar que a situação da região Sul como importador de potência vem sendo analisada em conjunto com a avaliação das demais condições de atendimento (riscos de déficit, custos marginais de operação, balanço de garantia física).

10. Estimativa de Investimentos

A expansão em geração, no período 2011 a 2020, requer investimentos da ordem de R\$ 190 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\$ 100 bilhões, sendo 55% em hidrelétricas e 45% no conjunto de outras fontes renováveis (PCH + biomassa + eólica).

A Tabela 53 apresenta a composição do custo de investimento por tipo de fonte de geração.

Tabela 53 – Estimativa de investimentos em geração de energia

TIPO DE FONTE	Usinas contratadas e autorizadas		Usinas planejadas		TOTAL	
	Bilhões R\$	%	Bilhões R\$	%	Bilhões R\$	%
HIDRO	41,3	46%	54,8	55%	96,1	51%
TERMELÉTRICA	24,7	27%	0,0	0%	24,7	13%
- Nuclear	8,3	9%	0,0	0%	8,3	4%
- Gás natural	2,9	3%	0,0	0%	2,9	2%
- Carvão	3,2	4%	0,0	0%	3,2	2%
- Óleo combustível/diesel	10,3	11%	0,0	0%	10,3	5%
PCH + BIOMASSA + EÓLICA	24,7	27%	44,4	45%	69,1	36%
TOTAL	90,7	100%	99,2	100%	189,9	100%

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

Diagrama das Bacias do Amazonas e Tocantins-Araguaia

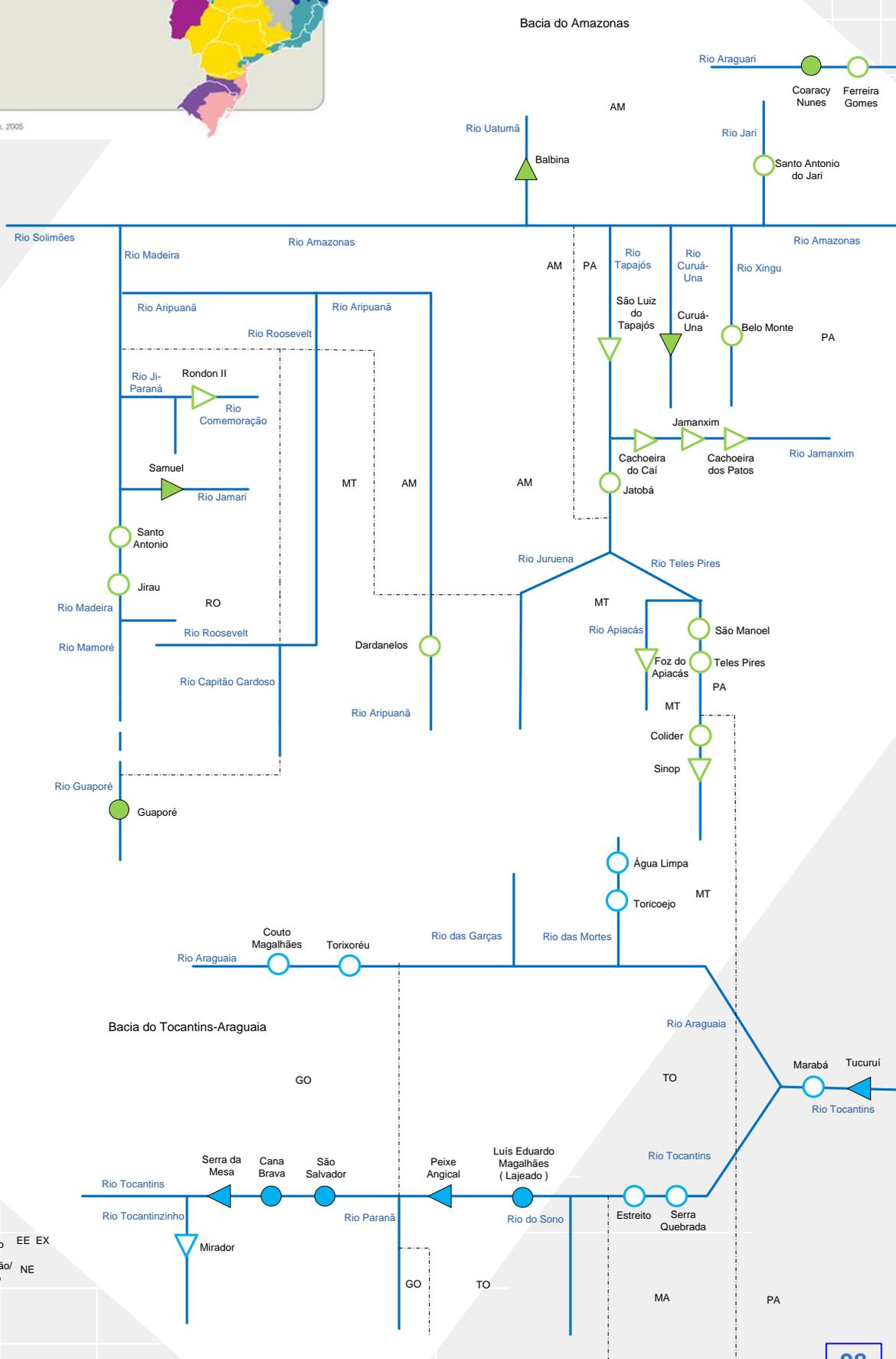


As 12 Regiões Hidrográficas Brasileiras

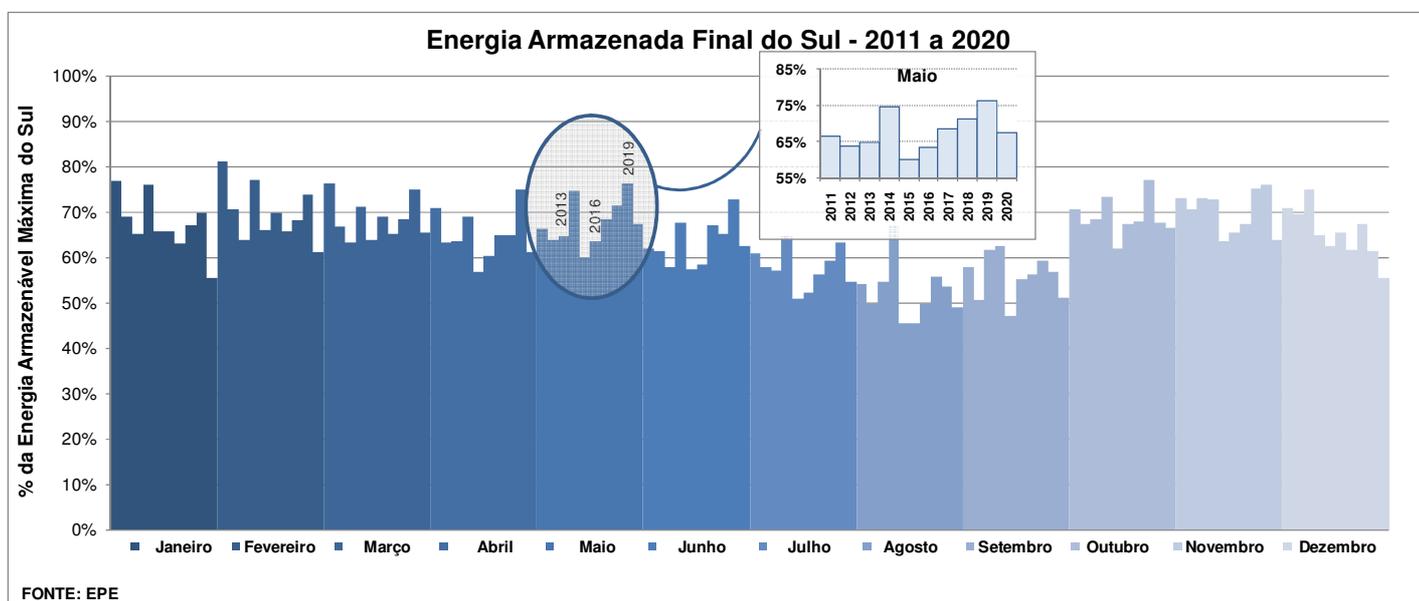
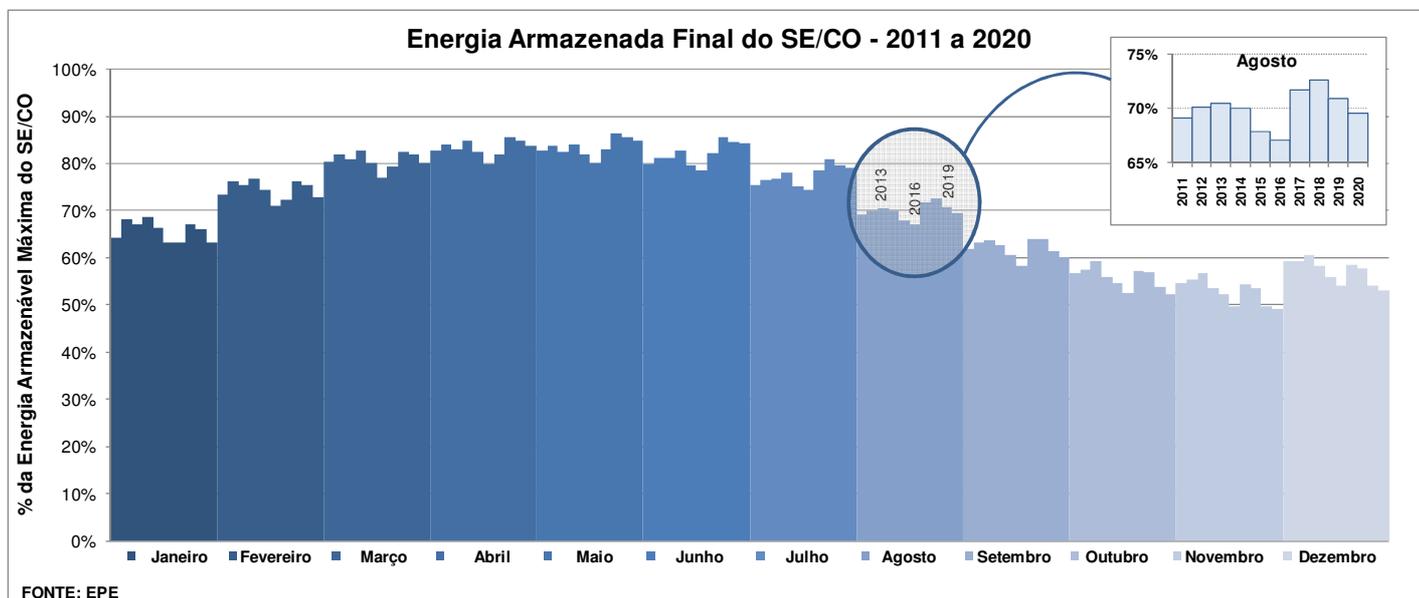
- Amazonas
- Tocantins-Araguaia
- Atlântico NE Ocidental
- Parnaíba
- Atlântico NE Oriental
- São Francisco
- Atlântico Leste
- Atlântico Sudeste
- Paraná
- Paraguai
- Uruguai
- Atlântico Sul



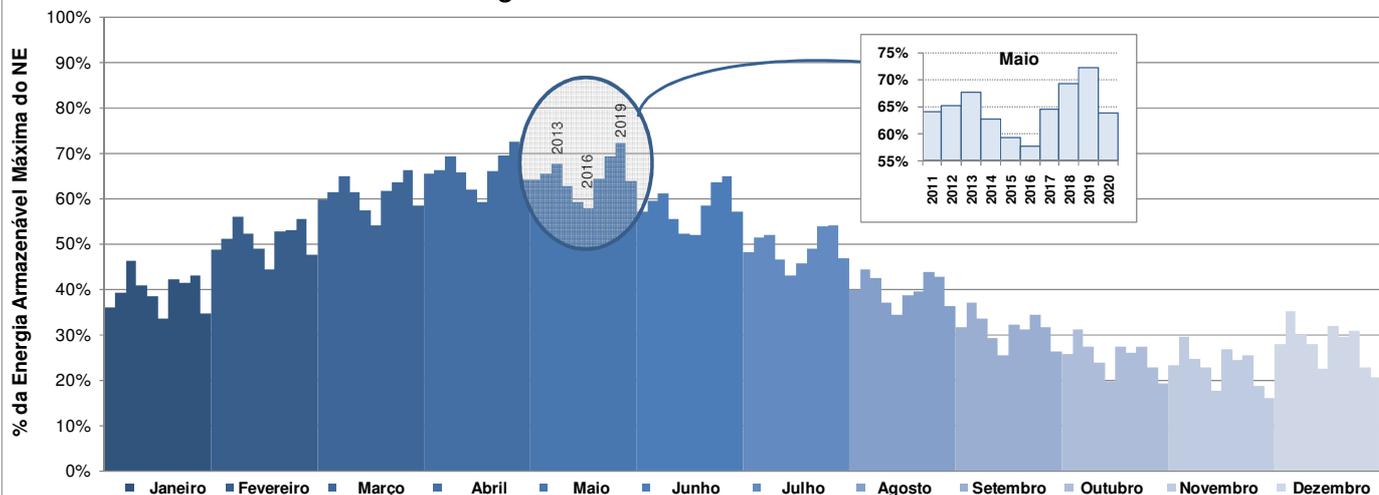
Fonte: ANA - Agência Nacional das Águas, 2005



**CAP. III - ANEXO II
ENERGIA ARMAZENÁVEL FINAL**

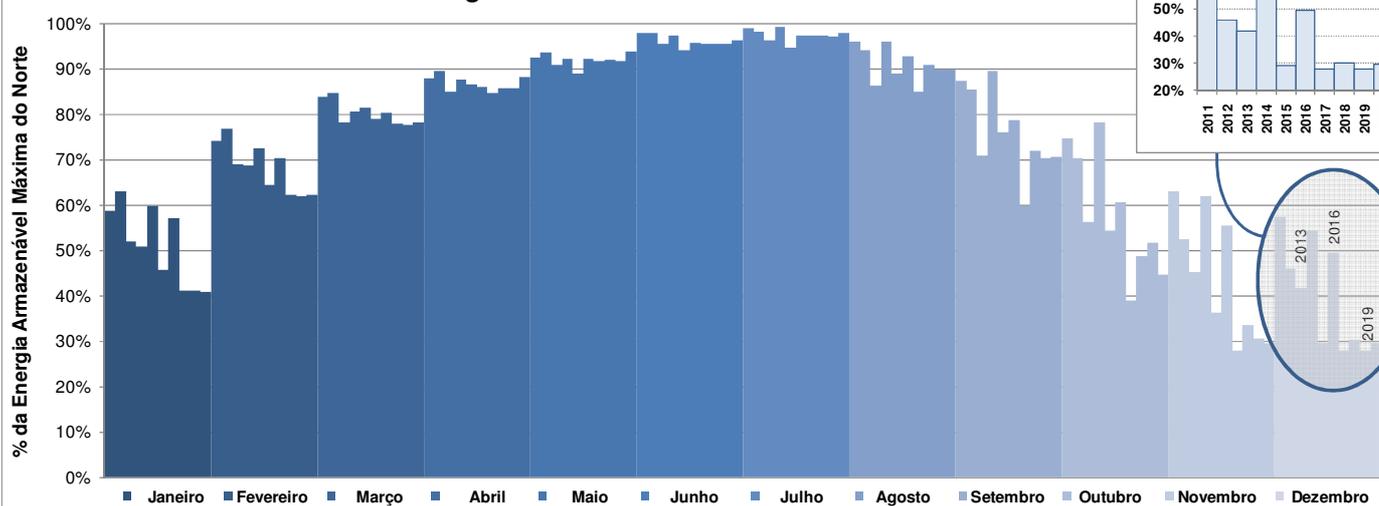


Energia Armazenada Final do NE - 2011 a 2020



FONTE: EPE.

Energia Armazenada Final do Norte - 2011 a 2020



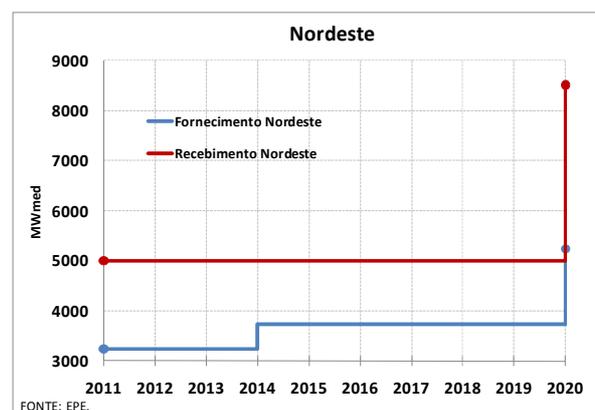
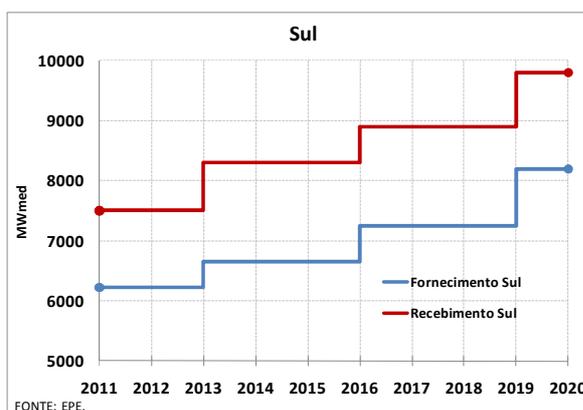
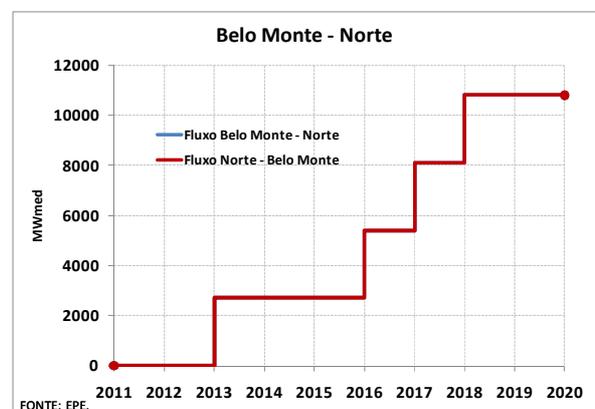
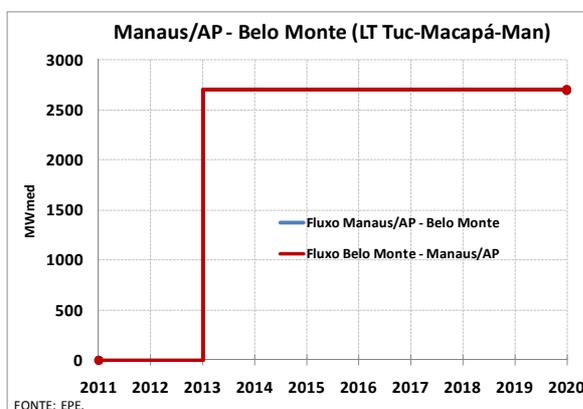
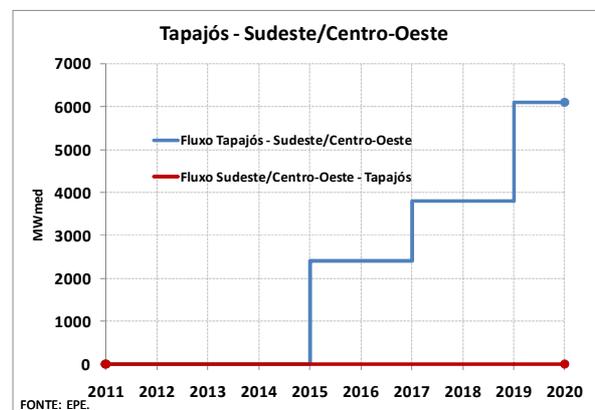
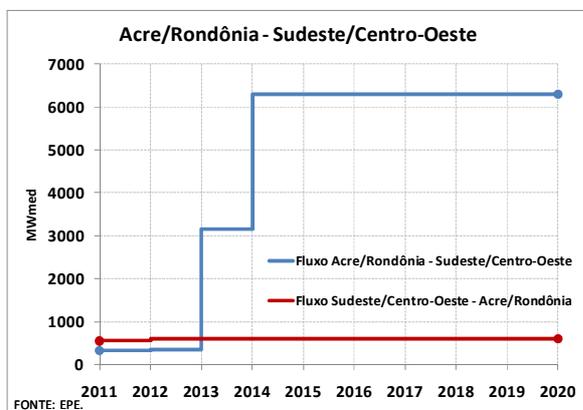
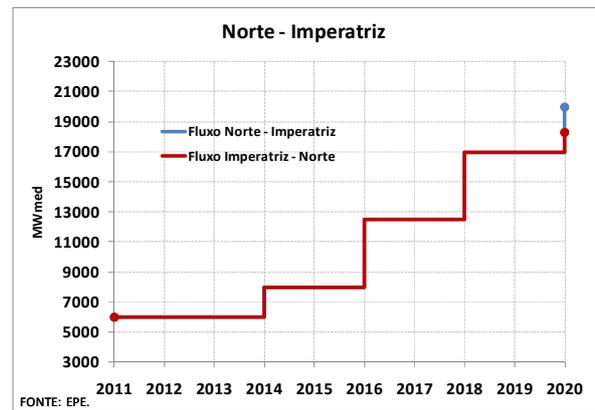
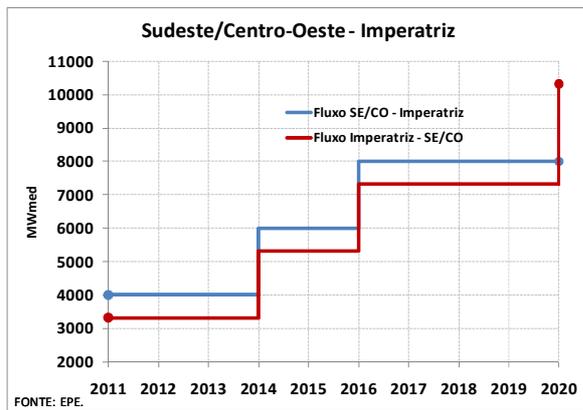
FONTE: EPE.

CAP. III - ANEXO IV

PARTE 1: EXPANSÃO DAS CAPACIDADES DAS INTERLIGAÇÕES ENTRE OS SUBSISTEMAS (MWmed)

	SE/CO - SUL		SUL - SE/CO		ITAIPU - IVAIPORÃ		IVAIPORÃ - SE/CO	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2011	28	3.610	466	2.992		6.300		6.800
2012		3.610		2.992		6.300		6.800
2013	301	3.911	293	3.285		6.300		6.800
2014		3.911		3.285		6.300		6.800
2015		3.911		3.285		6.300		6.800
2016	299	4.210	390	3.675		6.300		6.800
2017		4.210		3.675		6.300		6.800
2018		4.210		3.675		6.300		6.800
2019	450	4.660	610	4.285		6.300		6.800
2020		4.660		4.285		6.300		6.800
	ITAIPU - SE/CO		ITAIPU - SUL		SUL - IVAIPORÃ		IVAIPORÃ - SUL	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2011		5.500	1.890	1.890	-32	3.007	-676	2.000
2012		5.500		1.890		3.007		2.000
2013		5.500	200	2.090	110	3.117	300	2.300
2014		5.500		2.090		3.117		2.300
2015		5.500		2.090		3.117		2.300
2016		5.500	100	2.190	172	3.289	200	2.500
2017		5.500		2.190		3.289		2.500
2018		5.500		2.190		3.289		2.500
2019		5.500	150	2.340	278	3.567	300	2.800
2020		5.500		2.340		3.567		2.800
	SE/CO - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - SE/CO		NORDESTE - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - NORDESTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2011		4.000		3.319	810	2.639	900	4.006
2012		4.000		3.319		2.639		4.006
2013		4.000		3.319		2.639		4.006
2014	2.000	6.000	2.000	5.319	498	3.137		4.006
2015		6.000		5.319		3.137		4.006
2016	2.000	8.000	2.000	7.319		3.137		4.006
2017		8.000		7.319		3.137		4.006
2018		8.000		7.319		3.137		4.006
2019		8.000		7.319		3.137		4.006
2020	1.300	9.300	3.000	10.319	1.500	4.637	3.508	7.514
	SE/CO - NORDESTE		NORDESTE - SE/CO		NORTE - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - NORTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2011	50	1.000	100	600		5.980		5.980
2012		1.000		600		5.980		5.980
2013		1.000		600		5.980		5.980
2014		1.000		600	2.000	7.980	2.000	7.980
2015		1.000		600		7.980		7.980
2016		1.000		600	4.490	12.470	4.490	12.470
2017		1.000		600		12.470		12.470
2018		1.000		600	4.500	16.970	4.500	16.970
2019		1.000		600		16.970		16.970
2020		1.000		600	3.000	19.970	1.300	18.270
	AC/RO - SE/CO		SE/CO - AC/RO		BELO MONTE - MAN/AP		MAN/AP - BELO MONTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2011	257	324	342	552				
2012	18	342	48	600				
2013	2.808	3.150		600	2.700	2.700	2.700	2.700
2014	3.150	6.300		600		2.700		2.700
2015		6.300		600		2.700		2.700
2016		6.300		600		2.700		2.700
2017		6.300		600		2.700		2.700
2018		6.300		600		2.700		2.700
2019		6.300		600		2.700		2.700
2020		6.300		600		2.700		2.700
	BELO MONTE - N		N - BELO MONTE		TP - SE/CO		SUL - ITAIPU	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2011							226	226
2012								226
2013	2.700	2.700	2.700	2.700			19	245
2014		2.700		2.700				245
2015		2.700		2.700	2.400	2.400		245
2016	2.700	5.400	2.700	5.400		2.400	41	286
2017	2.700	8.100	2.700	8.100	1.400	3.800		286
2018	2.700	10.800	2.700	10.800		3.800		286
2019		10.800		10.800	2.300	6.100	59	345
2020		10.800		10.800		6.100		345

Fonte: Elaboração EPE



CAP. III - ANEXO IV

PARTE 2: AGRUPAMENTO DE INTERCÂMBIOS (MWmed)

	Recebimento NE - Carga Pesada				Recebimento NE - Carga Média				Recebimento NE - Carga Leve			
	Período Úmido		Período Seco		Período Úmido		Período Seco		Período Úmido		Período Seco	
	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total
2011	1 100	5 200	600	4 200	900	4 900	600	4 200	1 250	4 800	600	4 200
2012		5 200		4 200		4 900		4 200		4 800		4 200
2013		5 200		4 400		4 900		4 200	100	4 900		4 200
2014		5 200		4 400		4 900		4 200		4 900		4 200
2015		5 200		4 400		4 900		4 200		4 900		4 200
2016		5 200		4 400		4 900		4 200		4 900		4 200
2017		5 200		4 400		4 900		4 200		4 900		4 200
2018		5 200		4 400		4 900		4 200		4 900		4 200
2019		5 200		4 400		4 900		4 200		4 900		4 200
2020	3 500	8 700	2 300	6 700	3 800	8 700	2 500	6 700	3 300	8 200	2 500	6 700

	Exportação SE/CO - N/NE						Exportação NE					
	Carga Pesada		Carga Média		Carga Leve		Carga Pesada		Carga Média		Carga Leve	
	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total
2011	600	4 200	600	4 200	600	4 200	1 450	2 750	1 300	1 800	1 000	3 100
2012		4 200		4 200		4 200	950	3 700	1 200	3 000	1 400	4 500
2013		4 200		4 200		4 200		3 700		3 000		4 500
2014	2 000	6 200	2 000	6 200	2 000	6 200	500	4 200	500	3 500	500	5 000
2015		6 200		6 200		6 200		4 200		3 500		5 000
2016	2 000	8 200	2 000	8 200	2 000	8 200		4 200		3 500		5 000
2017		8 200		8 200		8 200		4 200		3 500		5 000
2018		8 200		8 200		8 200		4 200		3 500		5 000
2019		8 200		8 200		8 200		4 200		3 500		5 000
2020	1 300	9 500	1 300	9 500	1 300	9 500	1 500	5 700	1 500	5 000	1 500	6 500

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 2011-2020. 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) de apoio à EPE, sob a coordenação desta empresa, contando 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 transmissão deve ser estabelecida de forma robusta o suficiente para 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.

Além do atendimento ao mercado, a transmissão desempenha, ainda, o importante e relevante papel de interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a promoção de um processo de 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, através de simulações de fluxos de potência em condição normal e na contingência não simultânea dos elementos da rede.

O diagnóstico elaborado para a rede elétrica leva a um conjunto de estudos complementares de transmissão, executados paralelamente ou em sequência aos estudos do Plano Decenal, que realimentam o processo de planejamento, servindo de insumos para o próximo ciclo, 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 dos equipamentos e sua influência na definição da topologia das alternativas de transmissão;
- Evolução das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST);
- Estudos específicos de integração de empreendimentos de geração mais relevantes ou de suprimento de pontos específicos do sistema.

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

Crítérios e Procedimentos dos Estudos

As análises desenvolvidas seguem os critérios de desempenho usuais de planejamento [33], sendo a avaliação das alternativas conduzida sob o 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

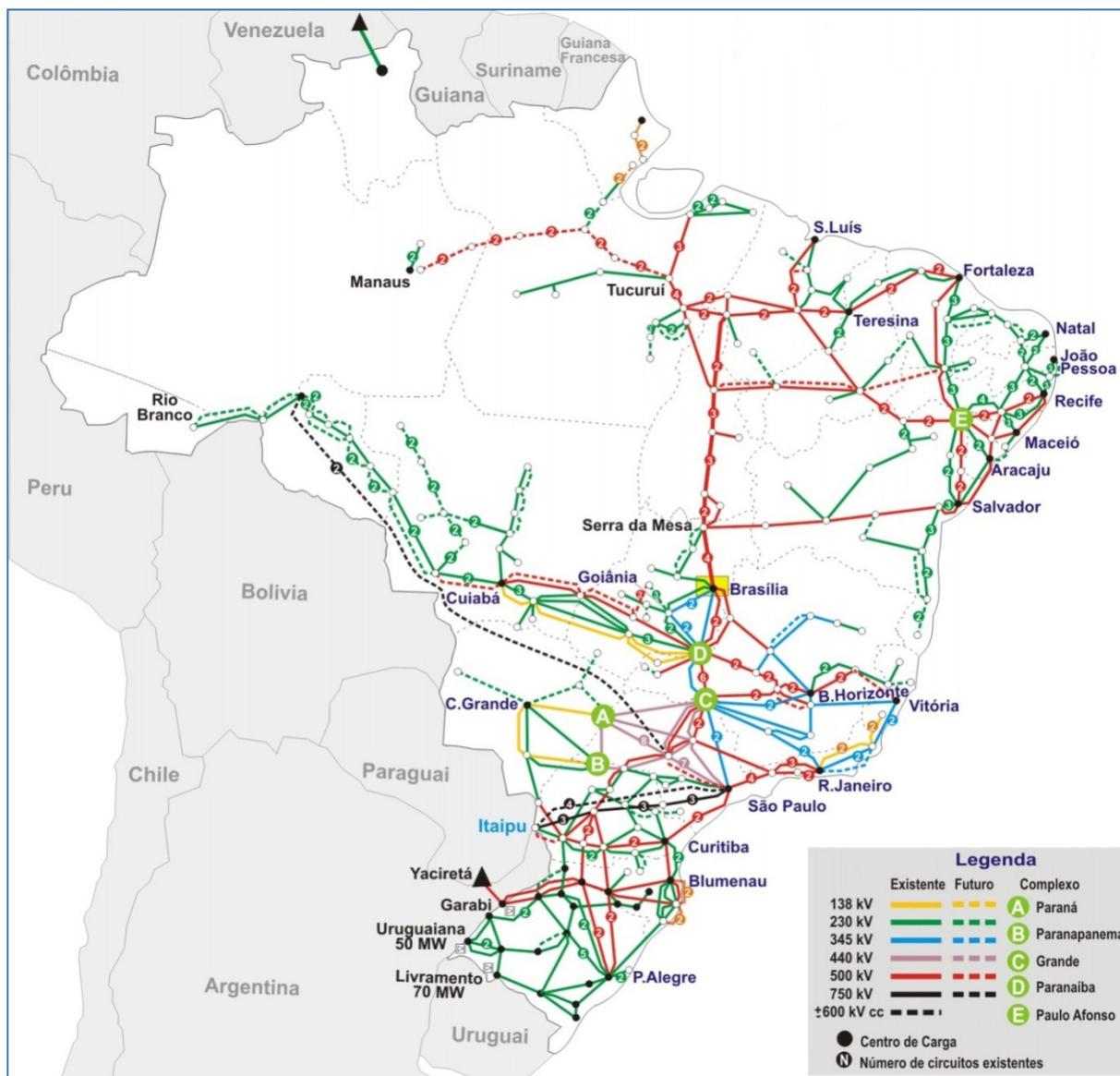
2.1 Configuração inicial

O Sistema Interligado Nacional – SIN, devido à sua extensão territorial e à presença de um parque gerador predominantemente hidráulico, 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 compreende as tensões de 230 kV a 750 kV, tendo como principais funções:

- Transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;
- Integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade à rede;
- Interligação entre as bacias hidráulicas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar o uso da água; e
- Integração energética com os países vizinhos como forma de otimizar os recursos e aumentar a confiabilidade do sistema.

A Figura 4 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano de 2010 indicando também algumas instalações a serem implantadas no futuro próximo (2011/2013).



Fonte: ONS

Figura 4 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional

2.2 Expansão do SIN e integração de novas fontes

A base de dados referente à topologia da rede foi atualizada a partir dos dados do ciclo passado, com inclusão das informações pertinentes resultantes dos Estudos Especiais da Transmissão, dos empreendimentos consolidados no Programa de Expansão da Transmissão - PET e das atualizações das redes das empresas referentes à suas áreas de atuação.

As referências [34] a [98] indicam o conjunto de estudos específicos realizados pelos GETs e coordenados pela EPE nos anos de 2009 e 2010, os quais serviram de subsídio para o estabelecimento da configuração de referência do sistema interligado.

Além dessas atualizações foram consideradas, principalmente para os anos finais do período decenal, obras referenciais de integração das grandes usinas e das consequentes ampliações de interligações. Cita-se, em particular, as instalações associadas ao AHE Belo Monte e às usinas dos rios Teles Pires e Tapajós.

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.

Estudos anteriores indicavam a conexão do AHE Belo Monte à Rede Básica através de dois circuitos de 751 km, em 750 kV, para a SE Colinas, além de um aumento da capacidade de intercâmbio entre Colinas e a região Sudeste de cerca de 7.000 MW. Observa-se, entretanto, que os estudos mencionados foram realizados antes da concepção da subestação em 500 kV Xingu (integrante do sistema Tucuruí-Manaus-Macapá, licitado em junho/2008), situada a aproximadamente 17 km da usina, que passa a ser o ponto de conexão, envolvendo circuitos mais curtos e na tensão de 500 kV, o que levou a uma reavaliação dos estudos anteriores. Tal reavaliação está em andamento, no âmbito de um grupo de trabalho estabelecido pelo MME.

Para os estudos eletroenergéticos deste ciclo de planejamento, considerou-se a usina de Belo Monte constituindo um novo subsistema, conectado ao subsistema Norte, resultando daqueles estudos os requisitos de ampliações da capacidade de intercâmbio entre este último e as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

A Figura 5 apresenta a conexão do AHE Belo Monte, para o desenvolvimento dos estudos de expansão da transmissão que determinarão os reforços no sistema Norte decorrentes da implantação da AHE no horizonte 2019. A entrada desses reforços ocorrerá de forma compatível com a motorização das unidades geradoras de Belo Monte.

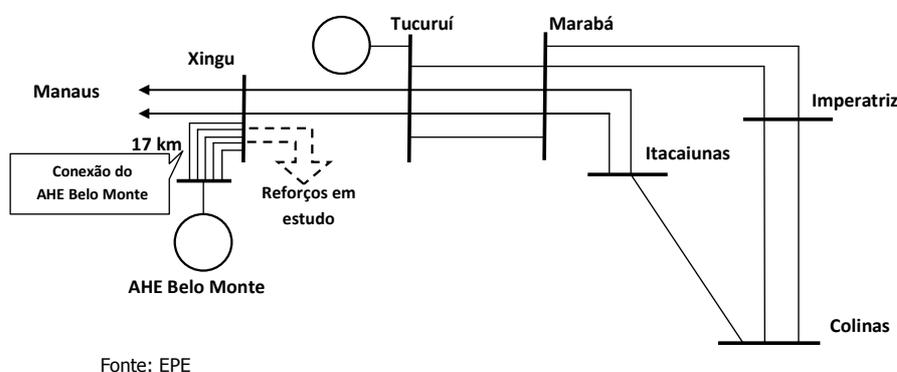


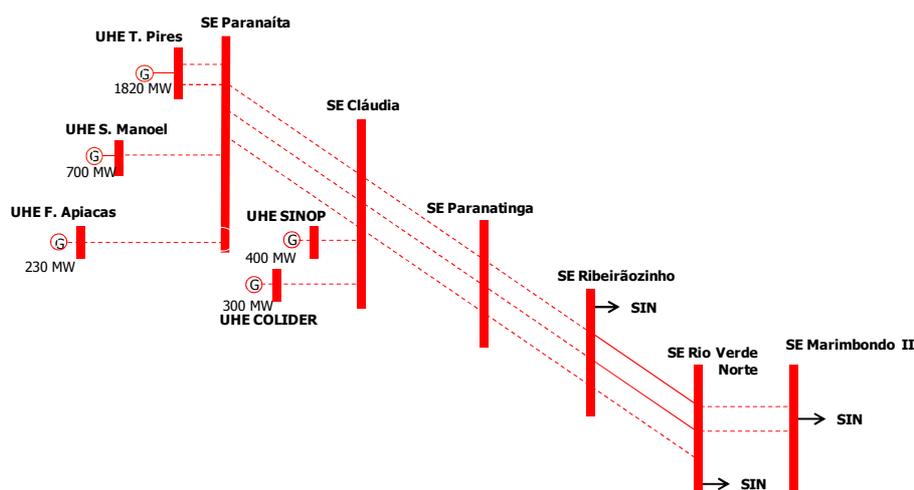
Figura 5 – Conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu⁵¹

Entretanto, antecipa-se que será necessária a ampliação das capacidades das interligações Norte-Sudeste/Centro-Oeste e Norte-Nordeste para assegurar o requisito indicado pelas análises energéticas 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 sendo avaliados em Grupo de Trabalho coordenado pela EPE.

Conexão das usinas da bacia do Teles Pires

⁵¹ 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.

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 estão sendo realizados pela EPE. Nos estudos desenvolvidos no âmbito deste Plano Decenal de Expansão da Transmissão consideraram-se, a título de referência, os sistemas de transmissão indicados na Figura 6.



Fonte: EPE

Figura 6 – Conexão preliminar das usinas do Rio Teles Pires

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 2020 é referencial e consta do conjunto de alternativas cujo desempenho estão em análise no âmbito da EPE.

Bioeletricidade e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) – Adequação e expansão do SIN

A bioeletricidade apresenta uma importância estratégica para o país, uma vez que o período de safra da biomassa normalmente coincide com períodos de baixa hidraulicidade na região sudeste, o que contribui para a uniformização da oferta de energia ao longo do ano.

A exploração desse potencial também traz benefícios para o meio ambiente por se tratar de uma fonte de energia renovável, com tecnologia dominada, e que pode ser disponibilizada em prazos relativamente curtos, com equipamentos fabricados no Brasil.

Tanto as termelétricas a biomassa como as pequenas centrais hidrelétricas possuem uma atratividade fundamentada, principalmente, nas suas características de menor volume de investimentos, prazo de maturação mais curto e tratamento diferenciado por parte da regulamentação vigente.

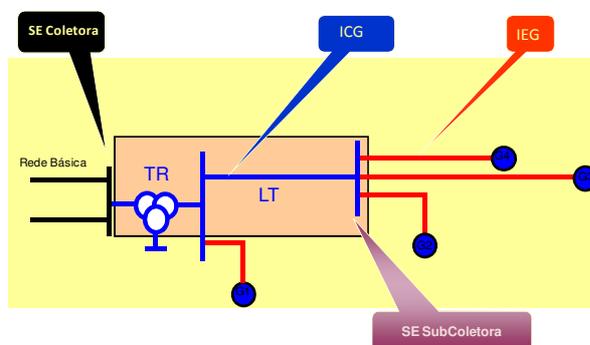
As concessionárias de distribuição vêm registrando um número muito grande de solicitações de acesso referentes a esses empreendimentos. Contudo, o sistema de distribuição/transmissão existente nas regiões muitas vezes não comporta o escoamento dos montantes envolvidos.

Desta forma, a EPE com a cooperação de empresas do setor desenvolveu vários estudos objetivando definir os reforços do sistema de transmissão dos estados de Mato Grosso do Sul, Goiás, Minas e São Paulo com ênfase no escoamento do potencial hídrico e térmico previsto para a região. Ressalta-se que esses estudos buscam soluções que assegurem o mínimo custo global para a sociedade e, ao mesmo tempo, viabilizem os empreendimentos. Assim, foram criados os conceitos de ICG - Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada e IEG – Instalação de Interesse Exclusivo e Caráter Individual, associados às subestações coletoras e subcoletoras, para o acesso à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN de centrais de geração a partir de fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas - PCHs.

ICGs e IEGs⁵²

O instituto que define a ICG foi estabelecido pelo Decreto nº 6.460, de 19 de maio de 2008, sendo regulado, posteriormente, com os critérios para classificação de Instalação de transmissão como de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG pela Resolução Normativa da ANEEL nº 320, de 10 de junho de 2008.

A SE Coletora e as ICGs associadas estão vinculadas ao acesso pelas usinas geradoras cujas fontes são, exclusivamente, biomassa, eólica e pequenas centrais hidrelétricas, em caráter compartilhado à Rede Básica; ou, de um conjunto de SEs Subcoletoras, instalações de transmissão não-integrantes à Rede Básica e que se destinam à conexão de centrais de geração em caráter compartilhado, isto é a, ICG. Dentre estas instalações, outro conceito estabelecido se refere à instalação de transmissão de Interesse exclusivo e Caráter Individual (denominado como IEG), conforme mostra a Figura 7.



Fonte: EPE

Figura 7 – Diagrama de ICG, IEG, SE Coletora e SE Subcoletora

Integração das Usinas Eólicas ao SIN

Diante da decisão do MME de iniciar o processo do Leilão para Contratação de Energia de Reserva, específico para contratação de energia elétrica proveniente de fonte eólica, o primeiro foi realizado em 2009, a EPE elaborou estudos de dimensionamento da Rede Básica e das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG, visando a integração destas novas fontes de energia bem como a obtenção dos custos desses investimentos, que serviram de base para os cálculos de encargos e tarifas.

⁵² A sigla IEG não está expressa no Decreto nº 6.460 e na Resolução Normativa da ANEEL nº 320. O parágrafo 2º do artigo 2º dessa Resolução faz menção a instalações de transmissão de interesse exclusivo e caráter individual de centrais de geração com mesmo nível de tensão das ICGs, porém sem denominá-las como IEGs. Ocorre, portanto, que a sigla IEG vem sendo utilizada de maneira informal para se fazer alusão a tais instalações.

O montante total de capacidade instalada nas Centrais de Geração Eólica - CGE cadastradas na EPE para este leilão foi de cerca de 13.000 MW distribuídos em 441 empreendimentos. Estas CGEs apresentam-se em maior quantidade nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Rio Grande do Sul, Bahia, Paraná e Piauí.

As análises desenvolvidas pela EPE apontaram, com base na localização georeferenciadas das CGEs, a possibilidade de implantação de 32 subcoletoras e 28 coletoras. Após a realização do leilão, ocorrido em dezembro de 2009, com a contratação de cerca de 1.800 MW distribuídos em 71 empreendimentos, sendo a maioria dos projetos concentrados na região Nordeste, com destaque para Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, a EPE realizou estudos mais detalhados, inclusive com uma primeira visão das análises socioambientais, com o objetivo de preparar a documentação da Chamada Pública. Foram, então, definidas 6 coletoras: 3 no Ceará, 2 no Rio Grande do Norte e 1 na Bahia.

Com a Chamada Pública, caracterizada pelos aportes das garantias, alguns daqueles empreendedores aptos a compartilhar as ICGs estabelecidas optaram por soluções diferentes por motivos técnicos e/ou econômicos, finalizando este processo com a indicação de 3 coletoras, uma para cada um dos estados.

Nos leilões de 2010, Leilões para Contratação de Energia Reserva e Fontes Alternativas - 2010, em que se cadastraram 517 empreendimentos com 15.774 MW distribuídos em 18 estados, as maiores concentrações se verificam nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Rio Grande do Sul, Bahia e São Paulo.

Os estudos iniciais que visam à integração dessas novas fontes de energia bem como a obtenção dos custos desses investimentos, que servem de base para os cálculos de encargos e tarifas, subsidiaram os Leilões de Fontes Alternativas de Energia Elétrica de 2010 (A-3 e Reserva), realizado em agosto de 2010 com a contratação de 2.892,2 MW de potência instalada, distribuídos em 70 centrais eólicas, 12 termelétricas à biomassa e 7 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

A próxima etapa do processo, a Chamada Pública, está em fase de elaboração do edital para sua realização. O relatório da EPE com as informações que subsidiam a Chamada Pública já foi concluído com a indicação de 6 coletoras.

Na sequência, será realizado o estudo final mais detalhado considerando as eólicas que atenderem a Chamada Pública, que recomendará as coletoras que irão a leilão de transmissão.

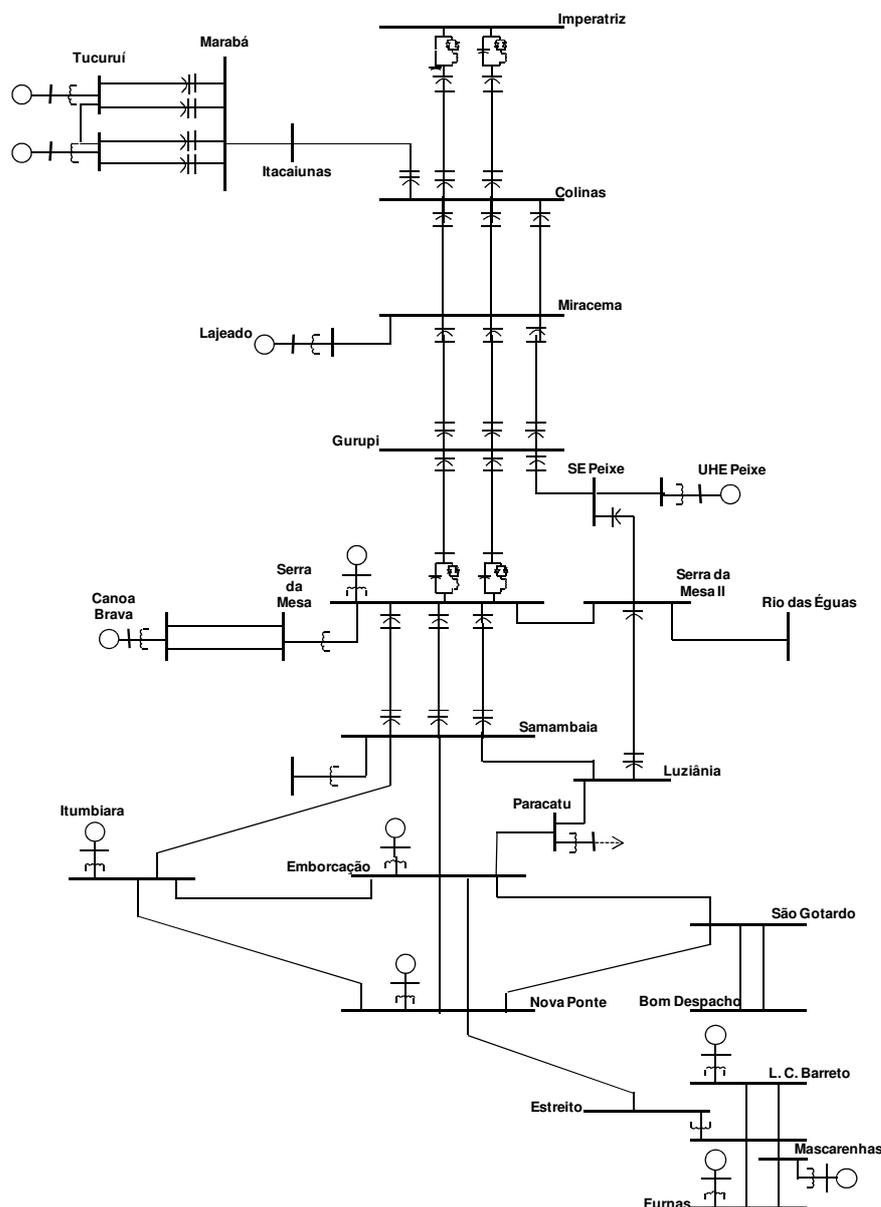
2.3 Interligações regionais

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;
- Nordeste (NE) – Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

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

Atualmente, esta interligação é formada por dois circuitos em 500 kV desde a SE Imperatriz até Serra da Mesa e o terceiro circuito composto pela LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas – Miracema – Gurupi – Peixe – Serra da Mesa 2. Associados a esta expansão da interligação, foram previstos reforços na região Sudeste. A configuração atual desta interligação é mostrada na Figura 8.



Fonte: EPE

Figura 8 – Diagrama elétrico da interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste com o terceiro circuito e reforços na Região Sudeste

A definição da expansão desta interligação está em análise na EPE. Será, inicialmente, recomendada o aumento da capacidade nominal dos capacitores série dos três circuitos que compõem a interligação entre Imperatriz e Serra da Mesa. Esses equipamentos são, atualmente, os elementos limitadores da capacidade de transferência entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte.

Além desse aumento da capacidade dos capacitores série, estão sendo analisadas alternativas de transmissão para acomodar os aumentos de intercâmbio indicados nas análises energéticas, sendo, portanto, necessária a adição de circuitos de transmissão. Tendo como base a hipótese de conexão do AHE Belo Monte mostrada na Figura 5, considerou-se, como referência para uma primeira estimativa do montante de investimentos envolvido no horizonte decenal, a adição de troncos transmissores entre Xingu e Estreito. A tensão de transmissão e a tecnologia mais apropriada para esses futuros troncos estão em análise na EPE.

A Figura 9 ilustra as ampliações acima mencionadas entre as regiões Sudeste e Norte considerados referencialmente neste ciclo de planejamento.

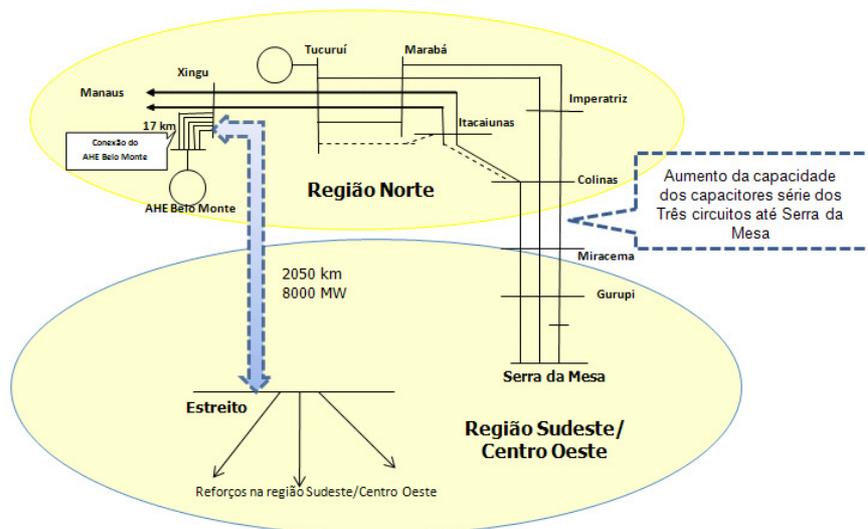
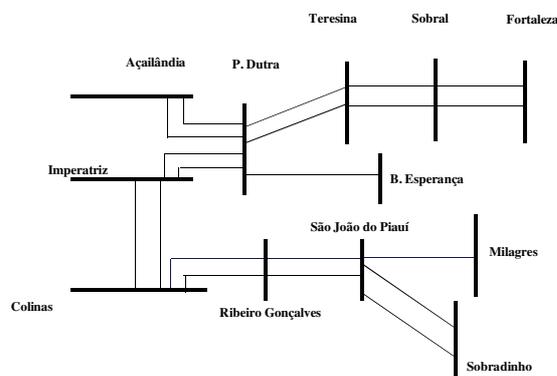


Figura 9 – Reforços na interligação Norte-Sudeste

Interligação Norte-Nordeste

Atualmente, a interligação Norte-Nordeste é constituída pelas linhas de transmissão em 500 kV: Presidente Dutra – Boa Esperança, Presidente Dutra – Teresina C1 e C2 e, pela LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho. A expansão dessa interligação, licitada em 07 de novembro de 2007, se deu com a entrada em operação da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Milagres, em dezembro de 2010. Este estágio de evolução desta interligação é mostrado na Figura 10.



Fonte: EPE

Figura 10 – Diagrama esquemático da interligação Norte – Nordeste – 2010

A definição da expansão desta interligação está sendo tratada em estudo específico coordenado pela EPE, atualmente em desenvolvimento. Com vistas a atender à necessidade de um aumento da capacidade de exportação da região Nordeste para a região Sudeste (conforme tratado no item 7 do Capítulo III – Geração de Energia Elétrica), esses estudos indicam, referencialmente, a expansão dos troncos, em 500 kV, São João do Piauí – Milagres, Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu e um terceiro circuito P. Dutra – Teresina – Sobral III. Adicionalmente, visualizam-se 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 Figura 11.

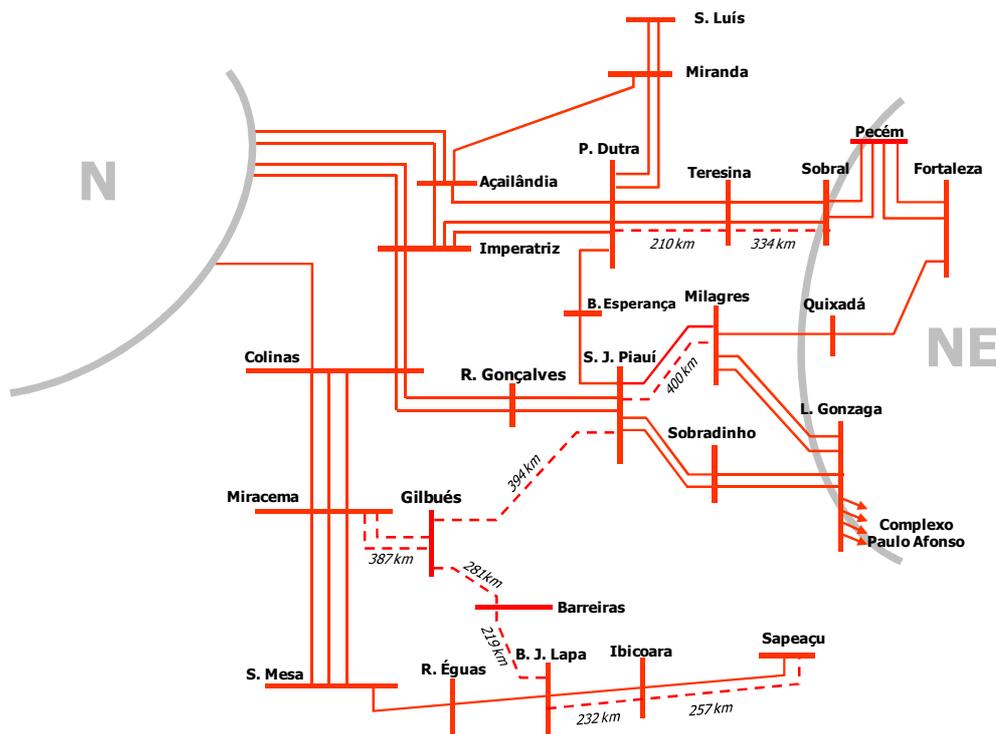
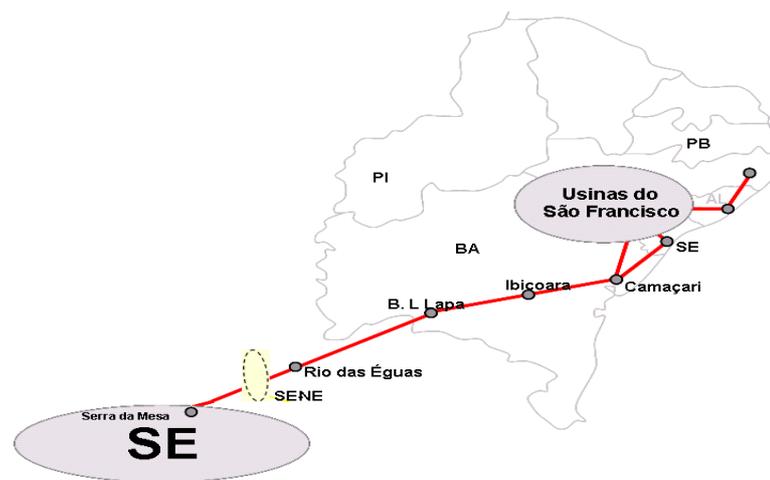


Figura 11 – Reforços em estudo para aumentar a capacidade de exportação da região Nordeste para a região Sudeste

Interligação Sudeste/Centro Oeste-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, mostrada na Figura 12.



Fonte: EPE

Figura 12 – Diagrama esquemático da interligação Sudeste/Centro Oeste – Nordeste

A definição da expansão desta interligação está sendo tratada em estudo específico coordenado pela EPE, atualmente em desenvolvimento.

Interligação Sul-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 nesta análise 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 está sendo tratada em estudo específico, sob coordenação da EPE, e a solução de referência contempla duas linhas de transmissão em 500 kV, com extensão total de 600 km (Figura 13). Este sistema de transmissão permitirá o atendimento às necessidades energéticas entre as regiões tendo em vista os limites contemplados nesses estudos.

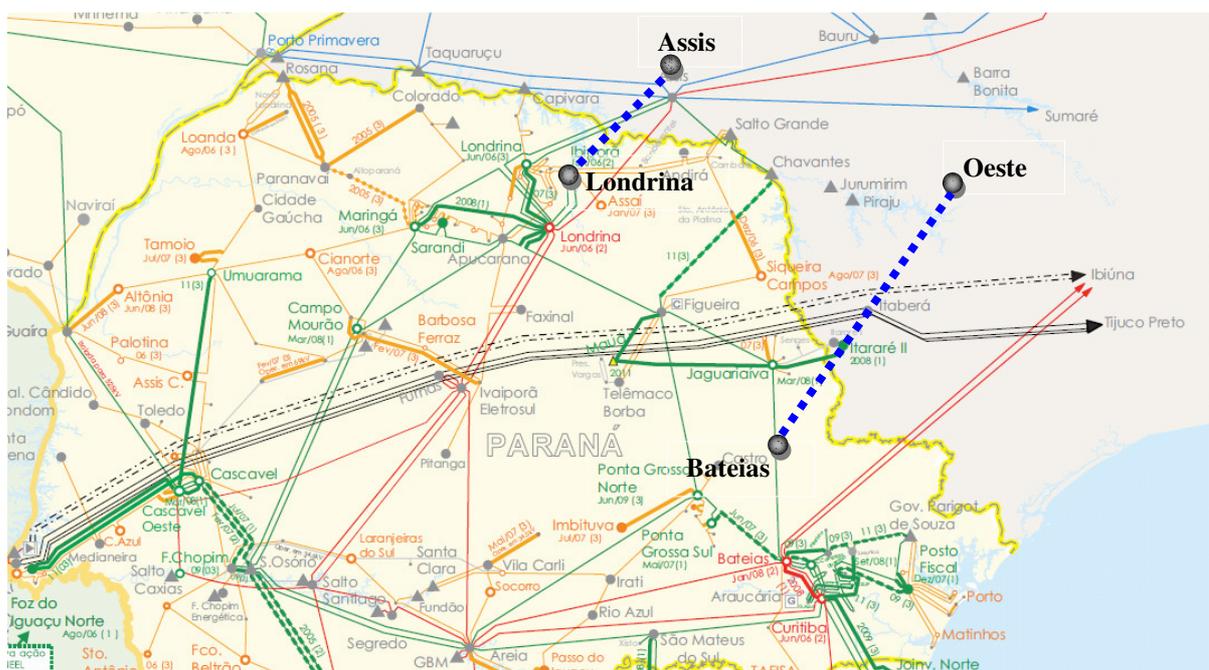
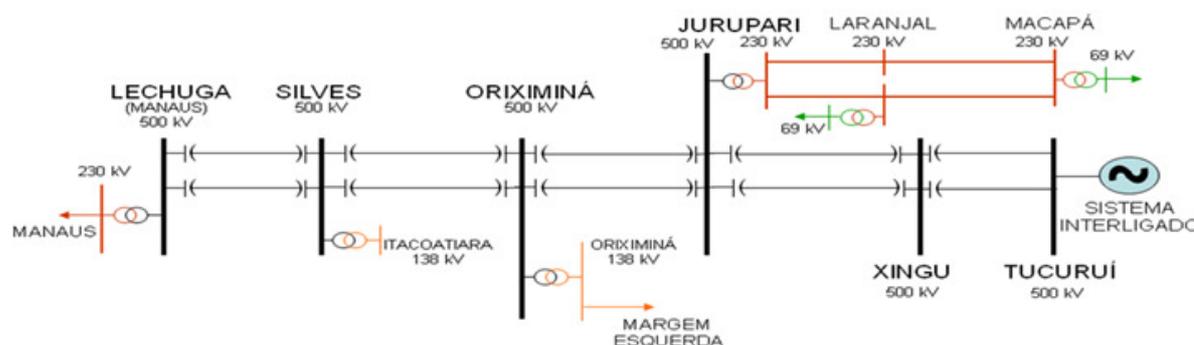


Figura 13 – Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro Oeste

2.4 Interligações dos sistemas isolados ao SIN

Interligação Tucuruí – Macapá - Manaus

A interligação Tucuruí-Macapá-Manaus foi licitada em junho de 2008 e foi considerada em operação nos estudos a partir de 2013, 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 14.



Fonte: EPE

Figura 14 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar

Interligação Manaus - Boa Vista

Considerando a decisão do MME de concluir a política de integração de todas as capitais dos Estados Brasileiros ao SIN, foi finalizado em 2010, sob coordenação da EPE, o estudo de planejamento que definiu a o sistema de transmissão entre as cidades de Manaus e Boa Vista. A solução contempla uma linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, Lechuga – Equador – Boa Vista, com extensão total de 716 km (Figura 15). Este sistema de transmissão, além do papel de atendimento ao mercado de energia elétrica do estado de Roraima, permitirá o escoamento do excedente de energia dos futuros aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Rio Branco, ora em estudo.

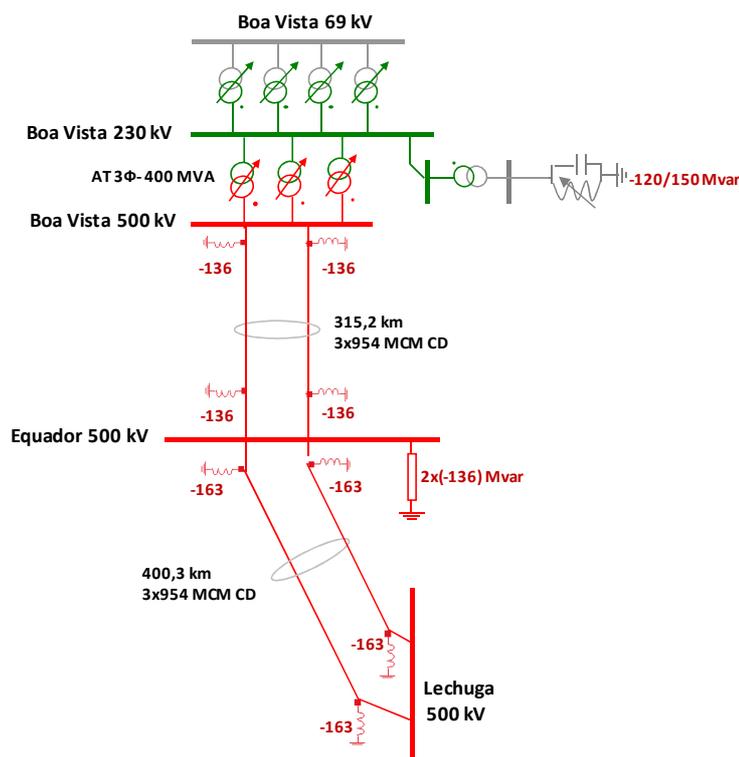


Figura 15 – Interligação Boa Vista - Manaus – Unifilar

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 a 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, provavelmente, 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, visa, 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 um diagnóstico do desempenho do sistema interligado nacional e dos requisitos de expansão da transmissão dos sistemas regionais.

3.1 Região Norte

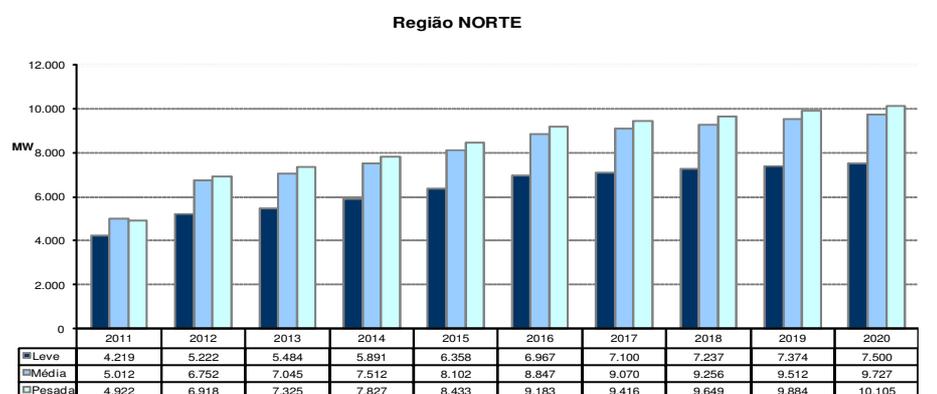
O sistema interligado de transmissão da região Norte atende aos estados do Pará, Maranhão e Tocantins e às cargas industriais eletro-intensivas no estado do Pará - Belém e região de Carajás - e no Maranhão, em São Luís. Esse sistema é suprido quase que integralmente pela energia gerada na UHE Tucuruí e durante o período seco importa energia das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul através da Interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste. No período úmido, os excedentes de energia da região Norte são exportados 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 7.000 km em 500 kV e 2.000 km em 230 kV. Cerca de 300 km de linhas em 138 kV e 69 kV são referentes às Demais Instalações de Transmissão (DIT). Os estados são atendidos pelas distribuidoras locais, quais sejam: CELPA no Pará, CEMAR no Maranhão e CELTINS no Tocantins.

Geração Regional

O sistema interligado da região Norte possui uma capacidade instalada de 11.215 MW, sendo 10.374MW hidráulicas (92,5%) e 841 MW térmicas (7,5%), com a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos localizados no estado do Pará. Considerando-se também os sistemas isolados, a capacidade instalada é de 13.813 MW, sendo 10.731 MW hidráulicas (77,7%) e 2.972 MW térmicas (22,3%).

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, que a partir da entrada em operação da Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, em 2012, estará interligada ao SIN. O Gráfico 44 mostra a evolução da carga da região Norte, que no final do decênio corresponderá a cerca de 10% da carga do Brasil.



Fonte: EPE

Gráfico 44 – Evolução da carga da região Norte

3.1.1 Estado do Pará

Sistema Elétrico

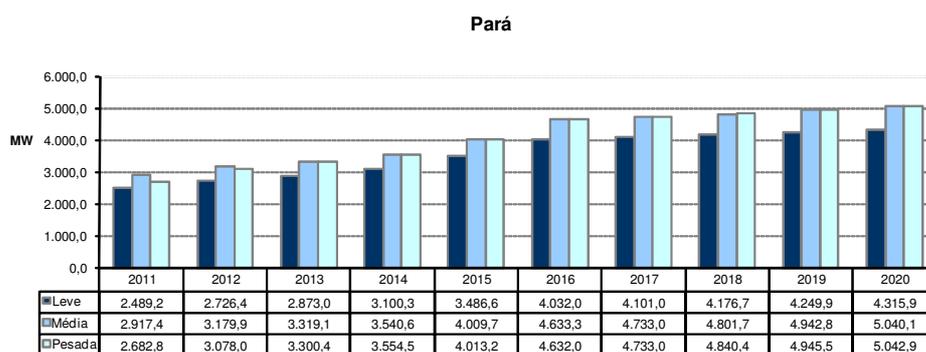
O atendimento ao estado do Pará é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, sendo os principais pontos de suprimento a SE Vila do Conde 500 kV, SE Marabá 500 kV, atendidas por linhas de transmissão provenientes da UHE Tucuruí e da SE Itacaiúnas.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Pará é de 8.866 MW, com 95,4% de geração hidráulica.

Carga local

A evolução da carga do estado do Pará prevista para o ciclo de 2011-2020, referente aos três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 45. Pode-se observar que crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 7,4%.



Fonte: EPE

Gráfico 45 – Evolução da carga do Estado do Pará

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, sendo também incluídas as instalações referentes à interligação Tucuruí – Macapá - Manaus.

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

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Itacaiúnas – Carajás , C3, 230 kV, 108 km	2012
LT Integradora – Xinguara, CS, 230 kV, 70 km	2012
LT Tucuruí - Xingu, CD, 500 kV, 264 km	2013
LT Xingú - Jurupari, CD, 500 kV, 257 km	2013
LT Jurupari - Oriximiná, CD, 500 kV, 370 km	2013
LT Oriximiná - Silves, CD, 500 kV, 370 km	2013
LT Jurupari - Laranjal do Jari, CD, 230 kV, 95 km	2013
LT Utinga - Miramar, CD1 e CD2, 230 kV, 32 km (atualmente operando em 69 kV)	2013
LT Itacaiúnas - Colinas, C2, 500 kV, 304 km	2015

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Utinga – Castanhal, C2, 230 kV, 64 km	2015
LT Tucuruí – Vila do Conde, C4, 500 kV, 330 km	2015
LT Belo Monte – Xingu, C1 e C2, CS, 500 kV, 40 km	2015
LT Tucuruí 2 – Itacaiúnas, C1 e C2, 500 kV, 200 km (referencial associada à UHE Belo Monte)	2015
LT Xingu – Estreito, bipolo 1, +/- 600 kV, CC, 2300 km (referencial associada à UHE Belo Monte)	2015
LT Itacaiúnas - Integradora, CD, 500 kV, 165 km	2015
LT Xingu – Parauapebas, CD, 500 kV, 400 km	2016
LT Parauapebas – Itacaiúnas, CS, 500 kV, 100 km	2016
LT Parauapebas – Miracema, CD, 500 kV, 400 km	2016
LT Xingu – Estreito, bipolo 2, +/- 600 kV, CC, 2300 km (referencial associada à UHE Belo Monte)	2017
LT Vila do Conde – Guamá, CD, C3 e C4, 230 kV, 49 km	2018

Fonte: EPE

As LTs Itacaiúnas – Carajás, C3, 230 kV, LT Integradora – Xinguara CS, 230 kV e LT Itacaiúnas – Integradora, 500 kV, circuito duplo, fazem parte da solução estrutural para o atendimento ao crescimento do consumo previsto para a região sudeste do Pará, suprida a partir da SE Marabá.

As demais LTs previstas para o ano 2013 compõem a Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus.

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. Estão previstas para 2015 a LT 230 kV Utinga – Castanhal C2 e LT 500 kV Tucuruí – Vila do Conde C4, sendo esta última associada à entrada do consumidor industrial Alumínio Belo Monte.

A LT Itacaiúnas – Colinas C2, 500 kV, está prevista para 2014 e promoverá o aumento na capacidade de intercâmbio entre a região Norte e as regiões Nordeste e Sudeste.

Cabe observar que as LTs Tucuruí 2 – Itacaiúnas C1 e C2, e LTs +/- 600 kVCC Xingu – Sobradinho e Xingu – Estreito estão representadas de forma referencial neste Plano Decenal, e serão atualizadas tão logo sejam finalizados os estudos que definirão o sistema de transmissão que escoará a potência gerada pela UHE Belo Monte e a expansão das interligações Norte – Nordeste e Norte – Sudeste/Centro Oeste, atualmente em desenvolvimento sob a coordenação da EPE.

Tabela 55 – Subestações previstas – Rede Básica – Pará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Altamira 230 kV	RB – 230 kV – 30 Mvar	2011
SE Castanhal 230 kV (Seccionadora)	CS – 230 kV 150 Mvar	2011(1)
SE Guamá 230 kV	BC – 2 x 55 Mvar	2011
SE Utinga 230 kV	BC – 2 x 55 Mvar	2011
SE Tucuruí 500 kV	2º AT – 500/230-13,8 kV – 3 x 150 MVA	2012 (2)
	RL – 500 kV – (9+1)x55 Mvar	2015
SE Itacaiúnas 500 kV	3º AT – 500/230-13,8 – 3 x 150 MVA	2012
	CS – 500 kV – TUC-XNG – 2x 787,0 MVA	2013
SE Xingu 500 kV	CS – 500 kV –XNG - JUR – 2x 355,00MVA	2013
	RL – 500 kV – 13x45,33 Mvar; monofásico	2013
	RB – 500 kV- (3+1)45,33Mvar; monofásico	2013
SE Jurupari 500 kV	AT 500/230/13,8 kV- 7x150 MVA	2013

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
	CE – 500 kV - 200/-200 Mvar	2013
	CS – 500 kV – JUR-XNG – 2x 355,0 Mvar	2013
	CS – 500 kV – JUR-ORX – 2x 399,0 Mvar	2013
	RL – 500 kV – 7 x 45,33 Mvar	2013
	RB – 500 kV – 7 x 45,33 Mvar	2013
	RL – 500 kV – 7 x 66,67 Mvar	2013
	CE – 500 kV - 200/-200 Mvar	2013
	BC – 100 Mvar – manobrável pelo CE	2013
	CS – 500 kV – ORX-JUR – 2x 399,0 Mvar	2013
	CS – 500 kV – ORX-ITAC – 2x 360,0 Mvar	2013
	RL – 500 kV – 14x66,67 Mvar	2013
	RB – 500 kV – 4x66,67 Mvar	2013
SE Oriximiná 500 kV		
SE Santa Maria 230 kV	BC – 2 x 55 Mvar	2013
SE Xinguara 230 kV	BC – 230 kV - 30 Mvar	2013
	BC – 230 kV – 30 Mvar	2014
SE Vila do Conde 500 kV	5º AT – 500/230-13,8 kV – 3 x 250 MVA	2015
	6º AT – 500/230-13,8 kV – 3 x 250 MVA	2016
SE Vila do Conde 230 kV	BC – 230 kV – 2 x 110 Mvar	2016
SE Integradora 500 kV	1º e 2º AT 500/230 kV - 3x200 MVA	2015
	3º AT 500/230 kV - 3x200 MVA	2017
SE Parauapebas 500 kV	Seccionadora	2016
SE Vila do Conde 230 kV	BC – 230 kV – 2 x 110 Mvar	2018

(1) Obra definida no relatório nº EPE-DEE-128/2008-r0 "Estudo de obras emergenciais para o atendimento a região metropolitana de Belém no período de 2009 a 2011";

(2) Estudo emitido pela EPE-MME nº EPE-DEE-RE-062/2007-r0 "ANÁLISE TÉCNICO-ECONOMICA DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS ISOLADOS AO SIN (Calha Norte), indicou nova alocação para o Compensador Estático com nova faixa de potência;

Fonte: EPE

Tabela 56 – Subestações previstas – Rede Básica de Fronteira – Pará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Carajás 230/138 kV	1º e 2º TR 230/138 kV - 100 MVA	2011
SE Oriximiná 500 kV	AT 500/138/13,8 kV- 4x50 MVA	2012
SE Santa Maria 230/138/13,8 kV	3º TR –100 MVA	2012(1)
SE Vila do Conde 230 kV	1º TR 230-69-13,8 – 150 MVA (substituindo um TR 33 MVA)	2013
	2º TR 230-69-13,8 – 150 MVA (substituindo TR 33 MVA)	2013
SE Xinguara 230/138 kV	1º AT 230/138 – 13,8 kV – 150 MVA	2012
SE Marabá 230 kV	3º TR 230-69-13,8 – 33 MVA	2012
SE Castanhal 230 kV	1º e 2º TR 230/69 - 100 MVA	2013
SE Miramar 230 kV	1º e 2º TR 230-69-13,8 - 150 MVA	2013
SE Tucuruí 230 kV	1º e 2º AT 230/138 kV – 2 x 100 MVA	2012
	1º AT 230/69 kV – 1 x 100 MVA	2012
SE Itacaiúnas 230 kV	1º e 2º AT 230/138-13,8 kV – 225 MVA	2015
SE Guamá 230 kV	4º TR 230-69-13,8 kV – 150 MVA	2017
SE Utinga	4º TR 230-69-13,8 kV – 150 MVA	2018
SE Miramar	3º TR 230-69-13,8 kV – 150 MVA	2019

(1) A implantação do terceiro transformador 230/138 kV de 100 MVA em Santa Maria depende do resultado do estudo para atendimento às regiões de Paragominas e Tomé-Açu.

Fonte: EPE

Tabela 57 – Subestações previstas – Demais Instalações de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Tucuruí – Vila 69/13,8 kV	Substituição de 1 TR de 9,4 MVA por 1 TR de 20 MVA
	2010

3.1.2 Estado do Maranhão

Sistema Elétrico

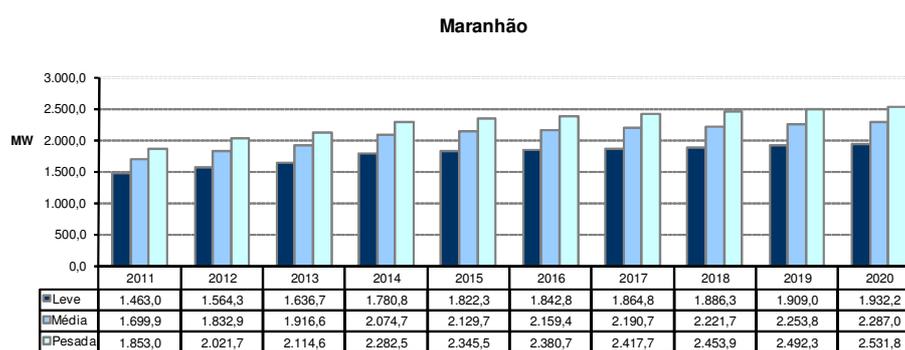
O atendimento ao estado do Maranhão é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, sendo os principais pontos de suprimento a SE Presidente Dutra 500 kV e a SE São Luís II 500 kV, atendidas por linhas de transmissão provenientes da SE Imperatriz 500 kV e SE Açailândia 500 kV. 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. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da CEMAR. A expansão do tronco em 500 kV entre o Pará e o Maranhão (São Luís) é atualmente objeto de estudo, sob a coordenação da EPE.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Maranhão é 553 MW, incluindo usinas térmicas e hidráulicas.

Carga local

A carga do estado do Maranhão prevista para o período 2011-2020, para os três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 46. Observa-se que a taxa média de crescimento anual da carga pesada é de cerca de 3,6%.



Fonte: EPE

Gráfico 46 – Evolução da carga do Estado do Maranhão

Programa de Obras

As obras mais importantes para o ciclo 2011-2020 estão sumarizadas nas tabelas que se seguem.

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

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Seccionamento LT P. Dutra–S. Luís II, 500 kV, C1 e C2- em Miranda 500 kV, 3 km	2012
LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, 230 kV C1, 90 km	2012
LT Miranda II – Encruzo Novo, C1, 230 kV, 240 km	2012
LT São Luís II – São Luiz III, C2, 230 kV, 36 km	2012
LT Açailândia – Miranda II, C1, 500 kV, 386 km	2013
LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, 230 kV C2, 90 km	2016
LT Imperatriz – Porto Franco 230 kV, C2, 110 km	2016
LT Presidente Dutra – Teresina, C3, 500 kV, 210 km	2019

Fonte: EPE

Tabela 59 – Subestações previstas – Maranhão - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Miranda II 500/230 kV	1º AT – (3 + 1) x 150 MVA	2012
	RB – 500 KV – (3 + 1) x 45,3 Mvar	2012
	2º AT – 300 MVA	2013
SE Imperatriz 500/230/69/13,8 kV	2º AT – 500/230/13,8 kV – (3x150) MVA	2011
SE Ribeiro Gonçalves 500/230 kV	1º TR 500/230 – (3+1) x 100 MVA	2012
SE P. Dutra 500/230/69/13,8 kV	CS – 500 KV – 435 Mvar	2013(1)
SE São Luís II 500/230/13,8 kV	2º CE – 230 kV – (-100 /+150) Mvar	2012
	4º AT – 500/230/13,8 kV – (3x200) MVA	2016

(1) Obra referencial podendo ser alterada em função de estudo em desenvolvimento no âmbito da EPE-MME

Fonte: EPE

Tabela 60 – Subestações – Maranhão - Rede Básica de Fronteira

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Presidente Dutra 230/69/13,8 kV	3º TR - 230/69 KV - 50 MVA	2011
SE Peritoró 230/69/13,8 kV	3º TR - 230/69 KV - 100 MVA	2011
SE Miranda 230/138/69/13,8 kV	3º AT – 230/138 KV - 100 MVA	2011
SE São Luís III 230/69 kV	2º TR 230/69 kV – 150 MVA	2012
SE Balsas 230/69 kV	1º TR – 230/69 KV - 100 MVA	2012
	2º TR – 230/69 KV - 100 MVA	2016
	3º TR – 230/69 KV - 100 MVA	2019
SE Ribeiro Gonçalves 230/69 kV	1º TR – 230/69 KV - 50 MVA	2012
	2º TR – 230/69 KV - 50 MVA	2016
SE Encruzo Novo 230/69 kV	1º TR 230/69 kV – 100 MVA	2012
	RL – 230 kV – 5 Mvar	2012
SE Porto Franco 230/138/13,8 kV	3º AT – 230/138 KV - 100 MVA	2018

Fonte: EPE

3.1.3 Estado do Tocantins

Sistema Elétrico

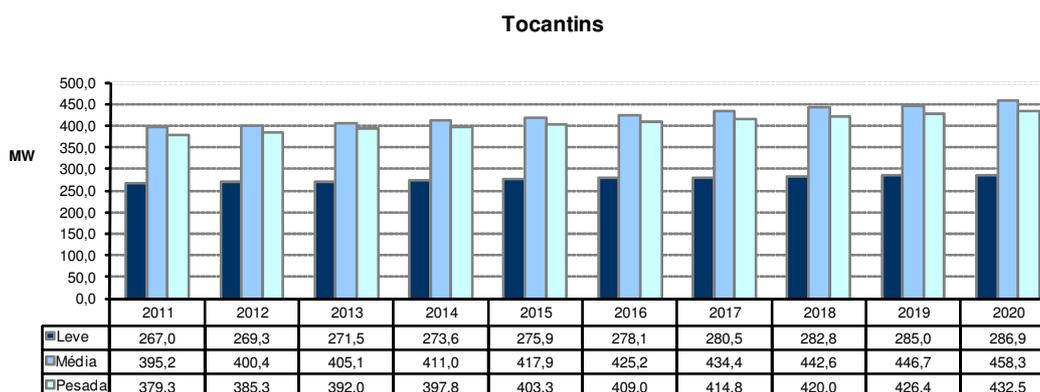
O atendimento ao estado do Tocantins é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, sendo o principal ponto de suprimento a SE Miracema 500 kV. No nível da subtransmissão o suprimento é feito a partir das SE Porto Franco e SE Imperatriz, ambas no estado do Maranhão. O sistema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

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Tocantins é 1.794 MW, com 100% de geração hidráulica.

Carga local

A evolução da carga para estado do Tocantins prevista para o período de 2011 – 2020, para os três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 47. Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 1,5%.



Fonte: EPE

Gráfico 47 – Evolução da carga do Estado do Tocantins

Programa de Obras

As obras mais importantes para o decênio 2011-2020 estão sumarizadas na Tabela 61 e na Tabela 62.

Tabela 61 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Tocantins

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Colinas – Ribeiro Gonçalves, 500 kV, C2, CS, 379 km	2011
LT Miracema – Gilbués, 500 kV, CD, 300 km	2015

Tabela 62 – Subestações previstas – Rede Básica – Tocantins

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Miracema 500/138 kV	2º AT 500/138 kV – 3 x 60 MVA	2012
	3º AT 500/138 kV – 3 x 60 MVA	2017

3.1.4 Estado do Amazonas

Sistema Elétrico

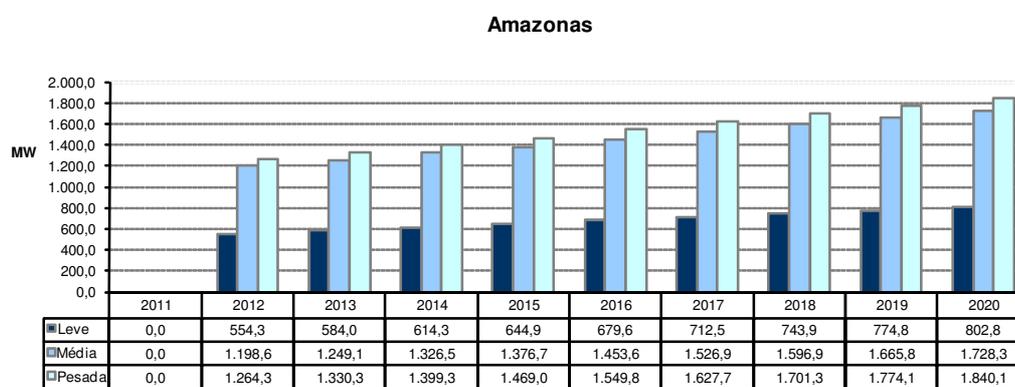
O sistema elétrico da região opera isolado do SIN (Sistema Interligado Nacional), suprido em quase 90% por geração térmica, contando com apenas uma geração hidráulica de porte (UHE Balbina, 250 MW), sendo a maior parte da energia suprida pelos complexos termelétricos de Aparecida e Mauá, além dos produtores independentes de energia conectados em vários pontos do sistema. A energia de Balbina é transportada por uma linha com dois circuitos em 230 kV até a subestação de Manaus. A partir dessa subestação o nível da tensão é abaixado para 69 kV. A cidade de Manaus é atendida hoje por 11 subestações de distribuição alimentadas por um sistema de 69 kV. 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, prevista para 2012, que contemplará obras no sistema da Rede Básica e também na Rede de Distribuição. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de Amazonas Energia.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Amazonas é de 2.175 MW, com 87,4% de geração térmica.

Carga local

A evolução da carga para o estado do Amazonas, a partir da sua interligação ao SIN, para os três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 48.



Fonte: EPE

Gráfico 48 – Evolução da carga do Estado do Amazonas

Programa de Obras

As obras previstas referentes à Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus estão ilustradas na Figura 14 e apresentadas na Tabela 55.

As obras previstas, anteriores à entrada da Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, estão apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 63 – Linhas de transmissão previstas – Amazonas - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Jorge Teixeira – Mauá III, CD, 230 kV, 12,5 km	2011
LT Jorge Teixeira - Lechuga, CD, 230 kV, 33 km	2011
LT Silves - Lechuga, CD, 500 kV, 211 km	2012
LT Jorge Teixeira – Lechuga, C3, 230 kV, 29 km	2014
LT Lechuga – Equador , CD, 500 kV, 400 km	2014

Tabela 64 – Subestações previstas – Rede Básica – Amazonas

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Jorge Teixeira 230/138/13,8 kV	1º e 2º TR – (2x150 MVA)	2011
	4º TR 230/138/13,8 kV - 150 MVA	2014
SE Mauá III 230/138/13,8 kV	BC – 230 kV – 2 x 55 Mvar	2018
	BC – 230 kV – 2 x 55 Mvar	2020
SE Manaus 230/69/13,8 kV	4º TR 230/69/13,8 – 150 MVA	2012
	AT 500/138/13,8 kV- 4 x 50 MVA	2012
	CE – 500 kV - 200/-200 Mvar	2012
	BC – 500 kV - 100 Mvar – manobrável pelo CE	2012
SE Silves 500/138/13,8 kV	CS – 500 kV – ITC-ORX – 2x 360,0 Mvar	2012
	CS – 500 kV – ITC-CAR – 2x 198,0 Mvar	2012
	RL – 500 kV – (6+1) x 66,67 Mvar	2012
	RB – 500 kV – 3x66,67 Mvar	2012
	RL – 500 kV – (6+1) x 36,67 Mvar	2012
SE Lechuga 500/230/13,8 kV	AT 500/230/13,8 kV- 10x200 MVA	2012
	CS – 500 kV – CAR-ITC – 2x 198,0 MVA	2012
	RL – 500 kV – 7x36,67 Mvar	2012
	RL – 500 kV – 7x55 Mvar	2013
	AT 500/230/13,8 kV- 3x200 MVA	2016
SE Lechuga 230 kV	1º e 2º TR – (2x150 MVA)	2013
	BC – 230 kV – 2 x 55 Mvar	2013
	3º TR 230/138 kV – 150 MVA	2014
	4º TR 230/138 kV – 150 MVA	2018
	BC – 230 kV - 1 x 55Mvar	2018
	BC – 230 kV – 2 x 55 Mvar	2020
SE Jorge Teixeira 230/138/13,8 kV	3º e 4º TR 230/138/13,8 kV - 2 x 150 MVA	2012
	5º TR 230/138/13,8 kV - 150 MVA	2020

3.1.5 Estado do Amapá

Sistema Elétrico

O sistema de elétrico 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, Itaúbal do Pírim, Tartarugalzinho, Amapá, Calçoene e a localidade de Pracuúba, é hoje realizado por energia gerada pela 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 da entrada em operação da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, prevista para 2013. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de CEA.

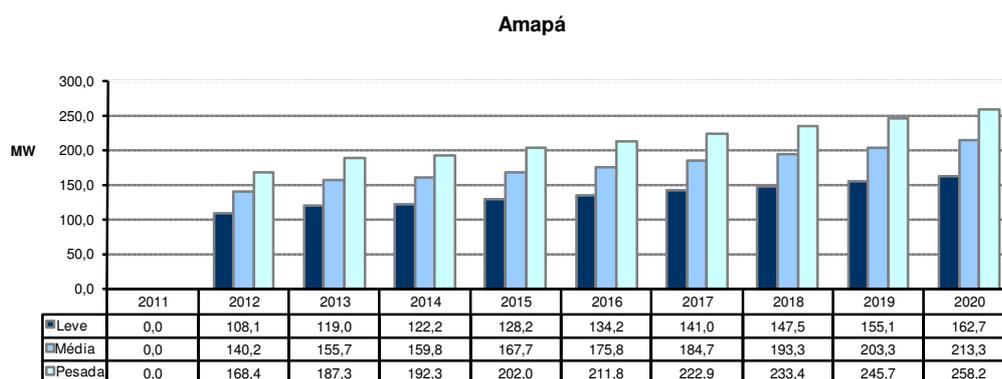
O estudo para determinação da solução estrutural de longo prazo para o atendimento a Macapá, a partir da entrada em operação da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, será iniciado em 2011, com coordenação da EPE.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Amapá é de 296 MW, com 74,0% de geração térmica.

Carga local

A evolução da carga para o estado do Amapá, a partir da sua interligação ao SIN, para os três patamares (pesada, média e leve), é apresentada no Gráfico 49. Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 5,5 %.



Fonte: EPE

Gráfico 49 – Evolução da carga do Estado do Amapá

Programa de Obras

As obras previstas referentes à Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus estão ilustradas na Figura 14 e apresentadas na Tabela 65 e na Tabela 66

Tabela 65 – Linhas de transmissão previstas – Amapá - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Laranjal do Jari - Macapá, CD, 230 kV, 244 km	2013

Tabela 66 – Subestações previstas – Amapá

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Laranjal 230/69/13,8 kV	2013
AT 230/69/13,8 kV- 2x100 MVA	2013
RL – 230 kV – 3x25,0 MVar	2013

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Macapá 230/69/13,8 kV	AT 230/69/13,8 kV- 3x150 MVA	2013
	CE – 230 kV- 100/-100 MVAr	2013
	BC –230 kV – 2 x 30 MVA – manobrado p/ CE;	2013
	RL – 230 kV – 3x25,0 MVAr	2013

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 BOVESA – Boa Vista Energia S.A.. As demais localidades são atendidas pela CERR – Companhia Energética de Roraima.

O desenvolvimento pela EPE um estudo de planejamento para indicar a solução estrutural de longo prazo para a interligação do sistema isolado de atendimento a Boa Vista ao SIN, prevista para o ano 2014.

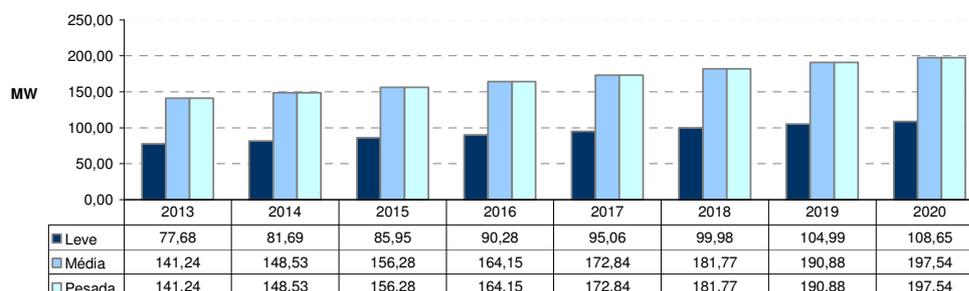
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Roraima é de 127,4 MW, com 96,1% de geração térmica.

Carga local

A evolução da carga para o estado de Roraima, a partir de 2013, data da sua interligação ao SIN prevista nos estudos da Interligação Boa Vista – Manaus coordenados pela EPE, para os três patamares (pesada, média e leve), é apresentada no Gráfico 50. Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 5,1 %.

Roraima



Fonte: EPE

Gráfico 50 – Evolução da carga do Estado de Roraima*Programa de Obras*

As obras previstas referentes à Interligação Boa Vista-Manaus estão ilustradas na Figura 15 e apresentadas na Tabela 67 e na Tabela 68.

Tabela 67 – Linhas de transmissão previstas – Roraima - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Equador – Boa Vista , CD, 230 kV, 315 km	2014

Tabela 68 – Subestações previstas – Roraima

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
AT 230/69/13,8 kV- 3x150 MVA	2014	
SE Equador 500 kV (seccionadora)	RL – 500 kV (6 + 1) x 55 Mvar	2014
	RL – 500 kV (6 + 1) x 45,5 Mvar	2014
	RB – 500 kV (6 + 1) x 45,5 Mvar	2014
SE Boa Vista 500/230 kV (nova)	AT 500/230-13,8 kV – 2 x 400 MVA	2014
	RL – 500 kV (6 + 1) x 45,5 Mvar	2014
	CE 230 kV (-120/150) Mvar	2014

Tabela 69 – Subestações – Rede Básica de Fronteira – Roraima

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Boa Vista 230/69 kV	TR 230-69-13,8 kV – 1 x 100 MVA	2014

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, assim como também as recomendações resultantes das análises realizadas no período decenal.

Estado do Pará

- Reavaliação do suprimento ao Tramo Oeste considerando a conexão da UHE Belo Monte Complementar na SE Altamira.
- Reavaliação do suprimento à região metropolitana de Belém considerando as limitações de expansão das SEs Vila do Conde 500/230 kV e Utinga 230/69 kV com consequente redistribuição das cargas na região.

Estado do Maranhão

- Estudos para determinação da expansão das LT Imperatriz – Porto Franco 230 kV e LT Ribeiro Gonçalves – Balsas 230 kV e da SE Balsas 230/69 kV.
- Estudos para expansão das SEs Presidente Dutra 230/69 kV e Peritoró 230/69 kV.

Estado do Tocantins

- Estudos para indicação de novo ponto de suprimento a Palmas.

Estado do Amapá

- Estudos de planejamento para solução estrutural de longo prazo para o atendimento ao estado do Amapá, considerando a sua integração ao SIN.

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.

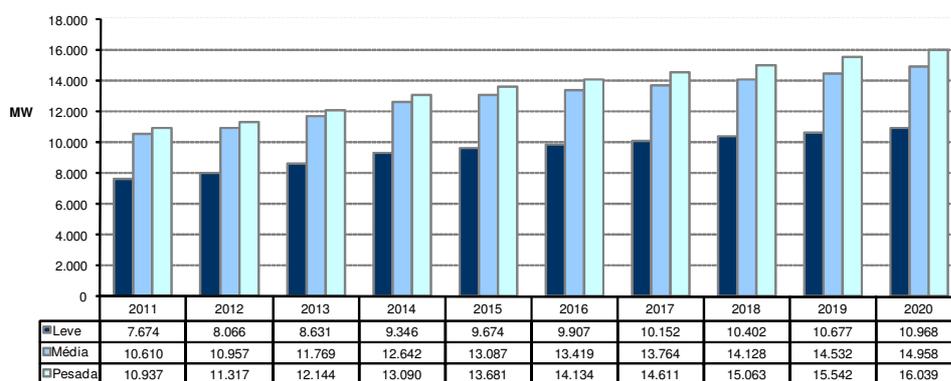
Geração Regional

O sistema da região Nordeste possui uma capacidade instalada da ordem de 16.658,6 MW, sendo 11.536 MW hidráulicas (69,2%) e 5.123 MW térmicas (30,8%), com a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos localizados 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 51 mostra a evolução da carga da região Nordeste. A evolução da carga na região apresentou um crescimento de 37,7% no período 2011-2020, com uma participação de 15% no total do Brasil.

Região NORDESTE



Fonte: EPE

Gráfico 51 – Evolução da carga da região Nordeste

3.2.1 Estado do Piauí

Sistema Elétrico

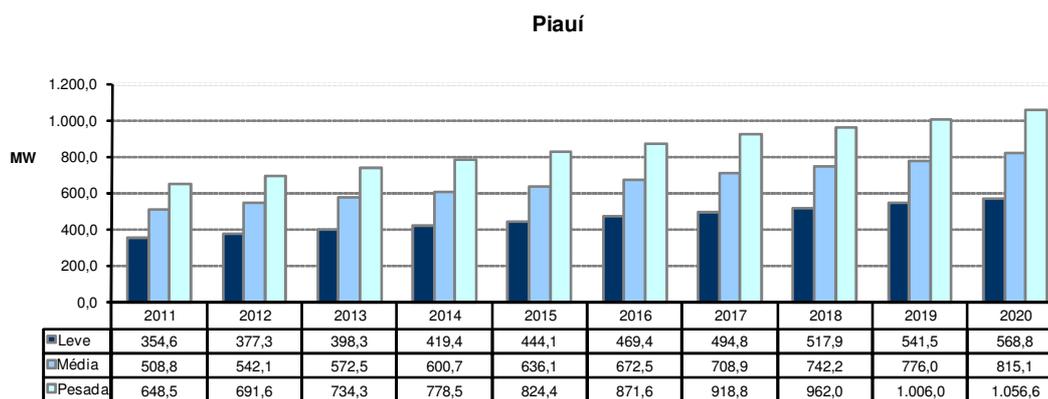
O sistema de transmissão que atende ao estado do Piauí é suprido a partir das subestações 500/230 kV de Teresina II, Boa Esperança e São João do Piauí, alimentadas na tensão de 500 kV através das linhas de transmissão Presidente Dutra-Teresina II C1 e C2, Teresina II - Sobral III - Fortaleza II C1 e C2 e Presidente Dutra - Boa Esperança - São João do Piauí - Sobradinho e conectadas ao sistema de 230 kV, através 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 através de 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 de 230 kV que atendem, respectivamente, à região dos baixios 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 CEPISA, 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).

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Piauí é da ordem de 198 MW.

Carga local

A carga do estado do Piauí prevista para o período 2011-2020 apresenta um crescimento médio anual da carga pesada ordem de 5,6 %. A evolução da carga do Estado, que representa cerca de 6% do total da região Nordeste, é apresentada no Gráfico 52.



Fonte: EPE

Gráfico 52 – Evolução da carga do Estado do Piauí*Programa de Obras*

As obras mais importantes da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o período 2011-2020 estão resumidas na Tabela 70.

Tabela 70 – Programa de obras – linhas de transmissão - Piauí

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Picos – Tauá, 230 kV, 181 km	2011
LT Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí - Milagres, 500 kV, 353 km	2011
LT Teresina II – Teresina III, 230 k V, CD, 22 km	2013
LT Gilbués – Barreiras, 500 kV, CS, 300 km	2014
LT Gilbués – São João do Piauí, 500 kV, CS, 350 km	2014
LT São João do Piauí – Milagres, 500 kV, CS, 400 km	2014
LT Ribeiro Gonçalves – Eliseu Martins, 230 kV, C1, 180 km	2016

Fonte: EPE

Tabela 71 – Programa de obras – subestações - Piauí

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE São João do Piauí 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA 2012
SE Ribeiro Gonçalves 230/69 kV	1º TR – (1 x 50) MVA 2011
	2º TR – (1 x 50) MVA 2016
SE Ribeiro Gonçalves 500/230 kV	1º TR – (1 x 300) MVA 2011
	2º TR – (1 x 300) MVA 2016
SE Teresina II 500/230 kV	3º AT (3x100) MVA 2013
SE Picos 230/69 kV	Substituição de 1 TR de 33 MVA por 1 TR – (1x50) MVA 2011
	Substituição de 1 TR de 33 MVA por 1 TR – (1x50) MVA 2012
SE Teresina III 230/69 kV	1º TR e 2º TR– (2 x 200) MVA 2013
	3º TR – (1 x 200) MVA 2018
SE Piri-piri 230/69 kV	Substituição de 1º TR de 33 MVA por um TR – (1x50) MVA 2013
	Substituição de 2º TR de 33 MVA por um TR – (1x50) MVA 2017
SE Piri-piri 230/138 kV	3º TR – (1x55) MVA 2013

SE Boa Esperança 230/69 kV	Substituição de 1 TR de 33 MVA por 1 TR – (1x50) MVA	2014
SE Eliseu Martins 230/69 kV	3º TR – (1 x 50) MVA	2014
SE Gilbués 500 kV	seccionadora	2014

Fonte: EPE

3.2.2 Estado do Ceará

Sistema Elétrico

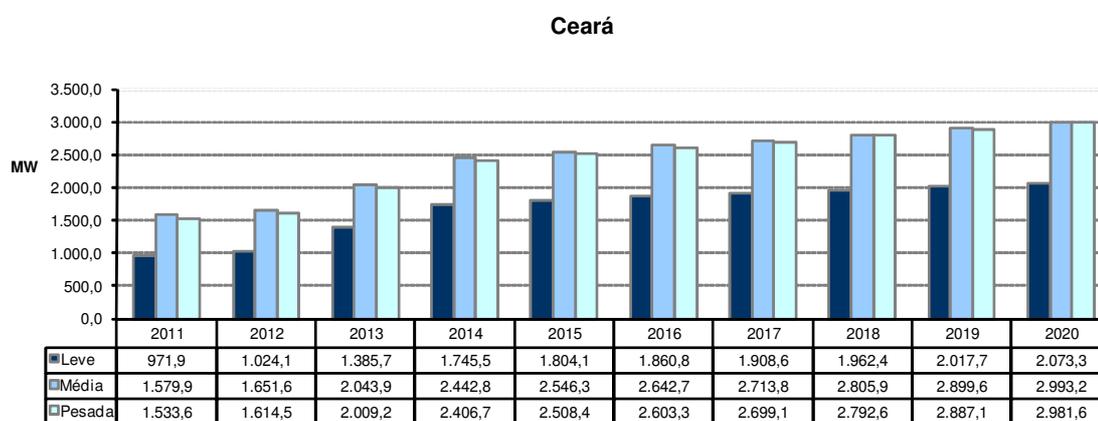
O estado do Ceará é suprido por três troncos de 500 kV, sendo dois oriundos de Presidente Dutra (LTs 500 kV Presidente Dutra - Teresina II - Sobral III - Fortaleza II C1 e C2) e o outro oriundo da SE Luiz Gonzaga (LT 500kV Luiz Gonzaga – Milagres – Quixadá - Fortaleza II), além de um tronco de transmissão, 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 Piri-piri, a 166 km, localizada no estado do Piauí. A interligação com o estado do Rio Grande do Norte é feita pelas linhas de transmissão Banabuiú – Russas – Mossoró e Banabuiú – Mossoró C1, ambas em 230 KV, enquanto a linha de transmissão 230 kV Milagres - Coremas C1 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.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Ceará perfaz um total de 1.232 MW, com 42,1% de usinas eólicas e 57,6% de usinas térmicas MW.

Carga local

A carga do estado do Ceará prevista para o período 2011-2020 representa, em média, 17% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 7,9 %. O Gráfico 53 mostra a evolução dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 53 – Evolução da carga do Estado do Ceará

Programa de Obras

As obras mais importantes da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o período 2011-2020 estão sumarizadas na Tabela 72 e

Tabela 73.

Tabela 72 – Programa de obras – linhas de transmissão - Ceará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Banabuiú – Mossoró 230 kV, C2, CD, 177 km	2012
Recapitação LT Banabuiú-Russas II, 230 kV, CS, 110,4 km	2012
LT Sobral III – Massapê, 230 kV, C2, CS, 20 km	2012
LT Massapê – Icarazinho, 230 kV, C2, CS, 103 km	2012
LT Fortaleza – Cauípe, 230 kV, C4, 50 km	2012
LT Sobral III – Acaraú II, 230 kV, CS, 94 km	2012
Seccionamento da LT 500 kV Sobral III – Fortaleza II (C1-C2) – 40 km, (nova SE Pecém)	2012
Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Fortaleza II (C2), circuito duplo – 40 km, (nova SE Aquiraz II)	2013
LT Milagres – Quixadá, 500kV, CS, 269 km	2014
LT Quixadá – Fortaleza, 500 kV, CS, 140 km	2014
LT Milagres – Luiz Gonzaga, 500 kV, CS, 215 km	2014
Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Fortaleza II (C3), circuito duplo – 40 km, (SE Aquiraz II)	2016
Seccionamento da LT 230 kV Fortaleza II – Cauípe (C3), circuito duplo – 2 km, (nova SE Maracanáu)	2016

Fonte: EPE

Tabela 73 – Programa de obras – subestações - Ceará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Milagres 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2012
SE Sobral III 500/230 kV	2º TR – (1x600) MVA	2012
SE Pecém II 500/230 kV	3xATs – (9+1) x400) MVA	2012
SE Aquiraz II 230/69 kV	3xTRs – (3x150) MVA	2013
SE Milagres 500/230 kV	2º AT – (3x200) MVA	2013
SE Banabuiú 230/69 kV	Substituição de um TR de 33 MVA por um TR de 100 MVA	2013
SE Pici 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2012
SE Sobral 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2013
SE Tauá 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA	2013
SE Russas 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2013
SE Cauípe 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2013
SE Icó 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2014
SE Banabuiú 230/69 kV	Substituição de um TR de 33 MVA por um TR de 100 MVA	2015
SE Maracanáu 230-69 kV (nova)	3xTR – (1x150) MVA	2016
SE Aquiraz 230/69 kV	4º TR – (1x150) MVA	2016

Fonte: EPE

3.2.3 Estado do Rio Grande do Norte

Sistema Elétrico

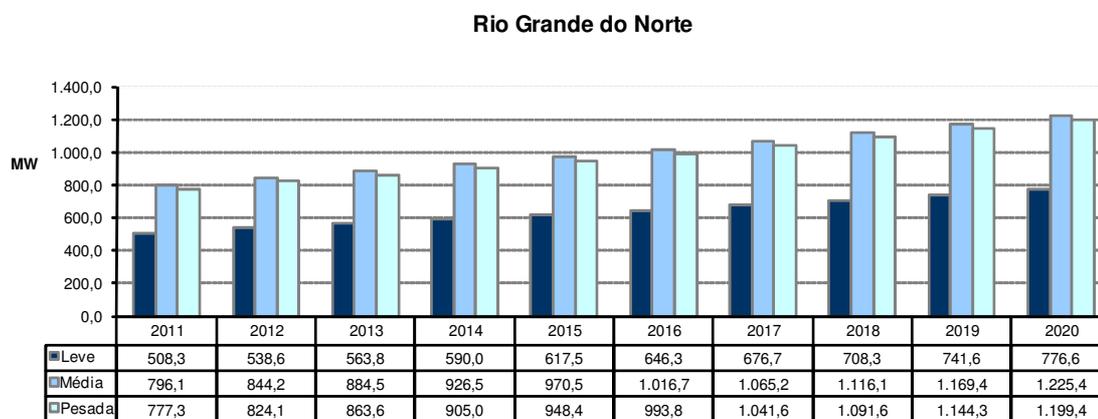
O suprimento ao estado do Rio Grande do Norte é realizado atualmente através de seis circuitos na tensão de 230 kV. Dois deles são provenientes da subestação de Banabuiú (LT Banabuiú – Russas - Mossoró e Banabuiú - Mossoró C1), localizada no estado do Ceará. Os demais são responsáveis pela principal interligação com o estado da Paraíba (LT Campina Grande II - Natal C1, C2, C3, C4), sendo três expressos (dois com 188 km e um com 215 km de extensão) e um deles seccionado 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, Açú e Paraíso, além de um sistema de 138 kV entre as subestações de Açú 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.

Geração local

Em termos de geração de energia elétrica, o Rio Grande do Norte dispõe atualmente de uma capacidade instalada de 573 MW.

Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Norte prevista para o período 2011-2020 representa cerca de 7% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 4,9 %. O Gráfico 54 mostra a evolução dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 54 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Norte

Programa de Obras

Os empreendimentos mais importantes para o período 2011-2020 na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira descritos anteriormente estão sumarizados na Tabela 74 e na Tabela 75.

Tabela 74 – Programa de obras – linhas de transmissão - Rio Grande do Norte

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT João Câmara – Extremoz II, 230 kV, C1, 82 km	2012
LT Açú II – Mossoró, 230 kV, C2, 69 km	2012
LT Paraíso – Açú II, 230 kV, C3, 123 km	2012
LT Campina Grande II – Natal III, 230 kV, C1 e C2, 2 x 177 km	2012
Secc. LTs Campina Grande II – Natal II na nova SE Natal III, C1 e C2, 230 kV, 216 km	2012
LT Natal II – Natal III, C1 e C2, 230 kV, 10 km	2012
Seccionamento LT Campina Grande II – Natal III na SE Extremoz II, C1, 230 kV, 20 km	2013
LT Ceará Mirim – João Câmara II, 500 kV, CS, 64 km	2013
LT Ceará Mirim – Campina Grande III, 500 kV, CS, 201 km	2013
LT Ceará – Mirim – Extremoz II, 230 kV, CS, 26 km	2013
LT Campina Grande III – Campina Grande II, 230 kV, CS, 8,5 km	2013
LT Paraíso – Lagoa Nova, 230 kV, CS, 65 km	2013

Fonte: EPE

Tabela 75 – Programa de obras – subestações - Rio Grande do Norte

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Açú 230/138 kV	Substituição do TR de 55 MVA pelo 2º TR – (1x100) MVA	2011
SE Extremoz 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2 x 150) MVA	2012
SE João Câmara 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR – 2 x 180 MVA	2012
SE Natal III 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2 x 150) MVA	2012
SE Açú 230/69 kV	2º TR de 50 MVA substituindo 1 TR de 33 MVA	2012
	3º TR de 50 MVA substituindo 1 TR de 33 MVA	2013
	4º TR de 50 MVA	2014
SE João Câmara II 500/138 kV	1º e 2º AT (6 +1) x 150 MVA	2013
SE Campina Grande III 500/230 kV	1º AT (3 +1) x 200 MVA	2013
SE Ceará-Mirim 500/230 kV	1º e 2º AT (6 +1) x 150 MVA	2013
SE Lagoa Nova 230/69 kV	1º e 2º TR (2 x 150) MVA	2013
SE Natal III 230/69 kV	3º TR – (1x150) MVA	2013
SE Mossoró II 230/69 kV	4º TR – (1 x 100) MVA	2013
SE Paraíso 230/138 kV	2º TR – (1x100) MVA	2017
SE Natal III 500/230 kV	1º AT (3 +1) x 200 MVA	2019

Fonte: EPE

3.2.4 Estado da Paraíba

Sistema Elétrico

O suprimento ao estado da Paraíba é realizado através das subestações de Mussurú, 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 Mussurú, 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

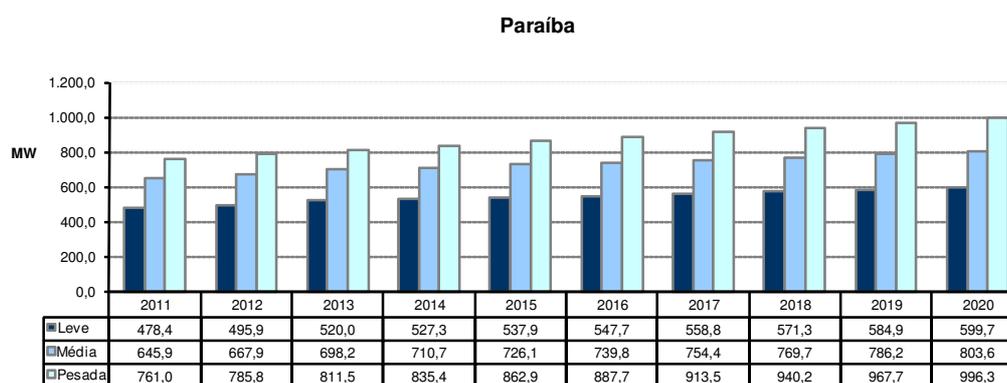
sistema de distribuição da Energisa PB e, que atende ao estado da Paraíba, é feita através das subestações 230/69 kV de Mussurú, Coremas, Campina Grande II e Goianinha (PE), além das subestações 138/69 kV Santa Cruz (RN) e 69/13,8 kV de Bela Vista e Campina Grande I. Ressalta-se também a existência de duas linhas de transmissão de 138 kV ligando as subestações de Campina Grande e Santa Cruz, no estado do Rio Grande do Norte.

Geração local

Os empreendimentos de geração atualmente em operação no estado da Paraíba perfazem um total de 59 MW de capacidade instalada.

Carga local

A carga do estado da Paraíba prevista para o período 2011-2020 representa, em média, cerca de 6% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 3.0 %. O Gráfico 55 mostra a evolução dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 55 – Evolução da carga do Estado da Paraíba

Programa de Obras

As obras mais importantes na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, para o período 2011-2020 estão sumarizadas na Tabela 76 e na

Tabela 77.

Tabela 76 – Programa de obras – linhas de transmissão - Paraíba

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Secc. LT Goianinha – Mussurú, C1, 230 kV (nova SE Santa Rita 230/69 kV), 13 km	2012
LT Pau Ferro – Santa Rita, 230 kV, 89 km	2012

Tabela 77 – Programa de obras – subestações - Paraíba

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Campina Grande II 230 kV	Expansão do barramento	2011
SE Santa Rita II 230/69 kV	1º e 2º TR (2x150 MVA)	2012
SE Campina Grande II 230/69 kV	4º TR (1 x 100) MVA	2015
SE Campina Grande 500/230 kV	1º e 2º AT (6+1) x 200 MVA	2019

3.2.5 Estado de Pernambuco

Sistema Elétrico

O estado de Pernambuco é atendido por meio do sistema de transmissão composto por três linhas em 500 kV e quatro linhas 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 Bongji. 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 - Mussurú 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.

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

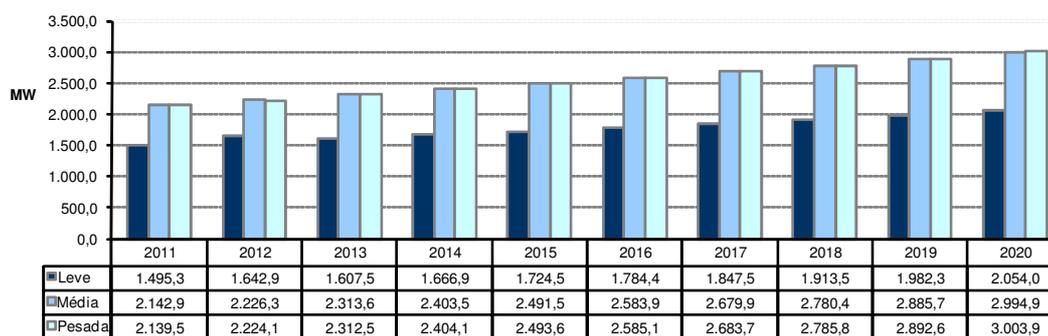
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Pernambuco é de 2.052 MW, com participação de 62,2% de usinas térmicas.

Carga local

A carga do estado da Pernambuco prevista para o período 2011-2020 representa, em média, cerca de 20% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 3,8%. O Gráfico 56 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Pernambuco



Fonte: EPE

Gráfico 56 – Evolução da carga do Estado de Pernambuco

Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2011-2020 estão sumarizadas na Tabela 78 e na Tabela 79.

Tabela 78 – Programa de obras – linhas de transmissão - Pernambuco

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Seccionamento da LT Suape II – Termopernambuco, 230 kV (nova SE Suape III), 8 km	2012
Seccionamento da LT Messias – Recife II, 500 kV (Nova SE Suape II), 24 km	2012
LT Pau Ferro – S. Rita II, 230 kV, CS, 96,7 km	2012
LT Paulo Afonso III – Zebu, 230 kV, CD, 6 km	2012
LT Suape II – Recife II, 500 kV, CS, 24 km	2012
LT Suape II – Suape III, 230 kV, CD, 8 km	2012
Seccionamento da LT Pau Ferro – Campina Grande II, C1, 230 kV (nova SE Limoeiro), 128 km	2013
LTs Mirueira – Urbana, C1 e C2, 230 kV (nova SE Urbana), 6 km	2013
LTs Pau Ferro – Der. Mirueira, C2 e C3, 230 kV (nova SE Urbana), 7 km	2013
LT Luiz Gonzaga - Garanhuns – Pau Ferro, 500 kV, 223 km + 235 km	2013
Seccionamento da LT Paulo Afonso 3 – Angelim C1, C2 e C3 (nova SE Garanhuns)	2013
Seccionamento Angelim II – Recife II em Pau Ferro, 2 x 90 km	2013
LT Garanhuns – Angelim 230 kV, C1, 12 km	2013
LT Luiz Gonzaga – Pau Ferro, 500 kV, CS, 390 km	2015
LT Pau Ferro – S. Rita, 500 kV, CS, 100 km	2017
LT Garanhuns – Campina Grande II, 500 kV, CS, 200 km	2019
LT S. Rita – Natal III, 500 kV, CS, XS, 180 km	2019

Fonte: EPE

Tabela 79 – Programa de obras – subestações - Pernambuco

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Joiam 230/69 kV	3º TR - (1x150) MVA	2012
SE SUAPE II 500/230 kV (nova)	1º AT (3+1) x 200 MVA	2012
SE SUAPE III 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2 x 100) MVA	2012
SE Limoeiro 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2 x 100) MVA	2013
SE Garanhuns 500/230 kV (nova)	1º AT(3x200) MVA	2013
SE Urbana 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2 x 150) MVA	2013

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Angelim II 230/69 kV	4º TR - (1x100) MVA	2013
SE Pau Ferro 500/230	1º AT (3+1) x 200 MVA	2013
SE SUAPE II 500/230kV	2º e 3º AT (6 x 200) MVA	2013
SE Ribeirão 230/69 kV	4º TR - (1 x 100) MVA	2013
SE Urbana 230/69 kV	3º TR - (1x150) MVA	2015
SE Tacaimbó 230/69 kV	4º TR - (1x100) MVA	2015
SE S. Rita 500/230 kV	1º AT (3 +1) x 200 MVA	2017
SE Goianinha 230/69 kV	4º TR - (1x100) MVA	2017

Fonte: EPE

3.2.6 Estado de Alagoas

Sistema Elétrico

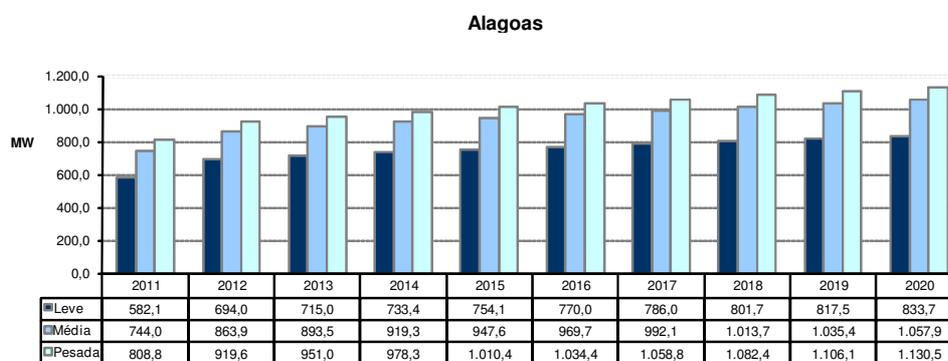
O estado de Alagoas é suprido a partir das usinas do Complexo de Paulo Afonso, que alimentam as subestações de Abaixadora 230/69 kV (BA) e Zebu 138/69 kV, e a partir da UHE Xingó, através de uma linha de transmissão em 500 kV que interliga esta usina à subestação de Messias 500/230 kV (1200 MVA). Da 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 da LT 230 kV Rio Largo-Penedo e da SE Penedo 230/69 kV, enquanto que a interligação com o estado de Pernambuco é efetuada através de três circuitos em 230 kV, entre as subestações de Messias e Angelim. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de CEAL.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Alagoas é de 3.967 MW, com 93,9% de geração hidráulica.

Carga local

A carga do estado de Alagoas prevista para o período 2011-2020 representa, em média, cerca de 7% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 1,6 %. O Gráfico 57 mostra a evolução dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 57 – Evolução da carga do Estado de Alagoas

Programa de Obras

As obras mais importantes no estado para o período 2011-2020 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 80 – Programa de obras – linhas de transmissão - Alagoas

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Seccionamento da LT Paulo Afonso III – Apolônio Sales, C1, 230 kV (SE Zebu II), 6 km	2012
LT Messias – Suape II, C1, 230 kV, 24 km	2012
Seccionamento da LT Penedo – Rio Largo 230 kV, CD, 46 km (SE Arapiraca III 230 kV)	2013

Fonte: EPE

Tabela 81 – Programa de obras – subestações - Alagoas

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Zebu II 230/69 kV (nova) 1º e 2º TR (2x100) MVA	2012
SE Rio Largo II 230/69 kV 3º TR – (1x100) MVA	2013
SE Arapiraca III 230/69 kV (nova) 1º TR – (1 x 100) MVA	2013
SE Zebu 230/69 kV 3º TR – (1x100) MVA	2015

Fonte: EPE

3.2.7 Estado do Sergipe*Sistema Elétrico*

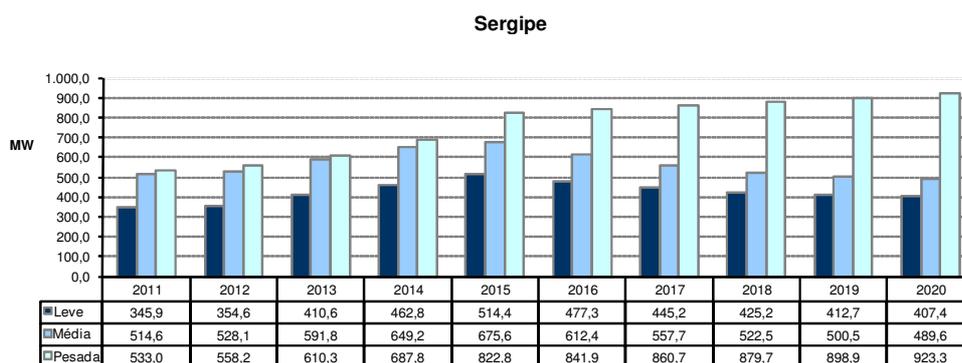
O sistema de transmissão que atende ao estado de Sergipe é alimentado a partir da subestação 500/230/69 kV de Jardim e das subestações 230/69 kV de Itabaiana, Itabaianinha e Penedo (AL). A subestação 500/230/69 kV de Jardim é alimentada na tensão de 500 kV através das linhas de transmissão Xingó - Jardim e Jardim - Camaçari e conectada ao sistema de 230 kV através do seu único autotransformador de 600 MVA, além de duas linhas em 230 kV, existentes 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, tendo a participação também da SULGIPE.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Sergipe é de 1.618 MW.

Carga local

A carga do estado de Sergipe prevista para o período 2011-2020 representa, em média, cerca de 5% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 6,4 %. O Gráfico 58 mostra a evolução dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 58 – Evolução da carga do Estado de Sergipe

Programa de Obras

As obras visualizadas para o período 2011-2020, correspondentes a ampliações das capacidades de transformação das subestações supridoras existentes, estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 82 – Programa de obras – linhas de transmissão - Sergipe

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISITA
LT Jardim – Penedo, 230 kV, 110 km	2011
LT Sec. Jardim/Penedo - N. S. do Socorro, 230 kV, CD,5 km	2013
LT Sec. Jardim- N. S. do Socorro, 230 kV,CS, 0,6 km	2013

Fonte: EPE

Tabela 83 – Programa de obras – subestações - Sergipe

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISITA
SE Jardim 500/230 kV 2º AT – (600 MVA)	2012
SE Itabaiana 230/69 kV 3º TR– (1x100) MVA	2012
SE N. S. do Socorro 230/69 kV(nova) 1º e 2º TR (2 x 150) MVA	2013

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

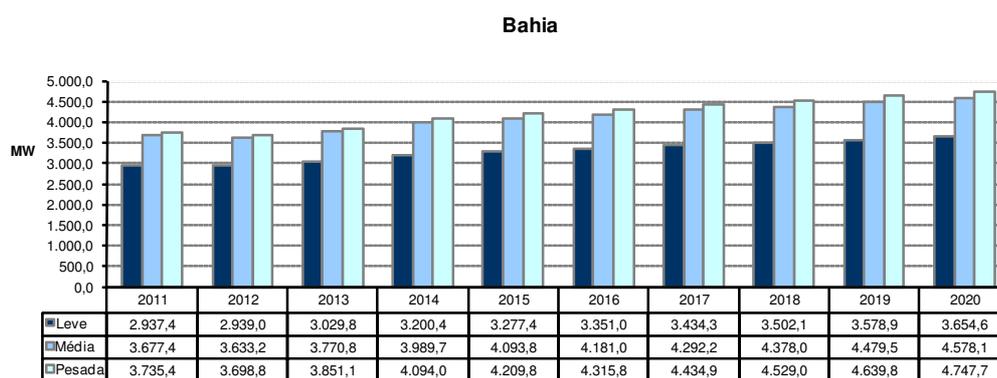
autotransformadores instalados na subestação 500/230 kV de Bom Jesus da Lapa II (2 x 300 MVA) com o barramento de 230 kV da subestação de Bom Jesus da Lapa. O nordeste do estado é suprido através de três circuitos em 230 kV, que convergem para a subestação de Catu, sendo dois provenientes de Paulo Afonso, 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 Pituáçu, 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.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado da Bahia é de 6.892 MW, dos sendo 30,8% de usinas térmicas, 4% de usinas eólicas e 65,2% de usinas hidrelétricas.

Carga local

A carga do estado da Bahia prevista para o período 2011-2020 representa, em média, cerca de 32% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 2,7 %. O Gráfico 59 mostra a evolução do dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 59 – Evolução da carga do Estado da Bahia

Programa de Obras

As obras visualizadas para o período 2011-2020, 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 84 – Programa de obras – linhas de transmissão - Bahia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Recapacitação da LT Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, C1 e C2, 230 kV, para 350 MVA, 29 km	2011
Recapacitação da LT Camaçari – Cotegipe, C1, 230 kV, para 350 MVA, 22 km	2011
LT Pituacu – Narandiba, C1 e C2, 230 kV (nova SE Narandiba), 4 km	2011
Recapacitação das LTs Camaçari – Jacaracanga, C1 e C2, 230 kV, para 350 MVA, 19 km	2011
LT Ibicoara – Brumado, 230 kV, 105 km	2011
LT Funil – Itapebi, C3, 230 kV, 198 km	2012
Seccionamento LT Camaçari II - Jardim, 500 kV, em Camaçari II (para SE Camaçari IV, 500 kV), 0,8 km	2012
Remanejamento LT Catu - Camaçari II, 230 kV, C1 e C2 (para SE Camaçari IV, 230 kV), 0,8 km	2012
Remanejamento LT Camaçari – Pólo, 230 kV C1 e C2 (para SE Camaçari IV 230 kV), 1km	2012
Remanejamento LT Camaçari II– Jacaracanga, 230 kV ,C1 e C2 (para SE Camaçari IV, 230 kV), 0,8km	2012
Remanejamento LT Camaçari II– Pituacu , 230 kV ,C1 (para SE Camaçari IV, 230 kV), 0,8 km	2012
Remanejamento LT Camaçari II– Cotegipe , 230 kV ,C1 (para SE Camaçari IV, 230 kV), 0,8 km	2012
Recapacitação LT P. Afonso – Cícero Dantas, 230 kV, CS, 134,2 km	2012
Recapacitação LT Catu – Gov. Mangabeira, 230 kV, CS, 72,2 km	2012
LT Morro do Chapéu – Irecê, 230 kV, CS, 65 km	2013
LT Eunápolis – Teixeira de Freitas II, 230 kV C1, 152 km	2013
LT Eunápolis – Teixeira de Freitas II, 230 kV C2, 152 km	2013
LT Camaçari IV – Sapeaçu , 500 kV, CS, 106 km	2013
LT Narandiba – Pirajá, 230 kV, CD, 5 km	2013
LT Barreiras – Bom Jesus da Lapa, 500 kV, CS, 200 km	2014
LT Bom Jesus da Lapa – Ibicoara, 500 kV, CS, 232 km	2014
LT Ibicoara – Sapeaçu, 500 kV, CS, 257 km	2014

Fonte: EPE

Tabela 85 – Programa de obras – subestações - Bahia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Ibicoara 500/230 kV	1º AT – (1x300) MVA	2011
SE Ibicoara 230/138 kV	1º e 2º TR - (1x55) MVA	2011
SE Narandiba 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2 x 100) MVA	2011
SE Poções II 230/138 kV	1º e 2º TR (2 x 100) MVA	2012
SE Igaporã 230/69 kV (nova)	1º TR (1 x 150) MVA	2012
SE Eunápolis 230/138 kV	4º TR - (1x100) MVA	2012
SE Funil 230/138 kV	Substituição de um TR de 67 MVA pelo 4º TR de 100 MVA	2012
SE Bareiras 230/138 kV	3º TR (1x100)MVA	2012
SE Gov. Mangabeira 230/138 kV	2º TR - (1x100) MVA	2012
SE Bom Jesus da Lapa 230/138 kV	1º e 2º TR (2x55)MVA	2012
SE Santo Antônio de Jesus 230/69 kV	3º TR (1x100) MVA	2012
SE Teixeira de Freitas II 230/69 kV	2º TR (1x100) MVA	2012
SE Pólo 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR - (2x100) MVA	2012
SE Camaçari IV 500/230/69 kV (nova)	1º e 2º AT (6+1) x 400 MVA)	2012
SE Bom Jesus da Lapa 230/138 kV	1º e 2º TR (2x55) MVA	2012
SE Sapeaçu 230 kV	CE -150/250 Mvar	2013
SE Teixeira de Freitas 230/138 kV (nova)	1º AT - (3+1) x 33,3 MVA	2013
SE Senhor do Bonfim 230/138 kV	2º TR - (1x 100) MVA	2013
SE Catu 230/69 kV	Substituição de 1 TR de 62 MVA pelo 3º TR de 100 MVA com terciário	2013
SE Juazeiro 230/69 kV	4º TR (1 x 100) MVA	2013
SE Cícero Dantas 230/69 kV	Substituição de 2 TRs de 16,7 MVA por 1 TR de 50 MVA	2013

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Pirajá 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2 x 100) MVA	2013
SE Catu 230/69 kV	4º TR (1x100) MVA	2013
SE Cícero Dantas 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA	2013
SE Cotegipe 230/69 kV	4º TR (1x100) MVA	2013
SE Morro do Chapéu 230/69 kV	1º TR 1 x 150 MVA	2013
SE Barreiras 500 kV	seccionadora	2014
SE Pólo 230/69 kV	3º TR (1x100) MVA	2015
SE Irecê 230/69 kV	3º TR (1x50) MVA, em substituição a um transformador de 33 MVA	2017

Fonte: EPE

3.2.9 Estudos complementares

São enumerados a seguir, por estado, 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

- Estudos para determinar a viabilidade de substituição dos transformadores instalados na SE Boa Esperança por outros de maior capacidade, ou da implantação de novo terminal 230/69 kV, devido à previsão de esgotamento da capacidade instalada dessas subestações.
- Estudos para o suprimento ao Vale do Gurguéia, Bom Jesus, analisando a implantação do nível 138 kV em Eliseu Martins, de forma a atender o crescimento do mercado na região.

Estado do Rio Grande do Norte

- Expansão do sistema de transmissão da região do Rio Grande do Norte com vista ao escoamento da energia eólica;

Estado da Paraíba

- Reavaliar a expansão referente ao eixo de 138 kV entre as SEs Açú II e Campina Grande II

Estado de Pernambuco

- Estudo de planejamento vislumbrando um novo ponto de suprimento para atendimento às cargas na área de influência da SE Angelim, em face ao esgotamento físico desta subestação.
- Estudo de novo ponto de atendimento a zona norte de Recife (SE Olinda) devido ao esgotamento da transformação da SE Mirueira.
- Estudo de novo ponto de suprimento na região, para solucionar o esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Bongí (SE Terminal Sul).

Estado de Alagoas

- Reavaliação dos estudos para o atendimento à região metropolitana de Maceió.

Estado da Bahia

- Estudo de planejamento vislumbrando um novo ponto de suprimento para atendimento às cargas na área de influência da SE Juazeiro da Bahia II.

- Estudos para definição de reforço para atendimento da Região Oeste da Bahia (atendimento critério n-1).

3.3 Região Sudeste

Sistema Elétrico

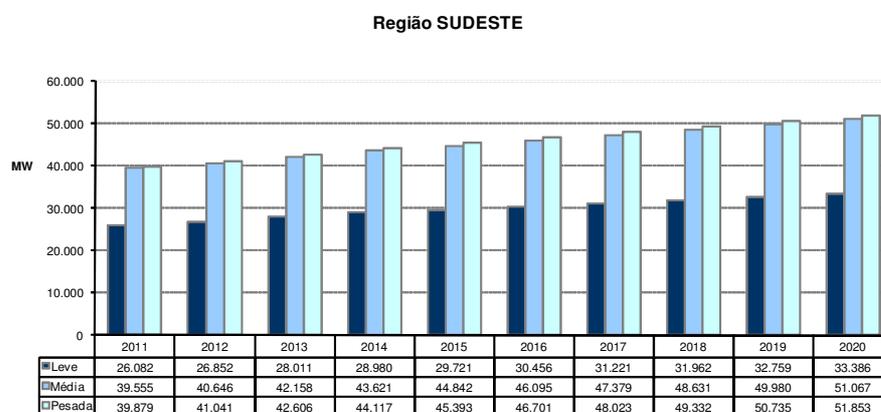
O sistema elétrico da região Sudeste é constituído por uma rede básica com mais de 35.000 km de linhas nas tensões de 750, 500, 440, 345 e 230 kV e um sistema em 138, 88 e 69 kV referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT). A região, constituída pelos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo, tem a maior malha interligada do país, atendendo cerca de 50% da carga do Sistema Interligado Nacional - 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

O sistema Sudeste possui uma capacidade instalada da ordem de 39.330 MW, distribuídos nos quatro Estados da região, sendo 24.490 MW de usinas hidrelétricas (62,3%) e 14.840 MW de usinas térmicas (37,7%). A maior hidrelétrica da região é Itaipu, aproveitamento binacional Brasil-Paraguai, 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 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 exclusivamente 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 SEs 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 60.



Fonte: EPE

Gráfico 60 – Evolução da carga da região Sudeste

3.3.1 Estado de São Paulo

Sistema Elétrico

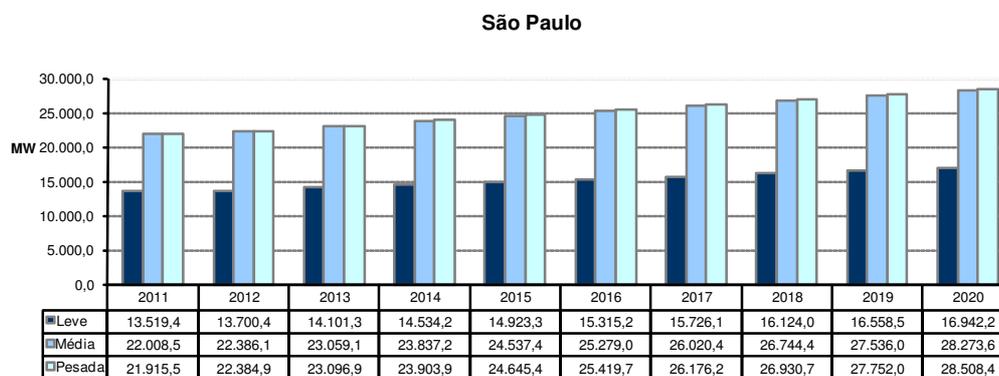
A Rede Básica em São Paulo é composta por uma extensa malha nas tensões de 500, 440, 345 e 230 kV de FURNAS, CTEEP e outras transmissoras, além de ser o ponto de chegada da energia proveniente da usina de Itaipu através dos sistemas CA em 750 kV e CC em ± 600 kV de propriedade de FURNAS. A partir da 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 LTs Água Vermelha - São Simão e com o sistema de 500 kV de FURNAS através da LT Água Vermelha-Marimbondão 500 kV. Outros pontos existentes de conexão entre os sistemas de 500 kV e 440 kV são nas SEs Assis, Taubaté e Ribeirão Preto da CTEEP. Estão previstos para este decênio mais dois pontos de conexão entre a rede de 440 e 500 kV nas SEs Araraquara e Fernão Dias. A rede em 440 kV é composta por 6170 km de linhas de transmissão no estado de São Paulo, a partir das usinas dos Rios Grande, Paraná e Paranapanema (Água Vermelha, Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupia, Porto Primavera, Taquaruçu e Capivara), atendendo a centros consumidores no interior do Estado (Ribeirão Preto, Araraquara, Bauru, 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 (SEs Santo Ângelo e Embu Guaçu) e 230 kV (SEs Assis, Taubaté e Cabreuva). Convém observar que, embora a maioria das linhas seja de propriedade da CTEEP, as linhas em 440 kV Taquaruçu – Assis – Sumaré são de propriedade da ETEO.

Geração local

São Paulo tem a maior potência instalada da Região Sudeste em usinas hidrelétricas e termelétricas, representando mais de 42% do total da Região, totalizando 16.655 MW.

Carga local

A carga pesada do estado de São Paulo representa 55% da região Sudeste/Centro-Oeste e 29,5% do SIN em 2011. Esta carga mostra um crescimento médio de cerca de 3,0% ao ano no período decenal. O Gráfico 61 mostra a evolução dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 61 – Evolução da carga do Estado de São Paulo

Programa de obras

As obras da Rede Básica previstas para o estado de São Paulo são listadas na Tabela 86 e na Tabela 87.

Tabela 86 – Programa de obras – linhas de transmissão - São Paulo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Embu Guaçu - Baixada Santista 345 kV (mudança de configuração), 46 km	2011
LT Interlagos – Piratininga II 345 kV CD 1,5 km 2x954 MCM	2011
Seccionamento da LT Poços – Mogi 345 kV CD 1,4 km (conexão de Atibaia 345 kV)	2011
LT Alto da Serra – Sul 345 kV CD, 15 km	2011
LT Itapeti – Nordeste 345 kV D1, 29 km	2012
LT Tijuco Preto – Itapeti 345 kV circuitos 3 e 4, 21 km	2012
LT Araraquara – Taubaté 500 kV, 330 km	2012
LT Taubaté – Nova Iguaçu 500 kV, 231 km	2013
LT Araraquara – Campinas 500 kV, CS, 170 km	2014
LT Ilha Solteira 2 – Água Vermelha 440 kV, C2, 130 km	2014
LT Araraquara – Itatiba circ 2 500 kV, 230 km	2014
LT Araraquara – Taubaté 500 kV, C2, 330 km	2015
LT Fernão Dias – Estreito 500 kV, 330 km Circ 1 e 2	2015
LT Fernão Dias – Estreito 500 kV, 330 km Circ 3 e 4	2017

Fonte: EPE

Tabela 87 – Programa de obras – subestações - São Paulo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Itararé II – 1 AT 230/138 kV (3+1) x 100 MVA	2011
SE Capão Bonito – 3º AT 230/138 kV - 75 MVA	2011
SE Guarulhos – 2 bancos de capacitores (100 + 150) 250 Mvar 345 kV	2011
SE Interlagos – 2 bancos de capacitores (200 + 150) 350 Mvar 345 kV	2011
SE Ribeirão Preto – 4º TR 440/138 kV (3x100) MVA	2011
SE Atibaia 2 – 1 AT 345/138 kV (3+1) x 133,3 MVA	2011
SE Atibaia – implantação (seccionando LT Poços de Caldas – Mogi das Cruzes 345 kV)	2011
SE M. de Moraes – 2 transformadores 345/138 kV 400 MVA (substituem o existente)	2011
SE Mirassol 2 – 1 banco reator 180 Mvar 440 kV	2011
SE Mirassol 2 – 1 AT 440/138 kV (3+1) x 100 MVA	2011
SE Mirassol 2 440/138 kV – implantação (seccionando 2 circuitos da LT I.Solteira – Araraquara 440 kV)	2011
SE Piratininga II – 3 transformadores 345/88 kV 400 MVA	2011
SE Tijuco Preto – reator limitador no barramento de 345 kV	2011
SE Assis - Substituição dos 2 AT 230/88 kV- 2 x 34 MVA por 2 x 75 MVA	2011
SE Taubaté – 3º TR 440/138 kV - 300 MVA	2011
SE Salto Grande - Substituição do banco 230/88 kV 40 MVA por 75 MVA	2011
SE Chavantes - 3º banco 230/88 kV - 40 MVA vindo de Salto Grande	2011
SE Assis - 1 AT 230/138 kV - 75 MVA	2012
SE Itapeti (nova) – 2 AT 345/88 kV (6+1) x 133,3 MVA	2012
SE Cerquilha III 230/138 kV – (6 + 1) x 50 MVA	2012
SE Itatiba – 2 TR 500/138 kV – (6+1) x 133,34 MVA	2012
SE Itatiba 500/138 kV – implantação (seccionando LT Campinas – Ibiúna 500 kV)	2012
SE Bom Jardim - substituição do TR 440/138 kV 3 x 50 MVA por 3 x 100 MVA	2012

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Mirassol – 2º AT 440/138 kV - 3 x 100 MVA	2012
SE Araraquara - 4 AT 500/440 kV (12+1) x 400 MVA	2012
SE Jandira - 3 TR 440/138 kV (9+1) x 133 MVA	2012
SE Jandira 440/138 kV – implantação (seccionando LT Cabreúva – Embuguapu 440 kV)	2012
SE Salto - 1 TR 440/138 kV (3+1) x 133,33 MVA	2012
SE Salto 440/138 kV – implantação (seccionando LT Bauru - Cabreúva 440 kV)	2012
SE Araraquara - Estação Inversora Nº 01 CC/CA	2012
SE Araraquara - Estação Inversora Nº 02 CC/CA	2012
SE Norte – 4º TR 345/88 kV - (3+1) x 133,33 MVA	2012
SE Araras – 3º AT 440/138 kV – 3 x 100 MVA	2013
SE Fernão Dias - 2 AT 500/440 kV - (6+1) x 400 MVA	2015
SE Fernão Dias - implantação dos setores de 500 e 440 kV	2015
SE Capão Bonito 230 kV – banco de capacitores de 30 Mvar	2016
SE Bauru 440 kV – CE -100/150 Mvar	2017

Fonte: EPE

3.3.2 Estado de Minas Gerais

Sistema elétrico

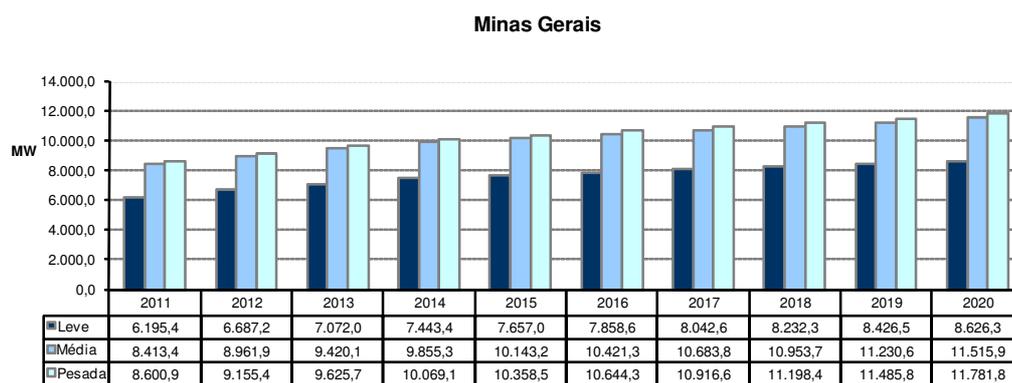
O sistema elétrico do estado de Minas Gerais é constituído por uma vasta malha de transmissão (500, 345 e 230 kV), tendo por principais proprietárias CEMIG e FURNAS, com uma extensão superior a 7.000 km. O sistema de transmissão é responsável pela interligação das grandes usinas, situadas principalmente 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, ENERGISA-MG.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Minas Gerais perfaz 13.282 MW, com 88,3% de geração hidráulica.

Carga local

O estado de Minas Gerais tem a segunda maior carga do Brasil, representando cerca de 23% da carga da região Sudeste. O patamar de carga apresenta um crescimento médio de 3,6% ao ano no período decenal. A evolução dos três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 62.



Fonte: EPE

Gráfico 62 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais*Programa de obras*

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

Tabela 88 – Programa de Obras – linhas de transmissão - Minas Gerais

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
2ª LT 345 kV Furnas – Pimenta – 67 km	2011
LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 – 180 km	2011
LT 230 kV Mesquita - Ipatinga 1 - C1 e C2 (Recondutoramento)	2011
LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2, 145 km	2012
LT 345 kV Neves 1 – Três Marias (Recapacitação)	2012
LT Mesquita - Timóteo 230 kV – 30 km	2012
LT 345 kV Pimenta – Taquaril (Recapacitação)	2013
LT 345 kV Viga – Jeceaba – 11 km	2013
LT 345 kV Serrinha – Esperança – 25 km	2014
LT 500 kV Prata – São Gotardo 2 – 349 km (referencial estudo Belo Monte)	2018
LT 500 kV São Gotardo 2 – Vespasiano – 238 km	2018
LT 500 kV Marimbondo – Prata, C2 – 81 km	2018

Fonte: EPE

Tabela 89 – Programa de obras – subestações - Minas Gerais

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Ampliação da SE Barreiro – 5º AT 345/138 kV – (3+1) x 125 MVA com LTC	2011
SE S.Dumont 345/138 kV – implantação (seccion. LT 345 kV Barbacena – Juiz de Fora)	2011
Ampliação da SE Lafaiete – 3º AT 345/138 – 150 MVA	2011
Ampliação da SE Barreiro – 6º AT 345/138 kV – 3 x 125 MVA com LTC	2012
SE Itabira 4 230kV (Sec. LT 230 kV Taquaril – Itabira 2 - Atend. à consumidor)	2012
SE Barro Branco (sec. LT 345kV Ouro Preto 2 – Padre Fialho – Atend. à consumidor)	2012
SE Nova Lima 6 (sec. LT 345kV Ouro Preto 2 – Taquaril - Atend. à consumidor)	2012
SE Sete Lagoas 4 345/138 kV – implantação (sec. LT 345 kV Neves 1 – Três Marias)	2012
SE Itabirito 2 – 500/345 kV – 1 x 560 MVA (sec LT 500kV S.Gonçalo – Ouro Preto)	2012
Ampliação SE Taquaril 345/230 kV – 4o AT 345/230 kV 225MVA	2012
SE Timóteo 2 (Sec. LT 230 kV Ipatinga 1 - Timóteo, CD)	2012

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Padre Fialho 345/138 kV – 150 MVA (sec LT 345 kV Ouro Preto – Vitória)	2012
Introdução da transformação – 345/138 kV – 225 MVA – SE São Gotardo 2	2013
Ampliação da SE Neves 1 – 4º TR 500/138 kV – 300 MVA	2013
SE Viga 345 kV (Atendimento à consumidor)	2013
SE Esperança 345 kV (sec LT 345 kV Pimenta- Taquaril)	2014
SE Serrinha 345 kV (Atendimento à consumidor)	2014
Ampliação SE Mesquita 500/230 kV – 4o AT 400 MVA	2014
Ampliação da SE Pimenta – 3º AT 345/138 – 150 MVA	2015
SE Itabira 4 500/230 kV (implantação pátio 500kV e sec LT 500kV Neves – Mesquita)	2016
SE Prata – 500 kV (sec LTs 500 kV Itumbiara – Marimondo e São Simão – Jaguará (referencial estudo B. Monte)	2018

Fonte: EPE

3.3.3 Estado do Espírito Santo

Sistema Elétrico

Atualmente, para atender a carga do Espírito Santo, existem três linhas de 345 kV, uma de 230 kV e dois circuitos em 138 kV que interligam o Estado aos sistemas de FURNAS e da CEMIG além de um parque gerador local. Duas das linhas de transmissão em 345 kV têm origem na SE Adrianópolis (FURNAS), no estado do Rio de Janeiro, passam pelas UTEs Macaé Merchant e Norte Fluminense, pela SE Campos, e chegam à SE Vitória (FURNAS), no norte da região da Grande Vitória. A terceira linha em 345 kV, também de FURNAS, liga as SEs Vitória (FURNAS) e Ouro Preto 2 (CEMIG).

A ESCELSA é a principal empresa responsável pelo fornecimento de energia elétrica ao mercado consumidor do estado, com uma área de concessão que abrange cerca de 90% do total (41.372 km²). A região centro-norte do Estado representa a área de concessão da Empresa Luz e Força Santa Maria - ELFSM, que é suprida pela ESCELSA por uma conexão em 138 kV, na SD São Gabriel, e duas conexões em 69 kV, nas SDs Duas Vendinhas e São Roque. Outra interligação da ESCELSA com a Rede Básica é através do sistema de transmissão em 230 kV que interliga as SEs Mascarenhas (ESCELSA), no Centro-Oeste do estado do Espírito Santo, próximo à divisa com o estado de Minas Gerais, e Governador Valadares (CEMIG), passando pela UHE Aimorés e Conselheiro Pena, localizadas na região leste de Minas Gerais.

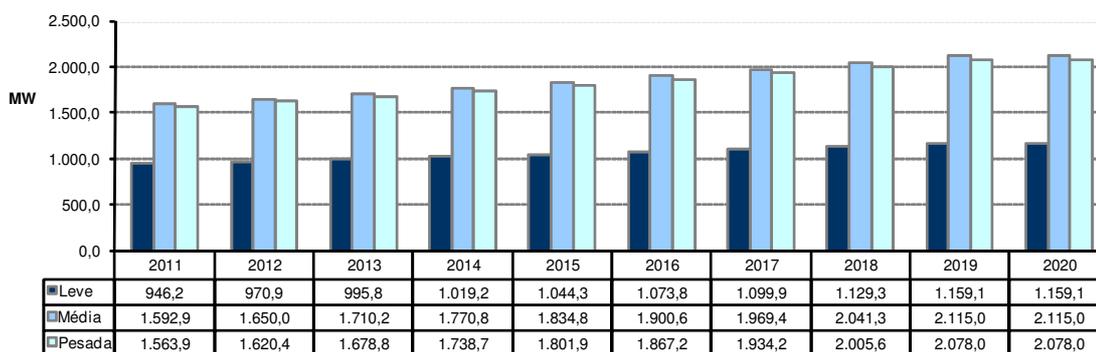
Geração local

O Espírito Santo tem cerca de 1400 MW de potência instalada, o que representa cerca de 3,6% do total da região Sudeste.

Carga local

A carga pesada do estado do Espírito Santo representa, em média, cerca de 4% do total da região Sudeste, com crescimento médio anual de 3,2% no período decenal. O Gráfico 63 ilustra a evolução dos três patamares de carga.

Espírito Santo



Fonte: EPE

Gráfico 63 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo

Programa de obras

As principais obras da Rede Básica previstas para a área da ESCELSA no período 2011-2020 são apresentadas nas tabelas a seguir:

Tabela 90 – Programa de obras – linhas de transmissão – Espírito Santo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Mesquita – Viana 2 – 248 km	2012
LT 230 kV Mascarenhas – Linhares – 99 km	2012

Fonte: EPE

Tabela 91 – Programa de obras – subestações - Espírito Santo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Vitória 345 kV – 2º CS	2011
SE Viana 2 500/345 kV – 1º TR 4x300 MVA	2012
SE Linhares 230/138 kV – 1º TR 4x50 MVA	2012
SE Vitória 345/138 kV – 50 TR 3x75 MVA	2013
SE Viana 345/138 kV -40 TR 3x75 MVA	2013

Fonte: EPE

3.3.4 Estado do Rio de Janeiro*Sistema Elétrico*

A Rede Básica que abastece o estado do Rio de Janeiro a partir das SE Cachoeira Paulista, em São Paulo, e Itutinga, em Minas Gerais, é formada por LTs nas tensões de 500 e 345 kV de FURNAS. O tronco em 345 kV atende ao norte do estado do Rio, operando como corredor para abastecer também o estado do Espírito Santo. Estes dois Estados, em conjunto com a área de concessão da CFLCL, formam a área Rio/Espírito Santo, que importa energia elétrica dos estados de São Paulo e Minas Gerais através dos seguintes pontos da rede: SE Cachoeira Paulista; LT Itutinga-Adrianópolis em 345 kV; LT Ouro Preto-Vitória em 345 kV; conexões em 230 kV com São Paulo e Minas Gerais nas SEs Nilo Peçanha e Mascarenhas, respectivamente. A SE Cachoeira Paulista é toda dedicada à transferência de potência do parque gerador de São Paulo, Minas Gerais e da usina

de Itaipu para a área Rio/Espírito Santo. A injeção para o estado do Rio de Janeiro via Cachoeira Paulista, chega a esta SE através da rede de 500 kV proveniente do sistema de transmissão de Itaipu, a partir do terminal de Tijuco Preto. O sistema em 500 kV proveniente das SEs Poços de Caldas e Campinas integra os parques geradores do Rio Paranaíba e Baixo Rio Grande à rede de 345 e 138 kV de suprimento à área Rio/Espírito Santo nas SEs Angra, Adrianópolis, Grajaú, São José, Santa Cruz (2008) e Nova Iguaçu (2013). Partem da SE Adrianópolis dois circuitos em 345 kV para atendimento à região de Campos e ao Espírito Santo.

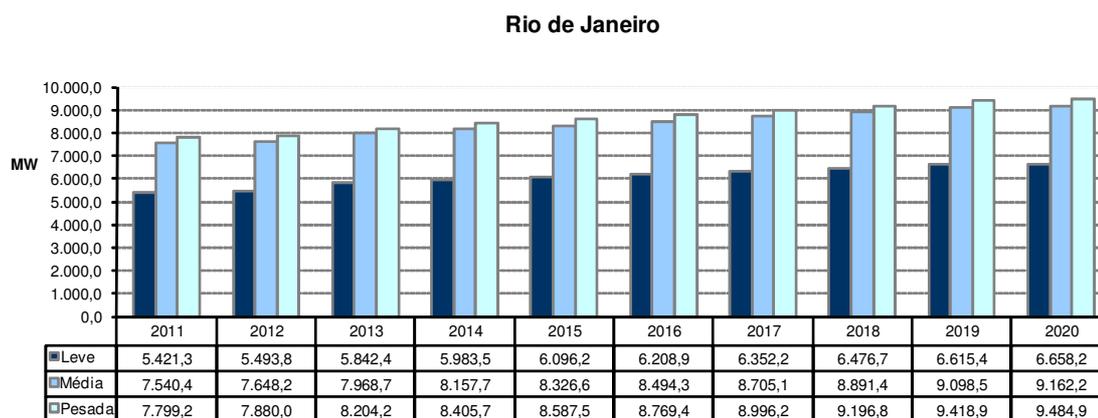
O restante do suprimento ao estado do Rio é realizado através da geração local e da interligação Rio-São Paulo, em Santa Cabeça, pela transformação de Nilo Peçanha 230/138 kV - 1 x 200 MVA, da LIGHT.

Geração local

O estado do Rio de Janeiro tem uma potência instalada de cerca de 7.987 MW, dos quais 84% 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 19% do total da Região Sudeste. O patamar de carga pesada apresenta um crescimento médio anual de 2,2% no período decenal. A evolução dos três patamares de carga é mostrada no Gráfico 64.



Fonte: EPE

Gráfico 64 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro

Programa de obras

Com os reforços das interligações com os estados do Acre e Rondônia, em 2012, e com a região Norte, em 2015, um conjunto de reforços será necessário na rede de transmissão da região Sudeste, os quais estão sendo analisados através de estudos específicos; alguns desses reforços poderão abranger a rede do estado do Rio de Janeiro, dependendo da alternativa de transmissão que venha a ser selecionada. No curto prazo, é previsto para 2011 a implantação da SE Oeste 500 kV (seccionando a LT Angra-Grajaú 500 kV) e, em 2013, da SE Nova Iguaçu.

Tabela 92 – Programa de obras – linhas de transmissão – Rio de Janeiro

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Seccionamento da LT Adrianópolis – Jacarepagua 345 kV, C2, na SE Nova Iguaçu	2014
Seccionamento da LT Adrianópolis – São José 500 kV na SE Nova Iguaçu	2017

Fonte: EPE

Tabela 93 – Programa de obras – subestações – Rio de Janeiro

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Nova Iguaçu 500/138 kV – 4 Ts (3+1) x 300 MVA	2013
SE Nova Iguaçu 500/345 kV – 4 ATs (3+1) 300 MVA	2015
SE Nova Iguaçu 500/138 kV – 3 Ts 300 MVA	2020

Fonte: EPE

3.3.5 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 de São Paulo

- Avaliar, juntamente com a ELETROPAULO, a necessidade de se instalar o 3º circuito da LT subterrânea Norte – M. Reale 345 kV;
- Estudo de suprimento à grande São Paulo;
- Estudo de suprimento ao litoral paulista;
- Avaliar o carregamento da transformação 440/138 kV de Jupia e determinar reforços para o sistema regional.
- Estudo de contingências múltiplas (perda tripla) no tronco 765 kV de Itaipu.

Estado do Rio de Janeiro

- Solucionar sobrecarga nos troncos Santa Cruz – Jacarepaguá que permanece com altos carregamentos nas linhas radiais que partem da subestação de Jacarepaguá 138 kV;
- Analisar os problemas de tensão verificados nas Regiões Elétricas de Resende e dos Lagos e Norte Fluminense (Ampla);
- Analisar o impacto nos níveis de curto-circuito regionais dos novos aproveitamentos hidráulicos Cambuci, Barra do Pomba e Simplício, principalmente na região de Italva, Campos e Lagos.
- Analisar reforços para suprimento à região Norte do Estado do Rio de Janeiro e Sul do Espírito Santo, em função do esgotamento da capacidade de transformação 345/138 kV de Campos.

Estado do Espírito Santo

- O estudo indicado no item anterior abrange análise de suprimento ao Espírito Santo.

Estado de Minas Gerais

- Determinação de reforços para a Região Leste para possibilitar o escoamento da geração no período úmido e evitar o corte de carga para perda no sistema supridor da SE Araçuaí.
- Determinação de reforços para garantir atendimento satisfatório ao extremo norte de Minas Gerais – Janauba, Januária e Manga.
- Avaliar e propor soluções para sobrecargas em transformações (Três Marias, Barbacena, Ouro Preto, Ipatinga).

- Determinação dos reforços para atendimento à região de Patos de Minas.
- Estudos para atendimento à região sul de Minas (Varginha).
- Estudos para definição da solução para eliminação de sobrecarga em subestações: SE Poços 500/345 kV, SE Barbacena 345/138 kV, SE Três Marias 345/230 kV.
- Determinação de reforços estruturais para a região de Palmeiras e Firminópolis.

3.4 Região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia

Sistema elétrico

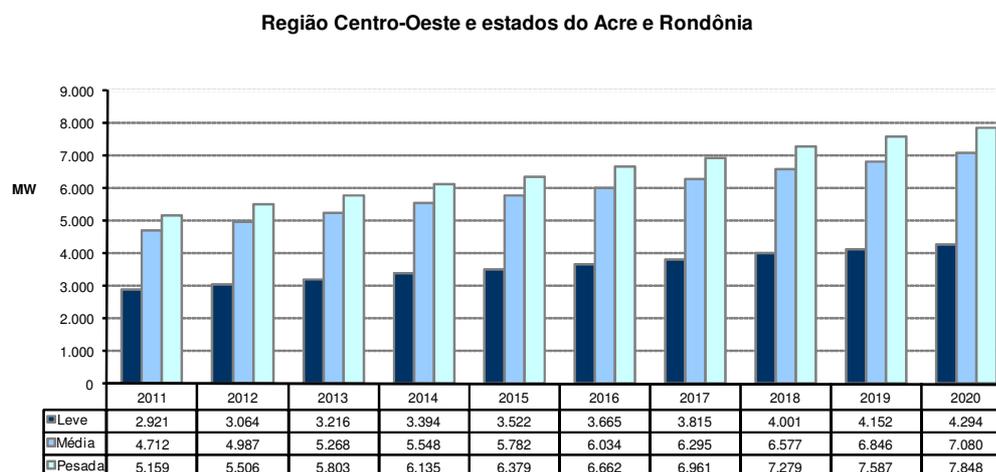
A região Centro-Oeste, constituída pelos estados de Goiás, Mato Grosso e do Distrito Federal e, desde 2009, os estados do Acre e Rondônia, atende cerca de 7% da carga do Sistema Interligado Nacional. Os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas de Goiânia e Brasília. A Rede Básica desta região têm linhas em 500, 345 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 DITs.

Geração Regional

O sistema Centro Oeste possui uma capacidade instalada da ordem de 9.949 MW, distribuídos nos estados da região, sendo 7800 MW de usinas hidrelétricas (78%) e 2150 MW de usinas térmicas (22%).

Carga Regional

As projeções dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão mostradas no Gráfico 65.



Fonte: EPE

Gráfico 65 – Evolução da carga da Região Centro Oeste e Acre Rondônia

3.4.1 Estado de Goiás e Distrito Federal

Sistema elétrico

A Rede Básica que compõe o sistema desta região é formada por linhas nas tensões de 500, 345 e 230 kV de FURNAS, 500 kV da Expansion e CELG (230 kV). Esta região, onde situam-se as distribuidoras CEB, CELG e

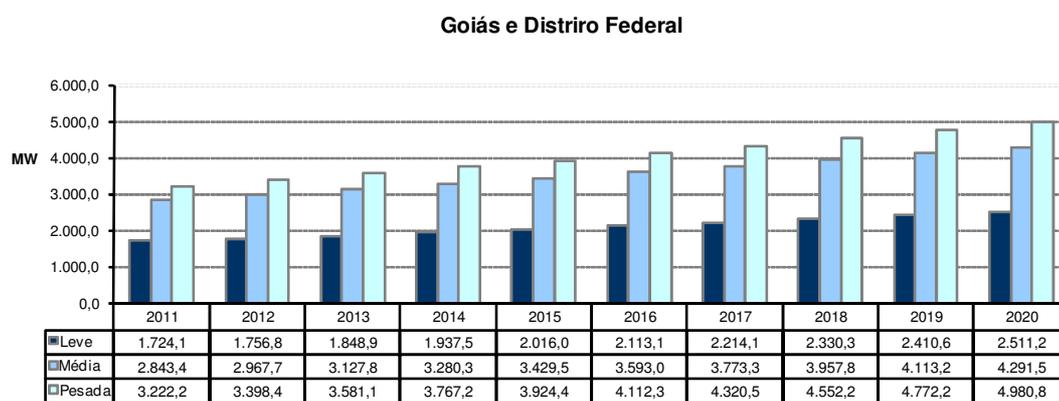
CELTINS e alguns consumidores livres é suprida por FURNAS nas SEs Brasília Sul, Bandeirantes, Brasília Geral, Barro Alto, Niquelândia, Serra da Mesa e SE Samambaia, através de um sistema de transmissão composto de 3 linhas de transmissão de 345 kV que partem da SE Itumbiara e de três linhas de 500 kV provenientes da SE Serra da Mesa até a SE Samambaia. Nesse tronco de 345 kV que interliga as SEs Itumbiara, Bandeirantes, Brasília Sul e Samambaia, também está conectada a UHE Corumbá I de FURNAS.

Geração local

O estado de Goiás e o Distrito Federal têm uma potência instalada de cerca de 6.800 MW.

Carga local

A carga do estado de Goiás e do Distrito Federal representa, em média, 66% do total da região Centro Oeste. A evolução desta carga apresenta um crescimento médio anual de 5,0% e é reproduzida no Gráfico 66 para os três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 66 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal

Programa de obras

O plano de obras para o sistema de transmissão nos estados de Goiás e Distrito Federal é apresentado nas tabelas a seguir.

Tabela 94 – Programa de obras – linhas de transmissão - Goiás e Distrito Federal

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Serra da Mesa – Niquelândia – Barro Alto 230 kV, C2, 87 km	2012
LT Rio Verde Norte – Trindade 500 kV, CD, 200 km	2012
LT Trindade – Xavantes 230 kV, CD, 33 km	2012
LT Trindade – Carajás 230 kV, CS, 22 km	2012
LT Xavantes – Pirineus 230 kV, C2, 40 km	2012
LT Cachoeira Dourada – Planalto 230 kV, C1, 85 km - Recapacitação	2012
LT Barro Alto – Itapaci 230 kV, C2, 68 km	2013
LT Rio Verde Norte – Itumbiara, C2, 500 kV, 202 km	2015

Fonte: EPE

Tabela 95 – Programa de obras – subestações - Goiás e Distrito Federal

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Brasília Geral - 230/34,5 kV - substituição de 2 TRs de 30 MVA por 2 TRs de 60 MVA	2011
SE Corumbá – novo setor de 138 kV - 2 TRs 345/138 kV – 2 x 75 MVA	2011
SE Rio Verde – 3º AT 230/138/13,8 kV – (3+1) x 33,3 MVA	2011
SE Samambaia 3º AT 345/138 kV - 225 MVA	2011
SE Luziânia – 1º TR 500/138 – (3+1) x 75 MVA	2012
SE Barro Alto 2º AT 230/69 kV – 50 MVA	2012
SE Barro Alto 230 kV – 2º banco de capacitores 27,7 MVar	2012
SE Trindade – 3 TRs 500 / 230 kV - 400 MVA	2012
SE Niquelândia (FURNAS) - Construção de um novo setor de 69 kV – 1º TR 230/69 kV – 30 MVA	2012
SE Itumbiara – 4º AT 345/230 kV – 3 x 75 MVA	2012
SE Brasília Sul – 3º AT 345/230 kV – 3 x 75 MVA	2012
SE Itapaci 230 kV – 1º e 2º AT 230/138 kV – 2x75 MVA	2013

Fonte: EPE

3.4.2 Estado de Mato Grosso

Sistema elétrico

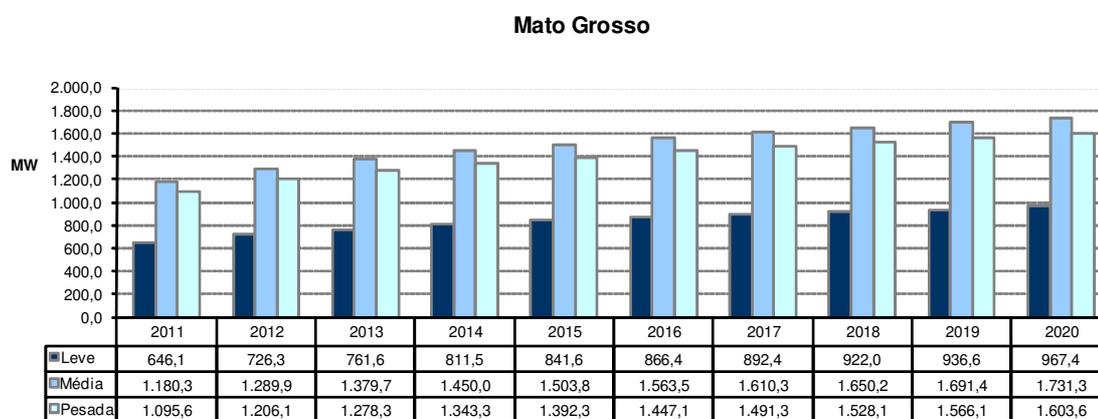
Com mais de 2000 km de extensão, a Rede Básica que compõe o sistema do estado de Mato Grosso é formada por linhas nas tensões de 230 kV de FURNAS, ELETRONORTE e da transmissora Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A., e em 500 kV da Itumbiara Transmissora de Energia Ltda. O estado de Mato Grosso foi importador de energia elétrica durante muitos anos. Atualmente, passou a ser exportador de energia, com a geração local de energia elétrica em Mato Grosso consiste das UHEs Juba I e II com capacidade de 84 MW, da UTE Mário Covas, com capacidade de 480 MW, UHE Manso com 210 MW, UHE Guaporé com 120 MW, UHE Jauru com 110 MW, UHEs Itiquira I e II com 156 MW e UHE Ponte de Pedra com 176 MW, além de outras pequenas usinas hidráulicas, totalizando cerca de 1900 MW. O escoamento do excedente de energia do estado de Mato Grosso em direção à região Sudeste é feito, atualmente, através de três linhas em 230 kV perfazendo um total de 1.634 km, uma em 138 kV e um circuito em 500 kV entre a SE Cuiabá (MT) e a SE Itumbiara (GO). Para atender as cargas da região norte do estado, 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 (ELETRONORTE), com seccionamento na SE Nobres (ELETRONORTE) onde está conectada à UHE Manso (FURNAS). 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 e pela Usina Térmica Mario Covas (480 MW). Devido ao esgotamento previsto da SE Coxipó (5 x 100 MVA), foi indicado um novo ponto de atendimento ao anel em 138 kV de Cuiabá através do seccionamento de um dos circuitos 230 kV Jauru - Coxipó na SE Nova Várzea Grande 230/138 kV – 1 x 150 MVA em 2013 e do segundo banco e seccionamento do circuito em 2018.

Geração local

O estado de Mato Grosso tem uma potência instalada de 2097 MW, que corresponde a 21% da potência da região Centro-Oeste.

Carga local

A carga do estado de Mato Grosso representa, em média, cerca de 20 % do total da região Centro Oeste, com crescimento médio anual de 4,3% para o patamar de carga pesada. Sua evolução é mostrada no Gráfico 67 para os três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 67 – Evolução da carga de Estado de Mato Grosso

Programa de obras

Tabela 96 – Programa de obras– linhas de transmissão – Mato Grosso

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Nova Mutum – Sorriso 230 kV, C2, 152 km	2011
LT Sorriso – Sinop 230 kV, C2, 77 km	2011
LT Parecis – Brasnorte 230 kV, CD, 106 km	2011
LT Juína - AHE Dardanelos 230 kV, CD, 168 km	2011
LT Juína – Brasnorte 230 kV, CD, 215 km	2011
LT Juba – Brasnorte 230 kV, CD, 232 km	2011
LT Coxipó – Nobres 230 kV, C1, 105 km - Recapacitação	2011
LT Jauru - Vilhena 230 kV, C3, 354 km	2012
LT Jauru - Cuiabá 500 kV, C1, 348 km	2012
LT Cuiabá - Nobres 230 kV, C1, 115 km	2012
LT Nobres - Nova Mutum 230 kV, C2, 100 km	2012
LT Cuiabá - Ribeirãozinho 500 kV, C2, 364 km	2013
LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte 500 kV, C2, 242 km	2013

Fonte: EPE

Tabela 97 – Programa de obras – subestações – Mato Grosso

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Brasnorte 230 kV	1º AT 230/138/13,8 (3 + 1) x 33,33 MVA	2011
SE Jauru 230 kV	2º AT 230/138/13,8 – 3 x 100 MVA	2011
SE Juína 230 kV	1º AT 230/138/13,8 (3+1) x 33,33 MVA	2011
SE Lucas do Rio Verde (Nova) 230 kV	1º AT 230/138/13,8 (3+1) x 25 MVA	2011
SE Nobres	1º e 2º AT 230/138/13,8 –100 MVA	2011
SE Nova Mutum	2º TR 230/69/13,8 kV –30 MVA	2011
SE Parecis	1º, 2º e 3º AT 230/138/13,8 kV – (9+1) 33,33 MVA	2011
SE Sinop	2º AT 230/138/13,8 –100 MVA	2011
SE Jauru 500 kV	3º AT 500/230/13,8 – (3+1) x 250 MVA	2012

SE Barra do Peixe 230 kV	3º AT 230/138/13,8 – 2 x (3+1) x 16,67 MVA	2013
SE Nova Várzea Grande 230/138 kV (Secionamento da LT 230 kV Jauru-Coxipó)	1º AT 230/138 – (3+1) x 50 MVA	2013

Fonte: EPE

3.4.3 Estados do Acre e Rondônia

Sistema elétrico

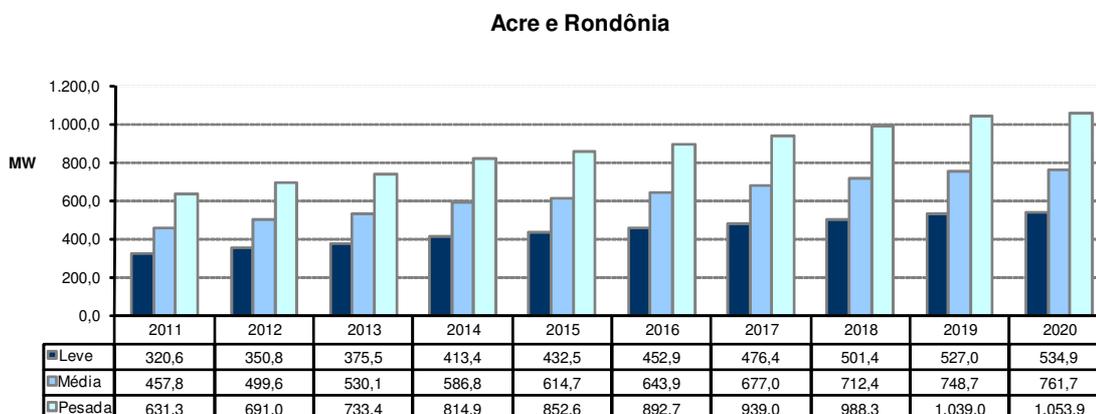
Os sistemas elétricos dos estados do Acre e Rondônia são interligados através de um sistema de transmissão na tensão de 230 kV, com característica essencialmente radial. O sistema de transmissão da ELETRONORTE no estado do Acre atualmente é constituído de um circuito em 230 kV, Abunã - Rio Branco, alimentado a partir da SE Abunã em Rondônia. A partir da SE Rio Branco, a transformação 230/69/13,8 kV - 100 MVA alimenta em 02 (dois) circuitos de 69 kV as SEs Tangará e São Francisco, cada uma com dois transformadores de 69/13,8 kV - 26,6 MVA e um circuito em 69 kV alimenta SE Sena Madureira 69/13,8 kV – 12,5 MVA. A partir da SE Rio Branco, a transformação 230/138 kV – 55 MVA, através de um circuito de 138 kV, alimenta a SE Epitaciolândia 138/13,8 kV - 12,5 MVA. O sistema de transmissão de Rondônia atende, por meio de linhas de transmissão em 230 kV, às regiões polarizadas pelas cidades de Porto Velho, Ariquemes e Ji Paraná. Da cidade de Ji Paraná parte uma linha de transmissão em 138 kV, operando em 69 kV, com destino à cidade de Rolim de Moura, na região centro-sul do estado. A partir de 2009 entrou em operação a conexão entre os estados de Rondônia e Mato Grosso, através de LTs em 230 kV entre a SE Vilhena (Rondônia) e a SE Jauru (Mato Grosso), cujas instalações foram licitadas em novembro de 2006. Com essa conexão, foi estabelecida a interligação do subsistema Acre/Rondônia com a região Centro-Oeste.

Geração local

O total da geração atualmente em operação nos estados do Acre e Rondônia é de 1.026 MW, dos quais 893 MW estão instalados em Rondônia e 133 MW no Acre.

Carga local

A evolução dos três patamares de carga para os estados do Acre e Rondônia prevista para o decênio é apresentada no Gráfico 68 de onde se deduz, para o patamar de carga pesada, um crescimento médio anual de 5,9% no período decenal.



Fonte: EPE

Gráfico 68 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia

Programa de obras

O programa de obras para a Rede Básica destes estados é mostrado na tabela a seguir.

Tabela 98 – Programa de Obras - linhas de transmissão - Estados do Acre e Rondônia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Samuel / Ariquemes 230 kV - C2, 150 km	2012
LT Ariquemes / Ji-Paraná 230 kV - C2, 165 km	2012
LT Ji-Paraná / Pimenta Bueno 230 kV - C2, 118,6 km	2012
LT Pimenta Bueno / Vilhena 230 kV - C2, 160,3 km	2012
LT Vilhena / Jauru 230 kV - CD, 354 km	2012
LT Porto Velho I / Abunã 230 kV - C2, 190 km	2012
LT Abunã / Rio Branco I 230 kV - C2, 305 km	2012
LT Porto Velho I / Samuel 230 kV - C3, 41 km	2012
LT Samuel / Ariquemes 230 kV - C3, 150 km	2012
LT Ariquemes / Ji-Paraná 230 kV - C3, 165 km	2012
LT Ji-Paraná / Pimenta Bueno 230 kV - C3, 118 km	2012
LT Pimenta Bueno / Vilhena 230 kV - C3, 160 km	2012
LT Vilhena / Jauru 230 kV - C3, 354 km	2012
LT Porto Velho Coletora / Porto Velho I 230 kV - C1, 12 km	2012
LT Porto Velho Coletora / Porto Velho I 230 kV - C2, 12 km	2012
LT Coletora Porto Velho / Araraquara±600CC - n°1	2012
LT Coletora Porto Velho / Araraquara ±600CC - n°2	2012
Secionamento LT (Porto Velho I / Abunã) / Universidade230 kV, 0,5 km, MCM	2013

Fonte: EPE

Tabela 99 – Programa de obras – subestações - Estados do Acre e Rondônia –Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Jaru	2º TR 230/69/13,8kV - 30 MVA	2011
	3º TR 230/69/13,8kV - 30 MVA	2014
SE Ji Paraná	2º AT 230/138/13,8kV -100 MVA	2011
	3º AT 230/138/13,8kV -100 MVA	2014
	3º TR230/69/13,8kV - 60 MVA	2014
SE Pimenta Bueno	3º AT230/138/13,8kV - 55 MVA	2011
SE Porto Velho I	4º TR 230/69 kV - 100 MVA	2011
SE Coletora Porto Velho 230 kV		2012
Estações Conver. CA/CC/CA BACK-TO-BACK – 500 kV		2012
CC - Estação Retificadora Nº 01 CA/CC		2012
CC - Estação Retificadora Nº 02 CA/CC		2012
SE Rio Branco I	2º AT 230/138/13,8kV - 55 MVA	2013
	3º TR 230/69/13,8kV - 100 MVA	2013
SE Ariquemes	3º TRs 230/69/13,8kV - 60 MVA	2014

Fonte: EPE

3.4.4 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 de Goiás:

- Analisar e identificar soluções para os casos de suprimento radial com elos singelos em todo o estado de Goiás;
- Analisar o problema do 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:

- Avaliar, por meio de estudos transitórios eletromagnéticos, a possibilidade de se tornar manobráveis os reatores de linhas existentes nas SE de Jauru e Coxipó 230 kV;
- Analisar o tronco entre Cuiabá e Itumbiara devido ao aumento expressivo de geração no estado de Mato Grosso;
- Estudo para integração das usinas do Teles Pires à Rede Básica, bem como os reforços para a região Sudeste;
- Estudo de implantação do terceiro circuito em 230 kV entre as subestações de Barra do Peixe, no estado do Mato Grosso e de Rio Verde, no estado de Goiás.

Distrito Federal:

- Consolidação do reforço estrutural à região de Brasília e estudo para definição de novo ponto de suprimento;

Estados do Acre e Rondônia:

- Analisar a necessidade de inclusão da subestação Universidade 230/69 kV, a partir de 2013.

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 Iguazu e Uruguai. Os grandes centros de carga são atendidos por subestações de 525/230 kV, a partir das quais se desenvolve a malha em 230 kV. As interligações internacionais constituem característica marcante da Região Sul, destacando-se as interligações com a Argentina através da Conversora de Garabi

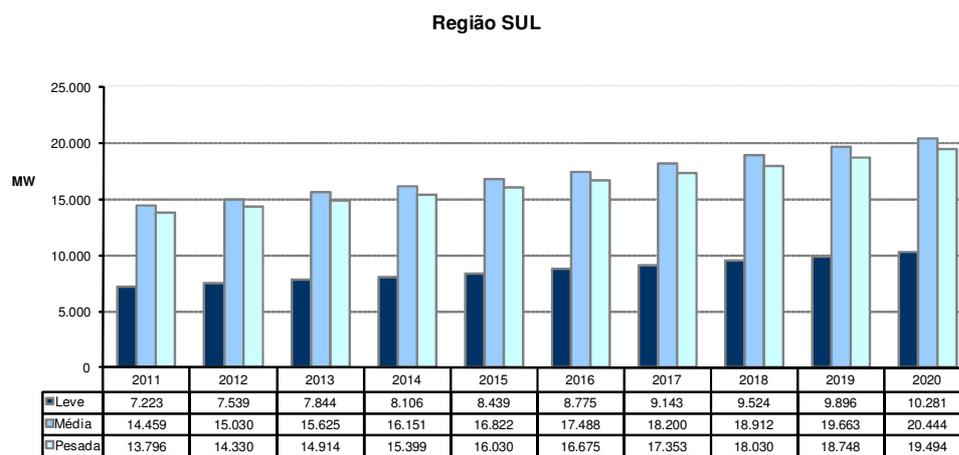
(2100 MW) e da Conversora de Uruguiana (50 MW), a interligação com o Uruguai através da Conversora de Rivera (70 MW) e a interligação Copel/Ande através de um conversor de 55 MW. As empresas ELETROSUL, COPEL-T e CEEE-T são as principais responsáveis pela Rede Básica e as empresas CELESC, COPEL-D, CEEE-D, AES-Sul e RGE são as principais concessionárias de distribuição que atendem a Região Sul. A ENERSUL é a principal concessionária de distribuição do Mato Grosso do Sul, sendo responsável pelo atendimento a 94% dos municípios do estado.

Geração Regional

O sistema da região Sul possui uma capacidade instalada da ordem de 31.289 MW, sendo 26.365 MW hidráulicas (84,2%) e 4.924 MW térmicas (15,8%), com a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos localizados nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Paraná.

Carga Regional

O Gráfico 69 mostra evolução dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento para a Região Sul e estado de Mato Grosso do Sul. Verifica-se, para o patamar de carga pesada, um crescimento médio anual de 3,9% no período 2011-2020.



Fonte: EPE

Gráfico 69 – Evolução da carga na região Sul

3.5.1 Estado do Rio Grande do Sul

Sistema Elétrico

O estado do Rio Grande do Sul é suprido através de um sistema em 525 kV, um sistema de 230 kV e complementado com geração das Usinas da Bacia do Rio Jacuí, da Usina Hidrelétrica de Passo Fundo, de gerações térmicas a carvão das Usinas de Presidente Médici e Charqueadas, de gerações térmicas a gás das Usinas de Uruguiana e Canoas, das Centrais Eólicas dos Parques de Osório, dos Índios e Sangradouro, além das Interligações Internacionais através das conversoras de Garabi, Uruguiana 5 e Livramento 2.

Os principais pontos de suprimento em 525 kV do estado do Rio Grande do Sul são: a SE 525/230 kV Gravataí (3x672 MVA), aonde chegam linhas provenientes de Nova Santa Rita e Caxias; a SE 525/230 kV Caxias

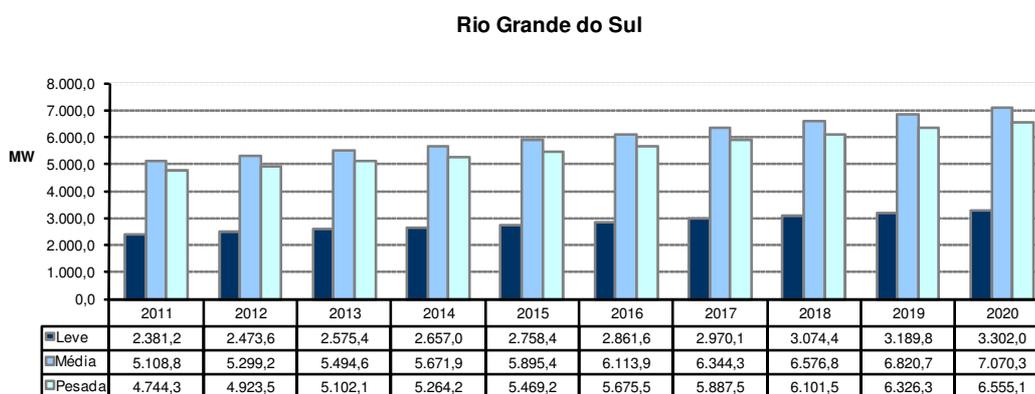
(3x672 MVA), atendida por uma linha proveniente de Campos Novos e por outra linha de 525 kV proveniente de Itá; a SE 525/230 kV Nova Santa Rita (3x672 MVA), atendida pela LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita, por uma LT 525 kV proveniente de Gravataí e por uma LT 525 kV Campos Novos – Novos Santa Rita prevista para o final de 2007; 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 a SE Itá. O sistema de 230 kV do Rio Grande do Sul interliga-se com o estado de Santa Catarina através de: duas Luz em 230 kV oriundas da SE Xanxerê, que se conectam à UHE Passo Fundo; da LT 230 kV que interliga a SE Siderópolis, em Santa Catarina, à subestação Farroupilha, passando pelas subestações Lajeado Grande e Caxias 5; e também da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha. Observa-se que o atendimento ao estado do Rio Grande do Sul continuará fortemente dependente da integridade e robustez do sistema de 525 kV, bem como dos intercâmbios que venham a ser praticados.

Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 5.660 MW, com predominância de fontes hidráulicas e térmicas.

Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Sul prevista para o período 2011-2020 apresenta um crescimento médio de cerca de 3,7% ao ano, para o patamar de carga pesada. O Gráfico 70 apresenta a evolução para os três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 70 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado do Rio Grande do Sul previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 100 e na Tabela 101.

Tabela 100 – Programa de obras - linhas de transmissão - Rio Grande do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Dona Francisca / Santa Maria 3 (C2)230kV, CS, 63 km	2011
LT Cidade Industrial – Pelotas 3 (Sec Guaíba 2) 230kV, CD 2 km	2011
LT Gravataí 2 – Cidade Industrial C1 (Sec. Cachoeirinha) 230kV, CD, 1 km	2011
LT Gravataí 2 – Gravataí 3 (Recapitação) 230kV	2011

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Caxias – Caxias 2 (Sec. Caxias 6) 230kV, CD , 1 km	2011
LT Caxias – Taquara (Sec. Nova Petrópolis 2) 230 kV, CD, 0,5 km	2011
LT Farroupilha – Garibaldi (Sec. Farroupilha 2) 230 kV, CD, 1 km	2011
LT Santo Ângelo – Passo Real (Sec. Ijuí 2) 230kV, CD, 0,5 km	2011
LT Gravataí 2 – Porto Alegre 6 (Sec. Viamão 3) 230kV, CD, 2 km	2012
LT Garibaldi – Monte Claro 230kV CS , 25 km	2012
LT Nova Santa Rita – Scharlau , CD, 23km 230kV	2013
LT Gravataí 2 – Porto Alegre 10 230kV (Sec. Porto Alegre 12), CD, 2 km	2013
LT Nova Santa Rita – Itaúba 230kV (Sec. Candelária 2), CD, 12 km	2013
LT Salto Santiago - Itá 525kV , C2, 187 km	2013
LT Itá – Nova Santa Rita 525kV , C2, 314 km	2013
LT Nova Santa Rita – Camaquã 3 230kV, CS, 126 km	2013
LT Camaquã 3 – Quinta 230kV, CS, 164 km	2013
LT Guaíba 2 – Pelotas 3 230kV (Sec. Camaquã 3) ,CD , 2km	2013
LT Lajeado – Garibaldi 230kV , CS, 57 km	2013
LT Nova Santa Rita – Porto Alegre 9 230kV, CS, 27 km	2013
LT Restinga – Viamão 3 230kV , CS, 18,5 km	2013
LT Porto Alegre 9 – Porto Alegre 8 230kV, CS, 12 km	2013
LT Porto Alegre 9 – Porto Alegre 4 230kV, CS subterrânea, 11km	2013
LT Restinga – Porto Alegre 13 230kV, CS, 7 km	2013
LT Campo Bom – Taquara 230kV, CS, 29 km	2013
LT Porto Alegre 8 – Porto Alegre 1 230kV, CS subterrâneo, 4 km	2015
LT Porto Alegre 12 – Porto Alegre 1 230kV, CS subterrâneo, 3,4 km	2015
LT Bagé 2 – Candiota 230 kV, CS, 50 km	2016
LT Nova Santa Rita 525 kV, CS, 290 km	2018
LT Camaquã 3 – Quinta 230 kV (Sec. Povo Novo) ,CD , 2km	2018
LT Pelotas 3 – Quinta 230 kV (Sec. Povo Novo) ,CD , 2km	2018

Fonte: EPE

Tabela 101 – Programa de obras - subestações - Rio Grande do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Pelotas 3	3º TR 230/138kV - 83MVA	2011
SE Uruguaiana 5	3º TR 230/69kV - 83 MVA	2011
SE Venâncio Aires	3º TR 230/69kV - 75MVA	2011
SE Presidente Médici	2º TR 230/138kV - 83MVA	2011
SE Scharlau	2º TR 230/23kV - 50MVA	2011
SE Santa Maria 3	3º TR 230/69kV - 83MVA	2011
SE São Borja 2	3º TR 230/69 kV – 50 MVA	2011
SE Maçambará	3º TR 230/69 kV - 83 MVA	2011
SE Cachoeirinha	2 x TR 230/138kV- 150MVA	2011
SE Ijuí 2	2 x TR 230/69 kV – 83 MVA	2011
SE Lajeado Grande	1 x TR 230/138 kV - 75 MVA	2011
SE Nova Petrópolis 2	1 x TR 230/69 kV– 75 MVA	2011

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Farroupilha 2	2 x TR 230/69 kV - 83 MVA	2011
SE Canoas 1	2º TR-230/23 kV 50MVA	2012
SE Quinta	2º TR 230/138kV - 50MVA	2012
SE Taquara	2º TR 230/138kV - 3 x 50MVA	2012
SE Alegrete 2	2º TR 230/69kV - 83MVA	2012
SE Lajeado 2	3º TR 230/69kV - 83MVA	2012
SE Quinta	2º TR 230/69kV - 3 x 55MVA	2012
SE Santa Cruz 1	3º TR 230/69kV - 83MVA	2012
SE Foz do Chapecó	2 x AT 230/138 kV – 50 MVA	2012
SE Porto Alegre 10	2º TR 230/13,8 kV 50 MVA	2012
SE Porto Alegre 8	3º TR 230/69 kV 83 MVAº	2012
SE 230/69 kV Restinga	2 x TR 83 MVA	2012
SE Tapera 2	3º TR 230/69 kV – 83 MVA	2012
SE Porto Alegre 12	2 x TR 230/69 kV – 83 MVA	2013
SE Viamão 3	3 x TR 230/69 kV– 83 MVA	2013
SE Caxias 6	2º TR 230/69 kV- 3x55 MVA	2013
SE Maçambará	3º TR 230/69 kV – 83MVA	2013
SE São Borja 2	3º TR 230/69 kV – 50MVA	2013
SE Alegrete 2	3º TR 230/69 kV - 83MVA	2013
SE Candelária 2	2 x TR 230/69kV – 83 MVA	2013
SE Santa Maria 3	1º e 2º AT 230/138kV – 83MVA	2013
SE Camaquã 3	2 x TR 230/69 kV – 83 MVA	2013
SE Quinta	3º TR 230/138kV - 50MVA	2013
SE Porto Alegre 1	3 x TR 230/69 kV – 83 MVA	2015
SE Bagé 2	3º TR 230/69kV - 50MVA	2016
SE Foz do Chapecó	3º AT 230/138 kV – 50 MVA	2016
SE Quinta	3º TR 230/69kV - 3 x 55MVA	2016
SE Nova Santa Rita	4º AT 525/230 kV – 3 x 224 MVA	2016
SE Porto Alegre 12	3º TR 230/69 kV– 83 MVA	2017
SE Lajeado 2	4º TR 230/69 kV – 83 MVA	2017
SE Guaíba 2	3º TR 230/69 kV – 50 MVA	2018
SE Viamão 3	4º TR 230/69 kV – 83 MVA	2018
SE Povo Novo	2 x AT 525/230 kV – 3 x 200 MVA	2018

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, por DITs na tensão de 138 kV de propriedade da Eletrosul. O Estado conta com duas SEs 525/230 kV, a SE Blumenau (3 x 672 MVA) suprida por duas linhas de 525 kV, provenientes de Campos Novos e Curitiba, e a SE Campos Novos (672 + 336 MVA). Nesta subestação, que é ponto de confluência das usinas

do Rio Uruguai, estão conectadas quatro linhas de 525 kV, provenientes de Machadinho, Areia, Gravataí e Blumenau. A seguir é descrito o atendimento das quatro regiões geoeletricas do estado:

Região Leste de Santa Catarina: concentra a maior parte do consumo industrial do Estado, cerca de 60% do mercado de energia elétrica de Santa Catarina. É atendida a partir da SE 525/230 kV Blumenau.

Região do Planalto Norte: é atendida por uma linha de transmissão em 138 kV, em circuito duplo, alimentado pelas SEs 230/138 kV Canoinhas e Joinville

Região Sul do Estado: é suprida principalmente pela UTE Jorge Lacerda, que está conectada por dois circuitos de 230 kV que percorrem o Litoral do Estado, pela SE 230/138/69 kV Jorge Lacerda A e pela SE 230/69 kV Siderópolis que está interligada em 230 kV às SEs Jorge Lacerda B e Lajeado Grande.

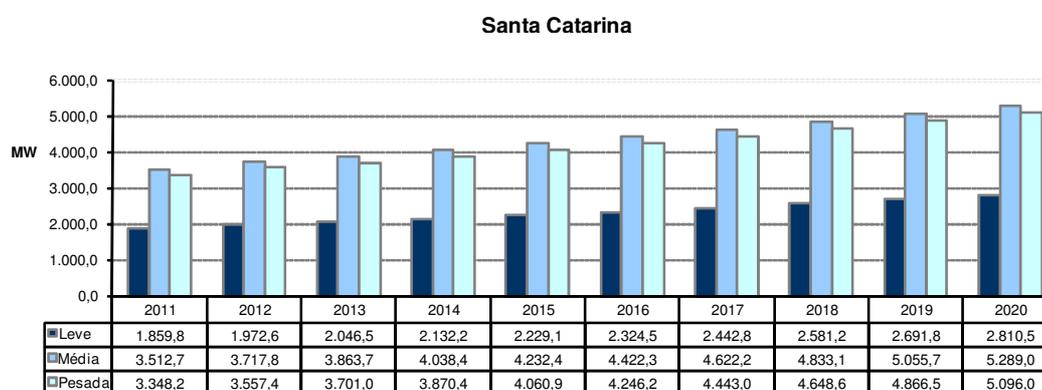
Região Oeste do Estado: é atendida pela rede de 525 kV por meio da SE 525/230/138 kV Campos Novos, pela SE 230/138 kV Xanxerê e em parte pela UTE Jorge Lacerda.

Geração local

A potência instalada no estado é de 4.372 MW com a predominância de fontes hidráulicas (76%).

Carga local

A carga do estado de Santa Catarina, a qual representa da ordem de 26% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 4,8% no período decenal para o patamar de carga pesada. O Gráfico 71 apresenta os valores previstos para os três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 71 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina

Programa de obras

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

Tabela 102 – Programa de obras - linhas de transmissão - Santa Catarina

Descrição da Obra	Data Prevista
LT São Mateus – Canoinhas 230kV - C2, 48 km	2011
LT Joinville Norte – Curitiba 230kV - C2, 100 km	2011
LT Jorge Lacerda – Siderópolis 230 kV, C3, 50 km	2011
LT Joinville Norte – Curitiba 230 kV – CS – recapacitação	2013
LT Joinville – Curitiba 230 kV – CS – recapacitação	2013

Fonte: EPE

Tabela 103 – Programa de obras - subestações – Santa Catarina

Descrição da Obra	Data Prevista
SE Canoinhas 230/138 kV - substituição de 2 TR de 75 MVA por 2 TR de 150 MVA	2012
SE Biguaçu 2º AT 525/230 kV - 672 MVA	2012
SE Biguaçu 3º TR 230/138 kV - 150 MVA	2012
SE Joinville Norte 3º TR 230/138 kV – 150 MVA	2013
SE Gaspar 1º AT 23-/138 kV – 150 MVA	2013
SE Canoinhas Banco de capacitor manobrável 230 kV – 50 Mvar	2015

Fonte: EPE

3.5.3 Estado do Paraná

Sistema Elétrico

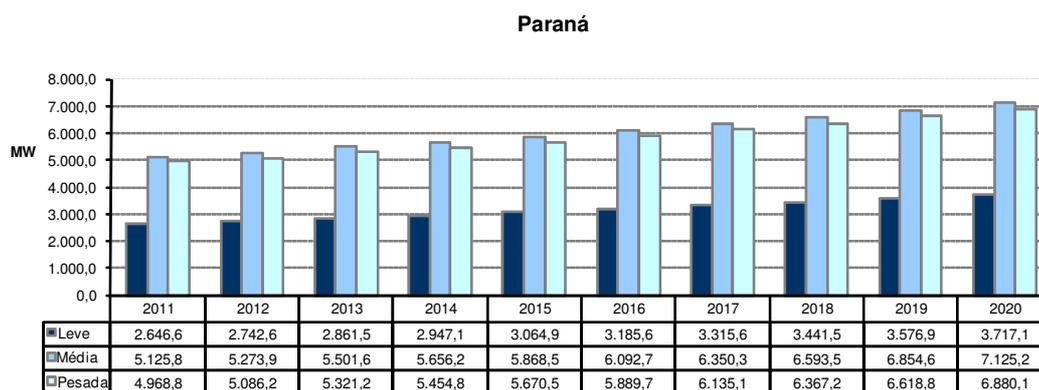
Os principais pontos de suprimento ao estado Paraná são: SE 525/230 kV Curitiba, SE 525/230 kV Areia, SE 525/230 kV Bateias, SE 525/230 kV Londrina Eletrosul e SE 525/230 kV Cascavel Oeste, atendidas por linhas de transmissão provenientes das SEs Itá, Campos Novos, Blumenau e Ibiúna (Sudeste). Para fins de estudos de planejamento, o estado do Paraná foi dividido em cinco regiões geo-elétricas, a saber: região metropolitana de Curitiba e Litoral, região Norte, região Noroeste, região Oeste e região Centro-Sul. Estas regiões apresentam características distintas do ponto de vista de mercado, e têm peculiaridades que as distinguem entre si. Estas regiões são atendidas, principalmente, pela Copel Transmissão e pela ELETROSUL na tensão de 525 kV a 69 kV e pela Copel Distribuição nas tensões de 34,5 kV e 13,8 kV.

Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 16.569 MW, com a predominância de fontes hidráulicas (83%).

Carga local

A carga do estado do Paraná, a qual corresponde a 35% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 3,7% no período decenal para o patamar de carga pesada. A previsão para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 72.



Fonte: EPE

Gráfico 72 – Evolução da carga do Estado do Paraná*Programa de obras*

As principais obras de atendimento ao estado do Paraná previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 104 e na Tabela 105.

Tabela 104 – Programa de obras de linhas de transmissão – Paraná

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu 500 kV, CS, 120 km	2011
LT Cascavel – F. Iguaçu N 230 kV, CS, 128 km (energização em 230 kV)	2011
LT Umbará – Uberaba 230 kV, CS – 12 km + D2 – 25 km	2011
LT Foz do Chopim – Salto Osório 2 230 kV, C2, 22 km	2011
LT Mauá – Jaguariaíva 230 kV, CS, 41 km	2011
LT Mauá – Figueira 230 kV, CS, 110 km	2011
LT J.Lacerda B / Siderópolis C3 230kV 50km	2011
LT Cascavel Oeste – Umuarama 230 kV, CS, 143 km	2013
LT Londrina – Londrina 230 kV, CS, 22 km	2013
LT bateias – P. Grossa Sul 230 kV, CS, 83 km (recapacitação)	2013
LT Chavantes – Figueira 230 kV, CS, 105 km (recapacitação)	2013
LT Ibiporã – Londrina 230 kV, CD, 20 km (recapacitação)	2013
LT S. Mônica – G. P. Souza 230 kV, CS, trecho de 46,6 km (recapacitação)	2013
LT Santa Quitéria – Secc (C. Comprido – Umbará I) 230 kV	2013
LT Guáira – Umuarama 230 kV, CS, 100 km	2013
LT Cascavel Norte – Secc (Casc.Oeste-Umuarama) 230 kV, CD, 3 km,	2013
LT Cascavel Oeste – Cascavel Norte 230 kV, C2, 30 km	2013
LT Curitiba – Curitiba Leste, 525kV 35km	2013
LT Curitiba Leste - Secc.(Uberaba - Posto Fiscal), 230kV 1km	2013
LT Curitiba Leste - Secc.(Sta. Mônica - Distrito Ind. SJP), 230kV 3km	2013
LT Sta. Quitéria – Secc.(C. Comprido – Umbará), 230kV 5km	2013
LT Uberaba – Capanema, 230kV 7 km	2018
LT Curitiba Sul - Secc.(UMB-UBR C1), 230kV 8 km	2018
LT Curitiba Norte - Secc.(PIL-CCPR), 230kV 8km	2018
LT Curitiba Norte - Bateias, 230kV 4 km	2018

Fonte: EPE

Tabela 105 – Programa de obras - subestações – Paraná

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Posto Fiscal	2º AT 230/138 kV, 230kV 150 MVA	2011
SE Foz Norte	2º AT 230/138 kV -150 MVA	2011
SE F. Chopim	2º TR 230/138 kV- 150 MVA,	2011
SE Londrina COPEL	3º TR 230/138 kV - 150 MVA	2011
SE F. Iguazu Norte	2º TR 230/138 kV- 150 MVA,	2011
SE Distr. Ind. S. J. Pinhais	1º e 2º TRs 230/69 kV – 2 x 150 MVA	2011
SE Guaíra	2o TR 230/138 kV- 150 MVA	2011
SE Maringá	3o TR 230/138 kV - 150 MVA	2011
SE Cascavel Oeste	3º AT 525/230 kV - 600 MVA	2011
SE Umuarama	1º e 2º TRs 230/138 kV – 2 x 150 MVA	2013
SE Campo Mourão	3º TR 230/138 kV -150 MVA,	2013
SE P. Grossa Norte	2 ATs 230/138 kV 2 x 150 MVA (troca de transformadores)	2013
SE P. Grossa Sul	2º AT 230/138 kV - 75 MVA	2013
SE Santa Quitéria	1º e 2º TRs 230/69 kV – 2 x 150 MVA	2013
SE Cascavel Norte	1º e 2º TRs 230/69 kV – 2 x 150 MVA	2013
SE Curitiba Leste	4 AT 525/230 - 800 MVA	2013
SE Sta. Quitéria	2 TR 230/69 - 2x150 MVA e 2 TR 230/13,8 kV - 2x50 MVA .	2013
SE Uberaba	2 TR 230/13,8 kV - 2x50 MVA	2013
SE GUAÍRA	Banco de Capacitor 230kV 50 MVar	2018
SE GUAÍRA	Banco de Capacitor 230kV 30 MVar	2018
SE Capanema	2 TR 230/138 - 2x 150 MVA e 2 TR 230/13,8 kV - 2X 50 MVA	2018
SE Curitiba Sul	2 TR 230/138 - 2x150 MVA e 2 TR 230/13,8 kV - 2x 50 MVA	2018
SE Curitiba Norte	2 TR 230/138 - 13,8 kV - 2x 150 MVA	2018

Fonte: EPE

3.5.4 Estado de Mato Grosso do Sul

Sistema elétrico

O sistema de suprimento ao estado do Mato Grosso do Sul é efetuado pela Rede Básica consistindo de um sistema em 230 kV, de propriedade da ELETROSUL e da PPTE - Porto Primavera Transmissora, contando também com as DITs – Demais Instalações de Transmissão, de propriedade da ELETROSUL.

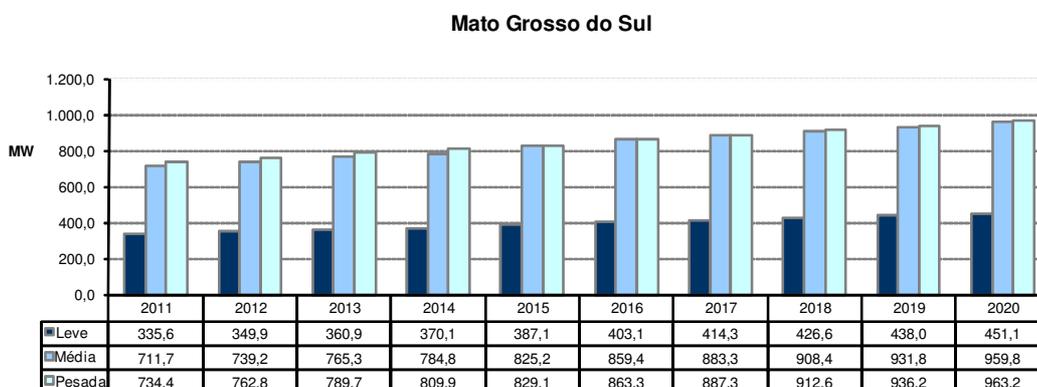
Mesmo com implantação das LTs 230 kV a partir de Porto Primavera, a distribuição do carregamento no sistema de transmissão em 230 kV e 138 kV, que abastece o Mato Grosso do Sul, continua sendo determinada não somente pelas solicitações do mercado local, mas também pelas condições de intercâmbio entre as Regiões Sudeste e Sul e do montante de geração local, conectada à rede de 138 kV. O estado de Mato Grosso do Sul possui uma área de 358 mil km², majoritariamente atendida pela concessionária de distribuição ENERSUL e, em menor escala (8% da área), pela ELEKTRO.

Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 4.600 MW com a predominância de fontes hidráulicas (77%).

Carga local

A carga do estado do Mato Grosso do Sul, que representa cerca de 5% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 3,1% ao ano no período decenal. A previsão para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 73.



Fonte: EPE

Gráfico 73 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso do Sul

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado de Mato Grosso do Sul previstas nos estudos são apresentadas nas tabelas a seguir:

Tabela 106 – Programa de obras - linhas de transmissão – Mato Grosso do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Chapadão – Jataí, CD 128 km	2011
LT 230 kV Inocência – Ilha Solteira, CD + CS, 81 km	2011
LT 230kV Imbirussú – Chapadão (Sec. Campo Grande), CS, 295 km	2011
LT 230 kV Chapadão – Inocência, CD + CS, 165 km	2011
LT 230kV Corumbá – Anastácio – CD	2013
LT 230kV Rio Brillhante ICG – Porto Primavera, CD, 1 km	2013
LT 230kV Umuarama – Guaíra, CS, 100 km	2013
LT 230kV Ivinhema ICG – Umuarama, CS, 200 km	2015

Fonte: EPE

Tabela 107 – Programa de obras - subestações – Mato Grosso do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Ilha Solteira 2	3 AT 440/230 kV - 450 MVA	2011
SE Anastácio	CER -50/50 MVar	2011
SE Dourados	4º AT 230/138 kV – 75 MVA	2011
SE Campo Grande Eletrosul	2 AT 230/138 kV – 150 MVA	2011
SE Imbirussú	3º AT 230/138 kV – 150 MVA	2012
SE Corumbá	2 AT 230/138 kV – 100 MVA	2013
SE Chapadão	4º AT 230/138 kV – 225 MVA	2015

Fonte: EPE

3.5.5 Estudos complementares

Além dos Estudos da Expansão da Interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste, com vistas a atender os acréscimos de geração indicados no PDE e a determinação de novos limites de intercâmbio, ora em elaboração, 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

- Estudo de Suprimento à Região de Garibaldi, Carlos Barbosa, Bento Gonçalves e Farroupilha é expansão do sistema para o atendimento ao mercado local.
- Estudo de Atendimento à Região Oeste do Rio Grande do Sul, para determinação da solução estrutural de atendimento ao mercado da região considerando as indisponibilidades da UTE Uruguiana.
- Estudo de Atendimento ao Litoral Norte do Rio Grande do Sul para determinação da solução estrutural de atendimento ao mercado da região.

Estado de Santa Catarina

- Estudo de Atendimento a Região Oeste de Santa Catarina é expansão estrutural para o atendimento ao mercado da região e a conexão de um conjunto expressivo de PCHs.
- Estudo de Atendimento a Região sul do estado de Santa Catarina é expansão estrutural para o atendimento ao mercado da região e o esgotamento da transformação 230/69 kV de Jorge Lacerda.

Estado do Paraná

- Estudo de Atendimento à Região Sudoeste do Paraná para determinação da solução estrutural de atendimento ao mercado da região.

4. Evolução Física e Investimentos

É apresentada a seguir a estimativa da evolução física dos sistemas de transmissão no período 2011-2020 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 DITs.

Evolução física

Tabela 108 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Linhas de transmissão (km)

Tensão	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
Existente em 2010*	2.698	1.612	34.190	6.809	9.991	44.349	99.649
Período 2011-2015	-	7.050	15.474	9	252	9.512	32.297
Período 2016-2020	-	3.750	6.176	-	-	330	10.256
Total 2011-2020	-	10.800	21.650	9	252	9.842	42.553
Estimativa 2020	2.698	12.412	55.840	6.818	10.243	54.191	142.202

* Inclui linhas em fase de implantação com previsão de energização até dez/2010

Fonte: EPE

Tabela 109 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Transformação (MVA)

Tensão	750 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
Existente em 2010*						222.119
Período 2011-2015	1500	24.830	3.733	9.072	18.295	57.430
Período 2016-2020	0	9.497	0	100	2.224	11.821
Total 2011-2020	1.500	34.327	3.733	9.172	20.519	69.251
Estimativa 2020						291.370

* Inclui os transformadores de fronteira.

** Inclui transformadores em fase de implantação com previsão de energização até dez/2010.

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.

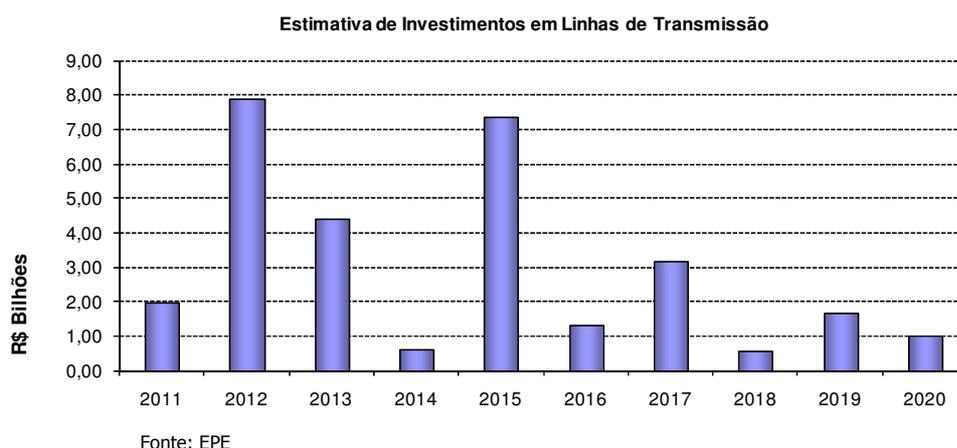


Gráfico 74 – SIN – Estimativa dos investimentos em linhas de transmissão, por ano

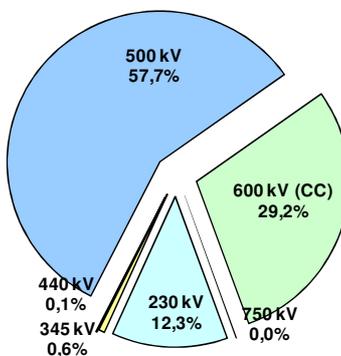


Gráfico 75 – SIN – Estimativa dos investimentos em subestações, por ano

Nos gráficos a seguir, são mostrados os investimentos totais de forma desagregada por nível de tensão, considerando o valor acumulado no período 2011-2020, computando-se nesse total as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal. O valor total atinge a cerca de R\$ 46,4 bilhões, sendo R\$ 30 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 16,4 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\$ 29 bilhões, sendo cerca de R\$ 19 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 10 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

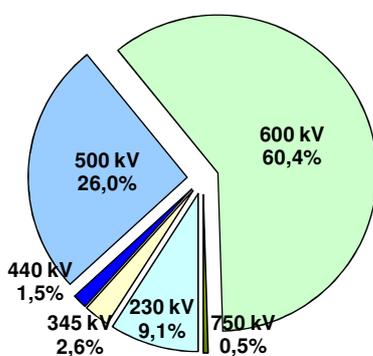
Estimativa de Investimentos em Linhas de Transmissão
por Nível de Tensão (%)
Total = 30,05 bilhões



Fonte: EPE

Gráfico 76 – Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão, período 2011 – 2020

Estimativa de Investimentos em Subestações (sem
fronteira) por Nível de Tensão (%)
Total = 14,04 bilhões



Fonte: EPE

Estimativa de Investimentos em Subestações (com
fronteira) por Nível de Tensão (%)
Total = 16,37 bilhões

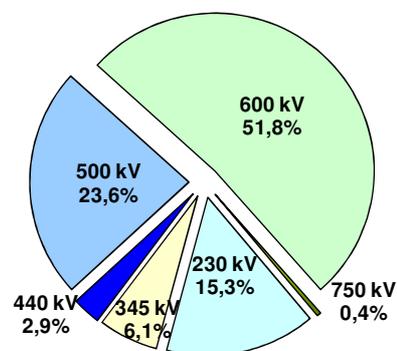


Gráfico 77 – Investimento total em subestações, por nível de tensão, período 2011 - 2020

5. Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

A estimativa da evolução das tarifas de uso do sistema interligado foi elaborada com base 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.

Para o cálculo da TUST foi utilizado o Programa Nodal, versão 4.2, que é disponibilizado pela ANEEL, considerando os quatro submercados energéticos: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

A evolução da Receita Anual Permitida - 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), desenvolvido pela EPE.

A projeção do valor médio da TUST de geração em 2020, considerando as usinas das quatro regiões geoeletricas, resultou da ordem de R\$ 4,6/kW.mês. Separadamente para as regiões, os resultados foram: Sul – R\$ 3,5/kW.mês, Nordeste – R\$ 4,0/kW.mês, Norte – R\$ 4,3/kW.mês e Sudeste/Centro Oeste – R\$ 5,2/kW.mês.

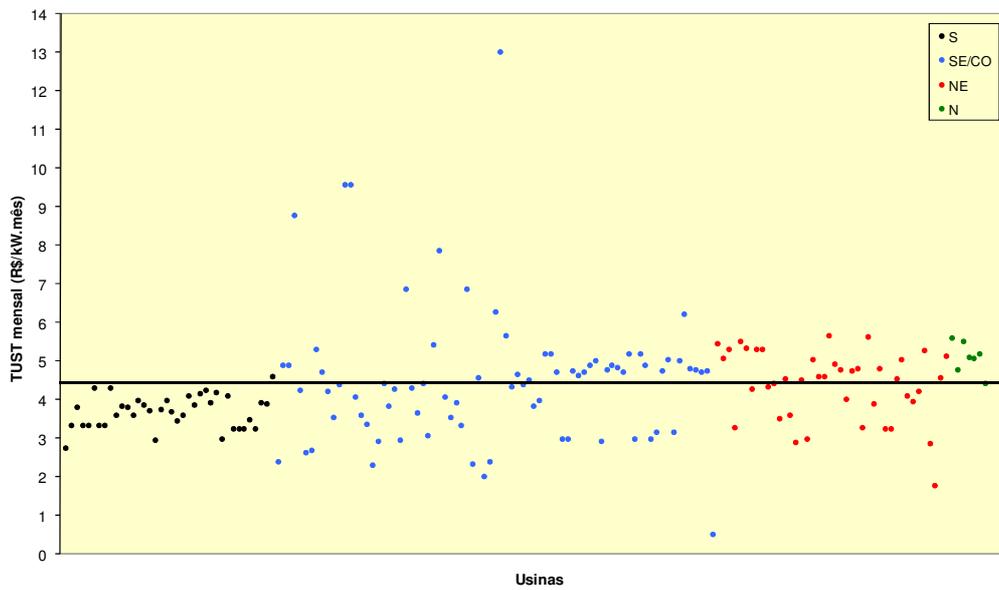
Quanto à TUST de carga, resultaram os seguintes valores médios por região: Sul – R\$ 6,9/kW.mês, Nordeste e Norte – cerca de R\$ 5,9/kW.mês e Sudeste/Centro Oeste – 6,0 R\$/kW.mês.

A seguir esses resultados são apresentados com maior detalhe.

Tarifas de Geração

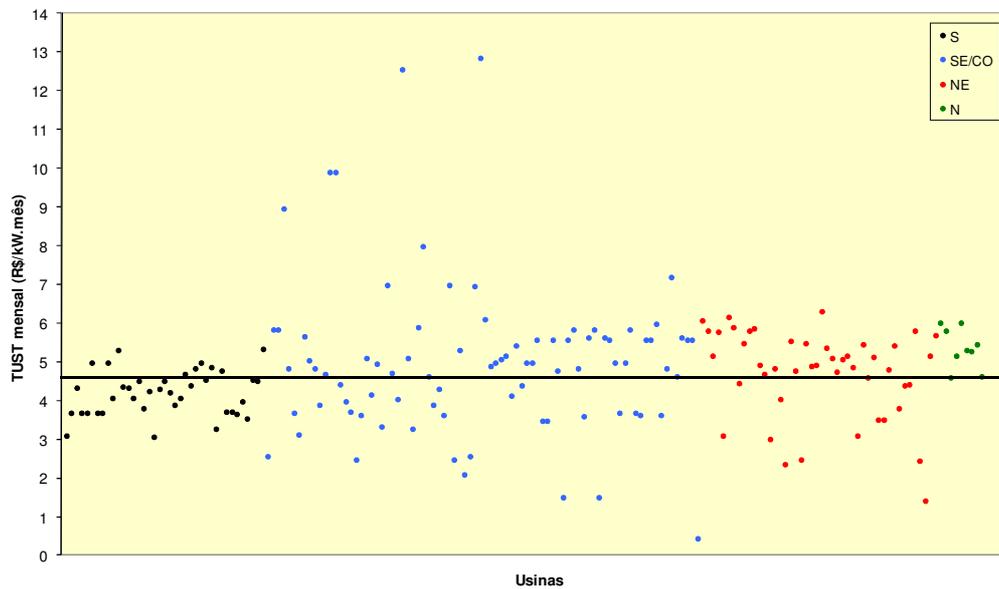
Os gráficos a seguir apresentam a distribuição da estimativa das tarifas de geração do sistema por submercado, considerando-se apenas os anos pares do período 2011-2020. As tarifas de geração foram calculadas de acordo com as resoluções nºs. 117/04 e 267/07.

Os gráficos abaixo apresentam como a TUST das usinas de cada região se comporta em relação à média do sistema.



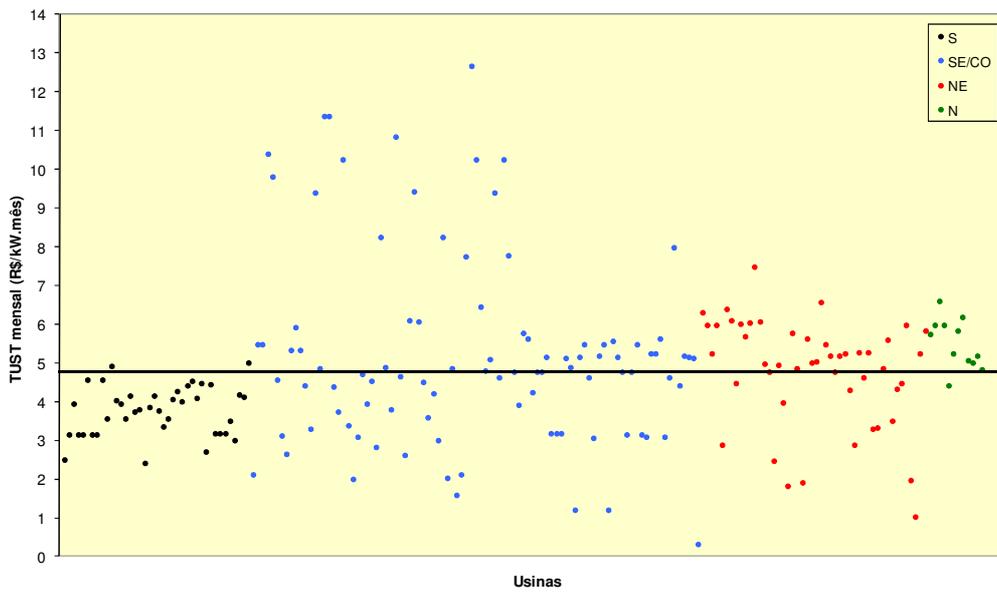
Fonte: EPE

Gráfico 78 – Distribuição da TUST para o ano 2012



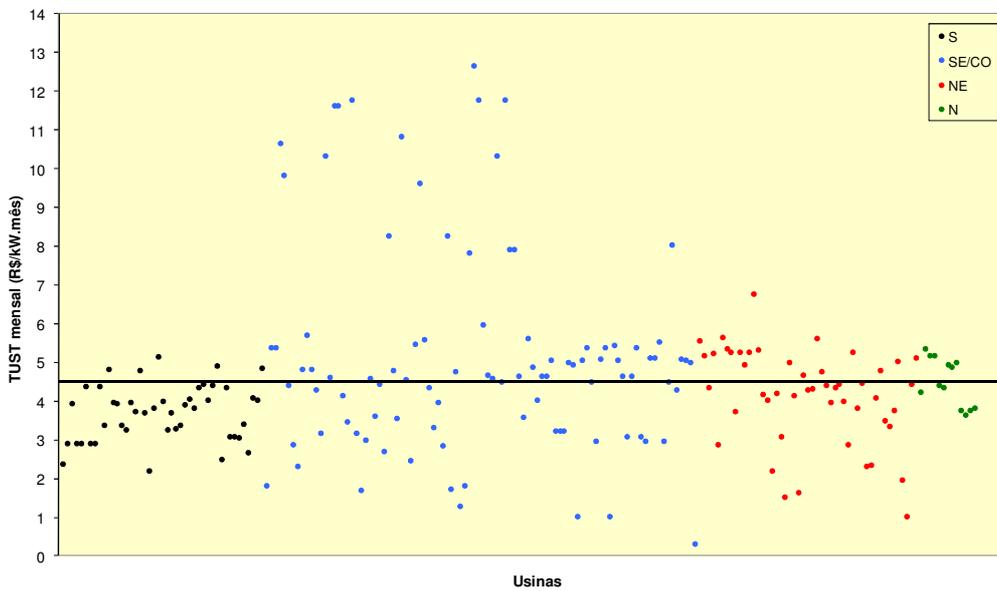
Fonte: EPE

Gráfico 79 – Distribuição da TUST para o ano 2014



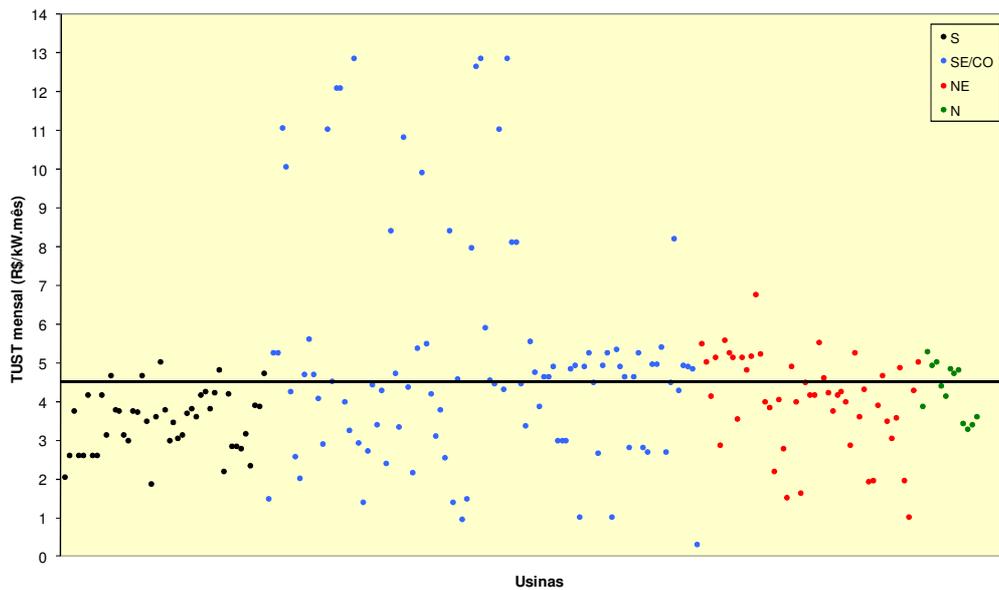
Fonte: EPE

Gráfico 80 – Distribuição da TUST para o ano 2016



Fonte: EPE

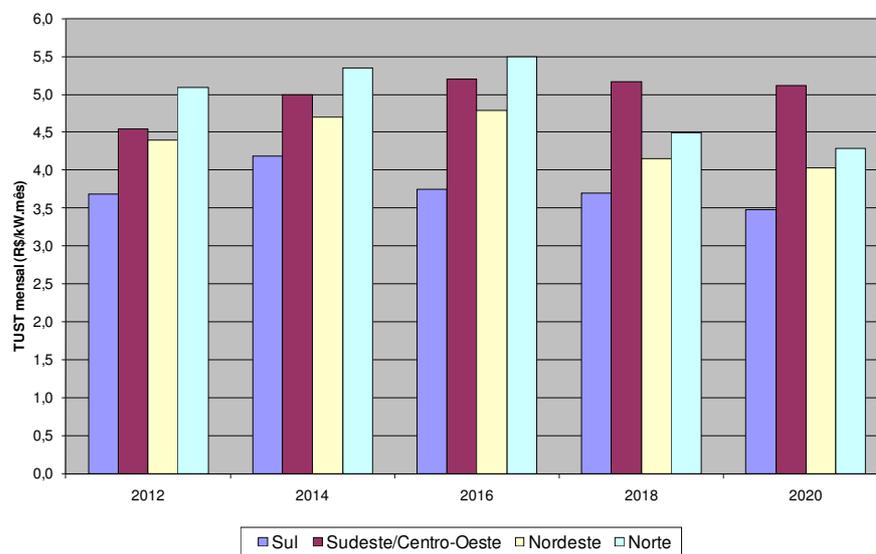
Gráfico 81 – Distribuição da TUST para o ano 2018



Fonte: EPE

Gráfico 82 – Distribuição da TUST para o ano 2020

No Gráfico 83 é mostrada a estimativa da evolução da tarifa média de geração dos submercados.



Fonte: EPE

Gráfico 83 – TUST média de geração

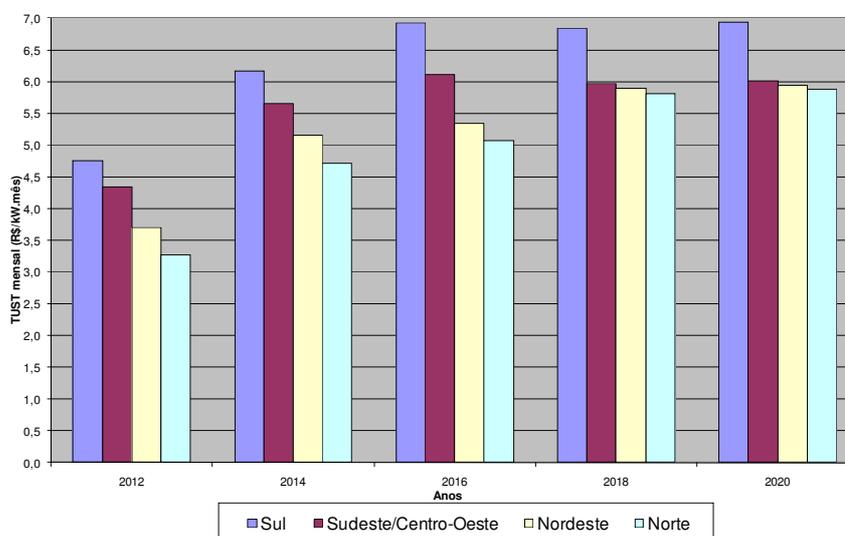
Tarifas de Carga

A Tabela 110 apresenta a estimativa das tarifas de carga obtidas para o sistema interligado, com os valores mínimo, máximo e médio de cada submercado, para os anos pares do período decenal.

Tabela 110 – Tarifas de carga

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Ano 2012			
Sul	3,578	5,840	4,750
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	6,697	4,340
Nordeste	2,664	5,941	3,697
Norte	0,058	4,671	3,271
Ano 2014			
Sul	4,458	7,507	6,162
Sudeste/Centro-Oeste	0,174	8,439	5,658
Nordeste	3,694	8,296	5,159
Norte	1,785	6,295	4,714
Ano 2016			
Sul	5,008	8,478	6,926
Sudeste/Centro-Oeste	0,322	9,155	6,116
Nordeste	2,756	8,974	5,341
Norte	0,786	6,729	5,072
Ano 2018			
Sul	4,784	8,372	6,831
Sudeste/Centro-Oeste	0,269	9,129	5,965
Nordeste	3,164	9,641	5,901
Norte	0,269	7,625	5,805
Ano 2020			
Sul	4,718	8,599	6,942
Sudeste/Centro-Oeste	0,276	9,319	6,012
Nordeste	2,998	9,993	5,936
Norte	0,276	7,723	5,880

O Gráfico 84 mostra a estimativa da evolução da tarifa média de carga dos submercados para os anos ímpares do período 2011-2020.



Fonte: EPE

Gráfico 84 – TUST média de carga

V – PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Neste capítulo apresentam-se as estimativas de produção nacional de petróleo e gás natural ao longo do decênio 2011-2020, 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).

As previsões são desagregadas quanto à qualidade do petróleo (leve, mediano e pesado) e quanto à procedência do gás natural (GN): associado e não associado.

1. Introdução

As previsões de produção do PDE representam produções potenciais de petróleo e gás natural dentro do território nacional. No caso do gás natural, o comportamento do mercado consumidor de gás natural não é considerado explicitamente nessa previsão, ao longo do período estudado. Assim, a produção potencial do PDE poderá superar a demanda estimada, 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 os tempos médios previstos para cada etapa até as unidades de processamento.

As estimativas de produção basearam-se em unidades produtivas, que correspondem às jazidas em produção, ou desenvolvimento, ou com declaração de comercialidade ou em avaliação, no caso de recursos descobertos. No caso dos recursos não descobertos, as unidades produtivas correspondem às áreas com prospectos ainda não perfurados por poços pioneiros, tanto nos blocos exploratórios em concessão até a Décima Rodada de Licitações, promovida pela ANP em 2008, quanto em parte das áreas da União ainda não contratadas com empresas de E&P e definidas neste PDE com base em critérios exploratórios e ambientais⁵³.

O termo Pré-Sal (PS) utilizado neste PDE refere-se à seção geologicamente limitada pela ocorrência de rochas carbonáticas, depositadas na fase *sag basin*⁵⁴ e na fase rifte das bacias de Santos e Campos, sotopostas às espessas camadas de sal de idade aptiana. A principal área de ocorrência desta seção é geograficamente limitada pelo polígono proposto no Novo Marco Regulatório. Esta região oferecia um grande desafio tecnológico para exploração e produção até o início desta década. As unidades produtivas fora da seção Pré-Sal são referidas como Extra Pré-Sal (EPS) neste PDE.

⁵³ Os principais critérios utilizados para definição de uma unidade produtiva na área da União ainda não contratada foram: ambiente exploratório (se terra interior, terra costeira, margem costeira, água rasa, água profunda ou água ultraprofunda); mapas das áreas das bacias efetivas (áreas com interesse exploratório) revisados do Projeto Zoneamento (EPE, 2007); setores das bacias sedimentares brasileiras delineados pela ANP a partir da Quinta Rodada de Licitações, em 2003; e, classificação ambiental das áreas de cada bacia sedimentar (se aptas ou não aptas para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural).

⁵⁴ A denominação *sag* (flexura, curva ou dobra, em Inglês) faz alusão à fase de quiescência tectônica, ainda dentro da evolução da tectônica rifte, na sua parte superior, cujos sedimentos teriam sido depositados em uma “bacia tipo *sag*”. Esta fase é composta por uma sequência de camadas sub-horizontais, resultado de subsidência termal, flexural, apresentando atividade tectônica rúptil escassa.

A previsão de produção das unidades produtivas, nas áreas contratadas onde ocorre a seção Pré-Sal, é baseada numa concepção desagregada de jazidas e prospectos, ou seja, em cada concessão pode haver uma unidade produtiva ou duas, dependendo da combinação de recursos descobertos ou não descobertos no Pré-Sal ou no Extra Pré-Sal. Já para as unidades produtivas pertencentes à União, a projeção de produção foi realizada de forma agregada, sem a separação adotada para as áreas contratadas no que se refere à seção Pré-Sal.

Para organização espacial das unidades produtivas com reserva declarada, utilizaram-se dados georreferenciados de campos e blocos exploratórios disponíveis na página eletrônica do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP (2010). Para as unidades produtivas contingentes e recursos não descobertos, consultaram-se também mapas e informações do Projeto Zoneamento (EPE, 2007), o Projeto APEP (EPE, 2008) e as Notas Técnicas das rodadas 6 a 10 de licitação disponibilizadas pela ANP.

A data de referência das informações utilizadas na elaboração do PDE 2011-2020 é 31 de março de 2010. Adicionalmente, foram incorporadas informações divulgadas nos meios de comunicação até junho de 2010⁵⁵. A maior parte dos dados volumétricos dos recursos descobertos com comercialidade comprovada refere-se às reservas em dezembro de 2009. As estimativas dos recursos não descobertos (potencial petrolífero) nos blocos sob concessão em 31 de março de 2010 foram elaboradas considerando-se a diversidade de chances de descobertas comerciais nas bacias brasileiras.

O estudo também incorpora uma previsão dos investimentos em E&P consistentes com as previsões de produção de petróleo e gás natural.

2. Previsões de Produção

As previsões de produção nacional de petróleo e de gás natural encontram-se estratificadas segundo o grau de incerteza, da seguinte forma:

- Contribuição prevista dos recursos não descobertos contratados em blocos exploratórios sob concessão até a Rodada 10 (RND-E);
- Contribuição prevista dos recursos não descobertos em parte da área da União (RND-U);
- Contribuição prevista dos recursos contingentes (RC), nas descobertas em estágio de avaliação exploratória em blocos sob concessão até a Rodada 10;
- Produção prevista das reservas totais (RT), nos campos já em desenvolvimento ou produção.

Na Tabela 111 e no Gráfico 85 apresenta-se a previsão de produção potencial diária de petróleo nacional até 2020. A produção sustentada somente nas reservas totais (RT) atuais deverá atingir os maiores volumes entre 2014 e 2016, declinando em seguida. Os recursos contingentes (RC), sustentados principalmente pelas acumulações do Pré-Sal, mantêm sua tendência crescente em todo o período do PDE, chegando a contribuir com cerca de 54% da produção em 2020. A partir de 2012, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos, atingindo aproximadamente 10% da

⁵⁵ Por ocasião do fechamento deste PDE no âmbito do MME, em maio de 2011, foram realizados ajustes nas previsões, agregadas em nível Brasil, para os primeiros anos do plano (2011 a 2015), de modo a considerar relevantes informações adicionais disponibilizadas a partir de julho de 2010.

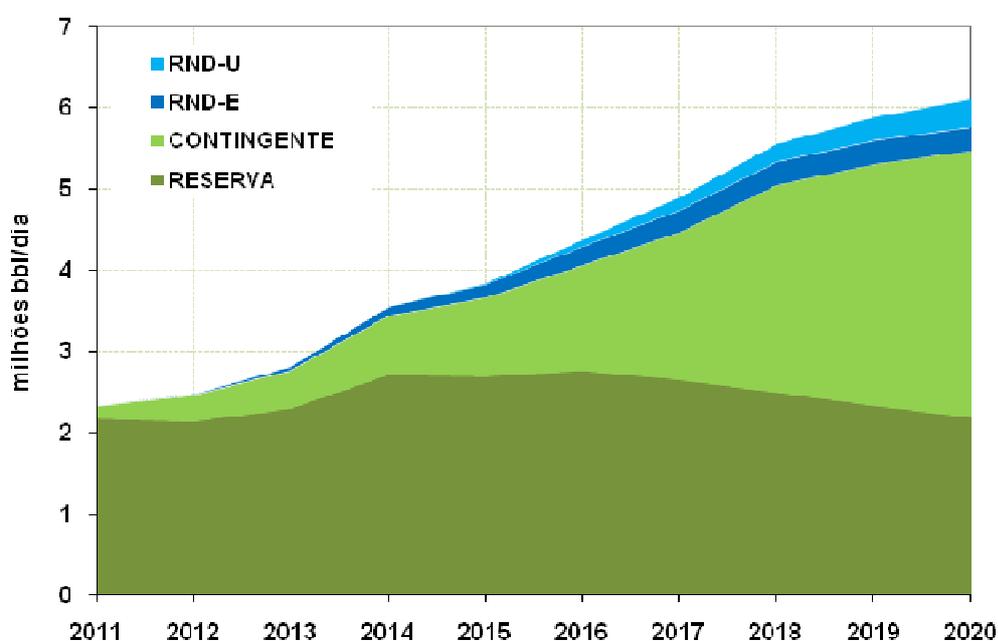
produção nacional em 2020. Em relação ao total, a produção em 2020 será 185% maior que em 2010.

Tabela 111 – Previsão nacional de produção anual de petróleo, no período 2011-2020, classificada por nível de incerteza dos recursos.

Valores em milhões de barris diários

RECURSO:	ANO									
PETRÓLEO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RND-E	0,000	0,003	0,038	0,101	0,158	0,224	0,264	0,280	0,288	0,289
RND-U	0,000	0,000	0,000	0,000	0,010	0,080	0,157	0,217	0,282	0,336
RC	0,155	0,320	0,465	0,725	0,966	1,293	1,815	2,552	2,969	3,280
RT	2,170	2,137	2,297	2,709	2,690	2,764	2,648	2,494	2,332	2,188
TOTAL	2,325	2,460	2,800	3,536	3,824	4,360	4,885	5,544	5,870	6,092

Fonte: EPE



Fonte: EPE

Gráfico 85 – Previsão de produção nacional de petróleo no período 2011-2020.

A Tabela 112 e o Gráfico 86 representam a previsão de produção potencial nacional diária de gás natural até 2020. Considerando-se que a maior proporção do gás produzido no decênio em foco é de gás associado, a tendência de crescimento no citado gráfico é coerente com a descrita anteriormente para a produção de petróleo.

Contando-se apenas com as atuais reservas totais (RT), prevê-se uma tendência crescente significativa até 2014, quando se atingirá um pico de produção de 101,59 milhões de metros cúbicos diários, seguido de um declínio suave.

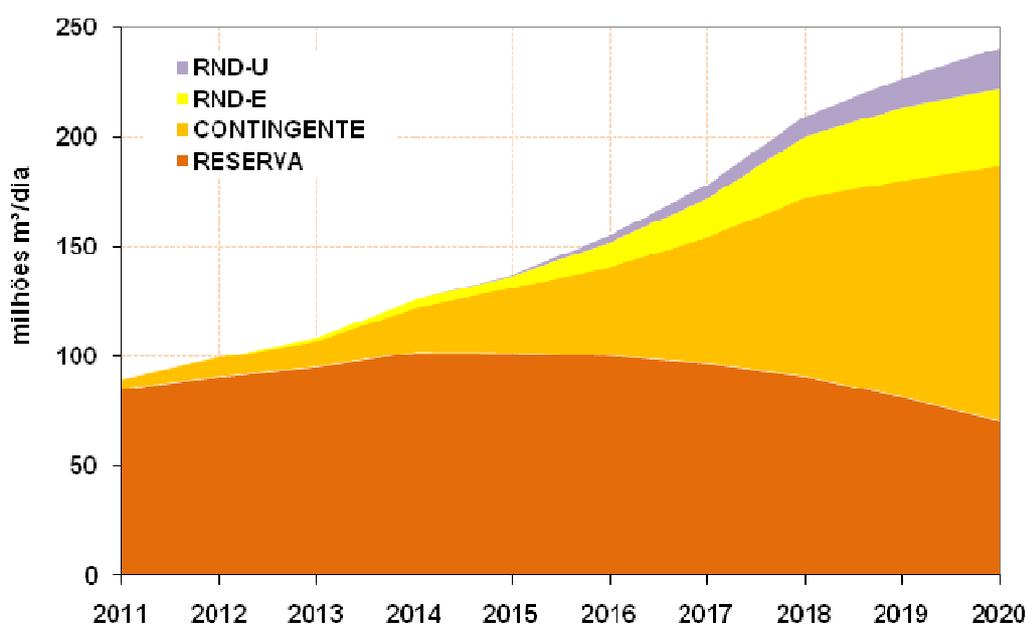
Tendo-se em vista os recursos contingentes e as estimativas de recursos não descobertos, prevê-se a manutenção da tendência crescente. Em relação ao total, a produção em 2020 será 280% maior que em 2010.

Tabela 112 – Previsão de produção nacional de gás natural, no período 2011-2020, classificada por nível de incerteza dos recursos.

Valores em milhões de metros cúbicos diários

RECURSO:	ANO									
	GÁS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RND-E	0,000	0,117	1,635	3,910	5,279	11,513	17,663	28,016	33,288	35,113
RND-U	0,000	0,000	0,000	0,000	0,538	3,205	6,362	9,225	13,212	18,719
RC	4,170	8,632	11,918	20,313	29,892	40,444	57,825	81,408	98,971	116,045
RT	84,958	90,526	94,899	101,591	101,344	100,004	96,366	90,651	81,108	70,615
TOTAL	89,128	99,275	108,451	125,814	137,053	155,166	178,217	209,300	226,580	240,491

Fonte: EPE



Fonte: EPE

Gráfico 86 – Previsão de produção nacional de gás no período 2011-2020.

Na Tabela 113 desagregam-se as contribuições do gás associado (GA) e do gás não associado (GNA) para as previsões de produção a partir dos recursos descobertos atuais. No período considerado do PDE (2011-2020), a produção de gás associado é majoritária em todo o período.

A previsão de produção líquida potencial nacional diária de gás natural a que se refere este Plano, representada na Tabela 114, corresponde aos volumes de gás natural potencialmente disponibilizados para as UPGNs, obtidos a partir da previsão de produção bruta (conforme a Tabela 112) e de estimativas de reinjeção nos reservatórios, perdas e consumo próprio (E&P) de gás natural.

Tabela 113 – Previsão de produção nacional de gás natural, no período 2011-2020, a partir de recursos descobertos (reservas e contingentes).

Valores em milhões de metros cúbicos diários

RECURSO:	ANO									
	GÁS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GA	55,128	63,042	67,334	78,782	87,908	97,438	112,425	130,776	144,556	157,377
GNA	34,000	36,116	39,482	43,122	43,328	43,010	41,766	41,282	35,524	29,282
TOTAL	89,128	99,158	106,816	121,904	131,236	140,448	154,191	172,058	180,080	186,659

Fonte: EPE

Tabela 114 – Previsão de produção líquida potencial nacional de gás natural.

Valores em milhões de metros cúbicos diários

RECURSO:	ANO									
	GÁS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
TOTAL (LÍQUIDA)	69,421	76,965	83,851	96,471	104,951	119,475	137,469	164,423	176,981	182,909

Fonte: EPE

A Tabela 115 representa as previsões de produção de petróleo nacional no período 2011-2020, classificada por tipo de petróleo, a partir dos recursos descobertos. Observa-se uma predominância dos petróleos medianos e pesados até o final do período e um declínio na produção de petróleo pesado a partir de 2016, enquanto continua crescendo a produção de petróleo mediano, sendo ainda mais acentuado o aumento a partir de 2018.

Tabela 115 – Previsão de produção de petróleo nacional no período 2011-2020, com RD classificado por tipo (leve, mediano e pesado).

Valores em milhões de barris diários

RECURSO:	ANO									
	PETRÓLEO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
LEVE	0,176	0,231	0,278	0,360	0,378	0,368	0,402	0,373	0,354	0,369
MEDIANO	1,213	1,285	1,479	1,827	1,985	2,361	2,789	3,470	3,812	4,030
PESADO	0,936	0,941	1,005	1,248	1,293	1,328	1,272	1,204	1,134	1,068
TOTAL	2,325	2,457	2,762	3,435	3,656	4,057	4,463	5,046	5,301	5,467

Fonte: EPE

A Tabela 116 apresenta a contribuição prevista dos recursos não descobertos à produção de petróleo no período 2011-2020, desagregada por tipo (leve, mediano, pesado), em áreas contratadas.

A Tabela 117 destaca a contribuição prevista dos recursos do Pré-Sal e do Extra Pré-Sal, nas áreas concedidas, à produção nacional de petróleo no período 2011-2020, classificados por nível de incerteza.

Tabela 116 – Previsão de produção de petróleo nacional no período 2011-2020, com RND- Empresas classificado por tipo (leve, mediano e pesado).

Valores em milhões de barris diários

RECURSO:	ANO									
PETRÓLEO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
LEVE	0,000	0,003	0,019	0,045	0,081	0,126	0,163	0,181	0,194	0,202
MEDIANO	0,000	0,000	0,021	0,058	0,081	0,092	0,095	0,092	0,086	0,079
PESADO	0,000	0,000	0,000	0,001	0,003	0,005	0,007	0,008	0,008	0,008
TOTAL	0,000	0,003	0,040	0,103	0,164	0,224	0,264	0,280	0,288	0,289

Fonte: EPE

Tabela 117 – Previsão de produção nacional de petróleo, destacando a contribuição de recursos do Pré-Sal e do Extra Pré-Sal.

Valores em milhões de barris diários

RECURSO:	ANO									
PETRÓLEO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RND EPS	0,000	0,001	0,034	0,095	0,146	0,201	0,229	0,233	0,228	0,215
RND PS	0,000	0,003	0,004	0,006	0,012	0,023	0,035	0,048	0,060	0,074
RD EPS	2,022	2,060	2,255	2,706	2,718	2,774	2,717	2,696	2,532	2,387
RD PS	0,303	0,397	0,507	0,728	0,938	1,283	1,747	2,350	2,768	3,080
TOTAL	2,325	2,460	2,800	3,536	3,814	4,280	4,728	5,327	5,589	5,756

Legenda: EPS = Extra Pré-Sal; PS = Pré-Sal.

Fonte: EPE

A Tabela 118 apresenta as previsões de produção nacional de gás natural, classificadas por tipo, a partir dos recursos descobertos e não descobertos em áreas concedidas.

A Tabela 119 representa as previsões de produção nacional de gás natural no período 2011-2020, classificadas por nível de incerteza, com a contribuição do Pré-Sal e do Extra Pré-Sal nas áreas concedidas.

Tabela 118 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2011-2020, classificada por tipo e nível de incerteza de recursos.

Valores em milhões de metros cúbicos diários

RECURSO:	ANO									
GÁS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GA RND-E	0,000	0,117	1,635	3,910	5,072	6,250	7,053	7,392	7,583	7,688
GNA RND-E	0,000	0,000	0,000	0,000	0,207	5,262	10,610	20,624	25,705	27,425
GA RD	55,128	63,042	67,334	78,782	87,908	97,438	112,425	130,776	144,556	157,377
GNA RD	34,000	36,116	39,482	43,122	43,328	43,010	41,766	41,282	35,524	29,282
GÁS TOTAL	89,128	99,275	108,451	125,814	136,515	151,961	171,854	200,074	213,368	221,772

Legenda: GA = gás associado; GNA = gás não associado.

Fonte: EPE

Tabela 119 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2011-2020, classificada por nível de incerteza e destacando contribuição do Pré-Sal e Extra Pré-Sal.

Valores em milhões de metros cúbicos diários

RECURSO:	ANO										
	GÁS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RND-E EPS	-	0,020	1,480	3,690	4,707	10,41	15,992	25,554	29,736	30,385	
RND-E PS	-	0,098	0,154	0,220	0,572	1,103	1,671	2,462	3,552	4,728	
RD EPS	78,250	84,524	89,571	98,315	98,882	97,027	94,543	91,333	81,995	71,686	
RD PS	10,878	14,634	17,246	23,589	32,354	43,421	59,648	80,725	98,085	114,973	
TOTAL	89,128	99,275	108,451	125,814	136,515	151,961	171,854	200,074	213,368	221,772	

Fonte: EPE

3. Implicações Estratégicas e Econômicas

A partir das previsões de produção apresentadas no item 2 deste capítulo e das estimativas dos volumes dos recursos que as suportam (tanto os descobertos quanto os não descobertos), é possível elaborar previsões da evolução da razão entre reserva e produção no país (R/P). Tal razão é um indicador estratégico do tempo de vida útil dos recursos petrolíferos do país a cada ano, considerando o nível de produção previsto para aquele ano e sem a incorporação de novas reservas provadas a partir daquele ano.

Com base em informações públicas da ANP, em 31/12/2009 a R/P para petróleo no Brasil era 18 anos e para gás natural 22 anos. Para efeito comparativo, a R/P de petróleo em 2009 foi de 14 anos na Ásia Pacífica, 15 anos na América do Norte, 21 anos na Europa-Eurásia e 36 anos na África; a R/P de gás natural foi de 11 anos na América do Norte e 37 anos na Ásia Pacífica.

Espera-se que, mesmo com a crescente produção prevista, tanto de petróleo quanto de gás natural, a R/P no Brasil cresça nos primeiros anos e que se mantenha, ao final do decênio, pelo menos nos níveis atuais, com valores compatíveis aos observados em importantes regiões produtoras do mundo.

Prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, para o período 2011-2020, fiquem entre US\$ 275,9 bilhões e US\$ 302,7 bilhões. A PETROBRAS previa investir US\$ 108,2 bilhões até 2014, conforme seu Plano de Negócios 2010-2014 (versão junho/2010).

Deve-se considerar que 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.

A maior parte dos investimentos previstos para E&P neste PDE deverá ser realizada no Brasil, expectativa suportada pelo desenvolvimento do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP), que objetiva maximizar a participação da indústria nacional no fornecimento de bens e serviços, em bases competitivas e sustentáveis, bem como pelas obrigações definidas nos contratos de concessão.

Outra importante implicação econômica das previsões deste PDE refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo. Nesse sentido, a Tabela 120 e Gráfico 87 apresentam a previsão

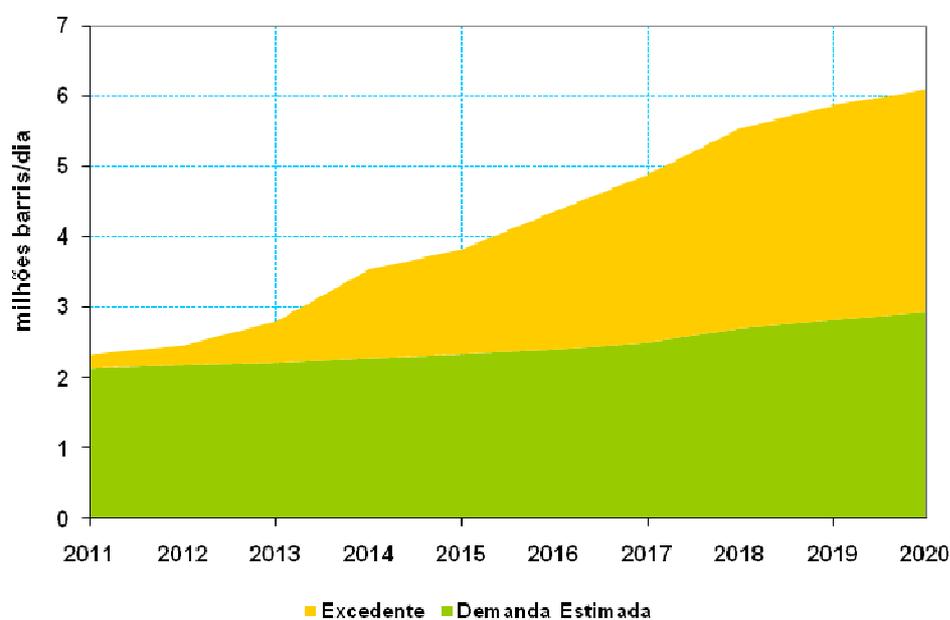
de produção de petróleo, abordada no item 2 deste capítulo, junto com a estimativa de demanda de petróleo, baseada na demanda de derivados, e os excedentes de produção no período 2011-2020, que poderiam ser exportados.

Tabela 120 – Comparação entre as previsões de produção e as estimativas de demanda de petróleo no Brasil.

Valores em milhões de barris diários

RECURSO:	ANO									
PETRÓLEO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produção Potencial	2,33	2,46	2,80	3,54	3,82	4,36	4,88	5,54	5,87	6,09
Demanda Estimada	2,13	2,17	2,21	2,28	2,33	2,40	2,50	2,70	2,82	2,93
Excedente	0,19	0,29	0,59	1,25	1,49	1,96	2,39	2,84	3,05	3,16

Fonte: EPE



Fonte: EPE

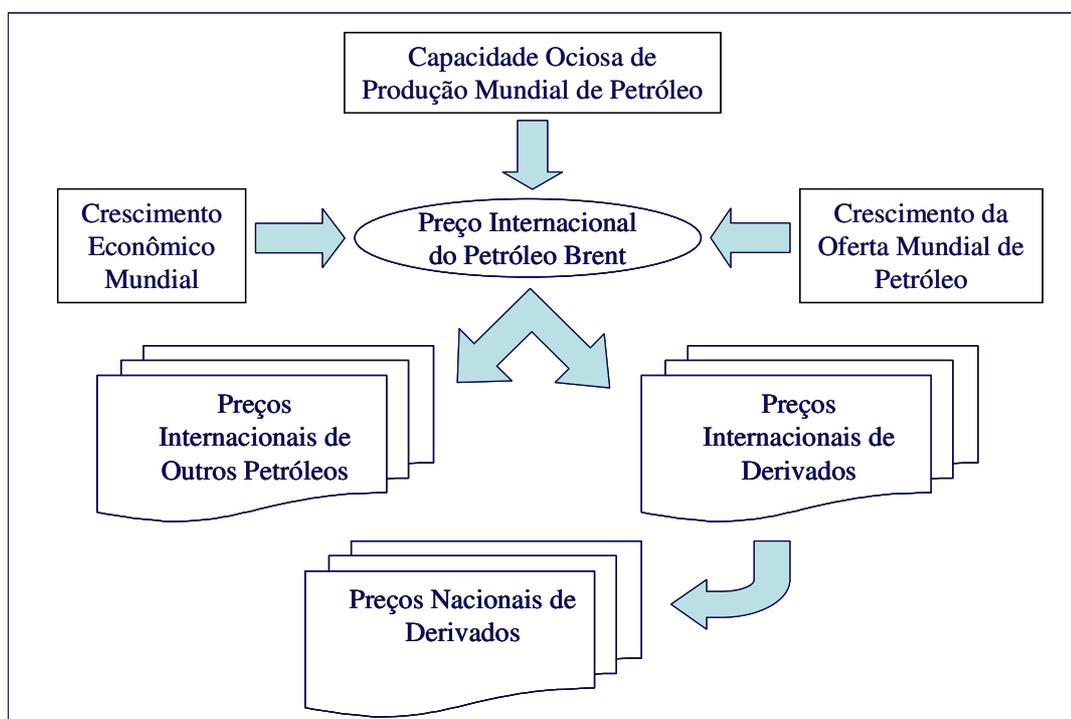
Gráfico 87 – Comparação entre previsões de produção e estimativas de demanda de petróleo no Brasil.

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 2020 e o cenário mundial, no que concerne a seus aspectos macroeconômicos, geopolíticos e de oferta de petróleo. A Figura 16 apresenta o esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados elaborado pela EPE.



Fonte: EPE

Figura 16 – Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados

As premissas de projeção do preço do petróleo *Brent* consideradas no PDE 2020 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 seja repleta de incertezas.

1.1 Perspectivas de preços internacionais de petróleos

Metodologia

A lógica básica do sistema de projeção de preços internacionais de petróleo elaborado para o PDE 2020 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, na área de Tupi, assim como dos demais campos do Pré-sal que deverão entrar em produção no horizonte decenal)⁵⁶, e o preço do petróleo *Brent*, a partir de formulações econométricas.

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 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 prazo, 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 121 e no Gráfico 88 são consolidadas as projeções dos preços dos petróleos considerados, para o período 2011-2020.

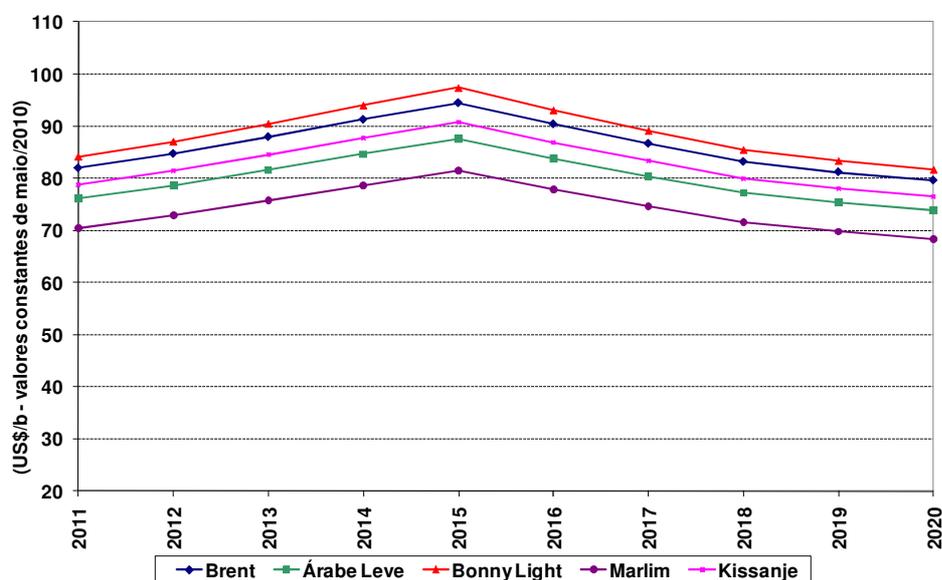
Tabela 121 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo (US\$/b, maio/2010)

	<i>Brent</i>	<i>Árabe Leve</i>	<i>Bonny Light</i>	<i>Marlim</i>	<i>Kissanje</i>
2011	81,94	76,07	84,18	70,46	78,77
2012	84,70	78,59	87,07	72,87	81,40
2013	87,94	81,56	90,47	75,69	84,51
2014	91,28	84,61	93,99	78,61	87,71
2015	94,48	87,54	97,36	81,40	90,77
2016	90,38	83,79	93,04	77,82	86,84
2017	86,65	80,37	89,12	74,57	83,27
2018	83,16	77,18	85,45	71,52	79,93

⁵⁶ De acordo com a Petrobras (2007a), 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 (na área deTupi), como tem sido denominado, tenha óleo leve de 28° 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* (28° API) como uma *proxy* para o petróleo do Pré-sal.

	<i>Brent</i>	<i>Árabe Leve</i>	<i>Bonny Light</i>	<i>Marlim</i>	<i>Kissanje</i>
2019	81,15	75,34	83,34	69,77	78,01
2020	79,56	73,89	81,67	68,39	76,48

Fonte: EPE



Fonte: EPE

Gráfico 88 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo

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, GLP (gás liquefeito de petróleo), óleo combustível BTE (baixo teor de enxofre), QAV (querosene de aviação) e nafta.

A projeção dos preços internacionais destes derivados foi realizada em duas etapas. Primeiro, foram estabelecidas as correlações entre os preços históricos do petróleo *Brent* e os preços de cada um dos derivados, através de regressão logarítmica. Definida a trajetória de longo prazo dos preços destes derivados, os diferenciais entre eles (*spreads*) foram ajustados de modo a incorporarem os efeitos sobre os preços dos incentivos econômicos a novos investimentos em expansão da capacidade mundial de refino, em particular da capacidade de conversão, a fim de “destruir” derivados pesados e ampliar a produção de leves/médios. Realizados esses investimentos, 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 estreitar novamente. Essa dinâmica cíclica se repete nas margens de refino dos binômios tipo de petróleo-esquema de refino. 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 assolam os preços de petróleo.

Os mercados de referência de preços 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.

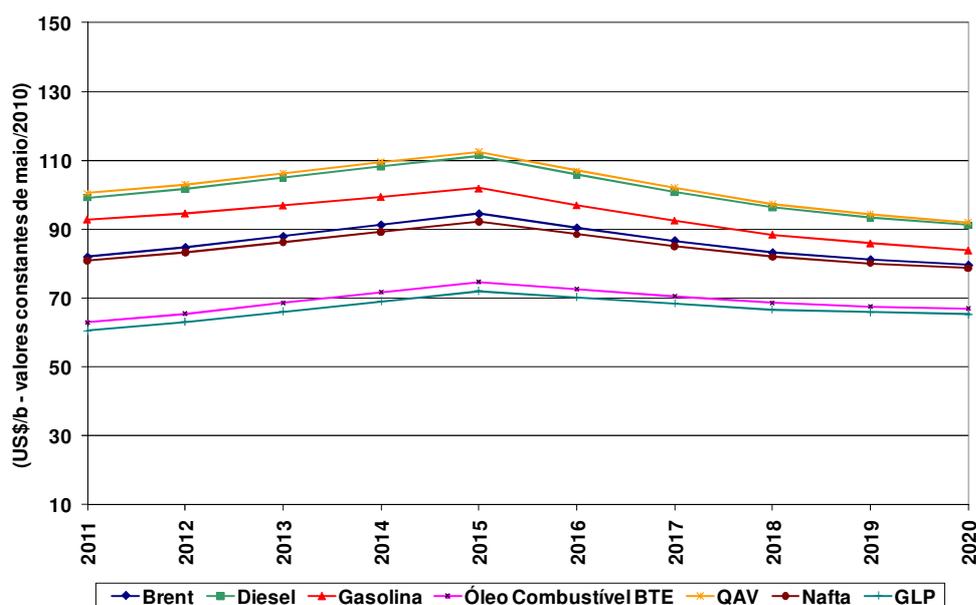
Projeções de Preços

Na Tabela 122 e no Gráfico 89 são consolidadas as projeções dos preços internacionais dos principais derivados de petróleo, para o período 2011-2020. 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 122 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo (US\$/b, maio/2010)

	<i>Brent</i>	Diesel	Gasolina	Óleo Combustível BTE	QAV	Nafta	GLP
2011	81,94	99,16	92,83	62,86	100,42	80,80	60,47
2012	84,70	101,78	94,59	65,49	103,02	83,31	63,04
2013	87,94	104,97	96,92	68,49	106,18	86,24	65,95
2014	91,28	108,26	99,44	71,61	109,45	89,27	68,98
2015	94,48	111,36	101,88	74,66	112,52	92,15	71,97
2016	90,38	105,88	96,98	72,50	106,96	88,45	70,13
2017	86,65	100,90	92,52	70,47	101,92	85,07	68,38
2018	83,16	96,28	88,38	68,51	97,24	81,90	66,66
2019	81,15	93,44	85,82	67,57	94,35	80,08	65,88
2020	79,56	91,13	83,74	66,89	91,99	78,63	65,34

Fonte: EPE



Fonte: EPE

Gráfico 89 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo

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 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 praticados pelas refinarias, sem a inclusão dos tributos⁵⁷.

No caso da projeção dos preços nacionais da gasolina e do diesel, primeiro foram estimadas as paridades de exportação e importação, com base no custo médio de frete para claros, rota *US Gulf* - Rio de Janeiro. O custo médio de frete foi abatido dos preços internacionais da gasolina e acrescentado nos preços internacionais de diesel (neste último caso, somente até 2014; a partir de 2015, passou também a ser abatido, conforme nota⁵⁸) e, em seguida, foram feitos ajustes nos valores assim obtidos, de modo a espelharem o padrão histórico da política de preços ao consumidor destes derivados⁵⁹. O mesmo método foi aplicado à projeção de preço da nafta (paridade de importação), mas para a rota *Rotterdam* – Rio de Janeiro.

Para a projeção dos preços do óleo combustível BTE e do QAV, foi adotada uma abordagem econométrica, sendo estabelecidas correlações entre os preços internacionais e os preços nacionais *ex-refinaria* (no caso destes derivados, há uma maior aderência entre os preços domésticos e internacionais).

Para o GLP, na medida em que o preço doméstico deste produto vem sendo mantido desatrelado dos preços internacionais desde meados de 2002, devido a seu grande impacto social, adotou-se, para sua projeção, um cenário compatível com tal situação, assumindo-se que o preço médio do GLP no país ainda deverá ser mantido abaixo da paridade de exportação, pelo menos durante os próximos anos.

Projeções de Preços

Na tabela e gráfico que se seguem, são consolidadas as projeções dos preços nacionais dos derivados de petróleo para o período 2011-2020.

⁵⁷ A ANP apresenta os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de gasolina A, óleo diesel, querosene de aviação (QAV) e gás liquefeito de petróleo (GLP), óleo combustível A1, óleo combustível A2 e óleo combustível B1. Nesses preços, estão incluídas as parcelas relativas à CIDE, PIS/PASEP e COFINS. O preço de realização 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, 2010a).

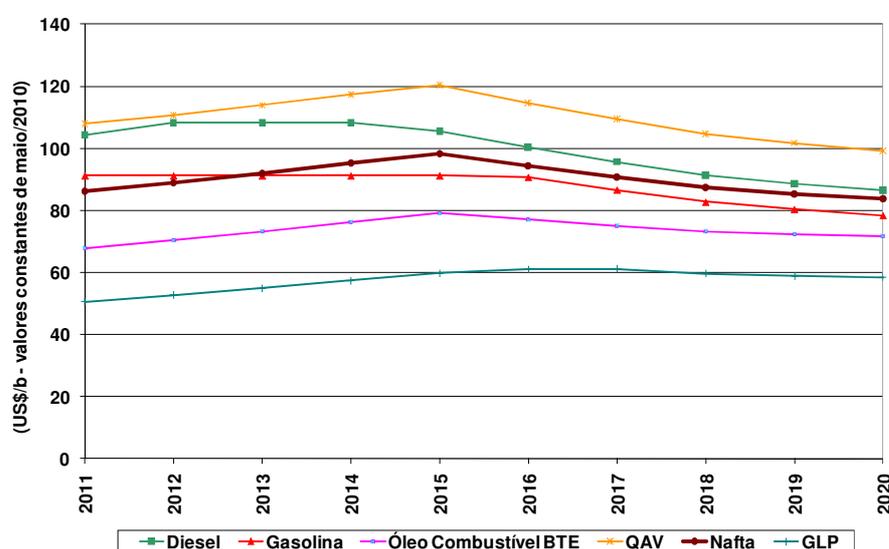
⁵⁸ A projeção do preço da gasolina considera a paridade de exportação, enquanto o preço do diesel utiliza como parâmetro base a paridade de importação até 2014. A partir de 2015, o Brasil se torna exportador líquido de diesel (conforme seção 2.6 deste capítulo) e, conseqüentemente, a análise do preço deste derivado passa a ter como parâmetro indicativo a paridade de exportação.

⁵⁹ A Petrobras e o governo brasileiro (através do gerenciamento da CIDE) têm adotado uma política de amortecimento da volatilidade de preços dos combustíveis de maior sensibilidade sócio-econômica, como o GLP (13 kg), o diesel e a gasolina.

Tabela 123 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo (US\$/b, maio/2010)

	<i>Brent</i>	Diesel	Gasolina	Óleo Combustível BTE	QAV	Nafta ²	GLP
2011	81,94	104,31	91,21	67,85	107,96	86,13	50,52
2012	84,70	108,21	91,21	70,38	110,63	88,80	52,63
2013	87,94	108,21	91,21	73,25	113,88	91,94	54,92
2014	91,28	108,21	91,21	76,21	117,23	95,16	57,31
2015	94,48	105,57	91,21	79,10	120,38	98,23	59,77
2016	90,38	100,37	90,77	77,05	114,68	94,29	60,99
2017	86,65	95,65	86,60	75,13	109,51	90,69	61,13
2018	83,16	91,27	82,73	73,26	104,69	87,31	59,59
2019	81,15	88,58	80,33	72,37	101,71	85,36	58,90
2020	79,56	86,39	78,38	71,72	99,27	83,82	58,41

Fonte: EPE



Fonte: EPE

Gráfico 90 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo

2. Expansão do Parque Nacional de Refino

Neste item, será analisada a evolução do parque nacional de refino, responsável, em grande medida, pelo atendimento da demanda de derivados do país. Dentro do horizonte coberto pelo PDE 2020, considerou-se que a Petrobras e seus parceiros serão os principais investidores em novas unidades ou refinarias no país.

Premido internamente pelo crescimento da demanda de óleo diesel e por exigências cada vez mais rigorosas em termos de qualidade dos derivados, e tendo de enfrentar restrições também intensas na Europa e EUA, mercados naturais para seus excedentes, o setor brasileiro de refino é obrigado a investir em unidades de conversão e de tratamento para adequar a produção nacional às novas especificações.

Já nos anos iniciais cobertos por este estudo, o aumento dos excedentes de petróleo nacional e o atendimento incompleto da demanda interna de alguns derivados, indicam claramente a necessidade de ampliação e adequação do parque nacional de refino, o qual, para atender satisfatoriamente a demanda, deverá contar com alta capacidade de conversão e tratamento, utilizando processos mais sofisticados e focando a produção em derivados médios, seja para consumo interno, seja para exportação.

Tendo em vista que as novas refinarias e as novas unidades de refino programadas pela Petrobras e seus parceiros deverão entrar em operação no decênio e que se mostram mais que suficientes para o atendimento do mercado nacional de derivados a partir de 2015, os estudos aqui desenvolvidos limitaram-se a analisar a adequação destas novas configurações ao mercado a atender, buscando, também, otimizar a alocação de petróleo e identificar possíveis gargalos que impeçam a correta operação de todo o sistema de abastecimento.

Em síntese, os estudos desenvolvidos visando à expansão do parque nacional de refino contemplam três objetivos estratégicos para o país:

- atingir e manter a autossuficiência no abastecimento nacional de derivados combustíveis, principalmente os considerados nobres, como os leves e médios;
- privilegiar, nas novas refinarias, o processamento dos petróleos nacionais mais pesados, de forma que o excedente de petróleo exportável seja de melhor qualidade e, por consequência, de mais fácil colocação e maior valor de mercado;
- priorizar o processamento local do petróleo nacional, sempre que, no longo prazo, as margens previstas indiquem ser viável e vantajosa a exportação de volumes adicionais de derivados.

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 isto for considerado favorável em termos econômicos. Para tanto, a demanda existente no mercado externo é considerada capaz de absorver todos os excedentes de petróleo nacional.

Por simplificação, assumiu-se que o parque de refino pode ser suprido por oito grupos de petróleos nacionais⁶⁰ e dois tipos de petróleos importados⁶¹.

⁶⁰ Os tipos de petróleo nacionais que compõem os grupos de petróleo estão relacionados no Anexo II da Portaria ANP nº 206/2000 (ANP, 2000a), atualizada pelo Despacho ANP nº 527/2010 (ANP, 2010b).

⁶¹ 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 localizado na REDUC, visando a produção de lubrificantes básicos, bem como da necessidade de adequação da qualidade da carga ao parque de refino existente, para otimizar o atendimento do mercado nacional de derivados, formado predominantemente por gasolina, QAV e diesel.

A projeção da produção nacional de petróleo e seu perfil de qualidade são apresentados na Tabela 124 e na Tabela 125, respectivamente.

Tabela 124 – Produção nacional de petróleo

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
mil bpd	2.325	2.460	2.800	3.536	3.824	4.360	4.885	5.544	5.870	6.092
mil m³/d	370	391	445	562	608	693	777	881	933	969

Fonte: EPE

Tabela 125 – Evolução do perfil da produção nacional de petróleo (%)

Tipo de Petróleo	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leve	7,6	9,5	10,6	11,4	12,2	13,1	14,6	13,5	13,7	14,3
Médio	52,1	52,2	53,5	53,3	53,9	56,3	59,2	64,6	66,8	68,0
Pesado	40,3	38,3	35,9	35,3	33,9	30,6	26,2	21,9	19,5	17,7

Fonte: EPE

Atualmente, as refinarias REGAP, REPAR, REFAP e REPLAN encontram-se em condições de processar óleo vegetal pelo processo H-Bio em decorrência de investimentos realizados em 2007. Entretanto, esta matéria-prima não foi considerada como oferta, uma vez que a decisão por seu processamento depende das condições de mercado, sendo necessário que o preço do óleo vegetal seja igual ou inferior ao preço do óleo diesel, o que não se prevê que vá ocorrer no período em estudo.

Demanda de Derivados

A Tabela 126 apresenta a projeção da demanda nacional de derivados, incluindo a demanda de *bunker* para aviões e navios estrangeiros abastecidos no país, a ser atendida pela produção do parque nacional de refino ou, complementarmente, por importação.

Tabela 126 – Demanda nacional de derivados (m³/d)

Produto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GLP	36.601	37.534	38.517	39.460	40.379	41.297	42.230	43.157	44.109	45.043
Nafta	35.686	35.686	35.686	35.686	35.686	35.686	35.686	50.858	50.858	50.858
Gasolina	67.427	61.961	57.625	52.564	49.531	49.168	51.123	53.608	56.138	59.023
QAV	18.783	19.794	20.854	22.081	23.125	24.476	25.623	26.963	28.359	29.824
Diesel	135.334	141.314	147.771	157.188	162.404	168.551	178.129	188.006	198.509	206.650
Óleo Combustível	30.777	31.924	31.427	32.848	34.083	35.362	36.526	37.673	38.943	40.729
Coque	17.738	18.129	18.856	19.315	19.803	20.368	20.821	21.071	21.582	21.948
Outros⁽¹⁾	18.715	19.626	20.581	21.583	22.633	23.736	24.803	26.004	27.241	28.553
Total	361.061	365.968	371.317	380.725	387.644	398.644	414.941	447.340	465.739	482.628

(1) Inclui outros energéticos, lubrificantes, asfaltos, solventes e outros não energéticos.

Fonte: EPE

Especificações de produtos

A gasolina e o óleo diesel passarão a ter especificações mais rígidas de teor de enxofre, visando o atendimento dos limites de emissões veiculares preconizados no Programa de Controle da Poluição do

Ar por Veículos Automotores (PROCONVE). Considerou-se como premissa que o limite máximo do teor de enxofre da gasolina será reduzido de 1.000 ppm para 50 ppm, a partir de 2014 (ANP, 2009) e que este valor manter-se-á o mesmo durante todo o período do estudo, ou seja até o ano de 2020.

Por outro lado, o limite máximo do teor de enxofre no diesel comercializado no país vem sendo reduzido gradativamente desde 2009, conforme cronograma estabelecido no acordo judicial assinado pela Petrobras, montadoras e demais órgãos envolvidos, em decorrência do não cumprimento da Resolução CONAMA nº 315/2002 (BRASIL, 2002; BRASIL, 2008). Em função deste acordo, a partir de 2014 deveriam coexistir no país os seguintes tipos de diesel automotivo, classificados em função dos respectivos limites máximos de teor de enxofre:

- Diesel 10 ppm (S-10), para veículos pesados novos, produzidos a partir de 2012;
- Diesel 50 ppm (S-50), para algumas regiões metropolitanas e para frotas cativas de ônibus urbanos, conforme cronograma definido;
- Diesel 500 ppm (S-500), para as demais aplicações de uso automotivo;
- Diesel 1.800 ppm (S-1800), internacionalmente conhecido como *off-road*, para uso ferroviário, agropecuário, industrial e para geração de energia elétrica.

Além destes tipos de diesel, existe ainda o diesel marítimo – não coberto pelo acordo citado – que tem teor de enxofre máximo especificado em 5.000 ppm.

Todavia, recentemente, a Petrobras anunciou que, a partir de 2013, quando, pelo acordo judicial, deverá ser iniciada a oferta de diesel S-10, com o objetivo de otimizar sua logística de entrega, este tipo de diesel passará a substituir integralmente o diesel S-50, que deixará de ser produzido (PETROBRAS, 2010a). Além disso, anunciou que substituirá o diesel S-1.800, destinado a atividades agropecuárias⁶², pelo diesel S-500.

Tendo em vista o panorama mundial de controle de emissões atmosféricas, que, já em 2010, prevê a adoção do teor máximo de 10 ppm para o enxofre para todos os tipos de diesel (automotivos e *off-road*) nos países desenvolvidos, é de se supor que, dentro do horizonte coberto por este PDE, haverá orientações legais adicionais, que restringirão ainda mais o teor de enxofre do diesel brasileiro a partir de 2014, último ano coberto pelo atual acordo. Assim, considerou-se o seguinte cenário para a evolução do teor de enxofre do diesel no país:

- i) De 2011 a 2012: evolução do teor de enxofre conforme previsão do acordo judicial;
- ii) 2013: substituição total do diesel S-50 pelo diesel S-10 e início da substituição do diesel S-1800 pelo diesel S-500;
- iii) De 2014 a 2020: transição de qualidade, onde:
 - a) o diesel S-10 substitui gradativamente o diesel S-500 em regiões metropolitanas não explicitadas no acordo;
 - b) o diesel S-1800, também de forma gradativa, é substituído integralmente pelo diesel S-500.

Além destas características, outras relacionadas a desempenho também deverão evoluir no tempo, como é o caso do número de cetano e de uma faixa de densidade mais estreita para o diesel. Nas restrições do modelo, todavia, apenas o teor de enxofre foi considerado explicitamente como limitante à produção de diesel.

⁶² As atividades agropecuárias respondem por 77% da demanda de diesel para uso *off-road*.

Outros parâmetros

O modelo também considera custos operacionais de refino, custos de transporte, custos de investimentos, consumo próprio de combustíveis, consumo de nafta ou gás natural para geração de hidrogênio, bem como a produção derivados de gás natural, de nafta petroquímica e de xisto processados respectivamente nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), nas centrais petroquímicas e na Unidade de Negócio da Industrialização do Xisto (SIX), além dos preços já apresentados de importação e exportação de petróleo e derivados.

2.2 Evolução do parque de refino atual

O parque nacional de refino é formado atualmente por onze refinarias da Petrobras e quatro refinarias privadas⁶³, com capacidade operacional instalada de processamento de petróleo da ordem de 320 mil metros cúbicos por dia, equivalentes a cerca de 2 milhões de barris por dia⁶⁴. Neste item é apresentada a evolução esperada destas refinarias até 2020, conforme planejam ou sugerem os agentes do setor.

A Refinaria de Manguinhos está com a atividade de refino de petróleo suspensa desde agosto de 2005⁶⁵, enquanto a Refinaria Riograndense (ex-Ipiranga), após interrupção parcial do seu processamento em 2005 e 2006, vem operando ininterruptamente desde outubro de 2006⁶⁶ (ANP, 2010c). No momento, não há previsão de investimento nestas refinarias.

Consideraram-se, no presente estudo, todas as unidades existentes, em construção ou planejadas pela Petrobras, nas refinarias atuais, que impactam, tanto a produção de derivados, como a qualidade dos produtos, conforme a Tabela 127 (PETROBRAS, 2007b; PETROBRAS, 2010; SCHAEFFER, SZKLO e MACHADO, 2004).

Tabela 127 – Expansão de capacidade do parque atual de refino por unidade de processo (m³/d)

PROCESSO	2011	ADIÇÃO (2011-2020)	2020
Destilação atmosférica (DA)	324.445	600	325.045
Destilação a vácuo (DV)	152.400	0	152.400
Desasfaltação a propano (DSF)	18.700	0	18.700
Reforma catalítica (RC)	6.180	4.420	10.600
Alquilação (ALQ)	662	0	662
Craqueamento térmico brando (CTB)	0	1.500	1.500
Craqueamento catalítico em leito fluidizado (FCC)	72.690	50	72.740
Craqueamento catalítico de resíduos em leito fluidizado (RFCC)	20.100	0	20.100
Coqueamento retardado (UCR)	32.850	5.000	37.850
Hidrossulfurização de nafta (HDS)	5.000	0	5.000
Hidrotratamento de querosene (HDT)	7.100	0	7.100
Hidrotratamento de gasolina (HDT)	44.000	5.000	49.000

⁶³ Refinaria Riograndense (são sócios a Ultrapar Participações, a Braskem e a Petrobras), Refinaria de Manguinhos, Univen e Dax Oil.

⁶⁴ Para fins do presente relatório, todas as capacidades de processamento estão expressas em metros cúbicos ou barris por dia-operação.

⁶⁵ Desde a suspensão da atividade de refino na Refinaria de Manguinhos, a empresa tem processado naftas para produzir gasolina automotiva, além de solventes para fins industriais.

⁶⁶ Em março de 2007, a aquisição de participação societária da Refinaria Riograndense pela Petrobras permitiu a sustentação da operação da refinaria.

PROCESSO	2011	ADIÇÃO (2011-2020)	2020
Hidrotratamento de diesel (HDT)	19.600	0	19.600
Hidrotratamento de correntes instáveis (HDT)	54.300	68.700	123.000
Hidrotratamento de nafta (HDT)	13.200	7.500	20.700

Fonte: EPE

2.3 Novas refinarias previstas

As novas refinarias previstas no país foram consideradas de acordo com as informações obtidas, até o presente momento, da Petrobras e seus parceiros.

Em 2011, o Polo Industrial de Guamaré passará a ser denominado Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC), após obras de ampliação. O atual esquema de produção de Guamaré consiste de uma destilação atmosférica, que produz nafta, QAV, diesel e resíduo atmosférico. A nafta é misturada ao petróleo produzido na região, juntamente com o resíduo atmosférico, e enviada para a Refinaria Landulpho Alves (RLAM), através do terminal aquaviário. O QAV e o diesel são enviados para a base de distribuição, para fins de atendimento ao mercado local. O GLP produzido em Guamaré é oriundo das UPGN existentes na região.

O projeto dessa nova refinaria envolve a construção de uma planta para mistura de gasolina e melhoria da qualidade do diesel já produzido. Para tanto, a Petrobras incluirá, no novo esquema de refino, os seguintes ativos: (1) uma unidade de tratamento cáustico que removerá o enxofre da nafta produzida na destilação direta, permitindo, assim, sua adição à gasolina final; (2) tancagem e estações de medição para permitir a formulação de gasolina⁶⁷ e diesel⁶⁸. Com isso, embora a capacidade de processamento de petróleo em Guamaré permaneça em 4.770 m³/d (30.000 bpd), o potencial de produção de derivados passará, dos atuais 1.510 m³/d⁶⁹ (9.500 bpd), para 2.700 m³/d⁷⁰ (17.000 bpd), incluindo o GLP produzido no local.

A Petrobras está construindo uma nova refinaria no Complexo Industrial e Portuário de Suape, Ipojuca (PE), eventualmente em parceria com a estatal venezuelana Petróleos de Venezuela S/A (PDVSA)⁷¹, com capacidade operacional para processar até 36.567 m³/d (230.000 bpd) de petróleo, denominada Refinaria General Abreu e Lima, conhecida também por Refinaria do Nordeste (RNEST). O início de operação está previsto para o quarto trimestre de 2012⁷². A planta deverá estar capacitada para refinar óleos pesados, extraídos basicamente do Campo de Marlim, na Bacia de Campos, e, eventualmente, de outras origens, como o produzido no campo de Carabobo pela Planta de Processamento de Petróleo Extra-Pesado, que processa petróleos da faixa do rio Orinoco, na Venezuela (ARRUDA, 2006; PETROBRAS, 2009).

⁶⁷ A gasolina será produzida a partir da mistura de reformado e nafta craqueada de outras refinarias e de parte da nafta de destilação direta produzida em Guamaré, sendo esta última previamente tratada na unidade de tratamento cáustico.

⁶⁸ A RPCC permanecerá produzindo diesel com 1.200 ppm de teor de enxofre, uma vez que não há previsão de construção de unidade de hidrotratamento. Assim, a refinaria receberá diesel 50 ppm para atender ao mercado local e para ser misturado ao diesel de destilação, para fins de obtenção de diesel 500 ppm.

⁶⁹ Correspondente a 1.270 m³/d de diesel e 240 m³/d de QAV.

⁷⁰ Correspondente a 900 m³/d de gasolina, 400 m³/d de QAV e 1.400 m³/d de diesel, dos quais 1.100 m³/d correspondem a diesel com teor de enxofre de 50 ppm e 300 m³/d, com 500 ppm.

⁷¹ O projeto de parceria, caso venha a se concretizar, deverá ter participação societária de 60% da Petrobras e 40% da PDVSA (BOSCO, 2009).

⁷² Tendo em vista que o PLANDEPE é um modelo com períodos de tempo anuais, a entrada da RNEST foi considerada no ano de 2013.

O Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) é uma refinaria de petróleo com viés petroquímico, com capacidade operacional de 52.466 m³/d (330.000 bpd), em construção em Itaboraí (RJ). 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 bpd), está previsto para entrar em operação no terceiro trimestre de 2013 e o segundo, também com capacidade de 26.233 m³/d (165.000 bpd), no terceiro trimestre de 2017⁷³. O primeiro módulo será composto de unidades de destilação, coqueamento retardado, hidrocraqueamento catalítico, hidrotratamento de nafta e hidrotratamento de diesel. O segundo módulo possuirá todas as unidades do primeiro, com exceção do hidrocraqueamento catalítico (HCC). Em seu lugar, está prevista a instalação de uma unidade de craqueamento catalítico em leito fluidizado (FCC) para a produção de petroquímicos básicos⁷⁴. O COMPERJ será a base para a criação de um parque industrial com central de utilidades e empresas de fabricação de produtos de segunda e terceira geração, tais como polietileno, polipropileno, estireno e etileno-glicol. Projetado para consumir petróleo do tipo Marlim, o COMPERJ ofertará, além dos produtos petroquímicos, derivados de petróleo, tais como: GLP, nafta, QAV, diesel e coque. Ressalte-se que este Complexo, por possuir uma unidade de HCC em seu esquema de refino, estará capacitado a produzir diesel com teor de enxofre inferior a 10 ppm.

A Petrobras prevê também a construção de outras duas refinarias, totalizando 143.088 m³/d (900.000 bpd), com esquemas de refino voltados para a produção de derivados médios (diesel e QAV) e sem unidades produtoras de gasolina, em função das expectativas do mercado, tanto nacional quanto internacional. Por visarem à produção de derivados de alta qualidade, que atendam aos padrões exigidos pelos países desenvolvidos, foram denominadas Refinarias Premium, devendo ambas processar uma mistura de petróleos pesados da Bacia de Campos e petróleos mais leves do Pré-sal. De acordo com a empresa, essas novas refinarias também serão construídas em módulos, assim considerados:

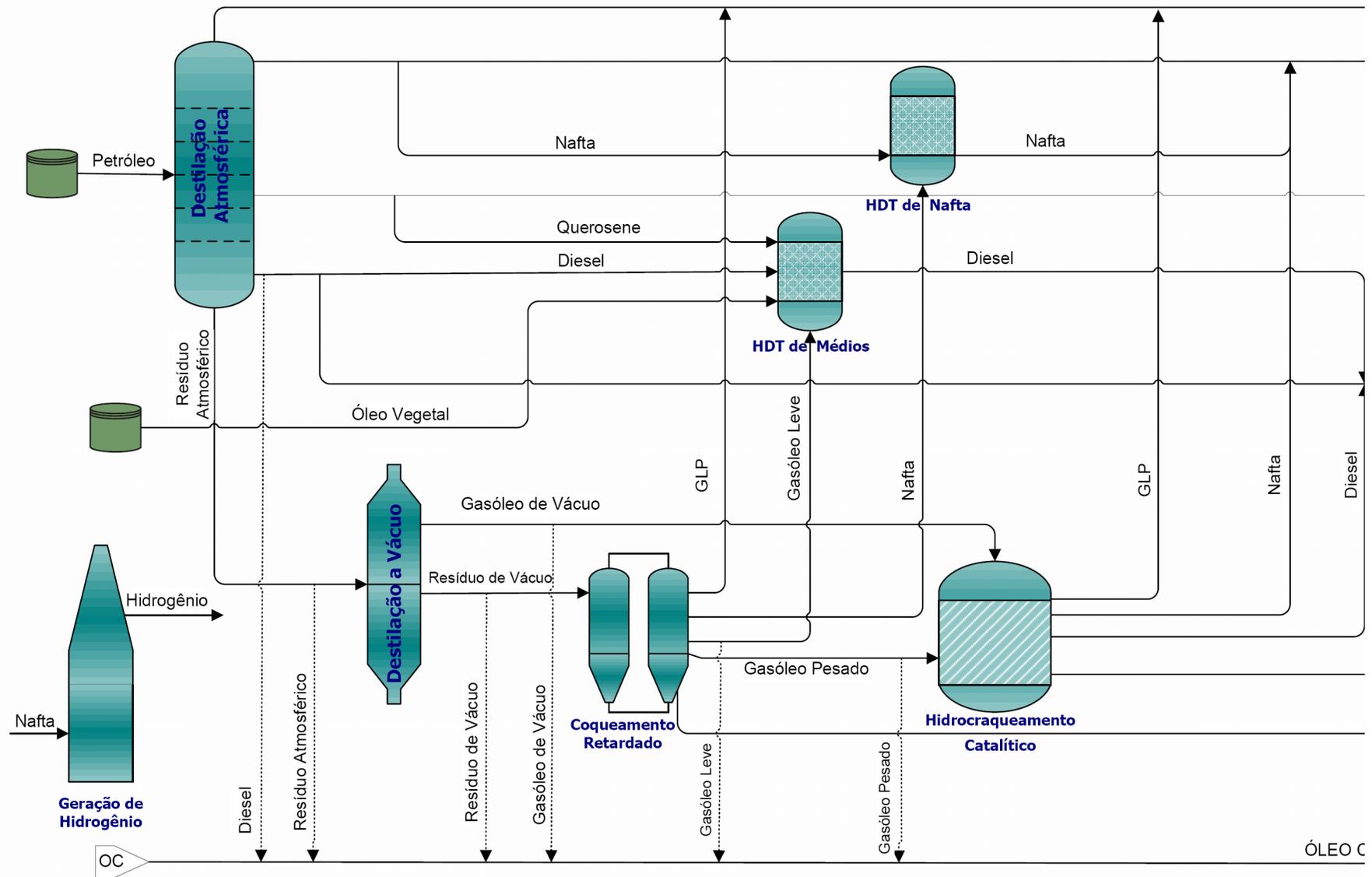
- Refinaria Premium I: na Cidade de Bacabeira, no Estado do Maranhão (MA), com capacidade para processar 95.392 m³/d (600.000 bpd) de petróleo, com dois módulos de 47.696 m³/d (300.000 bpd), o primeiro com início de operação previsto para o quarto trimestre de 2014 e o segundo, para o quarto trimestre de 2016⁷⁵;
- Refinaria Premium II: na Cidade de São Gonçalo do Amarante, no Estado do Ceará (CE), com capacidade para processar 47.696 m³/d (300.000 bpd) de petróleo, com entrada prevista para o primeiro trimestre de 2017.

A Figura 17 mostra o provável esquema de refino das refinarias Premium.

⁷³ No modelo PLANDEPE as entradas dos módulos do COMPERJ foram consideradas respectivamente nos anos de 2014 e 2018.

⁷⁴ O projeto do segundo módulo do COMPERJ ainda poderá sofrer alterações, em função da evolução do mercado petroquímico. No presente estudo, porém, foi considerado apenas o esquema aqui descrito.

⁷⁵ No modelo PLANDEPE as entradas dos módulos da refinaria Premium I foram consideradas, respectivamente, nos anos de 2015 e 2017.



Fonte: EPE

Figura 17 – Diagrama esquemático das refinarias Premium

2.4 Estimativa de investimentos

A Tabela 128 apresenta o valor consolidado dos recursos a serem aplicados em ampliações de capacidade e na instalação de novas unidades nas refinarias existentes, bem como os valores dos investimentos em novas plantas.

Tabela 128 – Investimentos nas refinarias existentes e em novas plantas

Investimento	Valor (US\$ bilhões)
Parque de refino atual (ampliações)	30,1
RPCC	0,2
RNEST	15,3
COMPERJ	11,1
Premium I	21,8
Premium II	10,9
Total	89,4

Fonte: Brasil (2010).

2.5 Evolução do parque nacional de refino

Considerou-se uma expansão do parque nacional de refino atual, até o ano de 2020, de acordo com o calendário das ampliações de capacidade e das construções de novas unidades nas refinarias existentes (ver item 2.2), indicado pela Petrobras e seus parceiros. Além disso, foram considerados:

- a partida da RPCC em 2011;
- o início da operação da RNEST em 2013;
- a primeira e a segunda fase do COMPERJ, respectivamente em 2014 e 2018;
- o primeiro e o segundo módulo da Premium I, respectivamente em 2015 e 2017; e
- a Premium II em 2017.

Com isso, a capacidade operacional de refino no país atinge, em 2020, o total de 557 mil metros cúbicos por dia (aproximadamente 3,5 milhões de barris por dia), conforme detalhado na Tabela 129.

Tabela 129 – Capacidade operacional de refino em 2020

	mil m ³ /d	mil bpd
Parque de refino atual ⁽¹⁾	324,4	2.041
Ampliações no parque de refino atual	0,6	4
RNEST	36,6	230
COMPERJ	52,5	330
PREMIUM I	95,4	600
PREMIUM II	47,7	300
Total	557,2	3.505

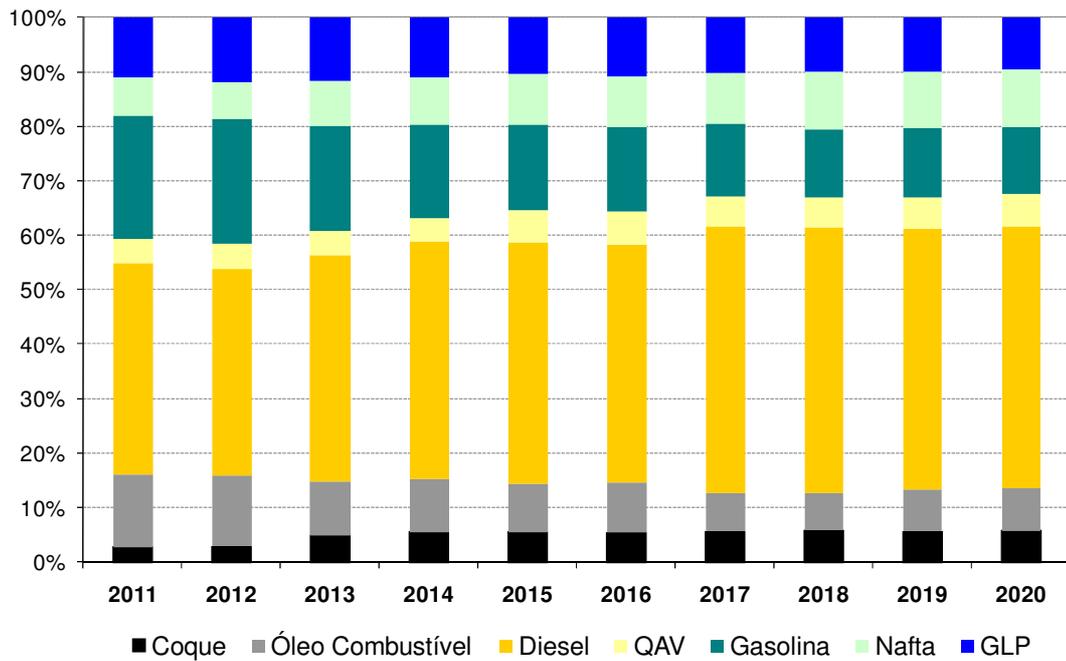
(1) Inclui a capacidade do Pólo Industrial de Guamaré, futura RPCC.

Fonte: EPE

2.6 Resultados

2.6.1 Balanço entre oferta e demanda de derivados e perfil de produção

O Gráfico 91 e a Tabela 130 mostram, respectivamente, a evolução do perfil da produção e o balanço entre oferta e demanda de derivados.



Fonte: EPE

Gráfico 91 – Perfil da produção de derivados (%) – 2011 a 2020

Tabela 130 – Balanço Produção x Demanda dos Principais Derivados (m³/d) – 2011 a 2020

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GLP	Produção	30.723	32.529	35.962	38.425	40.379	42.176	46.097	47.692	47.869	48.308
	Refinarias ⁽¹⁾	20.823	20.867	22.533	23.690	25.323	25.097	27.292	26.122	25.996	27.493
	UPGN ⁽²⁾	9.900	11.662	13.429	14.736	15.056	17.080	18.805	21.570	21.873	20.816
	Demanda	36.601	37.534	38.517	39.460	40.379	41.297	42.230	43.157	44.109	45.043
	Saldo líquido	(5.878)	(5.005)	(2.555)	(1.035)	0	879	3.867	4.535	3.760	3.265
Nafta	Produção	18.939	18.694	25.938	30.136	35.686	35.686	43.473	51.178	50.858	53.274
	Demanda	35.686	35.686	35.686	35.686	35.686	35.686	35.686	50.858	50.858	50.858
	Saldo líquido	(16.747)	(16.992)	(9.748)	(5.550)	0	0	7.787	320	0	2.416
Gasolina	Produção	63.194	63.083	59.397	59.634	60.311	59.659	60.820	60.483	61.033	62.686
	Demanda	67.427	61.961	57.625	52.564	49.531	49.168	51.123	53.608	56.138	59.023
	Saldo líquido	(4.233)	1.122	1.772	7.070	10.780	10.491	9.697	6.875	4.895	3.663
QAV	Produção	12.522	13.196	13.903	14.859	23.125	24.476	25.623	26.963	28.359	29.824
	Demanda	18.783	19.794	20.854	22.081	23.125	24.476	25.623	26.963	28.359	29.824
	Saldo líquido	(6.261)	(6.598)	(6.951)	(7.222)	0	0	0	0	0	0
Diesel	Produção	107.193	104.551	128.218	151.812	171.333	168.598	223.469	235.080	232.184	243.815
	Demanda	135.334	141.314	147.771	157.188	162.404	168.551	178.129	188.006	198.509	206.650
	Saldo líquido	(28.141)	(36.763)	(19.553)	(5.376)	8.929	47	45.340	47.074	33.675	37.165
	Importação ⁽³⁾	28.141	38.824	21.423	5.376	0	0	0	0	0	0
	Exportação ⁽⁴⁾	0	2.061	1.870	0	8.929	47	45.340	47.074	33.675	37.165
Óleo Combustível	Produção	36.979	35.766	30.882	33.622	34.083	35.362	32.435	32.746	36.721	39.144
	Demanda	30.777	31.924	31.427	32.848	34.083	35.362	36.526	37.673	38.943	40.729
	Saldo líquido	6.202	3.842	(545)	774	0	0	(4.091)	(4.927)	(2.222)	(1.585)
Coque	Produção	7.577	7.888	15.002	19.315	21.435	21.081	25.636	28.386	27.372	28.978
	Demanda	17.738	18.129	18.856	19.315	19.803	20.368	20.821	21.071	21.582	21.948
	Saldo líquido	(10.161)	(10.241)	(3.854)	0	1.632	713	4.815	7.315	5.790	7.030
Total	Produção	277.127	275.707	309.303	347.803	386.353	387.039	457.554	482.527	484.396	506.029
	Demanda	342.346	346.342	350.736	359.142	365.011	374.908	390.138	421.336	438.498	454.075
	Saldo líquido	(65.219)	(70.635)	(41.433)	(11.339)	21.342	12.131	67.416	61.191	45.898	51.954
	Importação	71.881	77.660	47.160	21.721	0	0	4.090	4.927	2.222	2.631
	Exportação	6.662	7.025	5.727	10.382	21.342	12.131	71.506	66.118	48.120	54.585

(1) Inclui a produção das centrais petroquímicas e da Usina Industrial do Xisto (SIX). Não considera a produção de GLP oriunda de gás natural, nem o GLP não energético.

(2) Inclui também o total da produção de GLP oriundo das Unidades de Fracionamento de Líquidos de Gás Natural (UFL) e das 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 deste combustível.

(3) Ocorrem importações de diesel S-50 nos anos de 2011 e 2012, em média de 9.330 m³/d; importações de diesel S-500 no período de 2011 a 2013, atingindo um volume máximo de 32.994 m³/d no ano de 2012; importações de diesel S-10 nos anos de 2013 e 2014, com valor máximo de 9.325 m³/d no ano de 2013.

(4) Nos anos de 2012 e 2013 correspondem às exportações de diesel de alto teor de enxofre e, no período de 2015 a 2020, às exportações de diesel S-10.

Fonte: EPE

2.6.2 Balanço nacional de derivados

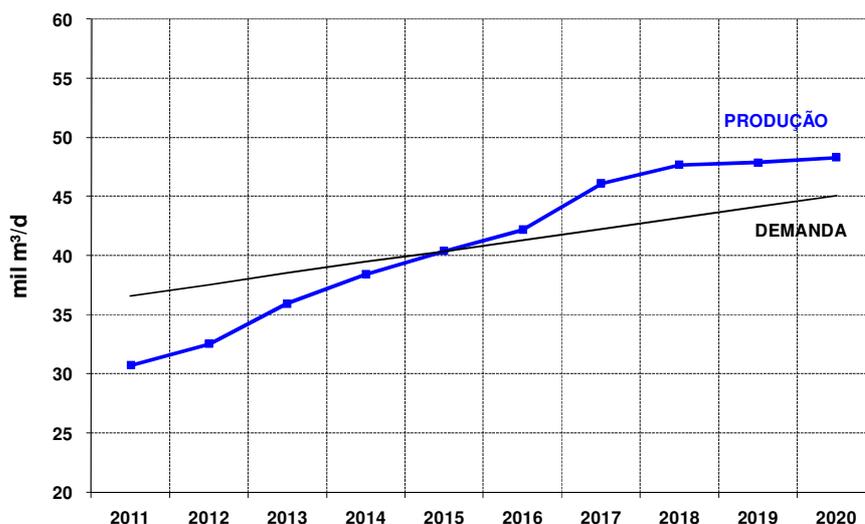
Conforme mostra a Tabela 130, o país mantém-se como importador líquido de derivados até o ano de 2014. Neste período (2011 a 2014), há excedentes de gasolina em 2013 e 2014 e de óleo combustível, de baixo valor agregado, nos anos de 2012, 2013 e 2014. Ainda para este período, há déficits de GLP, nafta, QAV e diesel, de 2011 a 2014, sendo, estes três últimos, derivados de maior valor agregado, o que evidencia a necessidade de refino adicional voltado para a conversão de resíduos e para a produção de destilados leves e médios. É importante verificar, neste período, a redução significativa da importação de diesel no ano de 2013, proveniente da entrada em operação da RNEST.

Com a entrada em operação do primeiro módulo do COMPERJ em 2014, o déficit nacional em derivados de maior valor agregado reduz-se consideravelmente e, finalmente, com o início da operação da Refinaria Premium I (2015 e 2017) e da Refinaria Premium II (2017), o país passa a ser exportador líquido de derivados, mantendo-se nessa condição até o final do período.

São apresentados a seguir os balanços por tipo de derivado de petróleo (Gráfico 92 a Gráfico 98).

GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO (GLP)

A produção de GLP cresce principalmente com a entrada de novas plantas de UPGN. A oferta das refinarias atuais cresce em decorrência das novas unidades de conversão, porém de forma suave, dado que não serão construídas novas unidades de FCC. O país passa a ser autossuficiente a partir de 2015, com o incremento da produção decorrente da entrada em operação do primeiro módulo da refinaria Premium I e com o aproveitamento crescente da produção de gás natural proveniente dos campos produtores. Tal superávit aumenta continuamente até 2018. Em 2019 e 2020, o saldo positivo diminui suavemente, devido ao aumento contínuo da demanda e à redução, em 2020, da produção das UPGN.



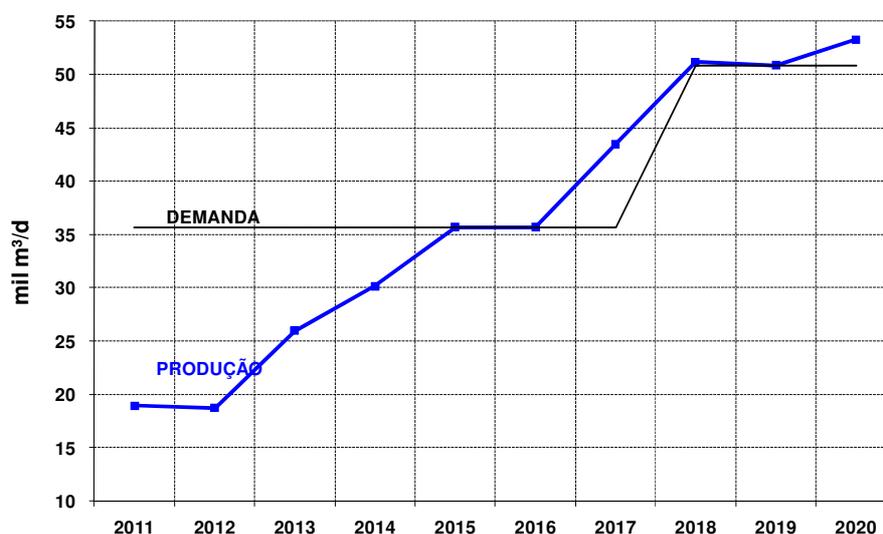
Fonte: EPE

Gráfico 92 – Balanço de GLP

NAFTA

O saldo de nafta mantém-se deficitário até 2014, porém, diminuindo consideravelmente até este ano, seja pela estagnação da demanda, seja pelo aumento da produção, devido à entrada em operação da RNEST (2013) e do primeiro módulo do COMPERJ (2014). Já em 2015, com a entrada em operação do primeiro módulo da refinaria Premium I, o país deixa de ser deficitário neste derivado.

Em 2017, há um excedente significativo de nafta, devido à entrada em operação da segunda fase da refinaria Premium I e do início de funcionamento da Premium II. Entretanto, já em 2018, o excedente torna-se desprezível, devido ao grande aumento de demanda promovido pela entrada em operação do segundo módulo do COMPERJ (2018), que deverá dispor de uma unidade de pirólise de nafta.

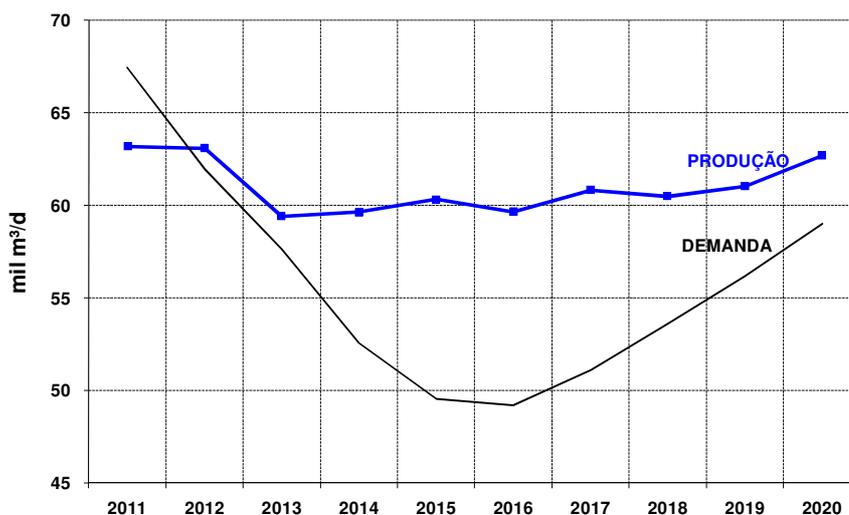


Fonte: EPE

Gráfico 93 – Balanço de nafta

GASOLINA

Há saldos exportáveis significativos de gasolina a partir de 2014 em decorrência da evolução do balanço de oferta e demanda deste derivado. A partir de 2017, mesmo com o aumento da demanda, o saldo positivo permanece, reduzindo-se progressivamente até 2020.



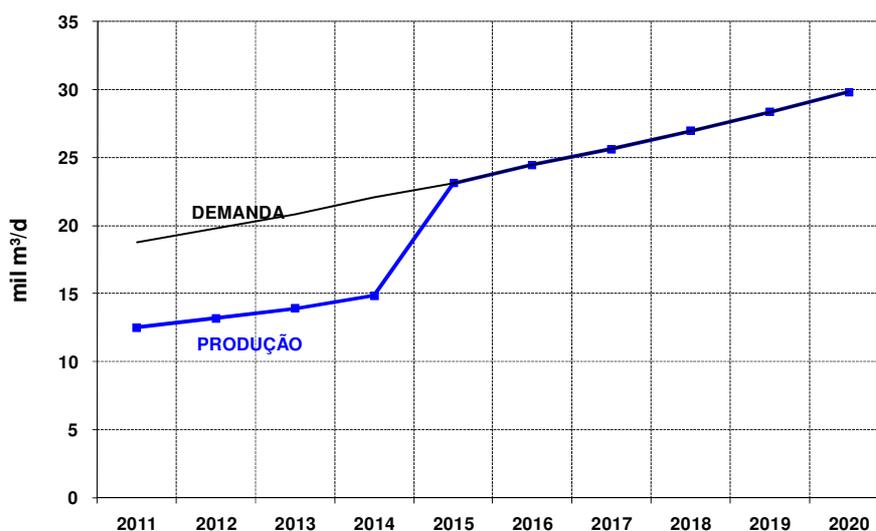
Fonte: EPE

Gráfico 94 – Balanço de gasolina

QUEROSENE DE AVIAÇÃO (QAV)

De 2011 a 2013, não há alternativas para se elevar consideravelmente a produção de QAV, pois este derivado é obtido a partir da destilação atmosférica ou de unidades de HCC, ficando dependente de refino adicional ou da construção destas unidades de conversão. Assim, o abastecimento deste mercado permanece deficitário até 2014, embora neste último ano ocorra um aumento significativo de sua produção, devido à entrada em operação da primeira fase do COMPERJ.

Com a entrada em operação das Refinarias Premium I (2015 e 2017) e Premium II (2017), o país torna-se autossuficiente neste derivado.



Fonte: EPE

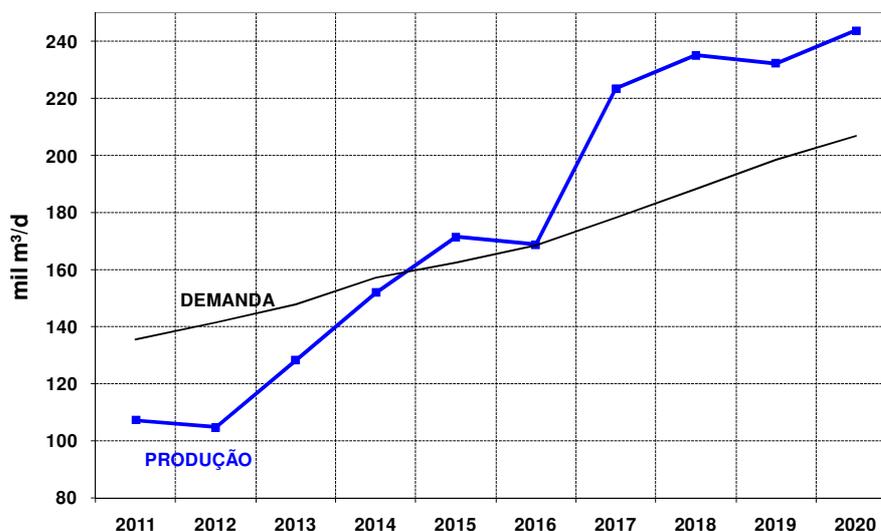
Gráfico 95 – Balanço de QAV

DIESEL

A produção de diesel aumenta significativamente a partir de 2013, devido à partida da RNEST e à entrada em operação de algumas unidades de HDT em refinarias existentes. O início de operação do primeiro módulo do COMPERJ em 2014 também contribui com o aumento da oferta de diesel, mas, mesmo assim, o mercado nacional permanece deficitário neste derivado, indicando espaço para investimentos em refino adicional ou em unidades de conversão, para redução das importações do produto.

Com a entrada em operação da primeira fase da refinaria Premium I em 2015, a produção nacional de diesel cresce bastante, passando então o país a ser superavitário, com uma exportação líquida de cerca de 9 mil metros cúbicos por dia (em torno de 57 mil barris por dia), neste mesmo ano.

Em 2017, com a entrada do segundo módulo da refinaria Premium I e o início de operação da refinaria Premium II, a exportação de diesel cresce consideravelmente, para o que também contribui o início do funcionamento do segundo módulo do COMPERJ em 2018, fazendo com que, neste ano, o país atinja uma exportação de cerca de 47 mil metros cúbicos por dia (aproximadamente 296 mil barris por dia), mantendo-se na condição de exportador até 2020. Note-se que, desde 2015, todo o saldo exportador de diesel é do tipo S-10.



Fonte: EPE

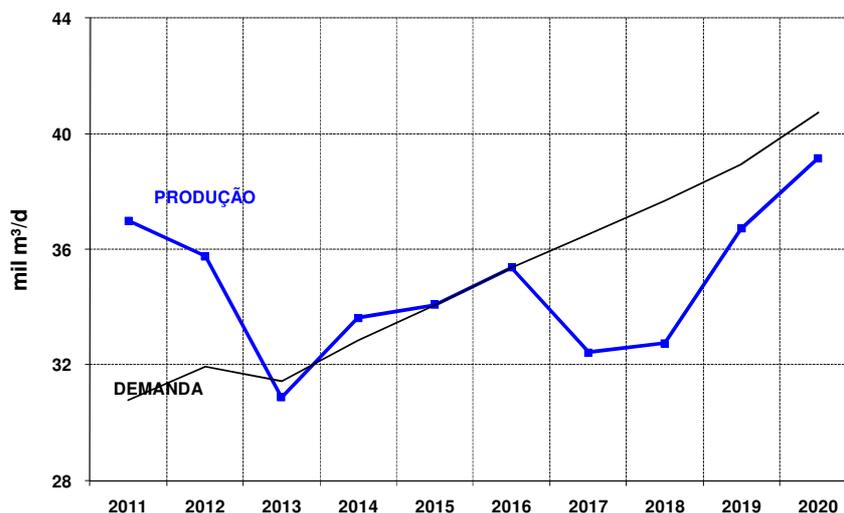
Gráfico 96 – Balanço de diesel

ÓLEO COMBUSTÍVEL

Há excedentes de óleo combustível nos anos de 2011, 2012 e 2014, por falta de capacidade de conversão do parque de refino. Em 2015, com o aumento da demanda e a implantação do programa de instalações de unidades de coqueamento retardado (UCR), o país deixa de exportar este derivado.

A partir de 2017, com a partida do segundo módulo da refinaria Premium I e da refinaria Premium II, o país torna-se deficitário neste derivado, tendo em vista que as novas refinarias são dotadas de alta capacidade de conversão.

Obviamente, é sempre possível produzir o óleo combustível internamente, reduzindo-se as importações, caso isto seja necessário do ponto de vista da segurança do abastecimento. Todavia, deve-se considerar que, no cenário de preços considerado, essa não é a melhor opção do ponto de vista econômico.

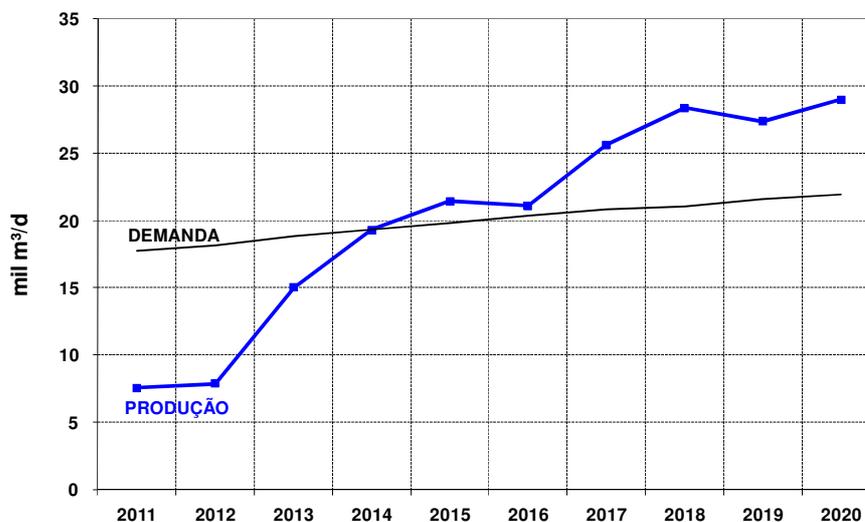


Fonte: EPE

Gráfico 97 – Balanço de óleo combustível

COQUE

Com a implantação de maior capacidade de coqueamento, quer nas refinarias existentes, quer em decorrência da operação da RNEST (2013) e do primeiro módulo do COMPERJ (2014), a produção de coque é elevada e o país torna-se superavitário a partir de 2015, com a entrada em operação do primeiro módulo da refinaria Premium I. Este saldo aumenta com a operação do segundo módulo da Premium I (2017) e da Premium II (2017), além do segundo módulo do COMPERJ (2018).



Fonte: EPE

Gráfico 98 – Balanço de coque

2.6.3 Balanço nacional de petróleo

O resultado do balanço nacional de petróleo é apresentado na Tabela 131.

Tabela 131 – Balanço Nacional de Petróleo (mil m³/d) – 2011 a 2020

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produção	370	391	445	562	608	693	777	881	933	969
Processamento	271	267	298	334	373	372	444	470	471	494
Importação	20	19	18	18	18	18	18	18	18	18
Exportação	119	142	166	246	253	340	351	430	480	493
Exportação Líquida	99	123	148	228	235	322	333	412	462	475
Importação/Processamento	7,5%	7,0%	6,2%	5,5%	4,9%	4,9%	4,1%	3,9%	3,9%	3,7%

Fonte: EPE

O país será exportador líquido de petróleo durante todo o período, com expectativa de atingir, em 2020, um volume exportado de quase meio milhão de metros cúbicos por dia (aproximadamente 3 milhões de barris por dia), principalmente de petróleos do tipo médio, onde estão inseridos os grandes volumes dos campos da região do pré-sal. Tal fato se deve à adequação do parque refinador ao petróleo mais pesado, de menor valor para exportação, o que permite otimizar o fluxo monetário, com a exportação de crus de maior valor. Assim, pode-se concluir que a expansão planejada do parque de refino se adapta bem ao elenco nacional de petróleo, para atendimento à demanda projetada de derivados.

Há previsão de importação de petróleo Árabe Leve em todo o horizonte do estudo, destinado principalmente à produção de lubrificantes na REDUC, tendo em vista que o projeto de produção de lubrificantes básicos via HCC, que dispensa o processamento deste tipo de cru, foi adiado para além do horizonte estudado. As importações de outro petróleo do tipo leve, essencialmente para suplementação e ajuste de elenco de petróleo, ocorrem também em todo o período, porém em volumes bastante reduzidos.

Deve-se ressaltar que, na simulação realizada, considerou-se que a RNEST processa 100% de petróleo nacional. Caso esta refinaria opere com carga de 50% de petróleo importado, conforme aventado pela refinadora, poderá haver acréscimo de cerca de 18.300 m³/d (115.000 bpd) no excedente de crus brasileiros. Nesta hipótese, a quantidade de petróleo nacional a ser colocada no mercado internacional será maior do que a que está apontada na projeção realizada.

Neste quadro francamente exportador de petróleo, devem ser estudadas as possibilidades de se vincular o processamento de refinarias no exterior ao petróleo brasileiro, seja por meio de aquisição de instalações por produtores nacionais, seja por meio de parcerias e contratos de longo prazo, estratégia que deverá ser compatibilizada com a implantação de novas refinarias no Brasil.

2.7 Refino – Considerações finais

O país deverá continuar como importador líquido de derivados até o ano de 2014, exceto quanto à gasolina e ao óleo combustível, com destaque para os grandes volumes de diesel, situação que só será revertida em 2015, com a operação do primeiro módulo da refinaria Premium I.

Assim como a RNEST e o COMPERJ, as demais novas refinarias também serão dotadas de esquemas de refino de alta conversão, voltados principalmente para buscar o atendimento do mercado interno, cujos maiores déficits são de destilados médios (QAV e diesel) e de nafta petroquímica.

Por isso, em que pese seu alto custo, em um cenário de queda de demanda de gasolina e demandas crescentes de óleo diesel e QAV, é recomendável que o processo de HCC seja introduzido nas refinarias nacionais, até pela necessidade da alta qualidade do diesel a ser obtido. O diesel S-10, que já é uma realidade nos mercados norte-americano e europeu, e que deverá ser consumido no Brasil a partir de 2013, é facilmente obtido através desta rota que, adicionalmente, permite a produção de QAV também de excelente qualidade, derivado cuja demanda, tanto nacional quanto internacional, é consideravelmente crescente.

Entretanto, cabe ressaltar que a construção de algumas unidades de HCC não é suficiente para a produção de diesel S-10 nos volumes necessários para atender ao crescimento da demanda. Assim, faz-se necessário que a produção deste derivado possa ser feita também através do processo de hidrotreatamento, porém com alta severidade para a remoção do enxofre, o que exigirá novos projetos voltados para este fim ou mudanças operacionais, em especial de catalisadores, nas unidades existentes.

Com a implantação de todos os projetos programados na área de refino, o país torna-se exportador líquido de derivados. Tais exportações chegam a atingir cerca de 67 mil metros cúbicos por dia (aproximadamente 424 mil barris por dia) em 2017, com ênfase no diesel S-10, além dos excedentes de gasolina, gerados pelo avanço do etanol combustível no mercado dos veículos a ciclo Otto.

Cabe ressaltar que a colocação de grandes volumes de derivados no mercado internacional é um desafio a ser enfrentado, dada a natureza competitiva do ambiente com outros refinadores localizados mais próximos aos mercados a serem conquistados, destacando-se os seguintes aspectos:

- Os custos logísticos de exportação de derivados são mais elevados que os de petróleo, pois os navios de derivados (claros) são menores (o que gera deseconomias de escala), a logística de movimentação de produtos e as tancagens dos terminais devem ser segregadas por derivado e/ou adotar procedimentos operacionais para evitar contaminação de produtos (cujo rigor de especificação é mais restrito);
- Para se apropriar de montantes mais elevados da cadeia de valor dos derivados via comércio internacional, é preciso estabelecer canais de formulação dos produtos (as especificações são distintas em diferentes países), de distribuição e de comercialização no mercado consumidor onde os derivados serão colocados;
- O mercado internacional de derivados não tem a mesma liquidez do mercado de petróleo. Basta verificar que o óleo bruto corresponde a cerca de 70% do volume total do mercado internacional de petróleo e derivados. Assim, países consumidores, usualmente, estabelecem políticas específicas para restringir a dependência externa do abastecimento de derivados, construindo refinarias em seu território ou em zonas de influência próximas, visto que a vulnerabilidade em petróleo é mais gerenciável do que a de derivados.

Por esses motivos, em geral, o refino tende a se estabelecer próximo ao mercado consumidor, ao invés de ocorrer próximo às áreas produtoras de petróleo. O mercado internacional de derivados caracteriza-se mais como uma necessidade de ajuste entre o perfil de refino e a demanda de derivados de cada região.

Em suma, superar esses desafios para colocação de grandes volumes de derivados no mercado internacional requererá a elaboração de estratégias de refino e de comercialização internacional apropriadas, para que não haja destruição de valor na cadeia de petróleo e derivados.

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 prevista do parque nacional de refino até 2020, os programas de extensão da Transpetro e sugestões de expansão decorrentes de estudos da própria EPE.

O presente estudo aponta, como efetivos, apenas os projetos de expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados até 2020, em andamento e/ou a iniciar, sob a responsabilidade do Grupo Petrobras, pois não se prevê, neste horizonte, uma participação expressiva de outros agentes do setor na área de infraestrutura de transporte de petróleo e derivados.

Com relação ao transporte dutoviário de petróleo, é importante notar que os investimentos em expansão da malha nacional referem-se tão somente ao transporte para o atendimento das refinarias e/ou exportação; 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 aqui considerada é composta de 434 dutos, conforme indicado na Tabela 132.

Tabela 132 – Quantidade e extensão de dutos em operação, por função, segundo produtos movimentados

Produto	Função	Nº de Dutos	Extensão (km)
Derivados	Total	402	5.891
	<i>Transferência</i>	<i>304</i>	<i>1.099</i>
	<i>Transporte</i>	<i>98</i>	<i>4.792</i>
Petróleo	Total	32	1.985
	<i>Transferência</i>	<i>32</i>	<i>1.985</i>
Total Geral	Total	434	7.876
	<i>Transferência</i>	<i>336</i>	<i>3.084</i>
	<i>Transporte</i>	<i>98</i>	<i>4.792</i>

Fonte: ANP (2010c).

3.2.2 Infraestrutura de armazenamento de petróleo e derivados

Para viabilizar a movimentação de petróleo e seus derivados no território nacional, o Brasil dispõe de 91 terminais autorizados a funcionar, compreendendo 62 terminais aquaviários (TA) e 29 terminais terrestres (TT), conforme a Tabela 133.

Tabela 133 – Capacidade de armazenamento de petróleo e seus derivados, segundo terminais

Terminais	Nº Terminais	Nº Tanques	Petróleo	Derivados*	GLP	Total
			(Mil m ³)			
Aquaviários	62	1157	3.983	3.989	239	8.211
Terrestres	29	378	1.437	1.971	87	3.495
Totais	91	1.535	5.420	5.960	326	11.706

(*) exceto GLP

Fonte: ANP (2010c).

Além dos TA e TT das empresas de armazenamento e transporte, a infraestrutura de armazenamento conta com a tancagem de uma rede de bases de distribuição, pertencentes às empresas de distribuição de derivados de petróleo, conforme a Tabela 134.

Tabela 134 – Capacidade de armazenamento de derivados de petróleo, segundo bases de distribuição

Regiões	Nº Bases	Derivados*	GLP	Total
		(Mil m ³)		
Região Norte	56	382	14	396
Região Nordeste	74	544	26	570
Região Sudeste	204	1.143	70	1.213
Região Sul	110	488	24	512
Região Centro-Oeste	64	188	9	197
Totais	508	2.745	143	2.888

(*) exceto GLP

Fonte: ANP (2010c).

3.2.3 Transporte marítimo de petróleo e derivados

A Transpetro, maior armadora⁷⁶ 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 52 navios⁷⁷ para navegação de cabotagem e de longo curso, conforme a Tabela 135.

Tabela 135 – Frota de navios da Transpetro

Produto Transportado	Nº de Navios	TPB*	Capacidade Volumétrica (m ³)
Petróleo (navios aliviadores)	9	1.318.277	1.464.053
Petróleo/ Produtos Escuros	10	383.851	403.997
Produtos Escuros e Claros	7	400.184	417.964
Produtos Claros	18	544.870	605.319
Cisterna (FSO)	1	28.903	32.146
Gases	6	40.146	43.033
Embarcações de Apoio	1	1.920	411
Total	52	2.718.151	2.966.923

(*) Toneladas de Porte Bruto⁷⁸

Fonte: Transpetro (2010).

⁷⁶ Armadora é a empresa proprietária de navios.

⁷⁷ Do total da frota, sete navios (navios aliviadores) são de propriedade da Fronape International Company (FIC), empresa subsidiária da Transpetro.

⁷⁸ TPB é a tonagem total que pode ser embarcada em um navio. Além da carga comercial, inclui combustível, tripulação, etc.

Os petroleiros, navios especialmente projetados para o transporte de petróleo e derivados líquidos (produtos claros e escuros), compõem 97,4% da frota atual da Transpetro, totalizando 44 navios, com capacidade volumétrica de 2.891.333 m³. O transporte de gases liquefeitos é realizado por 6 navios, com capacidade para transportar 43.033 m³.

Além das embarcações listadas acima, a Transpetro dispõe, nos Campos de Coral e Estrela do Mar, de uma unidade flutuante de transferência e estocagem (navio cisterna ou FSO), com capacidade de 32.146 m³ de GLP.

3.3 Impactos das movimentações previstas sobre a infraestrutura

Analisando a evolução das movimentações até 2020, projetadas com auxílio do modelo de abastecimento (PLANDEPE), e considerando que:

- qualquer nova refinaria considerada já aporta os investimentos necessários às suas movimentações (petróleo e derivados), e
- a infraestrutura restante a ser considerada é a atual, acrescida dos investimentos já programados,

verifica-se que haverá impacto nas instalações para a movimentação de derivados; as movimentações adicionais de petróleo, por sua vez, praticamente já estão associadas às refinarias novas, cujos investimentos já contemplam os dutos e terminais necessários às suas operações.

No que tange às movimentações de derivados, as projeções do modelo indicam que quatro dutos de transporte deverão atingir a saturação no horizonte estudado: 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 de bombeamento.

No que diz respeito às movimentações de petróleo, nas hipóteses analisadas, verifica-se que todos os sistemas atendem às necessidades das refinarias atuais no horizonte considerado.

3.4 Expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados

3.4.1 Investimentos da carteira de projetos da Transpetro

Uma vez que não foram reportados investimentos privados na infraestrutura de transporte de petróleo e de derivados, este estudo considerou apenas aqueles indicados pelo Grupo Petrobras, no valor total estimado de US\$ 9,4 bilhões, conforme apresentado na Tabela 136.

Tabela 136 – Investimentos do Grupo Petrobras em navios, dutos e terminais

Projetos	Conclusão
Plangás GLP	2011
Melhorias em São Sebastião	2012
Ampliação OSVAT 30	2011
Ampliação OSVAT 42/38	2011
OSVAP I e OSVAP II	2017
Novo Píer de São Sebastião	2013
Ampliação do Pier de Paranaguá	2016
Plano Diretor de Dutos de São Paulo	2016
Novos Navios	2015
Investimento Total Estimado	US\$ 9,4 bilhões

PLANGAS GLP

Tendo em vista a grande produção esperada de GLP nas Bacias de Campos e do Espírito Santo, a Transpetro planeja a construção de dois novos sistemas de escoamento de GLP, envolvendo a construção de terminais em Porto de Barra do Riacho (ES) – para navios de 60 mil toneladas de porte bruto (TPB) – e na Ilha Comprida (RJ), além de ampliação do atual TA Ilha Redonda.

O Terminal de Barra do Riacho vai permitir escoar por navios o excedente da produção de GLP do Espírito Santo. O novo Terminal da Ilha Comprida, na Baía de Guanabara, terá tancagem pressurizada e refrigerada para GLP e será interligado por ponte de acesso ao Terminal da ilha Redonda. Dois novos dutos de 8” e 12” e 20 km interligarão este terminal às instalações da REDUC.

Ampliação dos OSVAT 30 e OSVAT 42/38

O duto OSVAT 42/38 transporta petróleo do TA São Sebastião ao TT Guararema, e o OSVAT 30 interliga este último terminal à REPLAN. Suas estações de bombeamento serão reforçadas, de modo a permitir uma movimentação adicional de 1,8 milhões de m³/a.

OSVAP I e OSVAP II

Utilizando a faixa do gasoduto que transportará o gás natural do Campo de Mexilhão, a Transpetro construirá um novo duto para o transporte de petróleo entre o TA São Sebastião e a REVAP, bem como uma nova interligação entre o TT Guararema e aquela refinaria.

Novo Píer do TA São Sebastião

O Terminal de São Sebastião é responsável por metade da movimentação de petróleo e derivados do país. Este novo píer servirá para desafogar as operações de carga/descarga.

Novo Píer do TA Paranaguá

Este píer adicional aumentará a capacidade de movimentação do TA Paranaguá em 1,8 milhões de m³/a.

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 18 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.

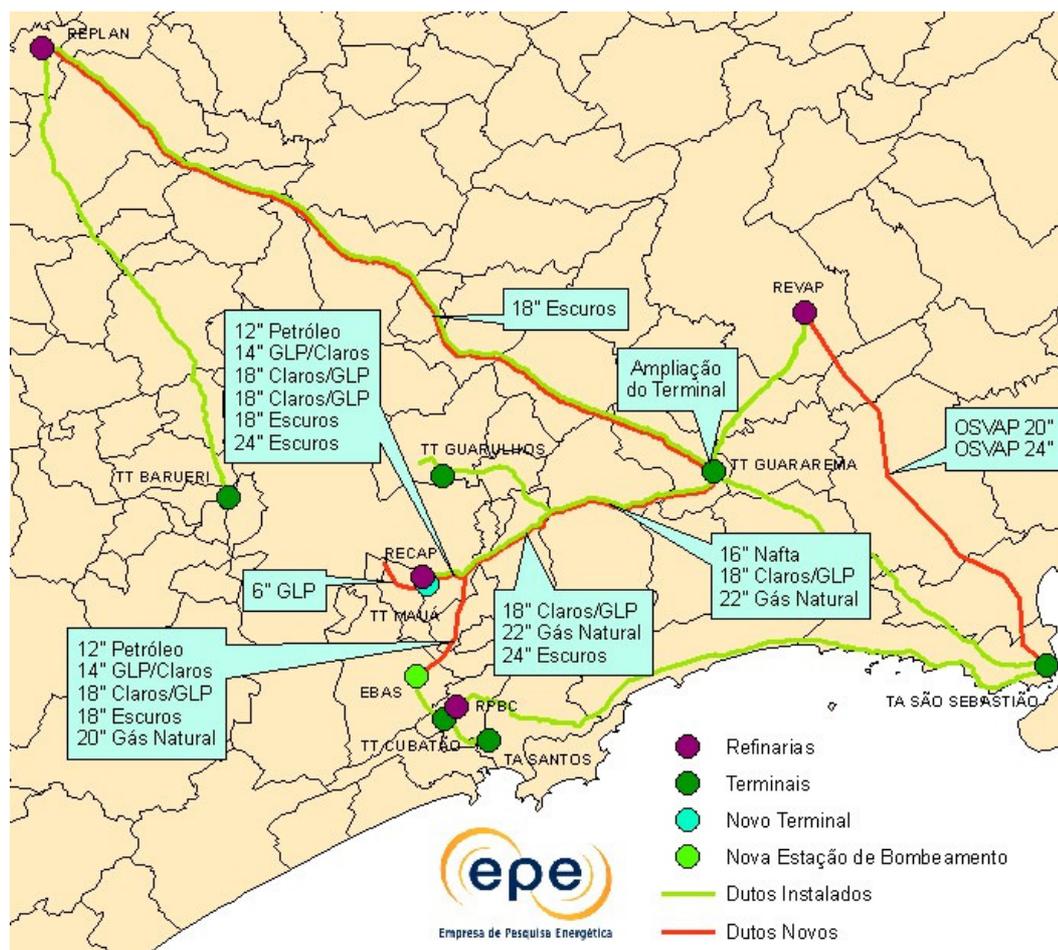


Figura 18 – Situação futura dos dutos de petróleo e derivados do Estado de São Paulo

Novos Navios

Por meio do Programa de Modernização e Expansão da Frota da Transpetro, o PROMEF, a Transpetro ampliará a sua frota e contará com 49 novos navios, dos quais 33 embarcações, no valor de US\$ 3,9 bilhões, já foram encomendadas, conforme indicação na Tabela 137. O programa prevê que os novos navios sejam construídos em estaleiros nacionais, com pelo menos 65% de nacionalização.

Tabela 137 – Navios da Transpetro já contratados

Ano de Entrega	PROMEF I		PROMEF II	
	Quantidade	Tipo de Navios	Quantidade	Tipos de Navios
2011*	11	7 Suezmax e 4 Produto	1	1 Bunker
2012	5	3 Suezmax e 2 Panamax	2	2 Bunkers
2013	5	3 Aframax e 2 Panamax	2	2 Suemax DP ⁷⁹
2014	2	2 Aframax	2	2 Suemax DP
2015	-	-	3	3 Aframax
Total	23		10	

(*) Foram lançados em 2010 1 navio Suezmax e 2 navios de Produto, mas ainda não entraram em operação.
Fonte: Transpetro.

3.4.2 Investimentos sugeridos pela EPE

Foi analisada a possibilidade de ser implantado um novo poliduto para o transporte de claros (GLP, Gasolina A e Óleo Diesel) entre a REPAR (Araucária, PR) e o Município de Presidente Prudente, no Estado de São Paulo (vide Figura 19). Este poliduto atenderia a 18 Polos de Abastecimento nos Estados de Paraná e São Paulo, e teria as seguintes características:

- Extensão: 650 km
- Diâmetro: 18 pol.
- Capacidade Inicial (aproximada): 7 milhões m³/a
- Terminais terrestres: Guarapuava, Maringá e Presidente Prudente
- Investimentos previstos, conforme a Tabela 138.

Tabela 138 – Investimentos em poliduto Araucária(PR)-Presidente Prudente(SP)

Item	US\$ milhões
Duto	820
Terminais	437
<i>Guarapuava</i>	<i>98</i>
<i>Maringá</i>	<i>143</i>
<i>Presidente Prudente</i>	<i>196</i>
Capital de Giro	145
Total	1.402

O duto proposto reduziria substancialmente o transporte rodoviário de GLP, diesel e gasolina nas regiões atendidas. A análise desenvolvida com o modelo PLANDEPE indicou uma possível viabilidade

⁷⁹ Posicionamento Dinâmico, do inglês *Dynamic Positioning*.

econômica para o duto proposto, observadas as margens de erro envolvidas na estimativa dos investimentos.

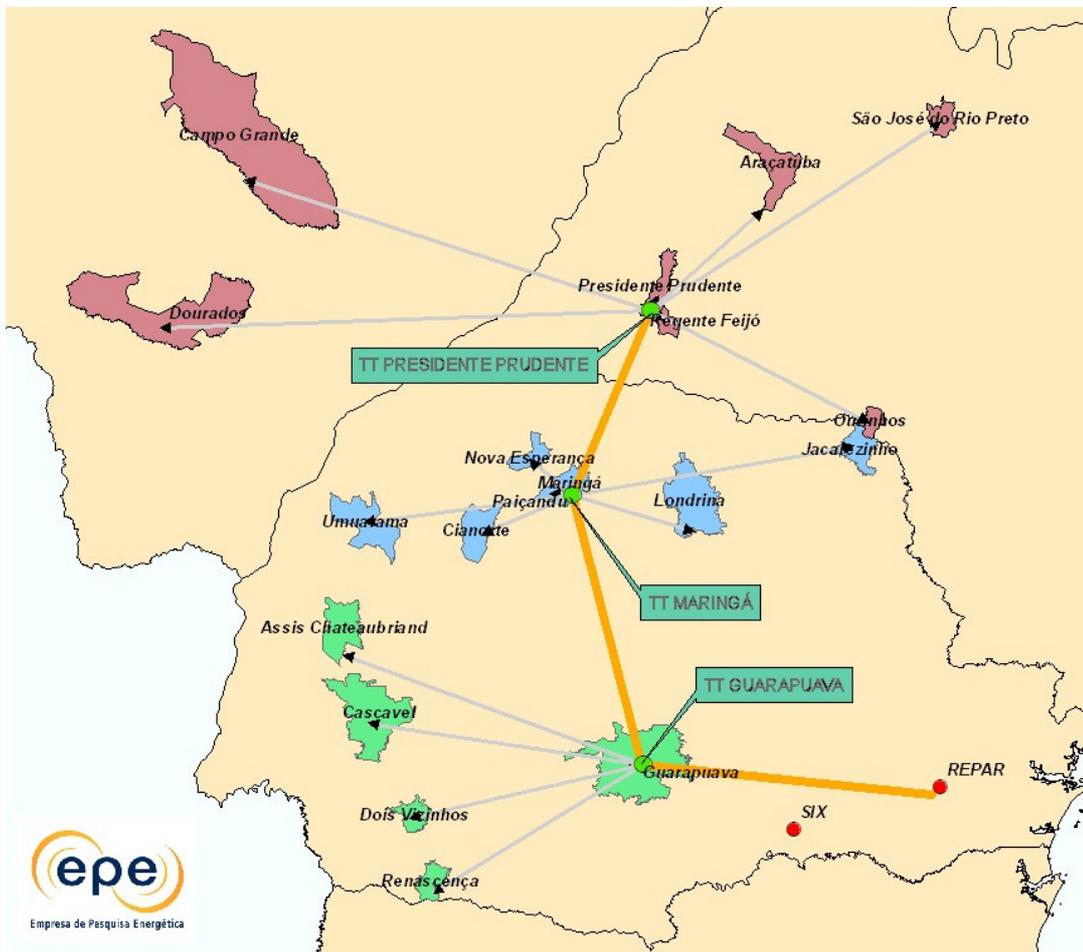


Figura 19 – Poliduto Araucária (PR) - Presidente Prudente (SP) analisado pela EPE

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 2011 a 2020.

Inicialmente, é apresentada uma análise das projeções de preços de gás natural no cenário mundial, uma avaliação da internalização desses preços nas malhas Nordeste (NE) e Sul-Sudeste-Centro-Oeste (S-SE-CO) no Brasil, sinalizando uma ordem de grandeza para os preços internacionais no mercado doméstico. É apresentado, também, um exercício de projeção de preços internos, considerando, como hipótese, uma relação de competitividade de 100% entre o gás natural (*citygate*) e o óleo combustível de alto teor de enxofre (*ex-refinaria*).

Em seguida, são apresentados os resultados referentes à expansão da oferta de gás natural, bem como da infraestrutura de transporte e unidades de GNL (Gás Natural Liquefeito), 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 precificação apresenta aspectos internacionais e aspectos regionais. Tradicionalmente, os preços de gás natural no *Henry Hub* (EUA) têm sido utilizados como referência para a Bacia do Atlântico⁸⁰, na qual o Brasil está inserido. Entretanto, conforme explicitado no próximo subitem, relativo a premissas de preços, os preços conjunturais de *Henry Hub* podem não se configurar como uma referência adequada para o mercado de gás no momento, devido ao fato de refletirem sinais econômicos insuficientes para serem utilizados em estudos sobre gás natural aplicáveis em outras regiões.

Não obstante, na ausência de outra metodologia e de referencial de preços disseminados e reconhecidos, optou-se pelo uso dos preços de gás no *Henry Hub* e da metodologia *netback value* como estimativas de sinalizações de preços internacionais, as quais devem ser interpretadas com cautela, uma vez que preços futuros variam substancialmente durante o tempo, refletindo as condições conjunturais do mercado, bem como suas expectativas futuras.

Esta seção tem por objetivo estabelecer projeções de preços internacionais de gás natural que possam ser usadas para a realização de comparações com os preços de gás praticados internamente.

Inicialmente, é realizada uma estimativa de projeção de preços de *Henry Hub* para o período entre 2011 e 2020, seguida de uma avaliação da internalização desses preços no país⁸¹, e, da estimativa de

⁸⁰ Os preços de gás no NBP – *National Balancing Point* (Reino Unido) também são usados como referências na Bacia do Atlântico, sobretudo na Europa. Os preços de gás *spot* e futuro no *Henry Hub* são cotados na NYMEX – *New York Mercantile Exchange*. Os mecanismos de determinação de preços do GNL podem obedecer 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 (opções financeiras) de gás natural em suas correspondentes regiões (Bacia do Atlântico). Devido à arbitragem de preços entre os dois referenciais, existe uma tendência de convergência entre esses valores.

⁸¹ A partir da entrada em operação do GASENE, que interligou a malha de gasodutos Nordeste com a malha Sudeste (a qual contempla, na verdade, os gasodutos das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste), tornou-se mais conveniente a adoção de um valor médio de internalização entre essas duas malhas como representativo de uma “internalização Brasil”.

preços internos, considerando a hipótese de paridade de preços com o óleo combustível, de alto teor de enxofre (relação de competitividade entre o gás natural e o óleo combustível no valor de 100%).

A precificação de gás natural praticada no Brasil não segue a tradicional referência dos preços de *Henry Hub*, seja para o gás natural importado da Bolívia seja para o gás natural de produção nacional, ambos com contratos específicos. Para os novos empreendimentos de geração termelétrica a gás natural, o *Henry Hub* pode ser usado como indexador de preços⁸².

1.1 Premissas para as previsões de preços

Nos últimos anos, o mercado mundial de gás natural, assim como o mercado de petróleo, tem observado uma grande volatilidade em seus preços devido a fatores conjunturais e estruturais, contribuindo fortemente para o comportamento atípico de preços.

No quarto trimestre do ano de 2008, a crise econômica norte-americana, que logo se transformou em uma profunda 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 de gás natural e influenciando a relação entre seus preços e os preços do petróleo⁸³.

A partir de 2008 houve um substancial acréscimo de oferta interna de gás natural no Canadá e nos EUA. 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 aumento das operações de GNL no mercado *spot*, de comercialização mais flexível, observado antes da crise econômica mundial, contribuiu para um descolamento entre os preços de petróleo *Brent* (mercado de petróleo) e os preços do *Henry Hub* (mercado de gás natural). 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 natural. Tal acréscimo é fator decisivo para que os preços internacionais se tornem uma referência⁸⁴.

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 foi um descolamento entre os preços de gás natural e os preços de petróleo *Brent*.

⁸² Por ocasião dos leilões de energia, o empreendimento pode optar por usar os preços de *Henry Hub* ou os preços de petróleo *Brent* como indexador para os preços de gás natural como combustível.

⁸³ A atividade econômica é mais dependente do petróleo do que do gás natural; por exemplo, o setor de transportes, movido basicamente a petróleo, garante uma demanda mínima que impede uma queda maior nos preços do petróleo e seus derivados (combustíveis líquidos). O mercado cativo do gás natural não é tão pujante assim, de sorte que a queda dos preços de gás natural resultou maior que a queda dos preços de petróleo, aumentando, por conseguinte, o mencionado descolamento de preços.

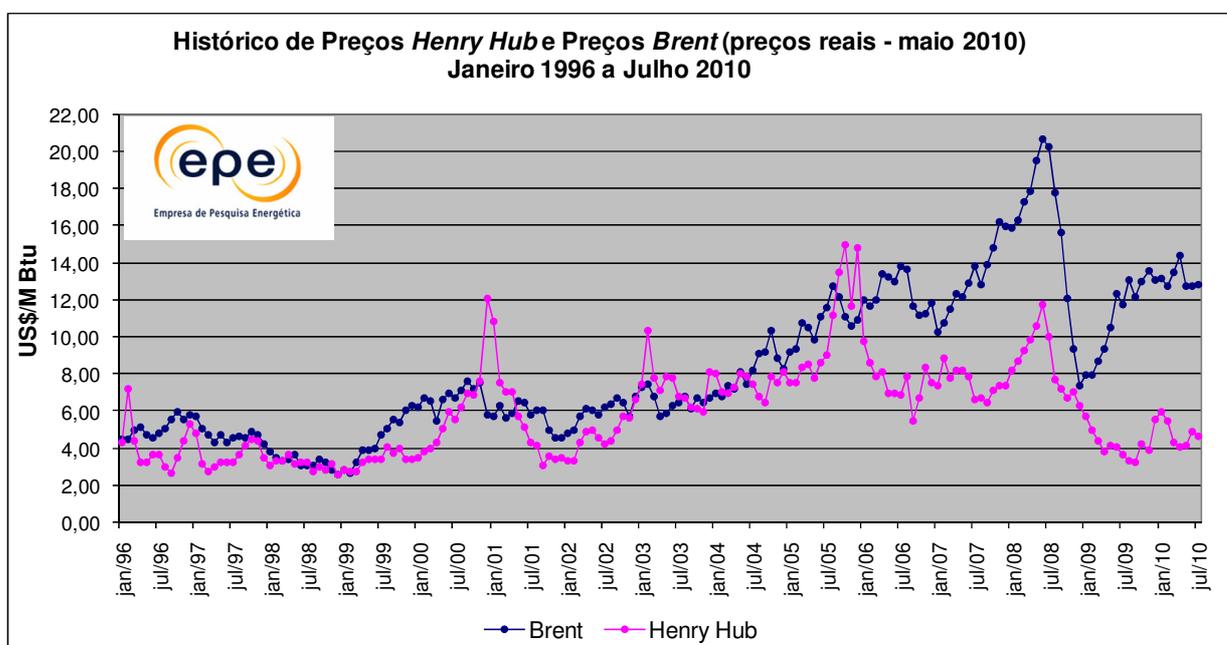
⁸⁴ Deve-se também levar em consideração que as Bacias do Atlântico e do Pacífico são as principais áreas de comercialização de GNL, sendo esta preponderante. Assim, uma vez que o Japão é o maior importador mundial de GNL, essa predominância tende a perdurar. Mesmo considerando as novas plantas de regaseificação previstas para a costa oeste dos EUA, a Bacia do Pacífico manterá a liderança no mercado mundial, visto que serão incluídas a China e a Índia no seu grupo de importadores.

1.2 Preços Henry Hub

A conjuntura de preços de gás natural apresentada no item anterior aponta para uma importante redução nos preços internacionais de gás natural. Em termos estruturais, a evolução da comercialização de GNL, assim como o aumento de gás natural de origem não convencional, vêm transformando, de forma significativa, o mercado de gás natural, podendo, inclusive, modificar a histórica correlação entre os preços do gás natural e do petróleo.

Para a projeção de preços de gás natural no *Henry Hub*, a partir dos preços do petróleo *Brent*, foi estabelecida uma correlação⁸⁵ para o preço de gás natural utilizando uma regressão linear entre os preços do gás registrados no *Henry Hub* e do petróleo *Brent*.

O Gráfico 99, apresentado a seguir, mostra o histórico de preços de gás do *Henry Hub* e do petróleo *Brent* a partir de janeiro de 1996, com preços ajustados para maio/2010.



Fonte: EPE, a partir de dados do *Platts*.

Gráfico 99 – Histórico de preços do Henry Hub e do Brent

Para as projeções dos preços de gás natural, admitiu-se que o impacto causado pela crise mundial sobre o mercado de gás ocorreria apenas no primeiro quinquênio, ao passo que o impacto causado pela oferta de gás natural de origem não convencional poderia afetar todo o período decenal.

A projeção de preços adotada considerou a projeção futura de preços do *Henry Hub* da NYMEX como limite inferior de preços. Para limite superior de preços, adotou-se a curva resultante da aplicação da correlação histórica entre os preços de *Henry Hub* e os preços de *Brent*. A projeção de preços de gás

⁸⁵ Para a realização desta correlação, foram utilizadas as médias mensais do preço do gás no *Henry Hub* e do petróleo *Brent*, em US\$/MBtu (dólares por milhão de Btu), fornecidas pelo *Platts*, a partir de janeiro de 1996, corrigidas para valores de maio de 2010 com as mesmas premissas da correlação do PDE 2019 anterior (uso de variáveis *dummies* para os períodos atípicos, de forma a mitigar a influência de comportamentos espúrios na correlação).

natural de longo prazo da *U.S. Energy Information Administration* (EIA) também foi usada como balizadora para os preços projetados.

A projeção de preços parte de um valor estimado de preços próximo da curva de projeção futura de preços do *Henry Hub* da NYMEX, crescendo de forma paulatina (embora com taxas de crescimento decrescentes) até o final do período decenal, sendo que, nos três anos finais, esses preços anuais são praticamente idênticos⁸⁶.

Tabela 139 – Previsões do Henry Hub (US\$ maio/2010)

Ano	Brent (US\$/bbl)	Henry Hub (US\$/MBtu)
2011	81,94	5,08
2012	84,70	5,59
2013	87,94	5,94
2014	91,28	6,25
2015	94,48	6,54
2016	90,38	6,77
2017	86,65	6,94
2018	83,16	7,04
2019	81,15	7,05
2020	79,56	7,06

Fonte: Elaboração própria EPE

1.3 Preços de GNL internalizado no Brasil – metodologia *netback value*

Para estimar a média do preço internacional do gás natural internalizado no Brasil⁸⁷, 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, para o ano de 2014⁸⁸ estão apresentados na Tabela 140, onde estão apresentados os cálculos referentes às duas fontes utilizadas até o momento na importação de GNL.

⁸⁶ O comportamento dos preços de gás natural no período decenal acompanha o comportamento de preços do petróleo *Brent*, previstos para o mesmo período, até meados do decênio, existindo certa similaridade entre os formatos das curvas de preços projetadas. No segundo quinquênio, prevalece a hipótese de uma discreta recuperação dos preços de gás natural frente aos preços de petróleo.

⁸⁷ Considerou-se, para o cálculo do preço do GNL internalizado no Brasil, a média simples dos custos de frete, custos de regaseificação e custo de transporte em gasoduto das regiões Nordeste e Sudeste, a fim de determinar um custo médio para o Brasil.

⁸⁸ Foi utilizada a estimativa de preços para um ano no médio prazo – no caso em questão, para 2014 - com o intuito de evitar uma estimativa de preços para o curto prazo que fosse influenciada por eventuais oscilações nos preços atuais.

Tabela 140 – Cálculo *netback* de preços médios de GNL (em 2014) – Bacia do Atlântico
(US\$ maio/2010)

Valores (US\$/MBtu)	FONTE	
	Trinidad e Tobago	Nigéria
Preço Henry Hub (EUA)	6,25	6,25
Custo transporte em gasoduto (EUA)	0,10	0,10
Custo regaseificação	0,60	0,60
Custo frete (EUA - fonte)	0,38	0,98
Preço GNL na fonte	5,17	4,57
Brasil		
Custo frete (Média Brasil)	0,40	0,50
Custo regaseificação Média Brasil	0,71	0,71
Custo transporte em gasoduto (Média Brasil)	0,35	0,35
Preço de GN internalizado - Média Brasil	6,63	6,12

Fonte: Elaboração própria EPE

A Tabela 141, a seguir, apresenta as estimativas de preços de gás natural via GNL internalizado, para o Brasil, para o período entre 2011 e 2020. Os preços foram calculados considerando-se a Nigéria como a fonte de GNL.

Tabela 141 – Estimativas de preços de gás natural internalizado via GNL (US\$ maio/2010)

Ano	Brent (US\$/bbl)	HH (US\$/MBtu)	Nigéria (US\$/MBtu)	Brasil (US\$/MBtu)
2011	81,94	5,08	4,95	5,51
2012	84,70	5,59	5,46	6,02
2013	87,94	5,94	5,81	6,37
2014	91,28	6,25	6,12	6,68
2015	94,48	6,54	6,41	6,97
2016	90,38	6,77	6,64	7,20
2017	86,65	6,94	6,81	7,36
2018	83,16	7,04	6,91	7,46
2019	81,15	7,05	6,92	7,48
2020	79,56	7,06	6,93	7,49

Fonte: Elaboração própria EPE

Novamente, deve ser ressaltado que as estimativas de preços apresentadas são sinalizações dos níveis de preços internacionais internalizados (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 próprias⁸⁹ inclusive os preços de gás natural importados via GNL.

1.4 Competitividade do gás natural no Brasil

O mercado de gás natural no Brasil observou um grande crescimento nos últimos anos, exceto para o ano de 2009, voltando a crescer no ano de 2010. Este mercado é influenciado por vários fatores,

⁸⁹ Os preços de gás de origem boliviana obedecem ao contrato firmado entre o Brasil (Petrobras) e a Bolívia (YPFB); os preços de gás de origem nacional seguem os contratos firmados entre a Petrobras e as companhias distribuidoras locais.

principalmente pela competitividade frente aos seus energéticos substitutos⁹⁰.

1.5 Projeção dos preços de gás natural no Brasil na hipótese de competitividade com OC

Os preços do óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE), principal energético substituto do gás natural no mercado brasileiro⁹¹, são utilizados para a determinação da relação de competitividade com os preços de gás natural. Considerada uma relação de competitividade de 100% (equivalência energética em US\$/MBtu)⁹² entre os preços de gás natural nos *citygates* e de OC ATE (ex refinaria) internalizado (em decorrência de sinalizações de mercado e da Petrobras), os preços de gás natural⁹³ foram calculados obtendo-se os valores apresentados na Tabela 142.

Tabela 142 – Projeção de Preços do Gás Natural – Hipótese de Competitividade de 100%
(US\$ maio/2010)

Ano	<i>Brent</i> (US\$/bbl)	<i>Henry Hub</i> (US\$/MBtu)	OC (ATE) (US\$/MBtu)	GN (100% OC) (US\$/MBtu)
2011	81,94	5,08	8,90	8,90
2012	84,70	5,59	9,06	9,06
2013	87,94	5,94	9,27	9,27
2014	91,28	6,25	9,48	9,48
2015	94,48	6,54	9,67	9,67
2016	90,38	6,77	9,14	9,14
2017	86,65	6,94	8,65	8,65
2018	83,16	7,04	8,21	8,21
2019	81,15	7,05	7,92	7,92
2020	79,56	7,06	7,67	7,67

Fonte: Elaboração própria EPE

⁹⁰ A penetração do gás natural no mercado ocorre com o correspondente deslocamento dos energéticos substitutos.

⁹¹ No segmento industrial e no segmento termelétrico, nas usinas bicompostíveis.

⁹² Preços de gás natural (no *citygate*) nos mesmos níveis (em equivalência energética – US\$/MBtu) dos preços de óleo combustível ATE - Alto Teor de Enxofre (ex refinaria).

⁹³ A projeção dos preços internacionais do óleo combustível ATE foi realizada através da correlação histórica com os preços de petróleo *Brent*.

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 proveniente da Bolívia (Gasbol); e
- (III) GNL importado através dos terminais de regaseificação do Ceará e do Rio de Janeiro.

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 os volumes de gás corrigidos⁹⁴ 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 oferta⁹⁵.

Consideram-se pontos de oferta as seguintes unidades ou grupos de unidades de processamento de gás natural: Urucu e Silves (futuro) 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; Parecis (futuro) em Mato Grosso; Lagoa Parada, Cacimbas e Ubu no Espírito Santo; REGAP (futuro) em Minas Gerais; Cabiúnas e REDUC no Rio de Janeiro, Merluza e Caraguatatuba em São Paulo e REFAP (futuro) no Rio Grande do Sul.

Adicionalmente, foram considerados como pontos de oferta:

- Corumbá, Mato Grosso do Sul, para o gás natural importado pelo GASBOL⁹⁶;
- Os terminais de liquefação de GNL de Pecém – CE e da Baía de Guanabara – RJ.

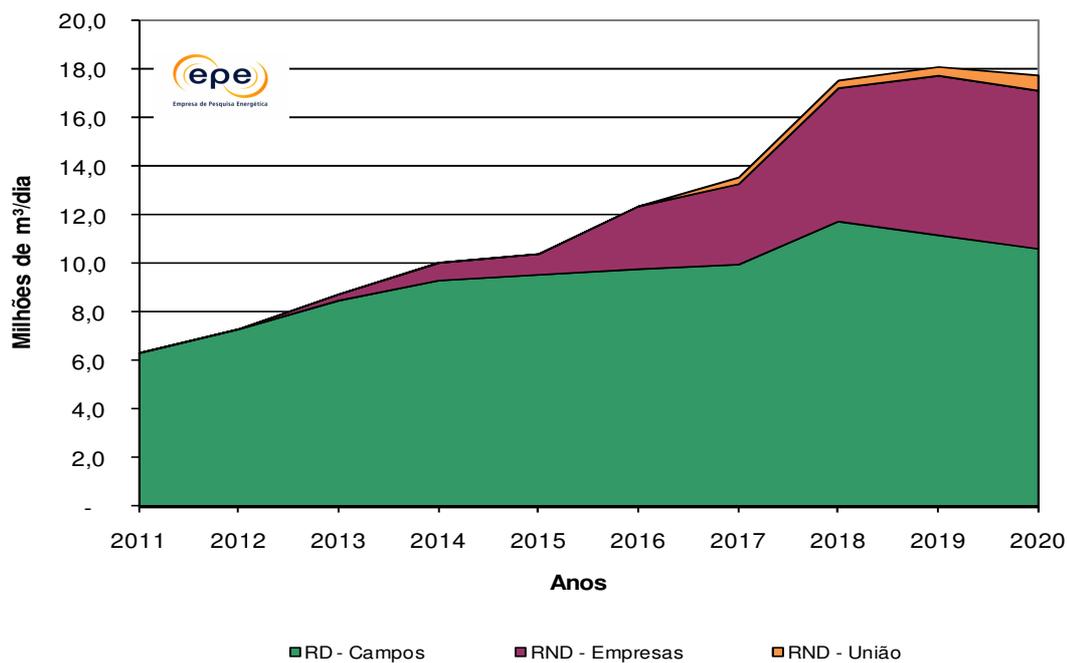
Os resultados das projeções de oferta potencial no período decenal são apresentados nos gráficos a seguir para as regiões Norte⁹⁷, Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

⁹⁴ Correção devido à compensação de inertes (N₂ e CO₂) para adequação às especificações de poder calorífico (9.400 kcal/m³).

⁹⁵ Mais detalhes no Capítulo V deste Plano.

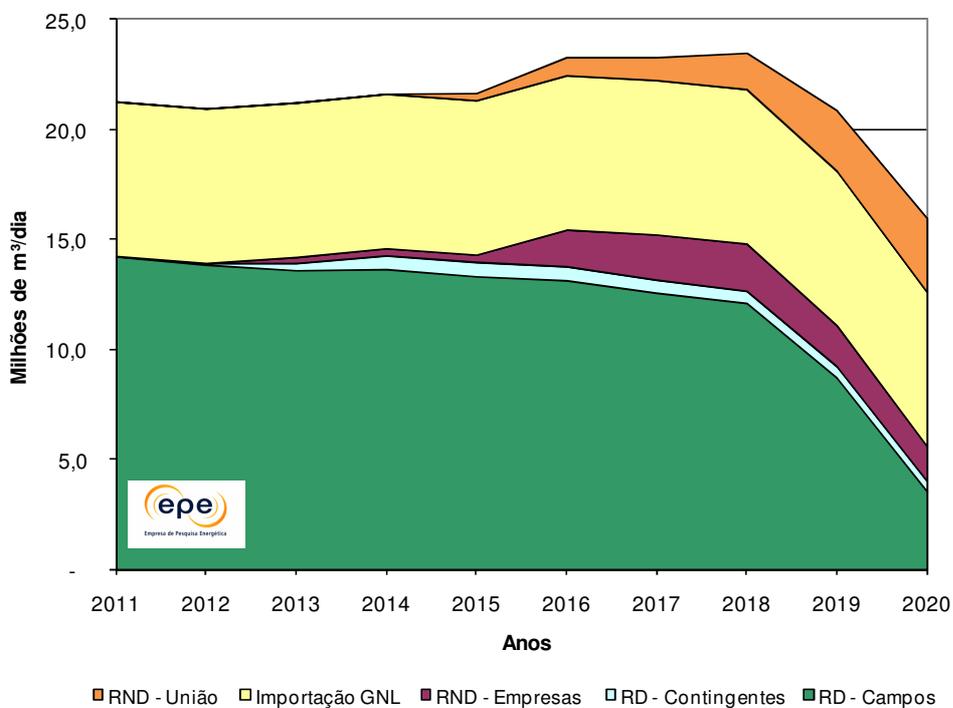
⁹⁶ O Gasbol oferta gás natural para os Estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

⁹⁷ A oferta de gás natural representada para Urucu, no Estado do Amazonas, 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. Neste gráfico também é considerada a oferta potencial em Silves.



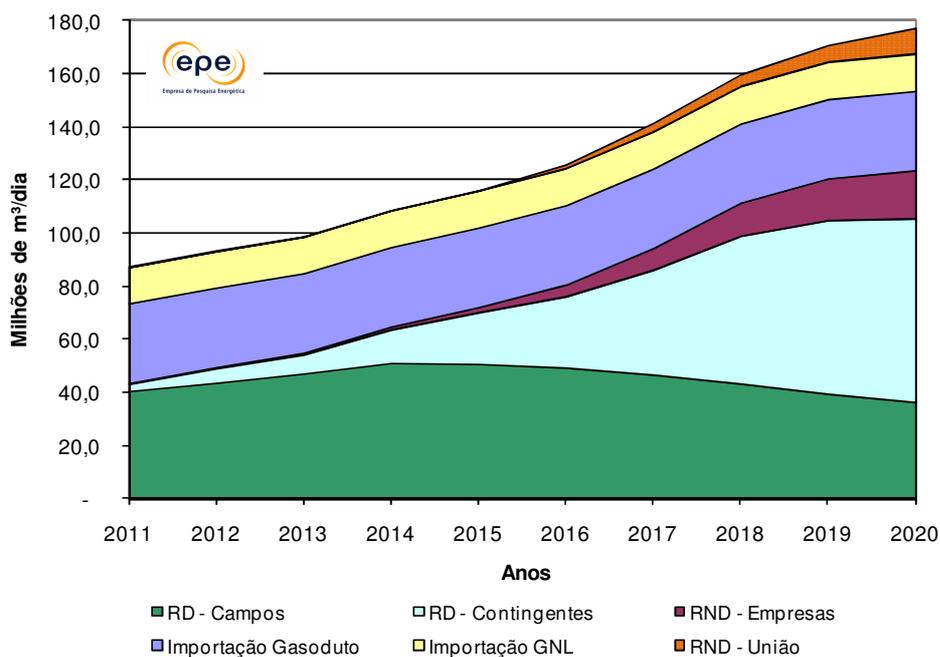
Fonte: EPE

Gráfico 100 – Oferta total da região Norte



Fonte: EPE

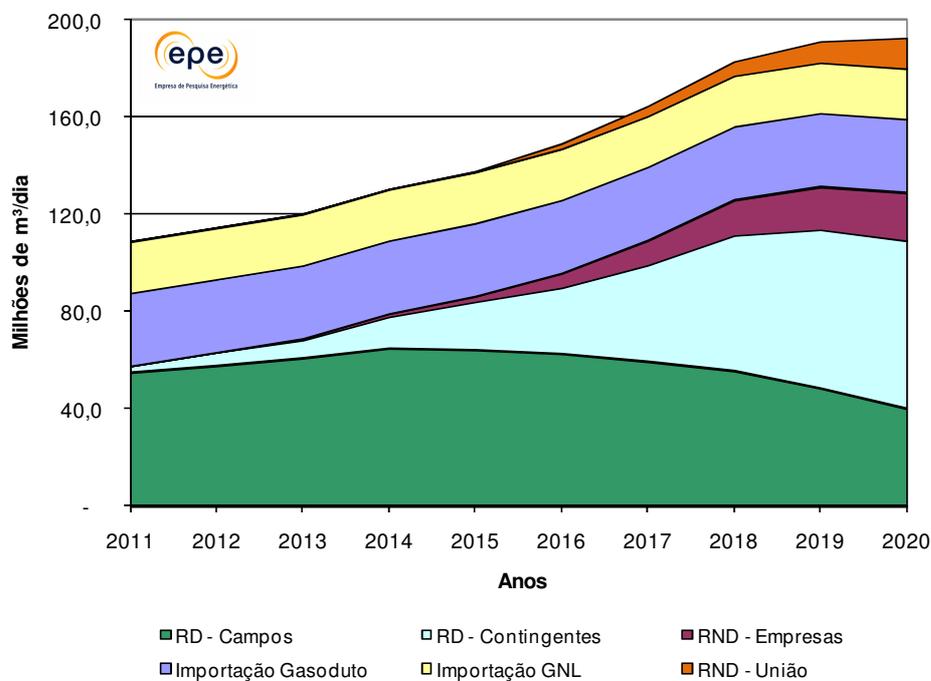
Gráfico 101 – Oferta total para a região Nordeste



Fonte: EPE

Gráfico 102 – Oferta total para as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste

O Gráfico 103 apresenta a consolidação da oferta total para a Malha Integrada do Brasil, excluindo a Região Norte.



Fonte: EPE

Gráfico 103 – Oferta total Brasil (malha integrada), excluía a região Norte

3. Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural

Nos últimos anos, o gás natural vem aumentando a sua participação na matriz energética brasileira. 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.

Para estimar o crescimento da demanda de gás natural foi adotado o crescimento macroeconômico, explicitado no Capítulo II deste Plano. Além disso, no horizonte estudado, foram considerados os crescimentos naturais das distribuidoras, e também, os grandes projetos industriais vislumbrados.

Destaca-se que os balanços de oferta e demanda de gás natural, apresentados neste Plano, consideram o Termo de Compromisso, firmado entre a Petrobras e a ANEEL, em 04/05/2007. Além disso, foram considerados os dois últimos leilões realizados (A-3 e A-5), com a previsão de entrada em operação de seis novas térmicas a gás natural em 2011 e 2013.

São apresentados, nas seções que se seguem, os balanços de gás natural das três grandes regiões brasileiras, com suas respectivas previsões de ofertas e demandas. São elas: Região Norte, Região Nordeste e o agrupamento das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste. As demandas não-termelétricas englobam as demandas das distribuidoras e o consumo da Petrobras, no segmento *downstream*. As demandas termelétricas englobam as térmicas a gás e as bicombustíveis, em sua capacidade nominal efetiva, para efeito de infraestrutura. Adicionalmente, os gráficos indicam o despacho médio previsto para as termelétricas (gás e bicombustível), de maneira a possibilitar a visualização dos valores, que serão alcançados pela demanda efetiva nesse setor.

São apresentados os balanços de gás natural da Região Nordeste e das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, com a finalidade de evidenciar a importância da movimentação de gás entre estas regiões.

A implantação do gasoduto GASENE promoveu a integração das malhas de suprimento de gás natural, entre as regiões SE e NE, permitindo a movimentação de gás entre elas.

É apresentada, então, uma análise dos balanços das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste em conjunto, assim como uma análise da movimentação de gás entre regiões, incluindo a movimentação entre SE e NE.

O gasoduto lateral Cuiabá provê gás natural para o estado de Mato Grosso, tendo uma extensão de 267 km (trecho território brasileiro), ligando o trecho boliviano do GASBOL a Cuiabá. Tradicionalmente o maior volume de gás natural, transportado por esse gasoduto, tem sido destinado à usina termelétrica de Cuiabá. No entanto, esse sistema de fornecimento de gás natural, por ser isolado, não foi considerado para fins de avaliação da expansão da infraestrutura.

Há ainda a mencionar, o gasoduto da transportadora TSB, localizado no oeste do estado do Rio Grande do Sul, cuja extensão é de 25 km, e que tem capacidade para abastecer a cidade de Uruguaiana.

É apresentado um balanço independente para a Região Norte, uma vez que se trata de um sistema isolado, ou seja, não possui interligação com o restante da rede de transporte de gás natural.

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 Estados da 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 Manaus⁹⁸. 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 ocorrendo, ou, de acordo com os prazos contratuais. Adicionalmente, a Região Norte apresenta um potencial complementar isolado, de pequena produção, na área de Silves (campos de Azulão e Japim)⁹⁹.

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 a seguir, evidencia que a região possui uma oferta capaz de atender plenamente à demanda projetada. A principal dificuldade que se impunha ao aproveitamento dessas reservas era o isolamento das áreas produtoras e consumidoras, cuja solução se deu com a construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus.

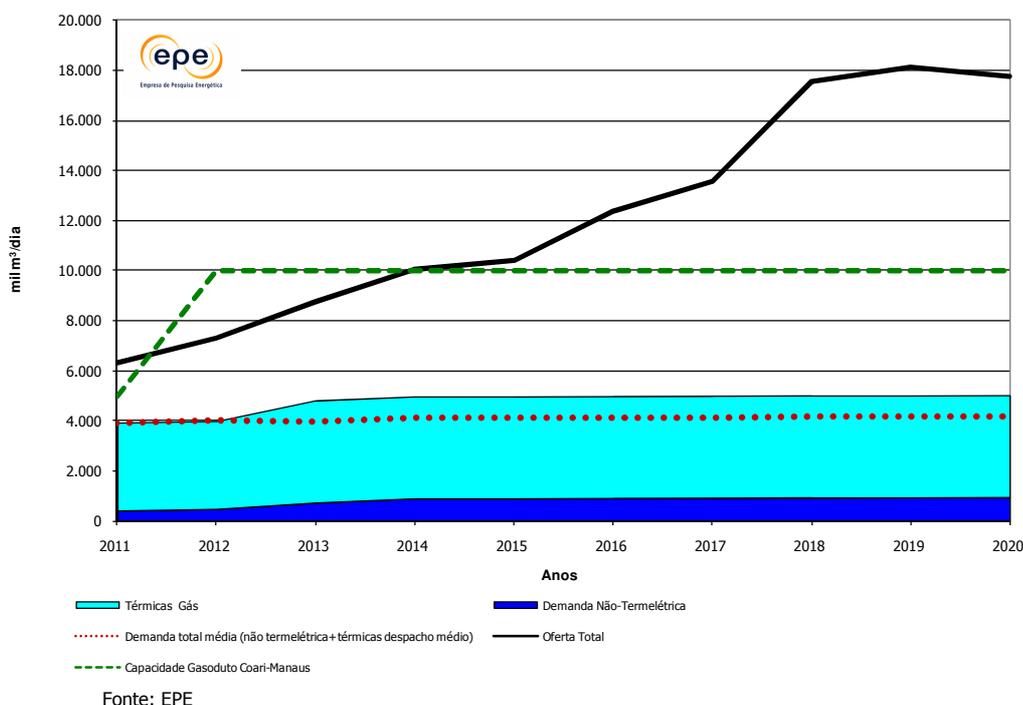


Gráfico 104 – Região Norte: Projeção do balanço de gás natural

3.2 Estados da região Nordeste

Observando o comportamento da previsão de oferta de gás na Região Nordeste, verifica-se uma queda gradual no referido período. O início da produção do campo de Manati¹⁰⁰ foi um evento de

⁹⁸Mais detalhes no Capítulo V deste Plano.

⁹⁹ Quanto ao potencial de produção de gás da área de Silves, já existe outorga na ANEEL para a construção de uma usina termelétrica de 169 MW a gás natural, na modalidade de Produtor Independente de Energia (PIE) (Banco de informação de geração, disponível em <www.aneel.gov.br>). Para o balanço de gás natural da Região Norte, foi considerado a operação desta termelétrica a partir de 2013.

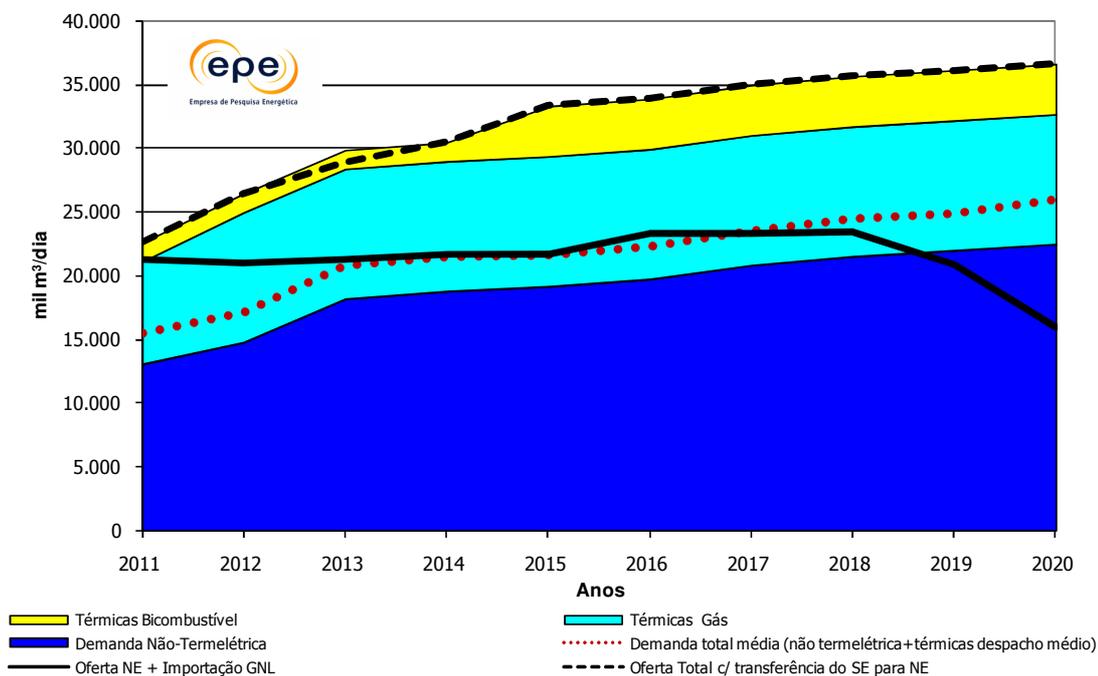
¹⁰⁰ Já está sendo considerado o projeto Manati + 2, proporcionando um aumento da oferta de gás deste campo em 2 milhões de m³/dia para atendimento termelétrico.

relevância, que elevou consideravelmente os níveis de oferta da região no curto prazo. A despeito desse fato, a oferta dos campos descobertos, na região, mantém a tendência esperada de produção decrescente em todo o decênio.

Essa tendência poderá ser revertida, dependendo da concretização da expectativa de oferta, proveniente de novas descobertas, a partir de 2015. Caso as previsões das novas descobertas não se confirmem, a importação de GNL será uma alternativa para a manutenção dos níveis de oferta para a região, o que ainda propiciará uma maior flexibilidade de atendimento, ao mercado termelétrico local.

Pelo lado da demanda, há uma tendência de expressivo aumento, tanto no segmento termelétrico, com o despacho da termelétrica José de Alencar, quanto no não-termelétrico, com a entrada em operação da nova Refinaria em Pernambuco (RNEST).

O gráfico a seguir, mostra o balanço de gás natural da Região Nordeste. Durante o período 2011-2019, observa-se no Nordeste, a necessidade adicional de gás natural, em função da tendência de crescimento da demanda, principalmente a não-termelétrica. Essa necessidade adicional do Nordeste será atendida pelo Sudeste, através do gasoduto Gasene, cuja entrada em operação promoveu a integração entre as malhas de suprimento de gás natural das referidas regiões; e, complementarmente, pela importação adicional de GNL. Em 2013, ao considerar-se o cenário de despacho máximo, há a possibilidade de que, térmicas bicompostíveis venham a operar com óleo, e não a gás, ou que venha a ser necessário um aumento da importação de GNL.



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as bicompostíveis.

Fonte: EPE

Gráfico 105 – Região Nordeste: Projeção do balanço de gás natural

3.3 Estados das 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, atenderá também a Região Sul e, através do gasoduto Gasene, a Região Nordeste.

Outro destaque deste decênio é a possibilidade de complementação da oferta interna da região, através do início da operação do terminal de importação de GNL, situado na Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, que propiciou uma maior segurança e flexibilidade ao abastecimento da região.

É importante ressaltar que o presente Plano considera 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 2019.

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 2013; 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 três novas unidades de fertilizantes, entre 2014 e 2019.

A oferta de gás natural apresentará forte crescimento até 2020, em função da entrada das novas unidades de produção de petróleo e de gás, nas Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos, e, da unidade de GNL, no Rio de Janeiro. 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.

A oferta de gás das Bacias de Campos e de Santos, como já foi constatada, apresentará aumentos significativos no decênio. Contudo, observa-se que nos estados próximos a essas bacias, haverá, também, um significativo crescimento da demanda, que absorverá grande parte da oferta adicional delas proveniente.

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, às regiões que apresentam limitação na oferta, como por exemplo, a Região Sul. Há que se estudar a possibilidade de aumento da oferta de gás na região, através da utilização de unidades de GNL embarcado (unidades FSO¹⁰¹ de gás).

O Gráfico 106 mostra o balanço de gás natural da Região 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 (linha tracejada). Devido à necessidade de transferência de gás natural para o Nordeste, para fins de atendimento ao mercado termelétrico a gás, e, ao considerar-se o cenário de despacho máximo, há a possibilidade de que, no período 2013-2015, térmicas bicomustíveis venham a operar com óleo, e não a gás. Outra opção seria o aumentar-se a importação de GNL.

¹⁰¹ *Floating, Storage and Offloading.*

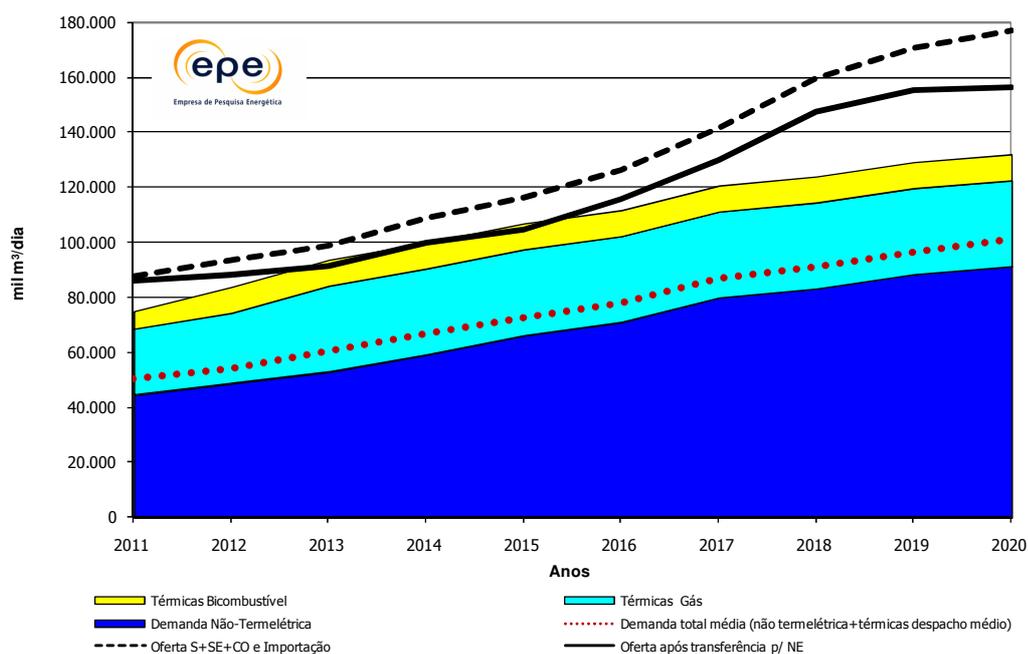


Gráfico 106 – Regiões Sudeste, Sul e Centro Oeste: Projeção do balanço de gás natural

3.4 Balanço de oferta e demanda do Brasil – Malha integrada

O Gráfico 107 mostra o balanço consolidado de gás natural da malha integrada no Brasil, excluindo-se a Região Norte por não estar interligada às demais.

No período 2013-2015, uma pequena parte das demandas das termelétricas bicombustíveis poderá operar com combustíveis alternativos, considerando-se o cenário de despacho máximo das usinas termelétricas. Este quadro pode mudar, caso haja aumento da oferta interna, devido à antecipação da entrada em operação das áreas em avaliação (recursos contingentes), ou pelo acréscimo no volume de GNL importado, por meio de unidades até então existentes, ou de novas unidades, já visualizadas como necessárias. A utilização e quantificação dessa oferta adicional dependerão de uma decisão quanto à oportunidade de atender, ou não, com gás natural, às demandas das termelétricas bicombustíveis.

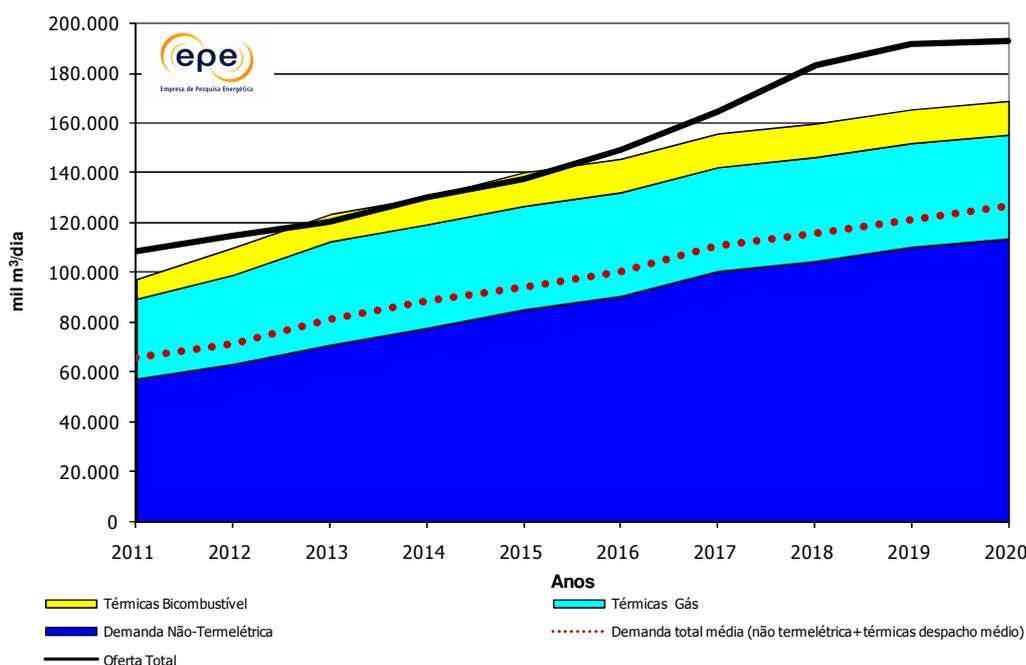


Gráfico 107 – Balanço de gás natural no Brasil – Malha integrada (exclui região Norte)

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 (Gráfico 104). Há que se desenvolver estudos para a utilização da oferta excedente de gás natural, conforme explicitado no referido gráfico.

Na Região Nordeste, no médio prazo, haverá queda na oferta regional líquida associada ao declínio natural dos campos e ao aumento na demanda, especialmente no segmento não-termelétrico e *downstream*. Essa previsão corrobora a decisão da importação de GNL e a interligação, via gasodutos, com regiões superavitárias em gás natural, como a Bacia do Espírito Santo (Gráfico 105).

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 da instalação do terminal de importação de GNL na Baía de Guanabara, que já entrou em operação. Para este Plano, a importação da Bolívia foi mantida na capacidade atual, sem expansão adicional (Gráfico 106).

A infraestrutura de transporte deverá ser expandida para acomodar a crescente movimentação do gás natural, desde a fonte produtora, até os mercados consumidores de forma otimizada e confiável.

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 bicompostíveis), e as demandas do sistema Petrobras, no segmento *downstream* (Refinarias e Fafens – Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados).

Pelo lado da oferta, foram considerados os campos em produção, as áreas em avaliação, os recursos não descobertos (Empresas e União) e a importação de gás, via gasodutos, e GNL. Foi considerada a importação de GNL, na vazão total máxima de 21 milhões de m³/dia, sendo de 7 milhões de m³/dia no terminal de Pecém (CE), e, de 14 milhões de m³/dia no terminal da Baía de Guanabara (RJ).

Foram elaborados balanços volumétricos das previsões de oferta e demanda de gás natural, por sistemas regionais, considerando a infraestrutura para o transporte.

Diversas simulações termofluido-hidráulicas, referentes às configurações e balanços anuais, associados à malha de suprimento de gás natural, foram efetuadas, para fins de identificação de gargalos e de investimentos adicionais.

4.1 Panorama atual

A malha da rede nacional de gasodutos conta atualmente com um total de 9.295,2 km distribuídos por todas as regiões brasileiras.

4.1.1 Estados da 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, no Estado do Amazonas, interligando esta região produtora até Manaus. Este gasoduto, com extensão total de 661 km, possui um 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 Companhia de Gás do Amazonas (CIGÁS), a companhia distribuidora local.

A área de Urucu possui três unidades de processamento de gás natural independentes, que apresentam uma capacidade total de processamento de 9,7 milhões de m³/dia.

4.1.2 Estados da região Nordeste

A Região Nordeste apresenta uma malha de gasodutos, com uma extensão total de 2.134 km, com diâmetros variáveis, entre 8 a 26 polegadas. Esta Região possui unidades de processamento de gás natural, que apresentam uma capacidade total de processamento de 24,5 milhões de m³/dia, distribuída nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe e Bahia.

4.1.3 Estados da região Sudeste

A Região Sudeste apresenta uma malha de gasodutos, com uma extensão total de 3.743 km, com diâmetros variáveis de 8 a 28 polegadas. Atualmente, a Região Sudeste possui unidades de processamento de gás natural que apresentam uma capacidade total de processamento de 30,1 milhões de m³/dia.

4.1.4 Estados da região Sul e Centro Oeste

A Região Sul apresenta uma malha de gasodutos com uma extensão total de 1.226,2 km de gasodutos, com diâmetros que variam entre 16 e 24 polegadas, no trecho sul do GASBOL, e, diâmetro de 24 polegadas, no gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre.

A Região Centro-Oeste apresenta uma malha de gasodutos, com uma extensão total de 1.531,0 km, correspondendo ao trecho norte do GASBOL, com diâmetro de 32 polegadas, e, um gasoduto de importação da Bolívia para o Estado de Mato Grosso, denominado de Lateral Cuiabá, com diâmetro de 18 polegadas.

Estas regiões não possuem nenhuma unidade de processamento de gás natural instalada, por movimentarem gás oriundo 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 em implantação, ou já aprovados, ou seja, os projetos já definidos pelo Plangás/Petrobras, os projetos definidos pelo PAC, e, outras ampliações, que se mostraram necessárias. Ressalta-se que alguns desses projetos, ainda estão em fase de estudos.

4.2.1 Estados da região Norte

Não há ampliações previstas para esta região, no período decenal, considerado neste relatório.

4.2.2 Estados da região Nordeste

Após a entrada em operação gasoduto Pilar (AL)-Ipojuca (PE), com 24 polegadas de diâmetro, e vazão de até 15.000 mil m³/dia, em 2010, não há mais ampliações previstas para esta região. A Figura 20 mostra o sistema atual da Região Nordeste.



Figura 20 – Sistemas de transporte atuais – Região Nordeste

4.2.3 Estados da região Sudeste

Para atender às necessidades de movimentação de gás, nos Estados do Sudeste, está prevista a construção dos gasodutos Caraguatatuba (SP) – Taubaté (SP), GASPAL II, e GASAN II, que entrarão em operação a partir de 2011. A Figura 21 apresenta o mapa com as expansões previstas para o Sudeste. Essas ampliações acrescentarão, nos sistemas de transporte do Sudeste, mais 194 km de novos dutos.



Figura 21 – Sistemas de transporte - Ampliações – Região Sudeste

Quanto à capacidade de processamento de gás, as ampliações podem chegar a 13.000 mil m³/dia, no Estado do Espírito Santo (Cacicimbas e Sul Capixaba), para fins de atendimento às produções previstas para estas áreas. Também, está previsto um aumento em capacidade de processamento de 5.400 mil m³/dia em Cabiúnas (RJ), e, outros 17.220 mil m³/dia, que deverão ser instalados no Estado de São Paulo (Caraguatatuba e RPBC), para atender a produção de gás, produzido nas áreas de Mexilhão, Tambaú, Urugá e Tupi.

4.3 Expansão indicativa

Esta seção tem por objetivo apresentar os resultados das simulações termofluido-hidráulicas realizadas pela EPE, para a avaliação do desempenho das malhas de suprimento de gás natural, no período de 2011 a 2020.

As simulações têm como base as configurações anuais das malhas de gás, contemplando a implantação dos novos empreendimentos previstos, os balanços anuais de oferta e demanda de gás, e proveem a identificação de possíveis restrições na cadeia logística de suprimento de gás (foram realizadas dez diferentes simulações para o período indicado).

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 à otimização do sistema.

Neste trabalho, foi utilizado o *software* de simulação termofluido-hidráulica *Pipeline Studio*, versão 3.2.7.5, para a simulação das configurações das malhas integradas, que incluem as regiões Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

Para fins desta avaliação, foram considerados cenários de despacho máximo para as usinas termelétricas, nos quais todas as usinas são atendidas exclusivamente com gás natural (mesmo aquelas do tipo bicombustível, que poderiam vir a ser supridas com combustíveis alternativos).

Nas configurações em foco, foi incluído um novo sistema de compressão em Itajuípe, no GASENE, a partir de 2013.

De um modo geral, o GASBOL complementar a malha operada pela Transpetro até 2014, fornecendo gás em Paulínia para o gasoduto Campinas – Rio, e, em Guararema, para o GASPAL. A partir de 2015, e até o final do decênio, o sentido do suprimento de gás natural inverte-se, ou seja, a malha da Transpetro proverá gás à malha do Gasbol, a fim de complementar a demanda do seu trecho sul.

Também, com base nos resultados das simulações, observa-se que, a partir de 2015, a usina termelétrica de Sepe Tiaraju (antiga Canoas), na Região Sul, somente será despachada a gás, totalmente, se houver a instalação de novos sistemas de compressão no GASBOL. Nas simulações realizadas pela EPE, a instalação de novos sistemas de compressão, nas proximidades de Várzea do Cedro, apresentou-se como suficiente para o atendimento adequado dessa demanda. Ainda que esse projeto de ampliação não seja realizado, a usina termelétrica Sepe Tiaraju, por ser do tipo bicombustível, poderá operar com óleo combustível, caso seja demandada.

Na malha operada pela Transpetro, as unidades de processamento de gás de Cacimbas, no Espírito Santo, alimentam o Sudeste e o Nordeste até 2015. A partir de 2016, Cacimbas passa a suprir um volume de gás significativo ao Nordeste, através do GASENE.

A partir de 2017, o terminal de Cabiúnas passa a enviar um excedente de gás, já processado, para o Espírito Santo, onde é consumido localmente, disponibilizando o gás produzido em Cacimbas para a região Nordeste, através do Gasene. Este gasoduto apresenta suma importância para a malha, chegando a transportar em 2020, cerca de 13.275 mil m³/dia de gás até Catu-BA, para atender a demanda do Nordeste.

A partir de 2019, a Malha Nordeste requer a instalação de uma unidade de regaseificação de GNL em Suape, Pernambuco. Entretanto, outras soluções podem vir a ser adotadas, tais como, a escolha de outra localização próxima, o aumento do volume de gás natural transportado pelo GASENE, obtido através do desligamento das usinas termelétricas, localizadas próximo ao gasoduto, ou, através da utilização de outro tipo de combustível pelas usinas bicombustíveis.

A necessidade crescente de gás natural na Malha Nordeste deve-se não só ao aumento da demanda regional, mas também ao declínio da produção dos campos de gás na Bahia.

Para a região Sudeste, o GNL importado, através do terminal da baía de Guanabara é importante no período de 2013 a 2015, com a necessidade de aumentar a sua capacidade em mais 3.500 mil m³/dia, sendo substituído, nos anos subsequentes, pela produção nacional processada em Cabiúnas. Esse terminal deverá receber o volume de gás excedente àquela parcela, que poderá ser escoada por Caraguatatuba (o gasoduto GASTAU estará sendo utilizado em sua capacidade máxima), e, pela baixada santista, através dos gasodutos GASPAL e GASAN. Além disso, fazem-se necessárias ampliações na malha GASPAL/GASAN, a partir de 2016, a fim de viabilizar o escoamento local de gás natural, na baixada santista.

Ainda com relação à Região Sudeste, observa-se que a partir de 2015, a termelétrica Aureliano Chaves (antiga Ibitité, localizada no final do GASBEL) somente poderá ser despachada em sua capacidade máxima, caso haja a instalação de novos serviços de compressão ou de novos *loops*.

4.4 Novos sistemas em estudo

Alguns Estados brasileiros, ainda não atendidos por gasodutos, pleiteiam a construção de infraestrutura de transporte de gás natural para atendimento dos seus mercados. Nesses Estados, foram criadas companhias distribuidoras de gás canalizado que promoveram estimativas de mercados potenciais. Há que se considerar que, em termos de atratividade econômica, estes projetos de gasodutos são de grande risco e requerem, portanto, análises de grande complexidade incluindo os benefícios indiretos de estímulo aos desenvolvimentos regionais. Desta forma, apesar de citados a seguir, estes gasodutos não foram contemplados no subitem 4.5 - Estimativa de Investimento, deste Capítulo.

4.4.1 Estado do Pará

Atualmente, estão sendo elaborados estudos para levantamento de mercado potencial de gás para o Estado. O suprimento da demanda de gás natural do Pará está sendo idealizado pela Companhia Distribuidora Local a partir da interligação com o Maranhão (projeto do Gasoduto Meio Norte).

4.4.2 Estado do Maranhão

O estudo de mercado de gás natural para este Estado está sendo elaborado pela GASMAR. O suprimento para o Estado está baseado na concretização do projeto denominado de Gasoduto Meio Norte, ligando, no seu tramo principal, as cidades de Fortaleza (CE), Terezina (PI) e São Luís (MA), além de outros ramais. Cabe ressaltar, a previsão de recursos não descobertos para o Maranhão poderia alcançar 2,3 milhões de m³/dia de oferta de gás natural no final do período deste Plano.

4.4.3 Estado do Piauí

Assim como no Pará e Maranhão, o atendimento da demanda de gás natural deste Estado depende da concretização do projeto denominado de Gasoduto Meio Norte.

4.4.4 Estado de Goiás e Distrito Federal

Estes Estados também estão fazendo estudos de mercado potencial de gás natural, cujo suprimento viria a partir da concretização do Gasoduto do Brasil Central ligando São Carlos (SP), Goiânia e Brasília, com 885 km de extensão, além de dois outros ramais com mais 595 km. Atualmente Goiás e Distrito Federal recebem gás via GNL transportado, por caminhões, da planta da GásLocal localizada em Paulínia – SP.

4.5 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, pelo menos, que se confirmem os grandes volumes de gás associado e não-associado das novas áreas do pré-sal, ainda em avaliação.

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.

Dois grandes projetos de GNL estão sendo estudados: um projeto de GNL *offshore* e um complexo de liquefação e regaseificação de GNL. Esses projetos estão na fase de estudo de viabilidade e ainda não possuem localização definida.

4.6 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)¹⁰². A Tabela 143 mostra o resumo dos investimentos previstos para estes projetos a partir de 2011.

Tabela 143 – Estimativa de investimentos

Projetos	R\$ bilhões
Gasodutos ¹	1,70
GNL ²	7,50
UPGN ³	0,08
Total	9,28

(1) Refere-se aos projetos de construção de novos gasodutos. Não considera o gasoduto entre São Carlos e Uberaba

(2) Refere-se ao Complexo de GNL e ao projeto de GNL *offshore*.

(3) Refere-se aos projetos de processamento de gás.

Fonte: MME.

¹⁰² Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN ou *Dew Point Plant* (DPP).

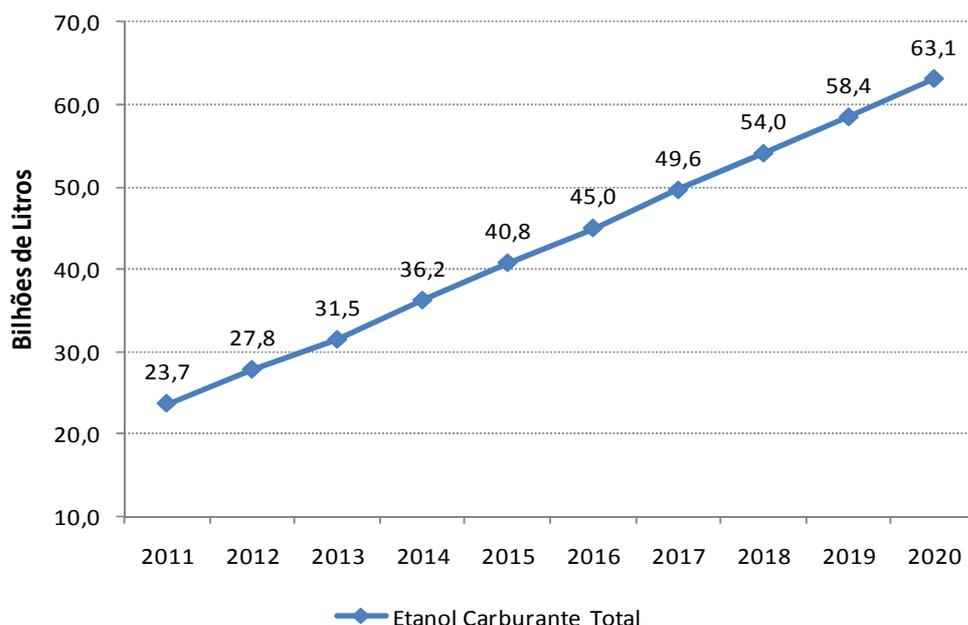
VIII – OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

1. Expansão da Oferta de Etanol

1.1 Projeções da demanda total de etanol

1.1.1 Demanda do mercado interno

A projeção da demanda nacional de etanol é constituída pelas parcelas carburante e não carburante. O Gráfico 108 ilustra a previsão da demanda de etanol carburante – hidratado e anidro – no Brasil para o período 2011-2020 [143], para o cenário macroeconômico adotado, conforme apresentado no Capítulo II.



Fonte: EPE [143]

Gráfico 108 – Projeção da demanda de etanol carburante no Brasil

No Brasil, a demanda de etanol não carburante concentra-se basicamente na produção de bebidas, cosméticos, produtos farmacêuticos, petroquímicos e compostos oxigenados¹⁰³. Com a perspectiva de preços altos do petróleo e a busca por novos insumos ambientalmente sustentáveis, observa-se uma tendência de retorno dos projetos de álcoolquímica no país. Em função desses projetos, estima-se que a demanda de etanol não carburante alcançará 3,5 bilhões de litros em 2020, o que representa uma taxa de crescimento de 3,6% ao ano no período compreendido entre os anos 2010 a 2020.

¹⁰³ Compostos oxigenados, como ácido acético, acetato de etila e butanol.

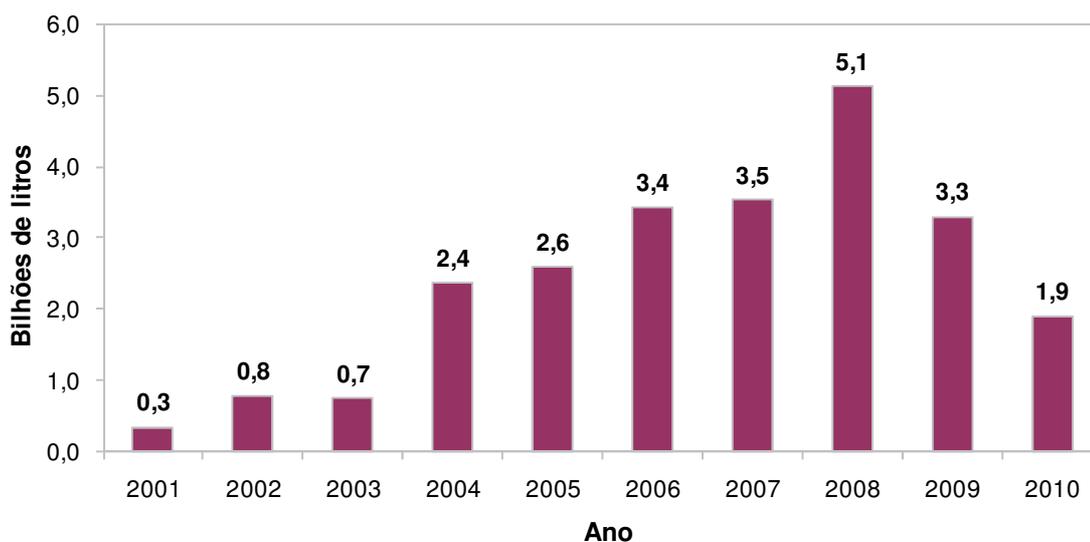
1.1.2 Demanda internacional

Os efeitos da crise econômica de 2008 ainda perduram para o etanol combustível brasileiro, nos principais mercados internacionais (Estados Unidos, União Europeia e Japão).

Aliada à queda da atividade econômica, houve diminuição expressiva do nível de consumo de energia e, conseqüentemente, de combustíveis. A principal reação foi a defesa das indústrias nacionais, traduzida em um acréscimo de medidas protecionistas. Com isso, houve restrição à comercialização internacional de biocombustíveis. Embora o uso do etanol continue sendo importante para a segurança energética, a diversificação da matriz e o cumprimento de metas de redução dos gases de efeito estufa, essa tendência de retração dos mercados deve perdurar no médio prazo.

O governo brasileiro tem reafirmado, em sua política externa, a busca de acordos de cooperação, principalmente com países africanos, para a produção de etanol, o que pode garantir o aumento da oferta e a diversificação dos produtores, condição essencial para o estabelecimento do etanol como uma *commodity*.

Nos últimos anos, os maiores importadores de etanol produzido no Brasil foram os Estados Unidos e a União Europeia. O Gráfico 109 indica os volumes exportados entre 2001 e 2010.



Fonte: elaboração EPE a partir de MDIC [158].

Gráfico 109 – Histórico de exportação brasileira de etanol

A seguir, é apresentada uma perspectiva do mercado internacional de etanol nos EUA, Europa e Japão, de forma a embasar a avaliação do potencial de exportação brasileira do produto.

Estados Unidos

Os Estados Unidos têm fomentado, através de atos legislativos, a redução de sua dependência de combustíveis fósseis, pelo estímulo à eficiência energética e pelo aumento da participação dos biocombustíveis em sua matriz. Desde o banimento do MTBE como aditivo à gasolina em 1999, a produção e consumo do etanol, principal biocombustível neste mercado, cresceu de forma significativa. Os principais atos legislativos em vigor são:

- *Energy Independence and Security Act of 2007* (EISA) [146], que estabelece o Programa de Combustíveis Renováveis (RFS), com metas de uso de biocombustíveis no consumo automotivo até 2022, alcançando um total de 136 bilhões de litros;
- *Food, Conservation and Energy Act of 2008* [147], com diversas medidas de incentivo à produção de biocombustíveis e de culturas energéticas.

Em julho de 2010, foi aprovado o RFS2 [142], pela *Environment Protection Agency* (EPA), que consiste em revisões do RFS, abrangendo desde critérios de sustentabilidade dos biocombustíveis produzidos até o sistema de créditos aos produtores e distribuidores.

Em 13 de outubro de 2010, a EPA aprovou o uso da mistura E15 voluntária para veículos lançados no mercado a partir de 2007, atendendo ao pedido de uma coalizão de produtores americanos, *Growth Energy*, depois que a mesma apresentou um estudo sobre a viabilidade da mistura para veículos automotores [141]. O E15 poderá, não só aumentar a demanda de etanol, como, inclusive, diminuir a dependência de subsídios do setor.

Segundo a *Energy Information Administration* (EIA) [139], a produção e o consumo de etanol em 2010, nos EUA, alcançaram 50,1 e 49,9 bilhões litros, respectivamente, e foram importados 38,6 milhões de litros no ano. Em janeiro de 2011, a capacidade operacional de produção alcançou 51,1 bilhões de litros/ano [166]. Observa-se que o crescimento da produção de etanol dos EUA tem acompanhado a demanda interna.

Para a projeção do volume potencial de etanol que pode ser exportado pelo Brasil para os Estados Unidos (diretamente ou via *Caribbean Basin Initiative* - CBI), tomou-se como referência as estimativas de importação do cenário conservador elaborado pela EIA [138], ajustadas por observação de mercado e perspectivas de variações cambiais.

Neste cenário, o crédito de mistura e a taxa de importação de etanol expirariam ao final de 2010. No entanto, cabe ressaltar que, em dezembro daquele ano, foi aprovada a lei *Tax Relief, Unemployment Insurance Reauthorization, and Job Creation Act*, que estende a validade de ambos incentivos para o fim de 2011 [178]. Esta ação poderá afetar os volumes de etanol exportado no curto e médio prazos.

Europa

A União Europeia divulgou, em dezembro de 2008, um conjunto de diretivas no âmbito da energia e da mitigação de GEE(s), denominado "Triplo 20" ou *Climate and Energy Package*. As medidas a serem cumpridas até 2020 são: diminuir a emissão de CO₂ em 20%; aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética em 20% e aumentar a eficiência em 20% [170].

No setor automotivo, foi estabelecida a meta de participação de 5% de renováveis no consumo até 2015, sendo 4% provenientes de biocombustíveis de primeira geração e 1% de fontes alternativas tecnologicamente mais avançadas¹⁰⁴. Para 2020, a meta é de 10% de renováveis, sendo 6% originários de biocombustíveis de primeira geração e os 4% restantes das demais fontes alternativas [171].

Em abril de 2009, foi lançada a Diretiva 2009/28/CE de Energias Renováveis, que reforça as metas de participação de renováveis para 2020, em 10% para combustíveis automotivos e 20% para a matriz energética total, estabelecendo um limite mínimo obrigatório no âmbito global da UE [172].

Em 2009, foram produzidos 3,7 bilhões de litros de etanol, de acordo com os dados do *European Bioethanol Fuel Association* (EBIO) [137], e a produção de biodiesel foi de 10,3 bilhões de litros,

¹⁰⁴ Eletricidade, hidrogênio, energia solar e biocombustíveis de segunda geração.

segundo dados do *European Biodiesel Board* (EBB) [136]. O uso de biodiesel mantém-se predominante no mercado europeu de biocombustíveis.

Projeções do EurObserver estimavam para 2010 um consumo de biocombustíveis em 4,8% do consumo final de energia do setor de transportes, abaixo dos 5,75% estabelecidos pela Diretiva 2007/30/CE, cuja data limite é 1º de janeiro de 2011 [148]. Depois disto, passaria a vigorar a meta da nova Diretiva 2009/28/CE.

A expansão do mercado europeu de etanol nos próximos anos deverá ser sustentada principalmente pela produção do próprio continente, com importações eventuais do Brasil e do continente africano, havendo acordos preferenciais com este último.

Para a projeção do volume potencial de etanol que pode ser exportado pelo Brasil para a União Europeia, foram considerados os valores de importação do produto pelo bloco, estimados pelo F.O.Licht [149] para o médio e longo prazos, ajustados por observações de mercado.

Japão

O governo japonês se concentra em delinear novas estratégias para diminuir a dependência do país em combustíveis fósseis em, pelo menos, 20% até 2030. Para tanto, concentra esforços em políticas de eficiência energética. No setor de transportes, os investimentos priorizam as novas tecnologias, como carros elétricos e híbridos.

Acordos comerciais entre empresas brasileiras e japonesas preveem a importação de ETBE e etanol (insumo para a produção do primeiro). Copersucar, Copesul, Cosan e Petrobrás possuem acordos com empresas japonesas desde 2008.

Em março de 2009, a Petrobras iniciou a produção de E3 no Japão, através de uma *joint-venture* com a empresa *Japan Alcohol Trading*, formando a *Brazil Japan Ethanol* (BJE). A empresa brasileira inaugurou uma planta de produção do biocombustível com capacidade de três milhões de litros/mês, que servirá como demonstração da viabilidade, para a própria empresa, de colocação do E3 no mercado japonês [162].

Em 29 de novembro de 2010, foi assinado um contrato entre Petrobras e Toyota Tsusho Corporation, para fornecer 143 milhões de litros de etanol hidratado ao ano, por um período de dez anos [177].

Outros mercados

Países da Ásia, África e América Latina - dentre eles, China, Índia, Nigéria e Colômbia - vêm adotando políticas de incentivo à utilização de etanol por meio de legislações específicas. No horizonte decenal, alguns países, principalmente africanos e centro-americanos, poderão se tornar produtores de etanol.

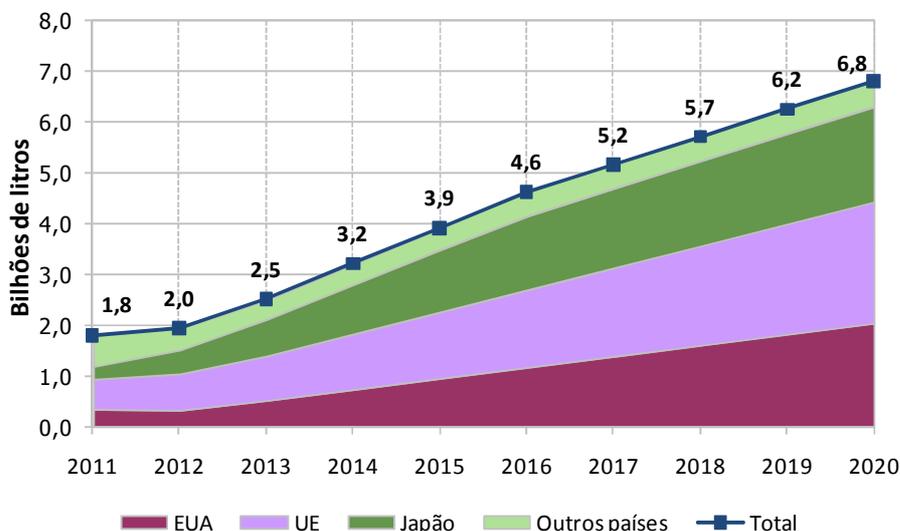
Estima-se uma participação modesta destes países no mercado internacional de etanol, quando comparados com os três grandes *players* (Estados Unidos, União Europeia e Japão).

Diante do exposto, o volume de etanol brasileiro exportado para estes países entre 2011 e 2013 foi calculado com base em observações de mercado. A partir de 2013, considerou-se 10% do somatório dos três principais *players*, a cada ano.

Potencial total de exportação

Estima-se que, nos primeiros anos do período de 2011 a 2020, os volumes exportados serão modestos, comparados com o recorde histórico de 2008 (5,1 bilhões de litros). Somente a partir de

2017, apresentará um volume relativamente próximo ao de 2008. O Gráfico 110 consolida as projeções de exportação do etanol brasileiro.

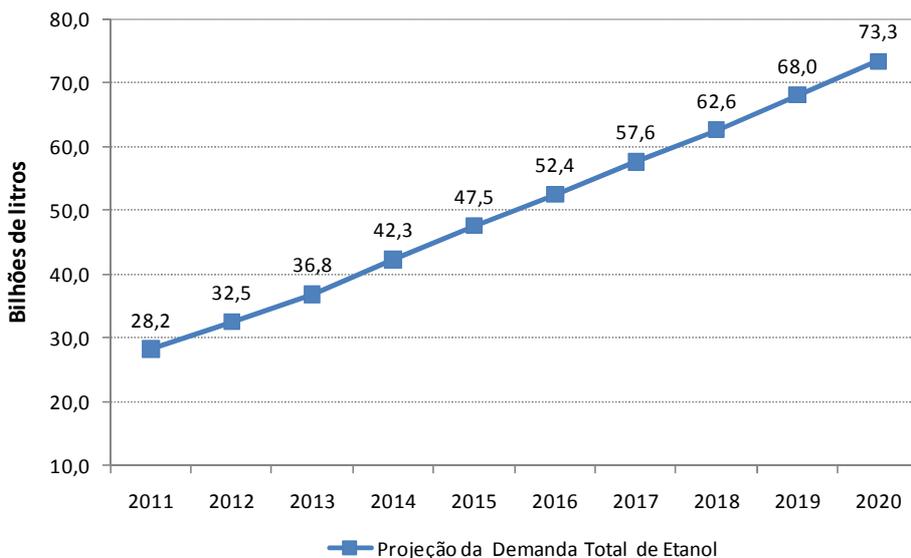


Fonte: Elaboração EPE a partir de EIA [138], F.O.Licht [149], Petrobras [163].

Gráfico 110 – Projeção total das exportações brasileiras de etanol – 2011-2020

1.1.3 Demanda total

O Gráfico 111 consolida as demandas nacional (carburante e não carburante) e internacional de etanol no horizonte decenal, as quais foram utilizadas para a avaliação da capacidade de atendimento pelo setor produtivo brasileiro.



Fonte: EPE [143]

Gráfico 111 – Projeção da demanda total de etanol – 2011-2020

1.2 Projeções da oferta de etanol no Brasil

1.2.1 Cenário atual do mercado de açúcar e etanol

O crescimento do setor sucroalcooleiro continua sendo influenciado pelo aumento da demanda doméstica de etanol.

Na safra 2010/11, a produção de cana para este setor foi de 623,9 milhões de toneladas¹⁰⁵ - 560,5 milhões produzidas no Centro-Sul e 63,4 milhões no Nordeste, conforme a Companhia Nacional de Abastecimento – CONAB [130]. Neste período, a produção de etanol alcançou 8,0 bilhões de litros de anidro e 19,6 bilhões de litros de hidratado, o que representa um aumento de 7,1% na produção de etanol total, com relação à safra 2009/2010. Tomando como base a safra 2008/09, esse crescimento é de apenas 3,4% na safra 2010/11, considerando que houve retração da oferta de etanol em 2009/2010 em relação à safra anterior.

Essa estabilização da produção total de etanol de 2008 a 2010 acarretou na antecipação das safras 2010/11 e 2011/12, devido aos estoques de passagem reduzidos e à necessidade de atendimento à demanda crescente por etanol. Assim como em 2009, o clima também não foi favorável em 2010, mas desta vez com efeito contrário, pois uma forte estiagem, de maio a agosto [174], reduziu o crescimento vegetativo da cana, influenciando o volume de etanol que poderia ser produzido. Adicionalmente, a redução dos tratos culturais nas safras 2008/09 e 2009/10, assim como o envelhecimento do canavial, pela diminuição da área reformada [152], impactaram negativamente a produtividade agrícola na safra atual. Neste contexto, o estudo considerou que, no curto prazo, poderá ser observada uma limitação da oferta de etanol.

No curto prazo, o preço do açúcar continua a pressionar o *mix* de cana moída, devido à estiagem no Brasil, na China e na Rússia e às fortes chuvas no Paquistão, no México e na Austrália [135]. Problemas de logística nos portos brasileiros limitaram a dinâmica de movimentação para a exportação de açúcar.

Apesar dos problemas climáticos vivenciados em 2009 e 2010 e da maior rentabilidade do açúcar ter levado o produtor a migrar para a *commodity*, a principal causa da redução do ritmo da produção do biocombustível foi a queda dos investimentos em toda a cadeia produtiva do setor sucoenergético nos últimos anos.

1.2.2 Expansão da capacidade industrial

Em novembro de 2010, existiam 440 usinas em operação no país, das quais 125 somente produziam etanol (16 eram destilarias de aguardente, com possibilidade de produzir etanol carburante) e 300 eram mistas (açúcar e etanol), segundo o MAPA [156].

A demanda total de etanol projetada para 2020 é de 73,3 bilhões de litros. Para atendê-la, é necessária a expansão da capacidade industrial atual.

Somente os investimentos de curto prazo podem ser identificados com razoável precisão, pois o prazo médio para construção e partida de uma usina é de três anos. Além desse horizonte, incertezas do

¹⁰⁵ Até 16/04/2011.

mercado de etanol e de açúcar impedem uma quantificação mais precisa da expansão da capacidade industrial do setor. Sendo assim, foram utilizadas metodologias distintas para se analisar os dois períodos: curto prazo (2011-2013) e médio prazo (2014-2020), conforme descrito a seguir.

Curto prazo

No curto prazo, foram considerados os projetos anunciados de novas usinas [169] e [173].

Após postergar e descontinuar alguns investimentos, 10 novas unidades iniciaram suas operações em 2010, ante 21 em 2009. Avalia-se que estas dez unidades agregaram 5,8 milhões de toneladas de cana-de-açúcar na safra 2010/11 e que para a safra 2011/12 serão 7,8 milhões de toneladas. Até o começo de novembro, nove unidades registraram início de operação no MAPA [156].

Estima-se que deverão ser implantadas 4, 6 e 1 novas usinas em 2011, 2012 e 2013, respectivamente [169] e [173]. Estes projetos deverão acrescentar uma capacidade nominal de moagem de aproximadamente 26 milhões de toneladas de cana. O volume de etanol a ser produzido irá depender da quantidade de ATR/tc¹⁰⁶, assim como do mix de cana para o etanol verificado em cada safra. Ressalta-se que uma usina não entra em operação utilizando sua capacidade máxima de moagem, levando de três a quatro anos para atingi-la.

Além dessas 11 unidades citadas, existem 35 projetos analisados que não possuem cronograma de implantação definido [169].

A projeção da oferta de etanol considerou:

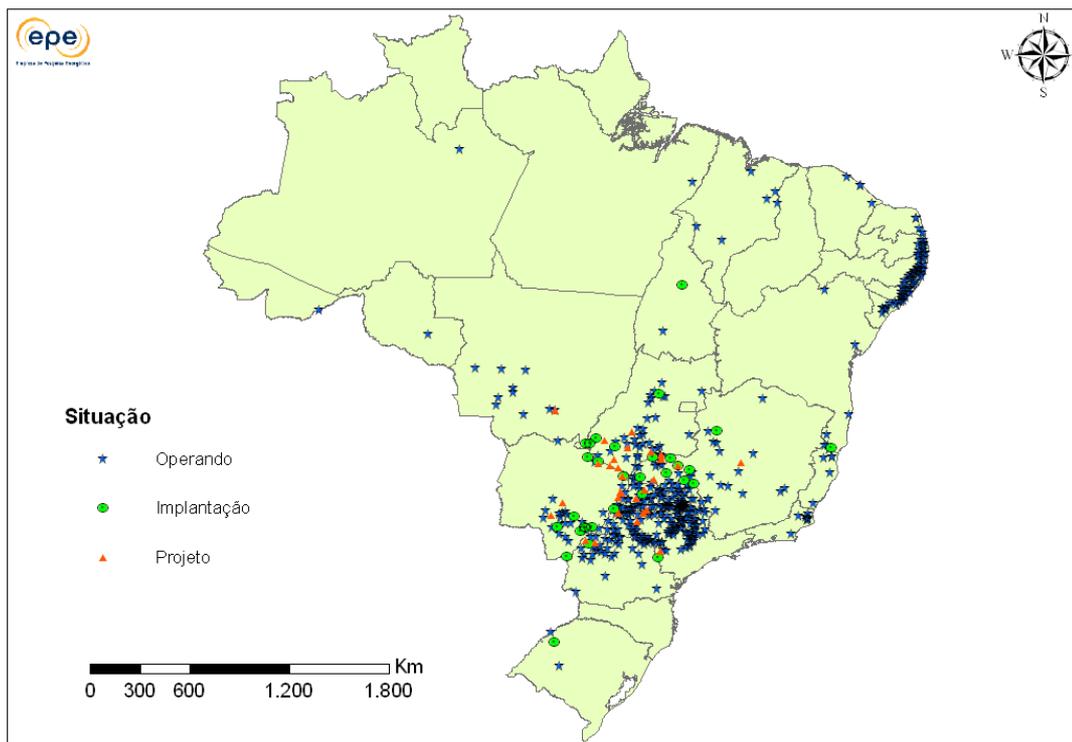
- a quantidade de cana a ser processada pelas usinas (considerando o aumento gradual de utilização da capacidade instalada de moagem de cana e os volumes a serem produzidos pelas novas usinas) – Valores médios de 665 milhões de toneladas de produção de cana, entre 2011 e 2013;
- o valor de ATR/tc para os próximos anos [154] - Valores médios de 143,33 kg/tc, entre 2011 e 2013;
- o percentual de cana destinada para o etanol [154] - Valores médios de 58,1%, entre 2011 e 2013;
- fatores de conversão ponderados médios entre 2011-2013 - 1,761 kg ATR/litro de etanol anidro (30%) e 1,687 kg ATR/litro de etanol hidratado (70%) [134].

Atualmente, os empresários do setor têm mostrado preferência por expandir as usinas já existentes, pois o valor a ser desembolsado com uma expansão é menor do que se fossem realizados projetos *greenfield*. Foram identificados alguns projetos de aumento de capacidade de moagem, sem, entretanto, haver estimativas dos seus volumes totais.

A Figura 22 mostra a distribuição georreferenciada das usinas existentes, das que devem entrar em operação até 2013 e das outras usinas em planejamento (os 35 projetos mencionados anteriormente).

Ressalte-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.

¹⁰⁶ ATR – Açúcar Total Recuperável – É a quantidade de açúcar disponível na matéria-prima, subtraída das as perdas no processo industrial; tc - tonelada de cana.



Fonte: Elaboração EPE a partir de MAPA [156], UNICA [173], UDOP [169]

Figura 22 – Usinas de etanol do Brasil

Médio prazo

No médio prazo (2014-2020), para a identificação da expansão de capacidade da indústria, assume-se que a oferta de etanol deverá acompanhar a demanda prevista.

Considerando a capacidade média de moagem de 2,2 milhões de toneladas das usinas em operação¹⁰⁷ e os parâmetros de ATR e produtividade industrial, citados anteriormente, a estimativa da capacidade de produção média de etanol é de cerca de 106 milhões de litros por usina. Ressalta-se que aquelas cuja entrada em operação ocorreu em 2010 têm capacidade média de produção de cerca de 194 milhões de litros. Para as usinas que estão previstas para 2011, 2012 e 2013, o valor médio da capacidade de produção de etanol é de 215 milhões de litros.

Com base nas características dos projetos atualmente em estudo, adotou-se a premissa de que as futuras usinas terão uma capacidade média de produção crescente, conforme a Tabela 144.

Tabela 144 – Capacidade média de produção de etanol (10⁶ litros/ano)

2014-2015	2016-2017	2018-2020
290	320	350

Fonte: Elaboração EPE a partir de UNICA [173], UDOP [169] e ETH – ODEBRECHT [160]

A partir das capacidades médias das futuras usinas e dos volumes incrementais de etanol necessários a cada ano para atendimento da demanda projetada, foi estimado o número de novas usinas a serem construídas, como mostra a Tabela 145. Este número pode ser atendido pela indústria de base

¹⁰⁷ Para esta estimativa, foi possível obter informação de pouco mais de 90% das usinas em operação até o final de 2009. Não foram consideradas as usinas de açúcar, nem as que produzem aguardente e eventualmente produzem etanol.

brasileira¹⁰⁸, que tem capacidade de fornecer equipamentos e recursos necessários à expansão do setor. Registra-se que para esta avaliação a capacidade instalada considerada foi um pouco superior ao volume de cana necessária, tendo sido utilizado um fator de capacidade de 91% nas unidades.

Tabela 145 – Estimativa para atendimento do incremento de demanda

Ano	Incremento de Etanol (bilhões de litros)	Nº usinas mistas necessárias	Nº destilarias necessárias	Total de unidades
2014	5,51	3	13	16
2015	5,26	3	11	14
2016	4,93	3	10	13
2017	5,20	2	9	11
2018	4,99	2	9	11
2019	5,48	3	10	13
2020	5,35	2	8	10

Fonte: Elaboração EPE a partir de UNICA [173], UDOP [169] e ETH – ODEBRECHT [160].

1.2.3 Investimento em usinas

O investimento médio para a construção de uma nova unidade de produção de etanol é de US\$ 88 por tonelada de cana moída para a área industrial (com cogeração). Já para as unidades mistas esse valor sobe para 100 US\$/tc, dependendo das condições tecnológicas da usina. Na área agrícola, a média é 37,5 R\$/tc em máquinas, equipamentos e edificações (não inclui aquisição de terras). Com isso, a estimativa dos investimentos necessários é cerca de R\$ 90 bilhões¹⁰⁹, considerando o período decenal.

1.3 Impacto das novas tecnologias

Produtividade agrícola e industrial

As usinas continuam aprimorando o gerenciamento das operações agrícolas e industriais, ampliando a aplicação de novas tecnologias que visem o aumento de produtividade da cana e uma melhor eficiência na produção de etanol.

A produtividade média de cana em 2010 foi de 77,4 tc/ha [130]. Através de manejos varietais e de solos, seleção de mudas, dentre outros, espera-se que esta produtividade média alcance 89,2 tc/ha no horizonte decenal, inclusive com redução de insumos, conforme Gráfico 113.

O aumento da eficiência industrial ocorrerá principalmente na área de fermentação, reduzindo o volume do vinho a ser destilado. Para tanto, vislumbram-se duas principais melhorias: a utilização de leveduras que suportam alto teor alcoólico, já disponíveis para comercialização e a aplicação de vácuo na extração de etanol, reduzindo os fatores de conversão de açúcar para etanol (ainda em estágio de planta-piloto).

Consumo de água

O desenvolvimento do cultivo da cana-de-açúcar no Brasil tem ocorrido sem a prática da irrigação, ocupando aquelas áreas que apresentam clima com pluviosidade adequada. Espera-se que, no

¹⁰⁸ Dedini e Sermatec.

¹⁰⁹ Estes valores não consideram os investimentos necessários para aumento de eficiência industrial.

horizonte decenal, essa prática seja mantida, apesar da expansão estar ocorrendo em áreas de maior déficit hídrico.

Na etapa industrial da produção de açúcar e etanol, as usinas têm trabalhado com metas de redução do consumo de água, utilizando tecnologias que aumentem a eficiência de seu uso. O poder público, em São Paulo, também tomou algumas providências ao aprovar a Resolução SMA 67/08 [168] que limitou as taxas de captação entre 0,7 e 1 m³/tc para os novos empreendimentos, o que também será exigido nas próximas renovações de Licença de Operação das plantas existentes (artigo 6 da resolução).

A captação média para o abastecimento no Brasil está em torno 1,83 m³/tc, segundo a Agência Nacional das Águas [121]. Caso seja adotada a legislação de uso da água conforme a aplicada no Estado de São Paulo, considerando-se a produção de cana-de-açúcar prevista para o ano de 2020, os níveis de captação neste ano atingirão cerca de 1,1 bilhão de m³, um volume ainda elevado.

Essas estimativas evidenciam a importância do desenvolvimento e implantação de novas tecnologias que viabilizem o baixo consumo de água nas usinas de açúcar e álcool. Isto é possível devido ao fato da quantidade de água contida na cana estar em torno de 72% em peso, valor calculado a partir dos dados da Consecana São Paulo [132]. Assim, a cana colhida na safra 2009/2010, por exemplo, continha 434 milhões de metros cúbicos de água, cujo valor já seria suficiente para abastecer todas as usinas, caso estas fossem eficientes. A captação, nesse caso, poderia ser nula, trazendo como vantagem adicional a redução dos impactos ambientais e o aumento da sustentabilidade.

Produção de mudas e o plantio da cana-de-açúcar

O plantio manual da cana no Brasil corresponde atualmente a 98% do total cultivado, realidade que tende a mudar nos próximos anos com o aprimoramento das plantadeiras apropriadas para a cana-de-açúcar.

A quantidade de mudas utilizadas no sistema manual é de 12 t cana/ha, enquanto o sistema mecanizado convencional utiliza entre 18 a 20 t [165].

Entretanto, já existe tecnologia disponível comercialmente que permite utilizar mudas com 4 cm [175], em lugar daquelas de 40 cm, empregada nos sistemas tradicionais. Essa evolução poderia reduzir a quantidade de mudas para cerca de 1,5 t cana/ha, aumentando a eficiência global do sistema.

Resíduos

Os principais resíduos da indústria sucroalcooleira são a vinhaça, a torta de filtro, as cinzas, a fuligem da caldeira, o bagaço e a palha e ponta. Dentre eles, o que gera mais preocupação é a vinhaça, já que se produz em média 13 litros de vinhaça por litro de etanol. Mantidos esses índices, o volume estimado de produção de vinhaça em 2020 será de 953 milhões de m³. Seu uso na fertirrigação tem limitantes ambientais, Norma Técnica Cetesb P4.231 [126], e econômicos, como o custo de transporte para o local de aplicação.

Duas novas tecnologias podem mudar esse quadro: a utilização da fermentação com alto teor alcoólico, que diminui o volume de vinhaça para uma média 6,5 l/l de etanol [122], e a fermentação a vácuo, que reduziria a vinhaça para 3 l/l de etanol [125].

Após a redução de volume, a concentração dos sólidos pode ser aumentada pela evaporação da água. Neste caso, o montante de vinhaça atingiria 0,8 l/l de etanol [161], podendo ser utilizado na formulação de um fertilizante, juntamente com os demais resíduos.

Etanol Celulósico e bioprodutos da cana

Além da tecnologia consolidada para produção de etanol, o país apresenta um grande potencial para a produção de biocombustíveis avançados. O principal insumo é representado pelo significativo volume biomássico dos subprodutos da cana-de-açúcar (bagaço, palha e pontas), nos quais se baseiam grande parte das pesquisas.

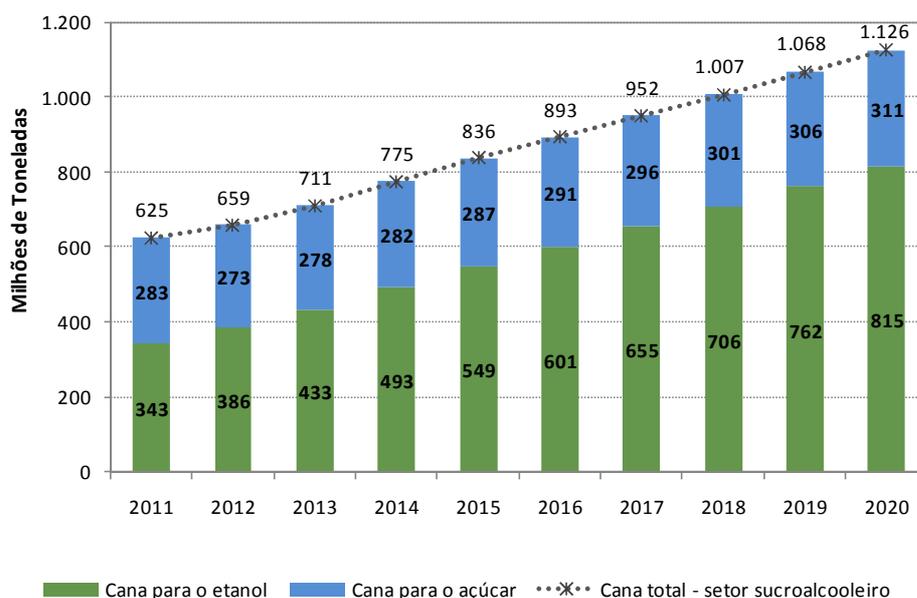
Algumas destas tecnologias e seus produtos já estão disponíveis em caráter experimental, com possibilidades de que, ao fim do período decenal, haja a produção de volumes modestos de novos biocombustíveis (etanol lignocelulósico, diesel de cana, bioquerosene, etc.), além de bioprodutos obtidos por processos tecnológicos avançados.

1.4 Disponibilidade de área para o plantio de cana-de-açúcar

1.4.1 Cana para atendimento à demanda de etanol e açúcar e área de expansão agrícola

O cálculo da quantidade de cana (Gráfico 112) para atender à demanda de etanol e açúcar no período decenal considerou as seguintes premissas:

- Projeções da demanda total de etanol (vide 1.1.3) e de açúcar elaborada pelo MAPA[154];
- Índices para transformação do ATR (1,05 kg ATR/kg açúcar, durante todo o período; 1,76 kg ATR/litro de etanol anidro e 1,69 kg ATR/litro de etanol hidratado, ambos em 2011, com evolução de 0,2% a.a.) [134]
- Fator médio de ATR de 141,45 kg/tc em 2011 e evolução de 0,68% a.a., até o fim do período [154]



Fonte: EPE e MAPA [154]

Gráfico 112 – Quantidade de cana para atender a demanda de etanol e açúcar.

Observa-se que a projeção da produção de açúcar com base no MAPA para os anos 2011 e 2020 será, respectivamente, cerca de 40 e 46 milhões de toneladas.

1.4.2 Projeção da área colhida no horizonte decenal

O Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística [150] apresenta a evolução da área plantada de cana-de-açúcar no Brasil e da produtividade da cana para todos os fins (cana total), desde o início do Proálcool (1975). Esses dados permitem inferir que a taxa de crescimento observada no período 1975-2010 foi de 1,52% a.a. e, entre 2004 e 2009, de 1,35% a.a.. Caso seja considerada somente a cana destinada ao setor sucroalcooleiro, cuja produtividade é notoriamente superior à da cana total, a taxa observada no período 2004-2009 passa a ser de 2,0% a.a., [130] e [131]. O ano de 2010, por ter sido atípico, foi descartado dos cálculos.

Para a projeção da cana-de-açúcar destinada ao setor sucroalcooleiro, adotou-se o aumento de produtividade agrícola de 1,5% a.a., estimado pelo Instituto Agrônomo de Campinas (IAC) a partir da evolução do perfil varietal [159]. Apesar deste valor ser superior ao observado no período 2004-2009 para a cana total, esta taxa é conservadora com relação à cana destinada somente ao setor sucroalcooleiro neste mesmo período (Gráfico 113).

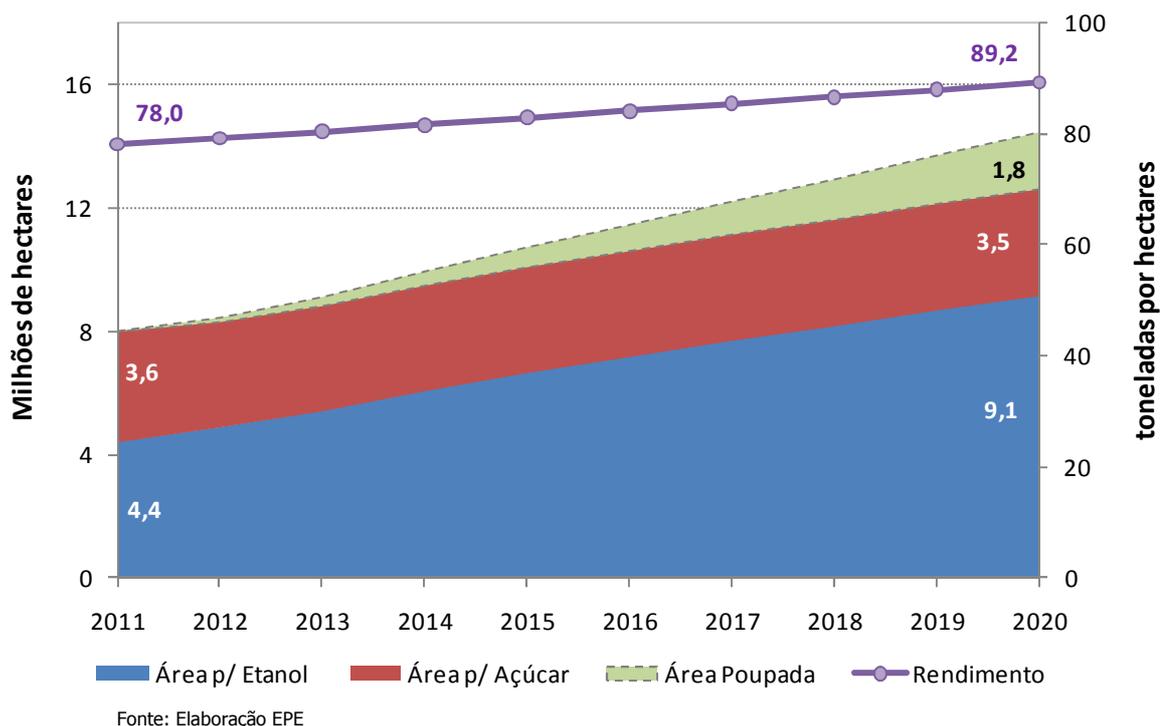


Gráfico 113 – Projeção do rendimento, área poupada e área colhida para o setor sucroalcooleiro.

1.4.3 Área disponível para o cultivo

A área total plantada de cana no ano de 2010 foi de 10,2 milhões de hectares [150]. Deste montante, cerca de 8,1 Mha representam a área colhida para o setor sucroalcooleiro [130]. Segundo o MAPA [154], a área disponível no país para expansão agrícola é de 91 milhões de hectares, ou seja, cerca de nove vezes superior à área atualmente utilizada para cultura da cana-de-açúcar.

O Zoneamento Agroecológico da Cana-de-açúcar, apresentado pelo MAPA em setembro de 2009 [140], enfatiza a possibilidade de expansão da área de cultivo, sem uso de áreas de biomas e com cobertura nativa e sem afetar diretamente as terras para a produção de gêneros alimentícios. De acordo com este documento, o país dispõe de cerca de 65 milhões de ha de áreas aptas à expansão do cultivo com cana-de-açúcar, distribuídas conforme a Tabela 146.

Tabela 146 – Área apta à expansão do cultivo com cana-de-açúcar (Mha)

Alto potencial	Médio potencial	Baixo potencial	TOTAL
19,3	41,2	4,3	64,7

Fonte: EMBRAPA [140]

Além da aplicação dos critérios de zoneamento e do aumento de produtividade da cana, a ocupação de novas áreas para seu plantio pode ocorrer em áreas atualmente usadas na pecuária, através de seu adensamento. A ocupação média da pecuária brasileira é de uma cabeça de gado por hectare, ocupando uma área de 60 milhões de hectares aptas para a agricultura. Estimativas da EMBRAPA¹¹⁰ apontam que, se fosse adensado o gado dos municípios que apresentam densidade abaixo de 1,0 cabeça por hectare, elevando-a para exatamente 1,0 cabeça por hectare, a área liberada seria de cerca de 20 milhões de hectares. Esse valor é suficiente para atender a área projetada para 2020, aproximadamente 12,6 milhões de hectares.

1.5 Logística de transporte do etanol para exportação

1.5.1 Projetos e investimentos dutoviários para o transporte de etanol

Com a expansão da produção de etanol, será necessário investir em capacidade de armazenamento e transporte para o mercado interno e externo, o que exigirá novos projetos de infraestrutura dutoviária, além de *piers* e navios. Os investimentos previstos em alcooldutos para os próximos anos encontram-se na Tabela 147.

Tabela 147 – Resumo dos investimentos previstos para alcooldutos

Projetos	Extensão (km)	Volume a ser escoado (bilhões de litros)	Início de Operação	Investimento (bilhões R\$)
Petrobras				
Dutos	~1.300*	12,4	2011**	
Hidrovia	n/a	n/a	2013	6,0

* Extensão final, considerando Jataí;

** Dutos novos.

Fonte: PMCC [163], UNIDUTO [176]

Conforme previsto no PDE2019, em março de 2011, houve a integração dos projetos de polidutos da PMCC e da Uniduto, projetados para o transporte de etanol, através da criação da Logum Logística S.A.[164]. Copersucar, Cosan, OTP e Petrobras, com participações de 20% cada uma, juntamente com Camargo Corrêa (10%) e Uniduto (10%), formaram o capital social da empresa.

A construção e desenvolvimento do sistema logístico composto por polidutos, hidrovias, rodovias e cabotagem será de responsabilidade da Logum, com a operação a cargo da Transpetro. O sistema

¹¹⁰ EMBRAPA apud CGEE [127]

terá cerca de 1.300km de extensão, capacidade instalada de transporte de até 21,8 milhões de m³ de etanol por ano e necessitará de investimentos de cerca de R\$ 6 bilhões.

As obras do trecho entre Ribeirão Preto e Paulínia foram iniciadas em novembro de 2010, quando ainda eram de responsabilidade da PMCC S.A. Os comboios, compostos por 80 barcaças de cargas e 20 barcos empurradores, estão no Promef (Programa de Modernização e Expansão da Frota) e serão construídos por um estaleiro no Rio Tietê, contratado pela Transpetro.



A Figura 23 mostra o projeto atual da Logum, semelhante ao da antiga PMCC.

Fonte: PMCC [163].

Figura 23 – Sistema integrado de logística de etanol

1.5.2 Portos e píers

No Brasil, destacam-se oito portos para exportação de etanol, sendo que Santos, Paranaguá e Ilha D’Água (no Rio de Janeiro) possuem 74% da tancagem total e 73% da capacidade de movimentação de etanol nos portos brasileiros (Tabela 148). Em 2010, o porto de Santos exportou 1,36 bilhão de litros, cerca de 72% do volume total.

Tabela 148 – Características dos principais portos para etanol (milhões de litros)

	Santos	Paranaguá	Rio de Janeiro	Vitória	Maceió	Suape	Cabelo	Itaquí	Total
Tancagem	295	102,5	40	24,6	30	43,4	37,8	15	588,3
Capacidade de Movimentação/ano	5.300	1.800	1.000	600	500	800	700	400	11.100

Fonte: PMCC [163]

Um dos investimentos para melhoria portuária será a construção de dois novos píeres de atracação no Porto de Santos, pela Ageo e Copape, no valor de R\$ 75 milhões. Este projeto faz parte de um plano maior que inclui novos tanques, desvios ferroviários e área para estacionamento de caminhões, cujo

valor gira em torno de R\$ 500 milhões. A tancagem dos terminais destas empresas aumentará 190 milhões de litros, chegando a 360 milhões [128].

A partir dos portos, alguns dos maiores desafios logísticos consistem na operação portuária, na consolidação do mercado internacional de etanol e na possibilidade de utilização de navios de grande porte.

1.5.3 Etanol – considerações finais

O mercado brasileiro de etanol continuará em expansão, com o aumento da frota de veículos *flex fuel* e da competitividade do etanol hidratado no médio prazo, apesar da situação desfavorável vivenciada devido à restrição de oferta em 2010 e 2011, a qual deverá se estender no curto prazo. O Brasil manter-se-á na liderança do comércio internacional de etanol.

É importante destacar que, para o atendimento da demanda projetada no médio prazo, é necessária a retomada dos investimentos em toda a cadeia produtiva, que foram significativamente reduzidos nos últimos anos, além de problemas climáticos (estiagem) em 2010 e alta do preço do açúcar no mercado internacional. O aumento da área de plantio de cana proveniente de novas unidades e a ampliação das existentes, bem como a aplicação de novas tecnologias são os fatores preponderantes a serem considerados.

Os projetos de alcooldutos representam um avanço importante na logística de distribuição e movimentação do etanol, com os objetivos de redução dos custos de transporte e do impacto dos gases de efeito estufa, dentre outros.

2. Expansão da Oferta de Biodiesel

2.1 O consumo obrigatório de biodiesel 2011-2020

Desde janeiro de 2010, todo o diesel comercializado no Brasil contém 5% em volume de Biodiesel (B5), como estabelecido pela Resolução CNPE nº 06, de 16/09/2009. Levando em conta a obrigatoriedade, o consumo de biodiesel naquele ano alcançou 2,46 bilhões de litros. Supondo-se a manutenção deste percentual até 2020 e aplicando-se o mesmo à previsão do consumo regional de óleo diesel apresentada no Capítulo II, foram obtidas as estimativas apresentadas na Tabela 149

Tabela 149 – Consumo regionalizado de biodiesel (milhões de litros)

Região \ Ano	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Norte	185	194	162	168	181	195	202	210	218	226
Nordeste	364	383	407	436	449	466	494	524	555	580
Sudeste	1.166	1.209	1.306	1.413	1.441	1.477	1.577	1.682	1.796	1.870
Sul	426	444	457	472	492	513	532	550	567	588
Centro-Oeste	378	398	416	435	458	483	506	530	553	577
Brasil	2519	2629	2748	2925	3021	3 133	3311	3495	3689	3841

Fonte: Elaboração EPE

2.2 Os leilões e o estoque estratégico de biodiesel

O governo federal, através 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)¹¹¹. Esses garantem a compra e entrega de biodiesel para períodos especificados, antecipando os processos de planejamento dos fornecedores. Até fevereiro de 2011, foram realizados 21 leilões, cujos últimos resultados são apresentados na Tabela 150.

Tabela 150 – Resultado dos leilões de compra de biodiesel pela ANP

Leilões	11º	12º	13º	14º	15º	16º	17º	18º	19º	20	21
Nº de vencedores	18	31	25	38	36	40	47	45	40	40	38
Volume arrematado (m³)	66.000	330.000	315.000	460.000	460.000	575.000	565.000	600.000	615.000	600.000	660.000
Preço médio (R\$/m³)	2.609,70	2.387,80	2.155,20	2.309,00	2.265,98	2326,67	2.237,00	2.105,58	1.744,00	2.296,76	2.046,21
Deságio médio (%)	-0,39	-0,51	-8,68	-2,16	-1,48%	-0,99%	-2,7	-9,24	-24,9	-1,01	-14,24

Obs.: 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.

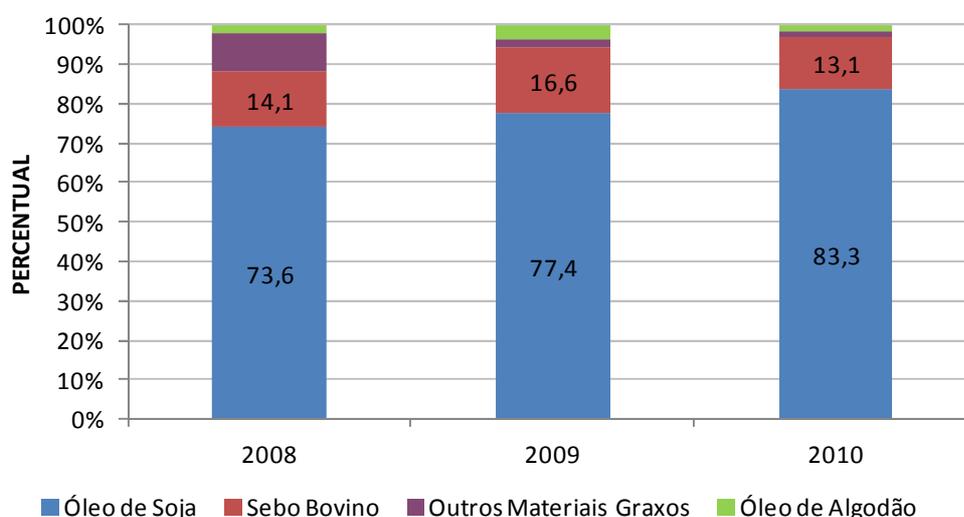
A Portaria MME nº 338 (05/12/2007) estabeleceu diretrizes para a formação de estoques estratégicos de biodiesel– os quais devem ser compatíveis com a demanda mensal. Tal Portaria define que os produtores e importadores de óleo diesel têm a responsabilidade pela compra e estocagem do biodiesel, proporcionalmente a sua participação no mercado.

¹¹¹ 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.

2.3 Oferta de biodiesel

2.3.1 Disponibilidade de insumos para a produção de biodiesel

No âmbito do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB), as cinco culturas produtoras de óleo vegetal destacadas são: soja, mamona, dendê, algodão e girassol. Embora não esteja listado dentro do PNPB, o sebo bovino tem sido um insumo de destaque para a produção de biodiesel. O Gráfico 114 apresenta as matérias primas utilizadas na produção de biodiesel nos últimos anos, segundo informações prestadas pelos produtores à ANP. Em 2010, o óleo de soja representou o principal insumo utilizado para produção do biodiesel comercializado nos leilões, com 83,3% de participação no total, seguido do sebo bovino, com 13,0%.

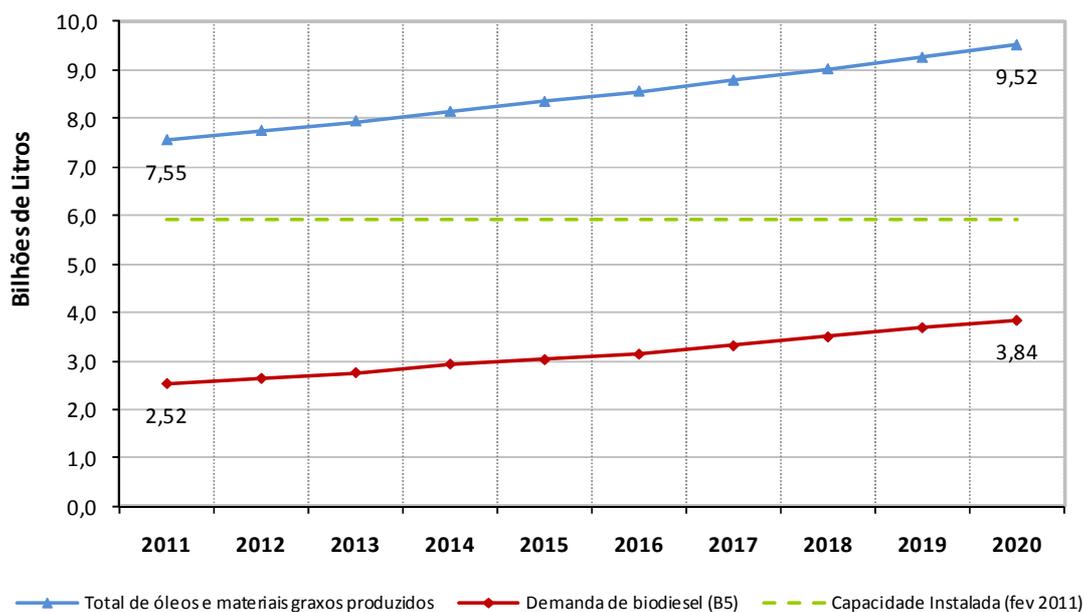


Fonte: ANP [124]

Gráfico 114 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel

Estima-se que o óleo de soja continuará sendo a principal matéria-prima para a produção de biodiesel no período decenal. Outros insumos, tais como gordura animal, dendê, mamona e algodão, provavelmente serão utilizados como complementares, sem, no entanto, alterar significativamente as porcentagens do mix atual. A continuidade das pesquisas em progresso poderá distinguir outras oleaginosas para a composição da cesta de cultivos disponíveis para extração de óleo destinado à produção de biodiesel.

O Gráfico 115 indica a produção total de óleos e materiais graxos projetada pelo MAPA, o consumo de biodiesel projetado pela EPE, mantendo-se o percentual mandatório em 5%, e a capacidade instalada de produção e comercialização de biodiesel em fevereiro de 2011, conforme informado pela ANP.



Fonte: Elaboração EPE a partir de MAPA [157] e ANP [124].

Gráfico 115 – Produção de óleos e materiais graxos x demanda de biodiesel 2011-2020

Em maio de 2010, foi lançado pelo Governo Federal o Programa de Produção Sustentável de Palma de Óleo (Propalma)¹¹², que pretende impulsionar o cultivo de dendê, não apenas para a fabricação de biodiesel, mas também para atender a outras demandas, já que o Brasil é importador desse óleo.

O dendê é uma cultura perene e o seu estágio maduro de produção ocorre a partir do oitavo ano de plantio. Com a atual capacidade de produção de mudas e as limitantes culturais da espécie, o Propalma deve apresentar volume significativo de óleo de dendê somente após 2020, portanto fora do horizonte decenal.

Uma vez removidas todas as barreiras hoje existentes para a sua produção, o dendê poderá vir a ser um suporte vigoroso para o PNPB, possivelmente a partir de 2022, com os 700.000 hectares de denzeais propostos pelo Programa Propalma, segundo estimativas da EMBRAPA.

2.3.2 Capacidade de processamento

A capacidade instalada de processamento de biodiesel das usinas que possuem licença para operação e daquelas já autorizadas pela ANP¹¹³ para comercialização é apresentada na Tabela 151.

Destaca-se que 94% das usinas autorizadas para operação já possuem licença para comercialização.

¹¹² O Programa tem por objetivo ordenar a expansão da cultura, garantir a competitividade do setor com investimentos em pesquisa e aumentar a renda de agricultores familiares. Institui, ainda, o Zoneamento Agroecológico para a cultura, indicando como áreas aptas à expansão produtiva somente terras onde há ocupação do homem exercendo diversas atividades (antropizadas).

¹¹³ O processo de construção e operação de uma usina de biodiesel requer junto à ANP autorizações de construção, operação e comercialização.

Tabela 151 – Capacidade instalada de processamento de biodiesel

Região	Ml/ano	
	Operação	Comercialização
Norte	340	340
Nordeste	611	611
Sudeste	1.116	1.106
Sul	1.544	1.544
Centro-Oeste	2.655	2.300
Brasil	6.270	5.902

Obs.: 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 [124].

2.4 Perspectivas de preços de biodiesel

Uma das condições necessárias ao uso do biodiesel em percentuais superiores ao estabelecido em lei¹¹⁴ é a viabilidade financeira desta iniciativa, que é influenciada fortemente pelos preços das matérias-primas. De acordo com a Agência Internacional de Energia, este preço representa entre 85% e 92% do custo total [151]. Os custos de conversão estão entre 8% e 15%, nas plantas industriais de grande escala e entre 25% e 40%, nas plantas de pequena escala.

Dentro do período de abrangência deste estudo, não se vislumbra outro insumo que possa substituir o óleo de soja como matéria prima principal. Estima-se também que os preços do biodiesel deverão permanecer superiores aos projetados para o óleo diesel. Em consequência não deverá ser observada uma demanda além do obrigatório no horizonte decenal.

2.5 Balanço de capacidade instalada e demanda de biodiesel

A Tabela 152 consolida as informações sobre a capacidade de processamento de biodiesel, a projeção do consumo obrigatório e os balanços regionais e nacional identificados pela diferença entre o potencial de oferta a partir da capacidade instalada e o consumo obrigatório de biodiesel, para os anos de 2011 e 2020. Para o ano de 2011, esta avaliação considerou somente as usinas que já possuem autorização para comercialização fornecida pela ANP até fevereiro desse ano. Para 2020, foram consideradas as usinas que já possuem autorização para comercialização, operação e aquelas já autorizadas para construção.

¹¹⁴ Lei n° 11.097/05.

Tabela 152 – Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2010 e 2020 (MI)

Região	Capacidade Instalada 2011	Obrigatório 2011	Capacidade Instalada 2020	Obrigatório 2020	Balanço 2011	Balanço 2020
Norte	340	185	340	226	155	114
Nordeste	611	364	611	580	247	31
Sudeste	1.106	1.166	1.259	1.870	(60)	(611)
Sul	1.544	426	1.979	588	1.118	1.391
Centro-Oeste	2.300	378	3.295	577	1.192	2.718
Brasil	5.901	2.518	7.484	3.841	3.382	3.643

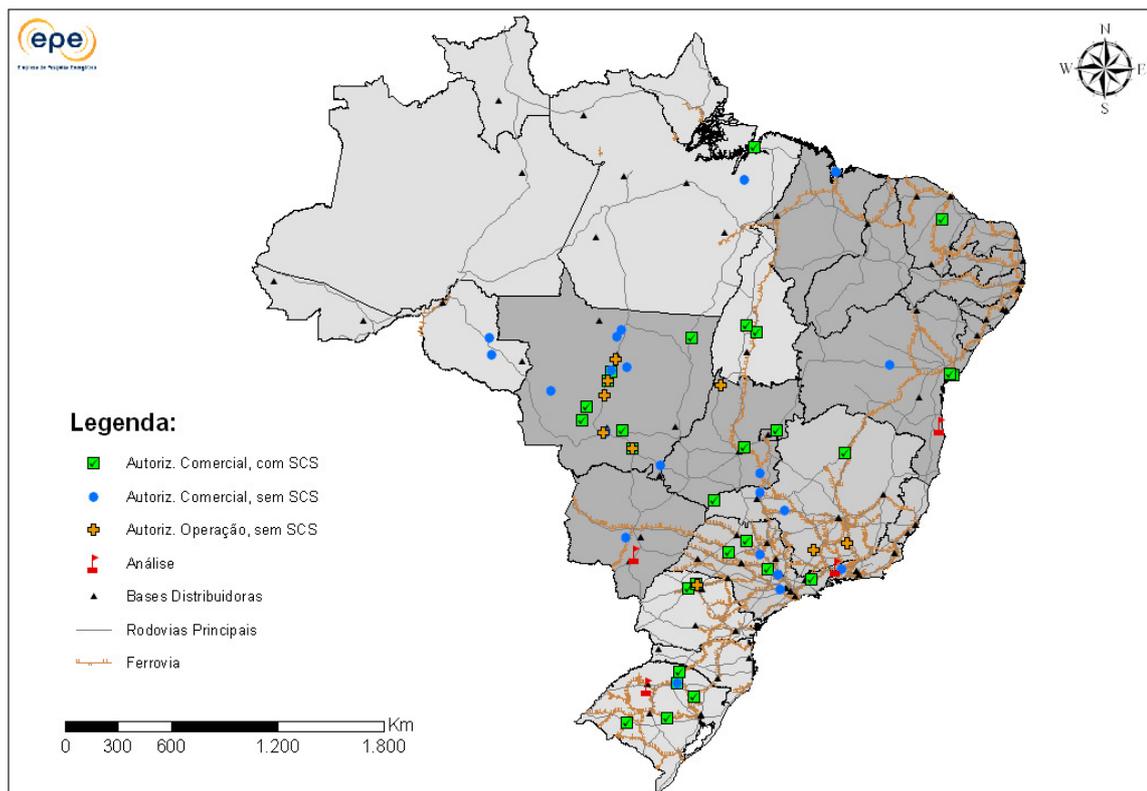
Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados ANP [124]

Pode-se depreender que todas as regiões disporão de capacidade instalada suficiente para atender sua própria demanda projetada em 2011 e 2020, exceto a Sudeste que não será autossuficiente, caso não sejam construídas novas usinas. Esta contará com excedente de capacidade das demais, em especial do Centro-Oeste e do Sul, para atender às suas necessidades. O balanço nacional entre a capacidade instalada e a demanda obrigatória mostra-se positivo nestes anos, restando uma capacidade adicional de 3.382 e 3.643 milhões de litros em 2010 e 2020, respectivamente.

Neste período, verifica-se que a capacidade instalada não será um fator restritivo para atendimento da demanda, como sinaliza o Gráfico 115. Além disso, pode-se verificar junto à ANP solicitações para construção de sete novas unidades e cinco ampliações em usinas já em operação, com valor total estimado de R\$ 635 milhões. Por outro lado, o preço da matéria-prima poderá ser limitante para a expansão de uso do biodiesel.

2.6 A Infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel

A atual infraestrutura de escoamento de biodiesel entre regiões/localidades produtoras e as bases/refinarias das distribuidoras está apresentada na Figura 24. As legendas apresentam usinas de produção de biodiesel que aguardam autorização da ANP e usinas já autorizadas pela Agência. Ressalta-se que as usinas portadoras do Selo Combustível Social (SCS) possuem isenção de tributos por utilizarem matéria prima oriunda da agricultura familiar.



Fonte: Elaboração EPE a partir de ANP [124].

Figura 24 – Usinas de biodiesel autorizadas e em processo de autorização. Malha rodoviária e ferroviária atual.

Praticamente todas as usinas produtoras de biodiesel e bases das distribuidoras de combustíveis são atendidas por estradas federais. O transporte das usinas produtoras para as bases de distribuição é feito basicamente em caminhões de 30 e 45 mil litros.

Para atender à demanda obrigatória de biodiesel em 2020, com a capacidade instalada projetada, haverá a necessidade de transferência, para a região Sudeste, de 1,7 milhão de l/dia que poderá ser suprida basicamente pelas regiões Sul e Centro-Oeste. No médio prazo, o transporte de biodiesel tende a permanecer no modal rodoviário por questões de escala. Consumos maiores que os previstos na legislação atual implicaram em revisão da logística de transporte.

Havendo um aumento expressivo da escala de produção, o modal ferroviário apresenta-se como alternativa para algumas regiões, sendo que a região Centro-Oeste, hoje a maior produtora, ainda carece deste modal de transporte.

2.7 Biodiesel – Considerações finais

Não obstante o sucesso da implementação do PNPB, com o alcance antecipado das metas de participação na mistura com o diesel, no horizonte decenal há incertezas quanto ao aumento do percentual mandatório e quanto ao consumo voluntário além deste percentual.

Cabe ressaltar que eventual aumento do percentual obrigatório depende da consideração de aspectos previstos nas diretrizes do programa, como o fortalecimento da agricultura familiar por meio do Selo

Combustível Social e a garantia para os motores utilizados, por parte da indústria automobilística no país.

A matéria-prima é responsável por cerca de 80% do custo de produção do biodiesel e estima-se que os preços dos insumos cultivados continuarão com tendência de alta, resultando em custos de oportunidade para o biodiesel acima dos preços do diesel para os próximos dez anos.

Avalia-se que o óleo de soja deverá permanecer como principal insumo no período decenal, devido à sua disponibilidade, mas é importante para o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel, em termos estratégicos, o desenvolvimento de cultivos energéticos alternativos para o biodiesel, a preços mais competitivos.

Ainda que o balanço nacional entre a capacidade instalada e a demanda obrigatória mostre-se positivo ao longo de todo o decênio, é desejável a implantação de novas usinas na região Sudeste para que alcance a autossuficiência. Com a manutenção do B5 ao longo de todo este período, é estimado um excedente de 3.645 milhões de litros de capacidade instalada em 2020.

3. Biomassa de Cana-de-Açúcar para Oferta de Energia Elétrica

O Brasil desempenha papel de destaque no mercado mundial de produtos agrícolas, em virtude de reunir diversas vantagens naturais significativas para a agroindústria, como a intensa radiação solar recebida ao longo do ano, a vasta quantidade de terras agricultáveis e as grandes reservas de água doce. O grau de desenvolvimento tecnológico e de consolidação da agroindústria contribui também para sua liderança na produção agrícola mundial.

O país é um dos principais produtores de cana-de-açúcar e o setor sucroalcooleiro nacional é reconhecido como o mais eficiente do mundo. Na safra 2010/2011, a área colhida para este setor foi de 8,1 milhões de hectares, sendo cerca de 54% para a produção de etanol e o restante para a produção de açúcar [130].

A principal biomassa residual gerada no processamento industrial da cana-de-açúcar é o bagaço. Em decorrência de seu grande potencial energético, este é utilizado principalmente para o autoconsumo das usinas do setor sucroenergético, gerando energia térmica e elétrica para a produção de açúcar e etanol. O excedente de eletricidade advinda desta fonte renovável pode ser comercializado para o Sistema Interligado Nacional (SIN). No entanto, ainda é pequena a contribuição do bagaço na venda de energia elétrica no Brasil, haja visto o seu potencial, conforme exposto a seguir.

O Governo Federal tem adotado uma série de incentivos com vistas ao aumento da participação da bioeletricidade na matriz energética nacional, com destaque para os leilões de energia. No caso do setor sucroalcooleiro, grande parte das usinas utilizam caldeiras de baixa pressão. As iniciativas governamentais visam fomentar a renovação e modernização das instalações de cogeração¹¹⁵, aumentando a eficiência de conversão da energia da biomassa e gerando excedentes para o SIN.

Além do bagaço, a cana-de-açúcar também gera biomassa residual composta por palha e ponta. Devido à prática de queima antes do corte, esse resíduo é quase integralmente descartado. No entanto, a atual legislação ambiental regulamentou prazos para a mecanização da colheita de cana-de-açúcar, o que tornará possível disponibilizar esta biomassa residual para o aproveitamento energético.

A quantidade de energia advinda do bagaço da cana-de-açúcar já contratada no setor elétrico é avaliada a seguir. Além disso, são elaboradas estimativas da oferta de biomassa de cana e de seu potencial de geração de energia elétrica.

3.1 A participação do setor sucroalcooleiro nos leilões de energia elétrica

As usinas do setor sucroalcooleiro têm comercializado energia elétrica em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL¹¹⁶. As medidas adotadas pelo Governo Federal para alavancar a participação das fontes alternativas na matriz elétrica

¹¹⁵ A maior parte das usinas do setor sucroalcooleiro utilizam caldeiras antigas e de baixa pressão (21 bar, em geral), que são menos eficientes que as caldeiras novas, normalmente operando em pressões mais elevadas (a maioria com pressão de 65 bar). Desta forma, com a mesma quantidade de bagaço pode-se obter mais energia com caldeiras de pressão mais alta.

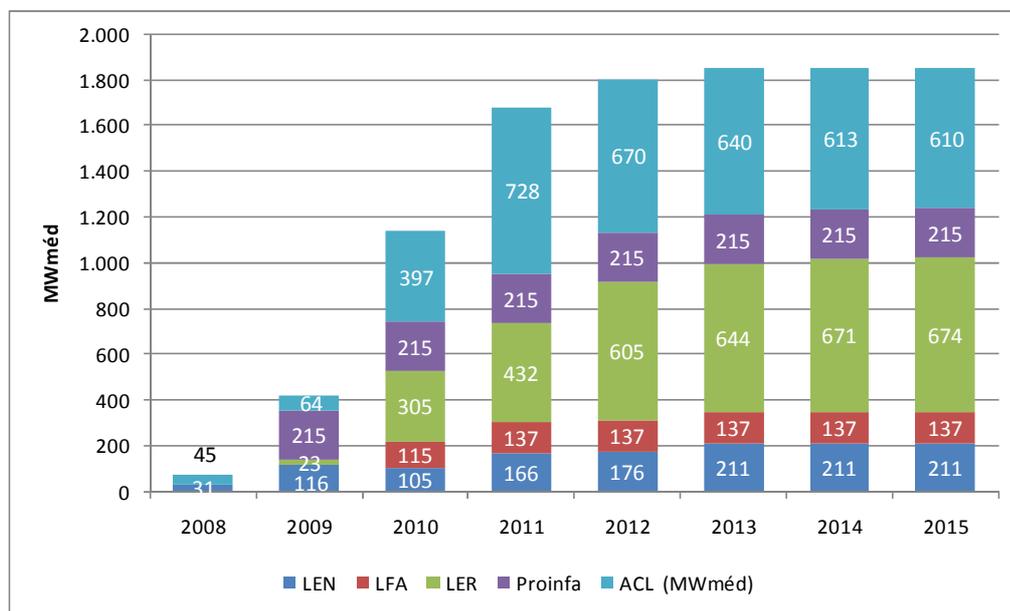
¹¹⁶ No ACR estão concentradas as operações de compra e venda de energia, por meio de licitações (leilões), envolvendo as distribuidoras e os agentes vendedores, titulares de concessão, permissão ou autorização para gerar, importar ou comercializar energia elétrica. No ACL atuam os agentes de geração, de comercialização, de importação, de exportação e os consumidores livres em contratos bilaterais de compra e venda de energia livremente negociados, não sendo permitida à distribuidora a aquisição de energia neste mercado.

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), por intermédio do qual já foram contratados 215 MW_{méd} advindos de usinas de biomassa de cana-de-açúcar.

Desde 2005, foram realizados quinze leilões¹¹⁷, ocorrendo venda de energia de usinas sucroalcooleiras em nove deles. Merecem destaque os Leilões de Energia de Reserva (LER), realizados em 2008 e em 2010, onde foram contratados 506 MW_{méd} e 168,3 MW_{méd}, respectivamente. Registra-se que o LER2008 foi exclusivo para as usinas de biomassa, enquanto o LER2010 contemplou também a geração de origem eólica e as PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas. A energia total contratada pelas usinas sucroalcooleiras no ACR atingiu aproximadamente 1,2 GW_{méd}, valor que poderá ser ampliado com a realização de futuros leilões.

O montante contratado é inferior à sua garantia física total, que representa a quantidade máxima de energia que as usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação de energia têm capacidade de comercializar [144]. Desta forma, ainda existe um excedente disponível para comercialização no ACL superior a 600 MW_{méd}, em 2015.

O Gráfico 116 a seguir apresenta o montante de energia já comercializado no ambiente regulado e a quantidade passível de comercialização no mercado livre. A energia comercializada através de contratos anteriores ao novo modelo do setor elétrico, estabelecido em 2004, não foi considerada.



Fonte: Elaboração EPE

Gráfico 116 – Energia contratada e comercializável - usinas sucroenergéticas vencedoras dos leilões

¹¹⁷ Em 2005 e 2010, Leilão A-5; em 2006, 2007, 2008 e 2009, Leilão A-3 e Leilão A-5, um a cada ano; em 2007 e 2010, Leilão de Fonte Alternativa e, em 2008, 2009 e 2010 Leilão de Energia de Reserva.

Além das quantidades apresentadas no gráfico anterior, existe um potencial de comercialização de 981 MW de potência relativos às usinas que venceram o leilão do ICG realizado pela ANEEL, mas que não possuem contratos de comercialização nos leilões de energia nova ou no PROINFA.

3.2 Oferta de biomassa de cana-de-açúcar

Com vistas a subsidiar o cálculo do potencial de geração de energia elétrica, estimou-se a oferta decenal de biomassa advinda da quantidade de cana-de-açúcar que deverá ser processada para o atendimento das demandas de etanol e açúcar apresentadas no item 1.1.3 deste capítulo.

A Tabela 153 apresenta a quantidade de cana-de-açúcar necessária para atender às projeções de etanol e açúcar no período decenal, assim como o bagaço e a palha e ponta resultantes.

Tabela 153 – Projeção da oferta de biomassa de cana-de-açúcar

Ano	Cana de açúcar (Mt)	Bagaço (Mt)	Palha e ponta (Mt)
2011	625	169	97
2012	659	178	102
2013	711	192	110
2014	775	209	120
2015	836	226	130
2016	893	241	138
2017	952	257	148
2018	1.007	272	156
2019	1.068	288	166
2020	1.126	304	174
Acréscimo (Mt)*			
2010-2020	502	136	78
Variação (% a.a.)*			
2010-2015		6,1%	
2015-2020		6,1%	
2010-2020		6,1%	

Obs.: Considerou-se que cada tonelada de cana de açúcar dá origem a 270 kg de bagaço e disponibiliza 155 kg de palha e ponta para uso [133].

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: Elaboração EPE

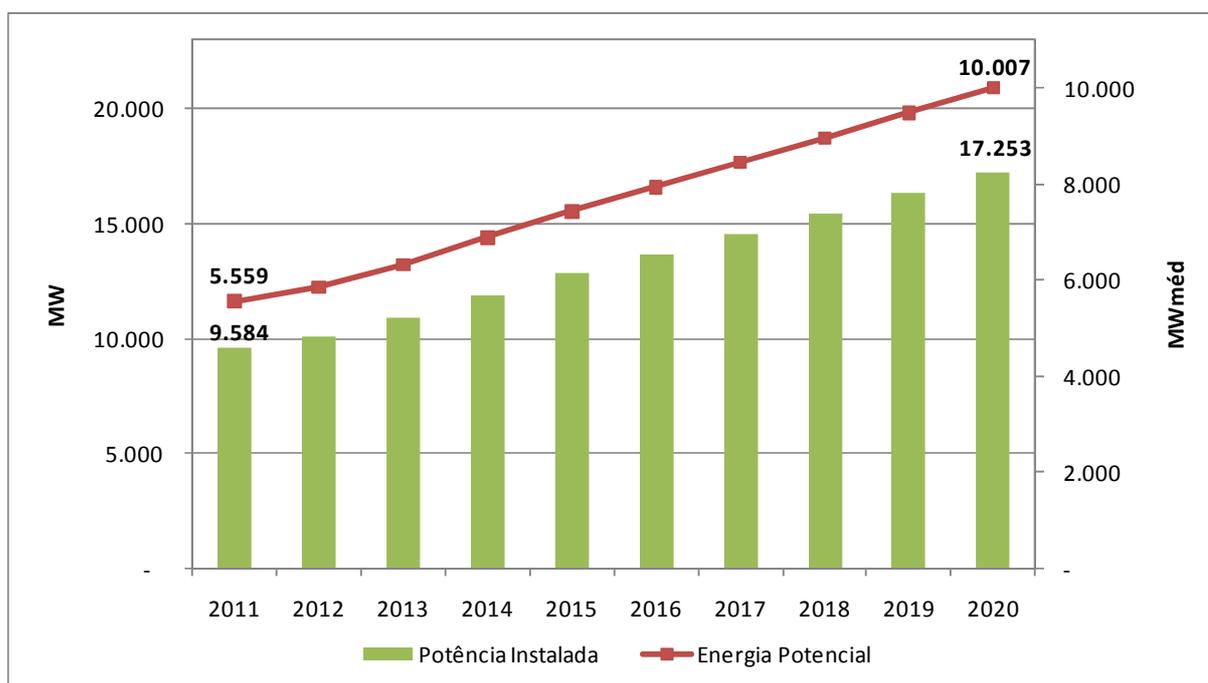
3.3 Potencial técnico de geração de energia elétrica da biomassa de cana-de-açúcar

A projeção decenal do potencial de exportação de energia elétrica proveniente do setor sucroalcooleiro para o SIN considerou a produção estimada de cana-de-açúcar necessária para atender a demanda nacional e internacional de açúcar e etanol, conforme apresentado, e as características técnicas de usinas sucroalcooleiras que comercializaram energia no ACR.

Foi realizado um levantamento das usinas de biomassa de cana que venceram os Leilões de Energia de Reserva 2008 e 2010, o Leilão de Fontes Alternativas 2010 e os Leilões A-3 e A-1 realizados em 2009, informações estas de domínio exclusivo da EPE. Avaliando-se a quantidade de cana-de-açúcar processada por cada usina (em toneladas) e a garantia física (em MWméd) por elas declaradas, foi possível calcular um fator médio de exportação de energia de 77,87 kWh/t cana processada.

O cálculo do potencial técnico de energia elétrica oriunda dessa fonte que poderia ser exportado para o SIN fundamentou-se na premissa de que todo o bagaço gerado no processamento da cana para atendimento à demanda de etanol e açúcar seria utilizado para geração de energia elétrica (autoconsumo e exportação). A aplicação do fator médio de exportação de eletricidade previamente calculado (77,87kWh/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.

O Gráfico 117 apresenta os resultados encontrados. Pode-se observar que o total aproveitamento do bagaço de cana permitiria ofertar um valor de aproximadamente 10 GW médios, em 2020, equivalente a uma potência instalada superior a 17 GW.



Fonte: Elaboração EPE

Gráfico 117 – Potencial técnico de exportação de energia elétrica a partir de bagaço para o SIN, 2011-2020

O potencial técnico do aproveitamento da palha e ponta foi calculado utilizando-se duas referências distintas de fatores de exportação de energia encontradas na literatura: 500 kWh/tonelada de palha e ponta [129] e 787,5 kWh/tonelada de palha e ponta [145].

O estudo considerou que a biomassa residual composta de palha e ponta estará disponível apenas para as usinas da região Centro-Sul¹¹⁸, dado que a declividade observada na maior parte da região Nordeste não possibilita a mecanização da colheita. Avaliou-se também que, em virtude do cronograma de mecanização, a biomassa residual estará disponível somente a partir de 2012. Os resultados indicaram que o potencial técnico de exportação de energia a partir de palha e ponta seria de 8,8 GWmed até 13,9 GWmed, ao fim do período decenal.

¹¹⁸ As usinas do Centro-Sul processaram 90% do total de cana do Brasil na safra 2009/2010.

3.4 Biomassa de cana-de-açúcar – Considerações finais

O Brasil se destaca mundialmente como vanguarda da produção e uso de fontes renováveis de energia. Em particular, as vantagens naturais existentes no país propiciaram sua consolidação como um dos principais produtores de cana-de-açúcar do mundo. O setor sucroalcooleiro desempenha um relevante papel no cenário energético nacional, tanto através da produção do etanol para consumo no setor de transportes, como na contribuição da biomassa de cana para a oferta interna de eletricidade.

Como apresentado neste estudo, projeta-se para o horizonte decenal uma crescente necessidade de processamento de cana-de-açúcar para o atendimento às demandas previstas de etanol e açúcar, o que acarretará em uma maior produção de bagaço.

Outro ponto importante levantado refere-se à mecanização da colheita de cana-de-açúcar, que permitirá disponibilizar também a biomassa residual composta de palha e ponta para o aproveitamento energético, tornando possível incrementar a exportação de energia deste segmento. No Estado de São Paulo, responsável por 62% da produção nacional, foi estabelecido¹¹⁹ um cronograma gradativo para a extinção da queima da cana-de-açúcar nas áreas mecanizáveis até 2014 e, nas áreas não mecanizáveis, até 2017. A extinção da colheita manual permitirá assegurar os padrões socioambientais de produção requeridos pela comunidade internacional, gerando como benefícios a melhoria nas condições dos postos de trabalho e a redução da emissão de poluentes.

O sucesso da utilização do etanol no setor de transportes no Brasil tem ampliado as perspectivas do uso da biomassa para outros fins energéticos. Neste contexto, a bioeletricidade advinda da cana-de-açúcar tem potencial para se consolidar como uma fonte importante na matriz elétrica nacional. Para tanto, mostra-se necessária a articulação entre os diversos atores que atuam neste segmento, a fim de tornar o potencial técnico, estimado anteriormente, em um conjunto de projetos viáveis.

¹¹⁹ Através do Protocolo Agroambiental do Setor Sucroalcooleiro, firmado em 2007 pelo Governo paulista e a União da Indústria da Cana-de-açúcar (UNICA).

IX – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

A eficiência energética está intrinsecamente considerada nas projeções de demanda de energia deste PDE como parte da metodologia empregada nas projeções do consumo de cada setor¹²⁰. É entendida como sendo a relação entre a quantidade de um bem produzido ou serviço realizado e o correspondente montante de energia final utilizada. Assim:

- (i) eficiência é 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;
- (ii) 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 para prestação do serviço.

As referências à eficiência energética neste PDE 2020 são relativas tanto a indicadores específicos de consumo de energia por produto, quanto ao processo de redução deste consumo para uma mesma quantidade de produto. Adicionalmente, a eficiência energética é expressa com utilização de indicadores socioeconômicos, como o consumo por residência ou por habitante.

A despeito de questionamentos sobre a conveniência ou atualidade, são também utilizados outros termos ou expressões para eficiência energética. 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 resultados de redução no consumo final de energia, tendo em vista sua larga aplicação na literatura.

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 que ocorreria caso fossem mantidos os padrões tecnológicos observados no ano base, 2010. Desta forma:

- 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;
- 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.

1. Conceitos e Definições

Os principais indicadores utilizados neste PDE 2020 para expressar a eficiência energética associada aos setores ou atividades econômicas estão resumidos na Tabela 154.

¹²⁰ O detalhamento da metodologia utilizada na elaboração dessas projeções será apresentado em nota técnica específica sobre o tema, emitida pela EPE.

Tabela 154 – Indicadores de eficiência energética

Indicador	Descrição	Unidade ⁽¹⁾
Consumo final per capita	Consumo final de eletricidade por habitante	kWh/hab
Consumo final por consumidor	Consumo final de eletricidade por consumidor	kWh/cons
Intensidade energética	Consumo final de energia por unidade de PIB	MWh/R\$ ou tep/R\$
Consumo específico	Consumo final de energia por unidade física de produto	MWh/t ou tep/t

(1) Em função das dimensões dos valores do indicador, as unidades poderão ser revistas para múltiplos ou submúltiplos das indicadas nessa tabela.

Fonte: EPE

Outro conceito utilizado nas análises e projeções de demanda do PDE 2020 é o de energia útil, cuja estimativa é apresentada no Balanço de Energia Útil – BEU, publicado em intervalos de 10 anos, e cuja edição mais recente teve o ano de 2004 como base (MME, 2005). A energia útil representa a parcela da energia final efetivamente utilizada em um dado uso, ou seja, a energia final menos as perdas. Expressa analiticamente, corresponde ao produto da energia final consumida por um rendimento energético.

O conceito de rendimento energético adotado na formulação do BEU “se refere apenas à primeira transformação de energia do processo produtivo” (MME, 2005). Trata-se, portanto, de uma simplificação que reduz o potencial de economia calculado por não considerar perdas para todo o sistema energético (e consequentes oportunidades de aumento da eficiência): as perdas reais serão sempre maiores do que as estimadas neste caso.

O BEU apresenta, para efeitos de análise do potencial de economia de energia, dois valores para os rendimentos energéticos:

- um rendimento associado às instalações em atividade, que pode ser considerado como um “rendimento real”, referido ao momento da pesquisa;
- um rendimento de referência, correspondente ao valor máximo disponível no mercado para determinada tecnologia. Como indicado no documento relatório do BEU: “os rendimentos de referência não devem ser considerados como o estado da arte disponível na literatura técnica, mas como o estado da arte disponível entre equipamentos comercializados normalmente” (MME, 2005).

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. Neste trabalho, 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.

Por fim, deve-se salientar que os resultados aqui apresentados são consistentes com os valores considerados no PNEf (Plano Nacional de Eficiência Energética), mesmo considerando as diferenças metodológicas e de extensão do horizonte temporal de análise existentes entre esse estudo e o PDE 2020.

2. Principais Resultados Agregados

Na Tabela 155 é apresentada a evolução do consumo total de energia (eletricidade e combustíveis) adotada neste Plano e da conservação intrinsecamente considerada nessa projeção. As projeções relativas especificamente ao consumo de eletricidade, incluindo autoprodução, e à parcela de energia conservada, são apresentadas na Tabela 156.

Tabela 155 – Brasil: consumo de energia e eficiência energética (10³ tep)

Consumo ⁽¹⁾	2011	2015	2020
Consumo potencial, sem conservação	239.725	301.464	394.458
Energia conservada	2.028	9.046	22.454
Energia conservada, %	0,8	3,0	5,7
Consumo final, considerando conservação	237.697	292.418	372.004
Energia conservada por setor			
▪ Setor industrial ⁽²⁾	1.382	5.973	13.809
▪ Setor transporte	472	2.083	6.321
▪ Setor comercial	48	272	639
▪ Setor residencial ⁽³⁾	43	249	584
▪ Outros setores ⁽⁴⁾	83	469	1.101

(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. (4) Setor público e agropecuário.

Fonte: EPE

Tabela 156 – Brasil: consumo de energia elétrica e eficiência energética (GWh)

Consumo ⁽¹⁾	2011	2015	2020
Consumo potencial, sem conservação	481.752	596.207	764.193
Energia conservada	2.715	15.042	34.120
Energia conservada, %	0,6	2,5	4,5
Consumo final, considerando conservação	479.037	581.165	730.073
Energia conservada por setor			
▪ Setor industrial ⁽²⁾	1.329	7.360	16.720
▪ Setor transporte	19	124	335
▪ Setor comercial	544	2.975	6.665
▪ Setor residencial ⁽³⁾	500	2.895	6.790
▪ Outros setores ⁽⁴⁾	323	1.688	3.610

(1) Inclui autoprodução. (2) Inclui setor energético. (3) Compreende domicílios urbanos e rurais. (4) Agropecuário e público.

Fonte: EPE

Observe-se que se tomou como base o ano de 2010, pelo que o efeito da conservação de energia foi contabilizado a partir de 2011. Observe-se ainda que, a partir dessas informações, pode-se calcular a eficiência energética no consumo de combustíveis, projetada, em 2020, para 19.520 Mtep.

Nessas condições, a energia elétrica conservada em 2020, 34 TWh, corresponde à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 7.000 MW, metade da usina de Itaipu. O volume de combustível poupado nesse mesmo ano, se expresso em barris equivalentes de petróleo, é de cerca de 390 mil barris por dia, cerca de 20% da produção e do consumo atual de petróleo no país.

Outra forma de avaliar a importância ou o impacto da eficiência energética nas projeções de consumo é a apresentada na Tabela 157, na qual se indica, para cada setor, a proporção dos ganhos de

eficiência obtidos no ano de 2020 e o incremento de consumo entre no horizonte decenal (2010 e 2020). A eficiência energética intrinsecamente considerada nas projeções do consumo representam 17% do aumento da demanda energética total e 14% do aumento da demanda por eletricidade.

Tabela 157 – Brasil: eficiência energética e aumento da demanda

(Energia conservada em 2020/ aumento do consumo entre 2010 e 2020, %)

Setor	Eletricidade	Energia Total
Indústria ⁽¹⁾	14	19
Transportes	27	15
Comercial	13	14
Residencial ⁽²⁾	12	8
Outros ⁽³⁾	17	19
TOTAL	14	17

(1) Inclui setor energético. (2) Compreende domicílios urbanos e rurais. (3) Agropecuário e Público.
Fonte: EPE

Nessas condições, os principais indicadores associados ao consumo total de energia no país são os apresentados na Tabela 158.

Tabela 158 – Indicadores do consumo de energia

Indicador	2011	2020	
	sem conservação	sem conservação	com conservação
Energia total			
Intensidade, tep/10 ³ R\$ [2008]	0,071	0,076	0,071
Consumo per capita, tep	1,241	1,924	1,815
Eletricidade			
Intensidade, kWh/10 ³ R\$ [2008]	143,4	146,6	140,1
Consumo per capita, kWh	2.494	3.728	3.561
Consumo residencial médio mensal, kWh	154,1	194,4	187,0

Fonte: EPE

2.1 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. Importa destacar que neste estudo o setor energético foi contabilizado no setor industrial.

Como procedimento geral, os rendimentos energéticos foram projetados tendo como referência as séries históricas do BEN (EPE, 2009), 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 (2011-2020). Na Tabela 159 é apresentado o consumo específico de energia para os segmentos industriais selecionados.

Tabela 159 – Setor industrial: consumo específico de energia (tep/ton)

Segmento	2011	2015	2020
Cimento	0,068	0,059	0,050
Ferro-Gusa e Aço	0,508	0,486	0,461
Ferro-Ligas	1,618	1,580	1,534
Papel e Celulose	0,407	0,393	0,382

Obs.: Inclui a conservação de energia.
Fonte: EPE

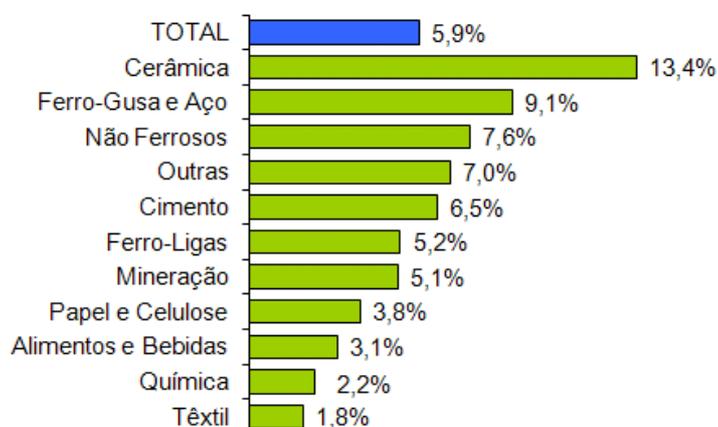
A projeção de conservação de energia na indústria é apresentada na Tabela 160. Considerou a participação de todas as fontes energéticas, inclusive eletricidade, utilizadas especialmente para aquecimento direto e calor de processo.

Tabela 160 – Setor industrial: consumo de energia e eficiência energética

	2011	2015	2020
Consumo			
Consumo sem conservação, 10 ³ tep	119.321	158.210	206.389
Energia conservada, 10 ³ tep	1.382	5.973	13.809
Energia conservada, %	1,2	3,8	6,7
Consumo com conservação, 10 ³ tep	117.939	152.237	192.580
Intensidade energética			
Sem conservação, tep/10 ⁶ R\$ [2008]	157,0	164,5	166,1
Com conservação, tep/10 ⁶ R\$ [2008]	155,2	158,3	155,0

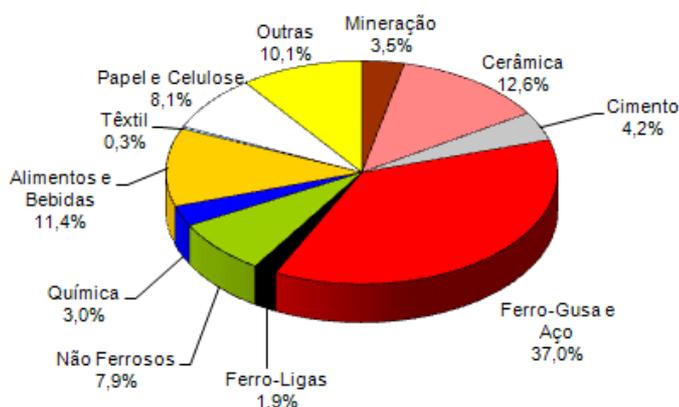
Obs.: Inclui o setor energético
Fonte: EPE

Projeta-se, para o agregado industrial, conservação de 6,7% em relação à demanda de energia final prevista para 2020, equivalente a aproximadamente 14 milhões de tep. Tomados em conjunto, os setores de ferro-gusa e aço, alimentos e bebidas, papel e celulose e cerâmica respondem por 70% da energia conservada nesse ano, ou seja, aproximadamente 6 milhões de tep. O setor de cerâmica, em especial, destaca-se por acumular em 2020 ganhos de eficiência energética de 13,4%. O Gráfico 118 apresenta os ganhos de eficiência em cada subsetor da indústria. No Gráfico 119 é mostrada a contribuição de cada um dos setores para a conservação de energia setorial.



Exclusivo setor energético
Fonte: EPE

Gráfico 118 – Setor industrial: ganhos de eficiência energética, 2020



Exclusivo setor energético
Fonte: EPE

Gráfico 119 – Setor industrial: participação dos subsetores na eficiência energética

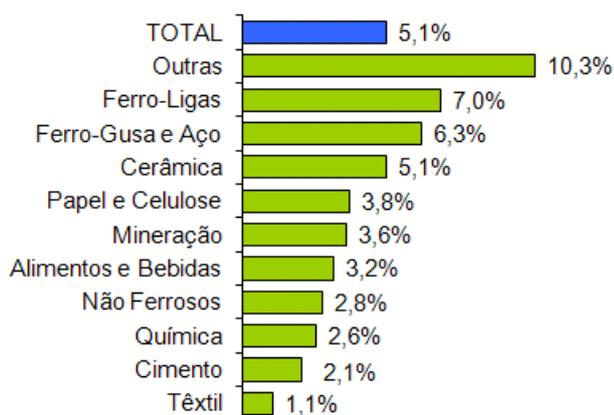
O mesmo tipo de abordagem metodológica foi aplicado para a análise da eficiência energética no consumo de eletricidade na indústria. Na Tabela 161 são mostrados os principais resultados obtidos. Interessante observar que a intensidade elétrica apresenta, no horizonte decenal, trajetória descendente, embora de magnitude relativamente pequena. Isto se deve à tendência de alteração do perfil de segmentos da indústria nacional e só não é mais significativa em razão, principalmente, do avanço relativo de indústrias eletrointensivas, conforme discutido nas premissas básicas deste Plano.

Tabela 161 – Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência energética

	2011	2015	2020
Consumo			
Consumo sem conservação, GWh	232.365	288.626	371.408
Energia elétrica conservada, GWh	1.329	7.360	16.720
Energia elétrica conservada, %	0,6	2,6	4,5
Consumo com conservação, GWh	231.036	281.266	354.688
Intensidade elétrica			
Sem conservação, kWh/10 ³ R\$ [2008]	305,8	300,2	299,0
Com conservação, kWh/10 ³ R\$ [2008]	304,1	292,5	285,5

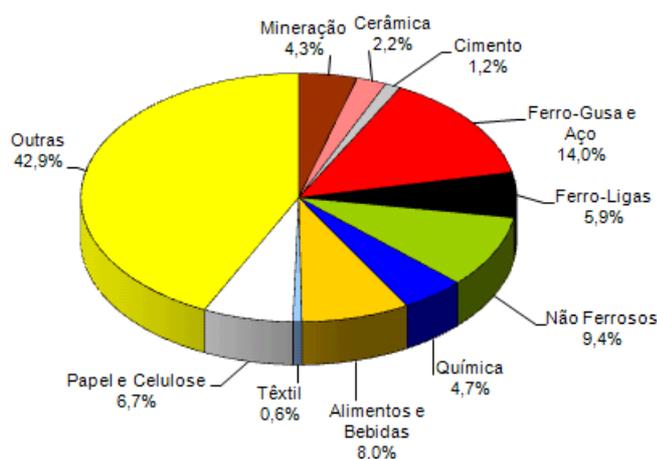
Obs.: Inclui o setor energético
Fonte: EPE

Projeta-se, para o agregado industrial, conservação de 4,5% em relação à demanda de eletricidade prevista para 2020, equivalente a aproximadamente 16,2 TWh ou à geração de uma usina hidroelétrica de cerca de 3.300 MW, potência comparável a uma das usinas do complexo do rio Madeira (Santo Antonio ou Jirau). Tomados em conjunto, os setores de ferro-gusa e aço, ferroligas, não ferrosos, papel & celulose e alimentos & bebidas respondem por quase 45% da energia conservada nesse ano, ou seja, pouco mais de 7 TWh. O setor de ferroligas, em especial, destaca-se por acumular em 2020 ganhos de eficiência energética de 7,0%. O Gráfico 120 apresenta os ganhos de eficiência em cada subsector. No Gráfico 121 é mostrada a contribuição de cada um dos setores para a conservação de energia elétrica na indústria.



Exclusivo setor energético
Fonte: EPE

Gráfico 120 – Setor industrial: ganhos de eficiência no consumo de eletricidade, 2020



Exclusivo setor energético
Fonte: EPE

Gráfico 121 – Setor industrial: participação dos subsetores na eficiência energética

2.2 Setor de transportes

O setor de transportes foi tratado de forma diferenciada graças à possibilidade de uma abordagem que busca contemplar os ganhos sistêmicos de eficiência energética para o mesmo. Nesse setor, a eficiência vai além daquela associada a melhorias tecnológicas, levando em conta também as oportunidades de ganhos associados à composição estrutural e a complementaridade entre os modais de transporte, sobretudo no segmento de carga.

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 (carga e passageiros), por modal (rodoviário, aquaviário, ferroviário e aéreo), segundo os principais energéticos empregados, em um processo iterativo e convergente.

De uma 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, como nível de atividade e intensidade energética. Destaca-se que, nesta abordagem, tanto para o segmento de carga 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 tanto o incremento de eficiência técnica (veículos novos com melhor desempenho no rendimento energético) quanto o aumento de eficiência sistêmica, decorrentes da substituição de parte da atividade de transporte de modais mais intensivos no uso da energia (como o rodoviário), por outros menos intensivos e, portanto, mais eficientes no deslocamento (como o ferroviário e o aquaviário).

Para estimar a energia conservada no setor de transportes, 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-base¹²¹ à projeção da atividade de transporte por modal¹²².

Os ganhos de eficiência assim calculados para o setor de transportes são apresentados na Tabela 162.

Tabela 162 – Setor de transportes: consumo de energia e eficiência energética (10³ tep)

Consumo	2011	2015	2020
Consumo sem conservação	73.801	88.574	121.974
Energia conservada	472	2.083	6.321
Energia conservada, %	0,6	2,4	5,2
Consumo com conservação	73.329	86.491	115.653

Fonte: EPE

2.3 Setor residencial

Para este setor, foram utilizadas duas metodologias, complementares entre si, para projeção da demanda de energia elétrica. Em suma, o comportamento agregado do consumo residencial é avaliado a partir de dois indicadores, a saber: relação entre o número de consumidores residenciais e a população (que permite obter a projeção do número de consumidores a partir da projeção da população), e 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

¹²¹ Por isso, o “consumo sem conservação” também é chamado “consumo com intensidade energética congelada”.

¹²² 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.

e o consumo específico dos equipamentos – variável que internaliza possíveis ganhos de eficiência. Ambas as metodologias foram aplicadas simultaneamente, obtendo-se 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 as premissas assumidas para a projeção da demanda e o consumo que ocorreria na hipótese de não haver alteração no rendimento energético dos equipamentos. Desta forma:

- O cálculo da energia conservada tem por referência uma mesma base de número de domicílios e atendimento pela rede elétrica;
- Não são consideradas diferenças de posse e uso para o cálculo;
- A energia conservada deve-se, exclusivamente, ao aumento da eficiência dos novos equipamentos consumidores.

A premissa geral adotada é de que a oferta de equipamentos no mercado evolui na direção de disponibilizar aos consumidores, sempre, dispositivos mais e 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, associado ao movimento de equipar os novos domicílios. Nesse sentido, considerou-se que a eficiência dos novos equipamentos adquiridos pelas famílias crescerá conforme apresentado na Tabela 163.

Tabela 163 – Setor residencial: aumento da eficiência de equipamentos eletrodomésticos, 2010-2020

Equipamento	Ganho	Fundamentação geral
Ar condicionado	5,1%	Reposição tecnológica natural do estoque e ações dos fabricantes com melhorias de eficiência impulsionadas principalmente pelo PBE e PROCEL.
Geladeira	5,1%	
Freezer	5,1%	
Máquina de lavar roupas	5,1%	
Televisão	3,0%	
Lâmpadas	10,5%	Tendência de aquisição de equipamentos com maior potência.
Chuveiro elétrico	- 4,9%	

Considerou-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, 2010), além de dados de potência e tempo de uso disponibilizados pelas concessionárias de energia elétrica. Na Tabela 164 são apresentados os resultados obtidos para o setor residencial.

Tabela 164 – Setor residencial: consumo de eletricidade e eficiência energética (GWh)

Consumo	2011	2015	2020
---------	------	------	------

Consumo	2011	2015	2020
Consumo sem conservação	115.176	140.770	176.070
Energia conservada	500	2.895	6.790
Energia conservada [%]	0,4	2,1	3,9
Consumo com conservação	114.676	137.875	169.281

Obs.: Considera domicílios urbanos e rurais.
Fonte: EPE

Com relação ao uso de combustíveis, o aquecimento direto (energia térmica) é o mais importante uso final da energia nas residências (MME, 2005) sendo a finalidade principal o processamento de alimentos (cocção). O equipamento típico do aquecimento direto residencial é o fogão e os principais energéticos são a lenha, o gás natural e o GLP. Admitiu-se que, nesse uso, parte da lenha será substituída pelo GLP devido ao crescimento da renda e a melhorias na logística de distribuição. 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 6.790 GWh em 2020. Além do maior uso de gás natural em substituição a chuveiros elétricos, admitiu-se forte crescimento na utilização de sistemas de aquecimento solar, impulsionado pelo Programa Minha Casa Minha Vida, com instalação destes equipamentos, até 2014, em cerca de dois milhões de residências.

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.

2.4 Setor comercial

Assim como no setor residencial, a eletricidade é a principal forma de energia consumida no setor comercial. Em 2009, correspondeu a 90% da energia consumida no setor (EPE, 2010). A projeção do demanda setorial de energia admite a sustentação desta proporção ao longo de todo o horizonte, haja vista tratar-se de consumo relacionado à iluminação, refrigeração e força motriz, praticamente cativo da energia elétrica.

As projeções de demanda do setor comercial no longo prazo 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 cálculo da demanda de energia final.

O montante de racionalização de eletricidade foi estimado utilizando os coeficientes de rendimento do BEU (MME, 2005). Foram feitas duas simulações: em uma, admitiu-se que os valores dos coeficientes de referência do BEU seriam atingidos em 2035, considerando o corte em 2020 para este estudo; na outra, foram “congelados” os coeficientes de rendimento referentes ao ano 2010 para todo o período decenal. A eficiência é calculada como a diferença entre as duas simulações.

As projeções do consumo de eletricidade indicam forte crescimento até 2020. A energia conservada foi calculada como 5,1% do consumo projetado para o ano horizonte, reduzindo o consumo final em aproximadamente 6,7 TWh nesse ano. Observa-se o crescimento da “intensidade elétrica”, seguindo a trajetória verificada para o setor nas últimas décadas. A Tabela 165 resume os resultados obtidos.

Tabela 165 – Setor comercial: consumo de energia elétrica e eficiência energética

	2011	2015	2020
Consumo			
Consumo sem conservação, GWh	74.646	96.469	130.454
Energia conservada, GWh	544	2.975	6.665
Energia conservada, %	0,7	3,1	5,1
Consumo com conservação, GWh	74.102	93.494	123.788
Intensidade elétrica			
Sem conservação, kWh/10 ³ R\$ [2008]	38,8	42,0	44,8
Com conservação, kWh/10 ³ R\$ [2008]	38,5	40,7	42,5

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 comercial considerando, além da eletricidade, as demais fontes, é apresentada na Tabela 166.

Tabela 166 – Setor comercial: consumo de energia e eficiência energética

	2015	2020
Consumo		
Consumo sem conservação, 10 ³ tep	7.341	12.616
Energia conservada, 10 ³ tep	48	639
Energia conservada, %	0,7	5,1
Consumo com conservação, 10 ³ tep	7.293	11.977
Intensidade energética		
Sem conservação, tep/10 ⁶ R\$ [2008]	3,8	4,3
Com conservação, tep/10 ⁶ R\$ [2008]	3,8	4,1

Fonte: EPE

2.5 Outros setores

Para os demais setores – serviços públicos e agropecuário – a expectativa de conservação de energia é que atinja 5,2% do consumo projetado para 2020, 4,9% no caso da consumo de energia elétrica, conforme mostrado na Tabela 167.

Tabela 167 – Outros setores: consumo de energia e eficiência energética

	2011	2015	2020
Energia (10³ tep)			
Consumo sem conservação	14.276	17.036	20.951
Energia conservada	84	470	1.101
Energia conservada, %	0,6	2,8	5,3
Consumo com conservação	14.192	16.566	19.850
Energia elétrica (GWh)			
Consumo sem conservação	57.596	67.813	82.753
Energia conservada	323	1.688	3.610
Energia conservada, %	1,1	3,0	5,0
Consumo com conservação	57.273	66.125	79.143

Fonte: EPE

X – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

O conceito de sustentabilidade, fundamentado em aspectos relacionados à capacidade de suporte e à conservação da base de recursos naturais, à qualidade ambiental, ao desenvolvimento econômico sustentado e à justiça social, constitui o paradigma que orientou os estudos socioambientais desenvolvidos para o PDE 2020. Por conseguinte, a consideração de questões associadas à redução dos impactos locais e globais, à utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica, à utilização sustentável dos recursos hídricos e à minimização dos impactos sobre os ecossistemas e a biodiversidade constituem a extensão desse conceito, sendo considerados nos critérios e procedimentos adotados.

Assim sendo, foram definidos indicadores para avaliar as condições de sustentabilidade dos projetos de geração e transmissão de energia elétrica, segundo as interações que realizam com o meio natural e com a sociedade. Essa análise foi realizada de modo a indicar as ações necessárias para melhorar as condições de sustentabilidade e, prospectivamente, subsidiar os sucessivos ciclos de planejamento com novos projetos e alternativas mais sustentáveis.

Além disso, especial destaque foi conferido à questão das emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas ao cenário de produção e uso da energia formulado neste PDE 2020. Com efeito, este aspecto se reveste de grande importância haja vista o contexto em que se encontram as negociações internacionais sobre a mudança do clima e a posição que o governo brasileiro assumiu com relação ao tema. Durante a 15ª Conferência das Partes (COP-15) da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC, na sigla em inglês), realizada em dezembro de 2009 em Copenhague, o Brasil anunciou metas voluntárias de reduzir entre 36,1 a 38,9% das emissões totais de GEE projetadas para 2020. Essa meta foi referendada por meio da Lei nº 12.187, que instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima e foi promulgada pelo Congresso Nacional ainda em dezembro de 2009. Nesse esforço, o setor energético oferece sua parcela de contribuição e os instrumentos básicos a serem utilizados na formulação da estratégia de atendimento à meta, no que se refere à produção e ao uso da energia, assim como no seu monitoramento, que é o plano decenal de expansão de energia e suas atualizações.

Nessas condições, o PDE 2020 foi formulado, tendo entre seus objetivos, atender a uma meta de emissões no setor energético compatível com a meta de redução voluntária da emissão global projetada para 2020, na forma estabelecida na Comunicação Nacional do Brasil em Copenhague e na Lei nº 12.187/09.

Neste capítulo é apresentada a análise socioambiental do PDE 2020, fundamentada em dois aspectos básicos: o conceito de sustentabilidade aplicado aos projetos que compõem o plano e a avaliação das emissões antrópicas de gases de efeito estufa do setor energético (produção e uso da energia).

1. Critérios e Procedimentos

A incorporação da variável socioambiental no planejamento energético tem sido realizada por meio de um processo sistemático, aperfeiçoado no exercício de cada ciclo regular de estudos. A dimensão socioambiental no PDE se inicia na etapa de formulação das alternativas da expansão da oferta e se estende até a indicação do programa de obras. No caso do PDE 2020, os seguintes critérios orientaram o desenvolvimento dos estudos socioambientais:

- integração com as demais áreas de planejamento¹²³, desde as etapas iniciais de desenvolvimento dos estudos;
- adoção, como referência básica, de procedimentos metodológicos, atualização das informações e aperfeiçoamento das análises realizadas para os ciclos de estudos dos planos anteriores, incorporando na medida da pertinência e da oportunidade as sugestões colhidas nas consultas públicas a que estiveram submetidos esses planos;
- utilização de técnicas e métodos de geoprocessamento, o Sistema de Informação Geográfica (SIG), como ferramenta para as análises espaciais.

A análise socioambiental dos projetos que compõem o PDE 2020 não incluiu aqueles cuja decisão de investimento já foi tomada. Assim, foram excluídas da avaliação da sustentabilidade as usinas de geração de energia elétrica e linhas de transmissão que já foram licitadas ou concedidas. Contudo, no que se refere às emissões antrópicas de GEE, a análise abrangeu o plano como um todo, seja o consumo de energia, seja a exploração e produção de petróleo e gás natural, seja a transformação, aí incluídas as unidades de refino e de processamento de gás e as usinas termoelétricas, entre outras. Dadas as particularidades de cada fonte, a abordagem metodológica se apresenta de forma diferenciada na produção e transmissão de energia elétrica e na produção e oferta de petróleo, gás natural e biocombustíveis.

1.1 Energia elétrica

A avaliação socioambiental dos projetos de energia elétrica deste PDE 2020 compreendeu três etapas:

- a) análise de um conjunto de indicadores de desenvolvimento sustentável por projeto, resultando em um Índice de Sustentabilidade (ISU);
- b) análise processual; e
- c) indicação de diretrizes e ações para aumentar a sustentabilidade dos projetos e do plano como um todo.

A Figura 25 lustra o processo analítico como um todo. Destaca-se que a etapa de avaliação processual foi realizada para várias alternativas de geração, constituindo etapa importante de elaboração do plano, na medida em que se buscou compor um arranjo em que, à luz das informações disponíveis, as incertezas associadas ao processo de licenciamento das usinas fossem consideradas minimizadas. Os resultados da avaliação processual estão, portanto, incorporados à alternativa de expansão que compõe o plano. Os critérios e parâmetros adotados na análise da sustentabilidade socioeconômica e

¹²³ Áreas responsáveis pelos estudos da demanda, dos recursos energéticos (usinas de energia elétrica, exploração e produção de petróleo e gás, oferta de biomassa e biocombustíveis e etc.), da transmissão de energia elétrica, das instalações de refino e processamento de gás e da rede de gasodutos.

ambiental das usinas e linhas de transmissão do PDE estão documentados em nota técnica específica [226].

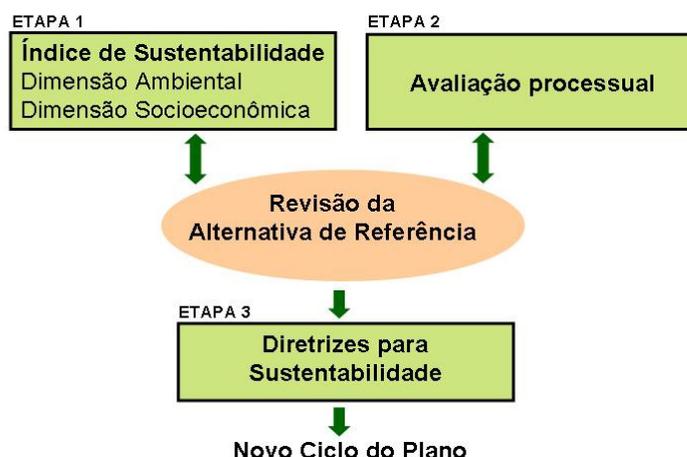


Figura 25 – Esquema de análise socioambiental dos projetos de geração e transmissão

O Índice de Sustentabilidade (ISU) sintetiza a avaliação da sustentabilidade de usinas hidrelétricas (UHE) e linhas de transmissão (LT) a partir de indicadores socioeconômicos e ambientais, que abrangem impactos positivos e negativos decorrentes da implantação dos projetos. O índice tem duas dimensões e em cada uma são consideradas as principais interferências e os potenciais benefícios associados ao(s) projeto(s).

O indicador de cada dimensão é composto de variáveis escolhidas de acordo com o objetivo da análise e a disponibilidade de informação básica, levando em conta os diferentes estágios dos projetos. Para quantificação dessas variáveis, são empregadas faixas de classificação com base nos seguintes critérios: (i) valores estabelecidos pela legislação; (ii) referências bibliográficas ou (iii) experiência dos profissionais da equipe. Essas faixas de classificação são apresentadas na Tabela 168. O índice de sustentabilidade de cada dimensão, socioeconômica e ambiental, corresponde à média aritmética das avaliações de cada variável considerada.

Tabela 168 – Índice de Sustentabilidade (i)

Índice	Classificação
> 0,8 e ≤ 1,0	Muito Alta
> 0,6 e ≤ 0,8	Alta
> 0,4 e ≤ 0,6	Média
> 0,2 e ≤ 0,4	Baixa
≤ 0,2	Muito Baixa

O resultado obtido com a aplicação dessa metodologia identificou projetos em diferentes faixas de sustentabilidade, variando de baixa a muito alta. Para ser considerado na alternativa de expansão da oferta apresentada neste Plano, um projeto teve que obter, no mínimo, classificação de “média sustentabilidade”.

Usinas hidrelétricas leiloadas e projetos de linhas de transmissão com LP¹²⁴ já superaram a etapa de planejamento de implantação de um empreendimento. Assim sendo, perde o significado prático

¹²⁴ No atual arranjo institucional do setor elétrico brasileiro, ter LP é condição necessária para que um projeto hidroelétrico participe de um leilão de expansão da oferta de energia. Assim, qualquer usina leiloadas possui LP expedida pelo competente órgão de licenciamento ambiental.

avaliá-los segundo os índices de sustentabilidade. Por essa razão, a análise apresentada nesta seção não inclui esses projetos. Não obstante, tais projetos foram considerados na avaliação de indicadores gerais do PDE, que englobam todo o universo de projetos considerados no Plano. Dentre esses indicadores gerais foram selecionados aqueles que representam as informações socioambientais mais relevantes relativas ao conjunto de expansão de cada uma das fontes. Esses indicadores permitem compor uma visão geral do plano como um todo além de uma comparação com planos anteriores.

Cumprir esclarecer que, para a expansão da geração termelétrica, foram consideradas apenas as usinas já leiloadas, não havendo outras usinas planejadas, exceto a usina termonuclear de Angra 3. Dessa forma, não foram feitas análises socioambientais específicas, tais como cálculo de índice de sustentabilidade para os projetos termelétricos. No âmbito das emissões de gases de efeito estufa (GEE), foram calculadas as emissões para as usinas existentes e já leiloadas.

1.2 Petróleo, gás natural e biocombustíveis

Na análise dos aspectos socioambientais para petróleo, gás natural e biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel) foram aplicados critérios e procedimentos, e avaliados indicadores específicos para cada energético.

Assim, foi feita uma avaliação da sensibilidade ambiental das regiões onde se localizam as reservas de petróleo e gás natural, cuja exploração é planejada, e uma avaliação temporal do respectivo licenciamento ambiental. Quanto à oferta de gás natural, em particular, foi feita uma análise socioambiental da malha de gasodutos. Foram também identificados os potenciais benefícios socioeconômicos associados às atividades de exploração e produção, e relativos à expansão da malha de gasodutos. Em complemento, foram calculadas as emissões de CO₂ relativas ao segmento *upstream* da cadeia de petróleo e gás e ao consumo final energético de gás natural em outros setores.

Para os biocombustíveis líquidos, foi realizada a caracterização da produção e desenvolvida a análise socioambiental da expansão da produção do etanol e biodiesel. Especificamente com relação ao etanol, fez-se, em ambiente SIG, análise cruzada das prováveis áreas de expansão com o mapa atual do uso do solo (PROBIO) e com o mapa do Zoneamento Agroecológico da Cana-de-açúcar (ZAE-cana), a partir da qual foram determinados indicadores importantes sobre a expansão da área plantada com cana-de-açúcar. Foram calculadas as emissões evitadas de GEE devido ao uso de etanol e biodiesel na frota automotiva ao longo do decênio. Por fim, com vista a avaliação da sustentabilidade deste setor, foram analisados os aspectos sociais da expansão da produção.

2. Geração Hidrelétrica

2.1 Projetos analisados

Conforme apresentado no Capítulo III – Geração de Energia Elétrica, o parque gerador do SIN conta com 130 usinas hidrelétricas em operação, totalizando cerca de 74.000 MW de potência instalada¹²⁵. A expansão da geração aponta a entrada em operação nos próximos dez anos de 48 usinas (potência

¹²⁵ Não está considerada nesta estatística a parte de Itaipu pertencente ao Paraguai (7.000 MW).

instalada de cerca de 42.000 MW), das quais 30 não dispõem de LP, sendo, portanto, consideradas planejadas. A relação dessas usinas é apresentada na Tabela 169. Na Figura 26 é apresentada a disposição geográfica do parque gerador hidroelétrico existente e planejado.

Tabela 169 – SIN: Expansão hidroelétrica

Usinas com LP	Usinas planejadas (sem LP), com contrato de concessão	Usinas planejadas (sem LP), sem contrato de concessão
1. Baixo Iguaçu	1. Baú I	1. Água Limpa
2. Batalha	2. Cachoeirinha	2. Cachoeira do Caí
3. Belo Monte	3. Couto Magalhães	3. Cachoeira*
4. Colíder	4. Pai Querê	4. Cachoeira dos Patos
5. Dardanelos	5. São João	5. Castelhana
6. Estreito (Tocantins)	6. Tijuco Alto	6. Davinópolis
7. Ferreira Gomes		7. Estreito*
8. Garibaldi		8. Foz do Apiacás
9. Jirau		9. Itapiranga
10. Mauá		10. Jamanxim
11. Passo São João		11. Jatobá
12. Rondon II		12. Marabá
13. Santo Antonio		13. Mirador São Roque
14. Santo Antonio do Jari		14. Riacho Seco
15. São Domingos		15. Ribeiro Gonçalves
16. São José		16. São Luiz do Tapajós
17. Simplício		17. São Manoel
18. Teles Pires		18. São Roque
		19. Serra Quebrada
		20. Sinop
		21. Telêmaco Borba
		22. Toricoejo
		23. Torixoréu
		24. Uruçuí

*As usinas Cachoeira e Estreito obtiveram LP em 13/12/2010 mas não possuem contrato de concessão.

Conforme já assinalado, a análise socioambiental, com cálculo do índice de sustentabilidade, foi realizada somente para as usinas que não foram submetidas a leilão: usinas planejadas (sem LP) sem contrato de concessão, num total de 24 projetos.



Fonte: EPE, 2010; ANEEL, 2010; IBGE, 2003; MMA, 2006.

Figura 26 – Parque gerador hidroelétrico – usinas existentes e planejadas

2.2 Indicadores

As análises socioambientais desses aproveitamentos hidrelétricos se basearam em um conjunto de indicadores de desenvolvimento sustentável escolhidos a partir da experiência acumulada do setor elétrico e do rol de indicadores formulados pelo IBGE e pela Comissão de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas (CDS) para o Brasil. Os temas e indicadores foram selecionados tendo como foco as especificidades do setor elétrico e, em particular, das usinas hidrelétricas. Tendo como referência esse conjunto de indicadores, avaliou-se o desempenho e a contribuição dos projetos do ponto de vista do desenvolvimento sustentável. Os resultados dessa análise são úteis também como subsídios para a definição de medidas e ações para incrementar a sustentabilidade dos projetos.

Na Tabela 170 são apresentados os indicadores utilizados na construção do índice e os temas, segundo a classificação do IBGE e da CDS, a que estão associados, bem como os dados necessários para sua avaliação.

Tabela 170 – Usinas hidroelétricas: indicadores selecionados para avaliação da sustentabilidade

Dim.	Indicador	Tema ⁽¹⁾	Dados Necessários
Ambiental	Área alagada (km ² /MW)	Terra	<ul style="list-style-type: none"> Área do reservatório (km²) Potência instalada da UHE (MW)
	Perda de vegetação (km ²)	Terra	<ul style="list-style-type: none"> Área de vegetação alagada e suprimida para implantação da UHE (km²)
	Trecho de rio alagado (km)	Água Doce	<ul style="list-style-type: none"> Trecho de rio a ser alagado para formação do reservatório (km)
	Interferência em APCB	Biodiversidade	<ul style="list-style-type: none"> Distância entre a UHE e a APCB (km) Tipo de APCB afetada
	Interferência em UC	Biodiversidade	<ul style="list-style-type: none"> Distância entre a UHE e a UC (km) Tipo de Unidade de Conservação afetada
Socioeconômica	População afetada (hab)	População	<ul style="list-style-type: none"> População atingida pela formação do reservatório (hab)
	Interferência em TI	População	<ul style="list-style-type: none"> Distância entre a UHE e a TI (km) % afetado da TI
	Interferência em assentamentos do INCRA	População	<ul style="list-style-type: none"> Interferência da UHE em assentamentos do INCRA % afetado do assentamento
	Interferência na infraestrutura	Condições de vida	<ul style="list-style-type: none"> Número de pessoas atraídas pela obra População residente no município de apoio à obra
	Potencial de empregos para a população local	Condições de vida	<ul style="list-style-type: none"> População desocupada dos municípios atingidos PEA dos municípios atingidos
	Interferência em áreas urbanas	População	<ul style="list-style-type: none"> Tipo de interferência em área urbana
	Interferência na circulação e comunicação regional	Condições de vida	<ul style="list-style-type: none"> Tipo de interferência na circulação e comunicação regional
	Impacto permanente na arrecadação municipal	Condições de vida	<ul style="list-style-type: none"> Compensação financeira dos municípios atingidos (R\$) Receita orçamentária desses municípios (R\$)
	Impacto temporário na arrecadação municipal	Quadro Econômico	<ul style="list-style-type: none"> Aumento da arrecadação do ISS nos municípios da casa de força e do canteiro de obras (R\$) Receita orçamentária desses municípios (R\$)
Perda de área produtiva	Quadro Econômico	<ul style="list-style-type: none"> Área produtiva alagada (km²) Área produtiva total dos municípios atingidos (km²) 	

Notas: APCB: Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade; UC: Unidade de Conservação; TI: Terra Indígena; PEA: população economicamente ativa

(1) IBGE, 2004 – Indicadores de Desenvolvimento Sustentável: Brasil 2004 [201]

Para a quantificação dos indicadores foram utilizados dados ambientais e socioeconômicos dos projetos e dos municípios onde estão localizados. As principais fontes de dados foram: banco de dados da EPE, que compreende o Sistema de Informação Socioambiental (SISA), que reúne informações coletadas nos estudos dos projetos e o Sistema de Informações Geográficas (SIG); IBGE; Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) e Receita Federal.

2.3 Resultados da avaliação

O resultado da avaliação é apresentado no Gráfico 122, onde cada ponto representa o índice de sustentabilidade de cada um dos 24 projetos hidrelétricos avaliados. Observa-se que, na composição das duas dimensões consideradas, todos os projetos obtiveram no mínimo a classificação de “média sustentabilidade”, sendo que 7 deles (29%) foram avaliados como de “alta sustentabilidade”.

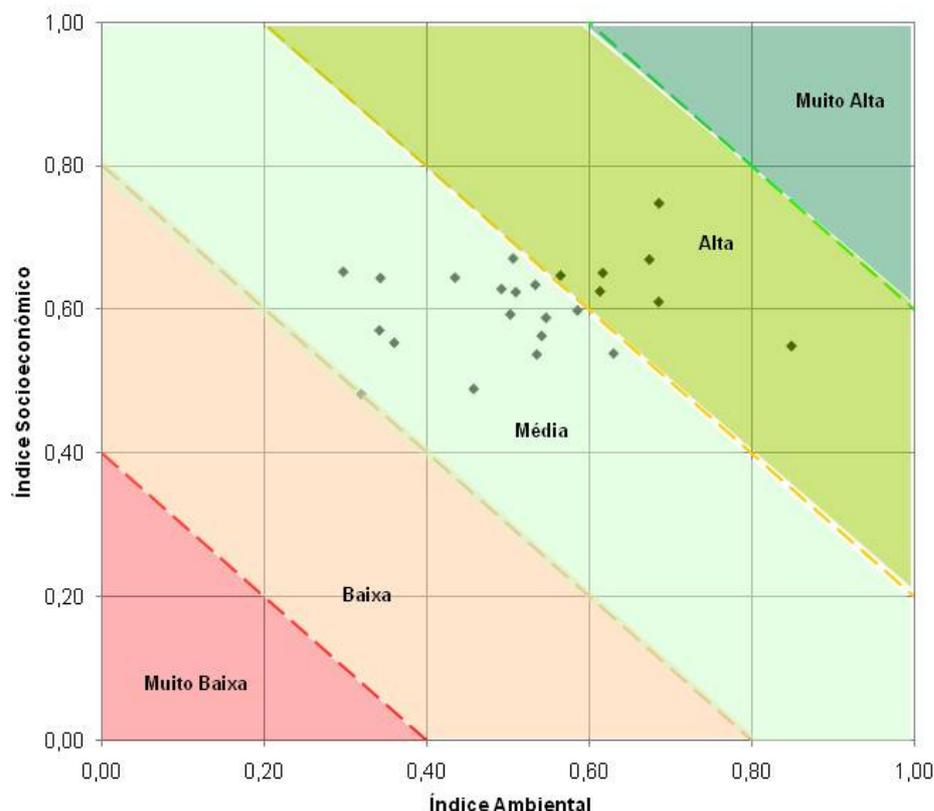


Gráfico 122 – Usinas hidrelétricas: resultados da avaliação da sustentabilidade

Deve-se enfatizar que a indicação de média e alta sustentabilidade dos projetos não afasta ou sequer reduz a necessidade de serem avaliados, na elaboração dos respectivos EIA, os impactos provocados por esses projetos, assim como identificar as ações para sua mitigação ou compensação, formulando os programas socioambientais adequados a cada caso, que por certo irão contribuir para melhorar a sustentabilidade de cada empreendimento.

A fim de compor uma visão panorâmica de todo o conjunto de projetos avaliados, realizou-se uma análise por bacia hidrográfica. Conforme indicado na Tabela 171, os 24 projetos analisados distribuem-se espacialmente por nove bacias, sendo que três delas concentram 54% dos empreendimentos: Tapajós e Parnaíba (cinco usinas, cada) e Teles Pires (três usinas).

Tabela 171 – Usinas hidroelétricas: índice de sustentabilidade por bacia hidrográfica

Bacia hidrográfica	Alta sustentabilidade	Média sustentabilidade	Total de projetos	Potência MW
Parnaíba	1	4	5	430
Tapajós	1	4	5	10.680
Teles Pires	1	2	3	1.330
Araguaia	2	1	3	804
Tocantins	-	3	3	3.568
Uruguai	-	2	2	870
Paranaíba	1	-	1	107
São Francisco	-	1	1	276
Tibagi	1	-	1	120
Total	7	17	24	18.185

Fonte: EPE

Para a bacia do Tapajós prevê-se a instalação de cinco usinas, que totalizam a potência de 10.680 MW, cerca de 25% da expansão hidrelétrica contemplada neste PDE 2020. Quatro desses projetos apresentam ISU que os classifica como de “média sustentabilidade”; o outro foi avaliado como de “alta sustentabilidade”. Esse resultado deve-se, principalmente, às características da região, onde se verifica grande presença de unidades de conservação que sofrem algum tipo de interferência da maioria dos projetos. O projeto com “alta sustentabilidade” é justo aquele que apresenta a menor interferência com essas unidades. Por outro lado, todos os empreendimentos proporcionarão incremento significativo das receitas municipais, gerando recursos que podem determinar avanços socioeconômicos na região.

As cinco usinas planejadas na bacia do rio Parnaíba somam 430 MW. Apenas uma delas foi avaliada como de “alta sustentabilidade”. Os impactos sobre a fauna aquática, por um lado, e a não interferência com áreas protegidas, por outro, contribuíram para que os demais projetos tenham sido avaliados como de “média sustentabilidade”. A avaliação ambiental integrada da bacia indicou que as principais cumulatividades e sinergias se referem à mudança do ambiente fluvial em uma grande extensão, o que poderá trazer consequências sobre a diversidade da ictiofauna. As sinergias positivas mais significativas se referem a aspectos sociais, haja vista as difíceis condições de vida das populações locais, que poderão se beneficiar da adoção de medidas orientadas para seu desenvolvimento socioeconômico, em articulação com agentes que atuam na região, visando a racionalizar a aplicação dos recursos provenientes da compensação financeira. O projeto classificado como de “alta sustentabilidade” diferencia-se dos demais, entre outros aspectos, por não interferir em Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (APCB).

As três usinas previstas para a bacia do Teles Pires totalizam 1.330 MW, uma delas classificadas como de “alta sustentabilidade”. De um modo geral, os projetos possuem reservatórios encaixados, o que significa impactos relativamente reduzidos quanto à perda de áreas produtivas e à alteração da estrutura fundiária. Os benefícios advindos do aumento da arrecadação de impostos, refletidos na dimensão socioeconômica, contribuirão, por suposto, para o desenvolvimento dos municípios, com efeitos cumulativos e sinérgicos significativos, especialmente naqueles que abrigam mais de um empreendimento. Entretanto, a perda de habitats específicos e a alteração de processos migratórios da ictiofauna contribuíram para que duas usinas fossem classificadas como de “média sustentabilidade”.

Na bacia do rio Araguaia, foram analisados três projetos, que, juntos, totalizam 804 MW. Dois deles foram classificados como de "alta sustentabilidade". Entre outros aspectos, contribuem para isso a pequena perda de áreas produtivas e a não interferência em UC em uma bacia onde se há áreas com elevado potencial para conservação da biodiversidade e onde há várias TI demarcadas, conforme já indicara a AAI da bacia. O projeto classificado como de "média sustentabilidade" diferencia-se dos outros dois, entre outros aspectos, pelo indicador de população afetada e pela interferência em UC e em APCB.

As três usinas avaliadas na bacia do rio Tocantins totalizam 3.568 MW. Obtiveram, todas, a classificação de "média sustentabilidade". A interferência com áreas protegidas e a perda de vegetação contribuiu para tal resultado. A AAI da bacia destaca a existência de TI e de áreas de elevado potencial para conservação da biodiversidade. Por outro lado, aponta elevada pressão antrópica sobre áreas de interesse conservacionista. O estudo destaca também a dinamização da economia que a implantação dos projetos poderá proporcionar, com perspectiva de melhorias nas condições de vida da população local e de criação de oportunidades de emprego. Em contraposição, há que se considerar os efeitos do aumento da pressão sobre a infraestrutura local, sobretudo nas áreas de educação, saúde, saneamento e, eventualmente, segurança.

Na bacia do rio Uruguai, foram analisadas duas usinas que somam 870 MW de potência instalada, todas classificadas como de "média sustentabilidade". Os reservatórios dessas usinas apresentam boa relação área alagada/potência instalada, o que significa perda de vegetação relativamente pequena. Em razão da ocupação da região, a população afetada é uma das questões mais relevantes, porém o aumento da arrecadação municipal com os impostos gerados pela implantação dos projetos contribui para que os impactos possam se compensados com benefícios diretos para a população local.

Os outros três projetos analisados estão situados em três diferentes bacias hidrográficas. Desse conjunto, duas usinas foram classificadas como de "alta sustentabilidade", principalmente em razão de suas concepções significarem perdas de vegetação e de áreas produtivas relativamente reduzidas. O projeto no São Francisco foi classificado como de "média sustentabilidade" sobretudo em razão da população afetada e da perda de vegetação.

3. Transmissão de Energia Elétrica

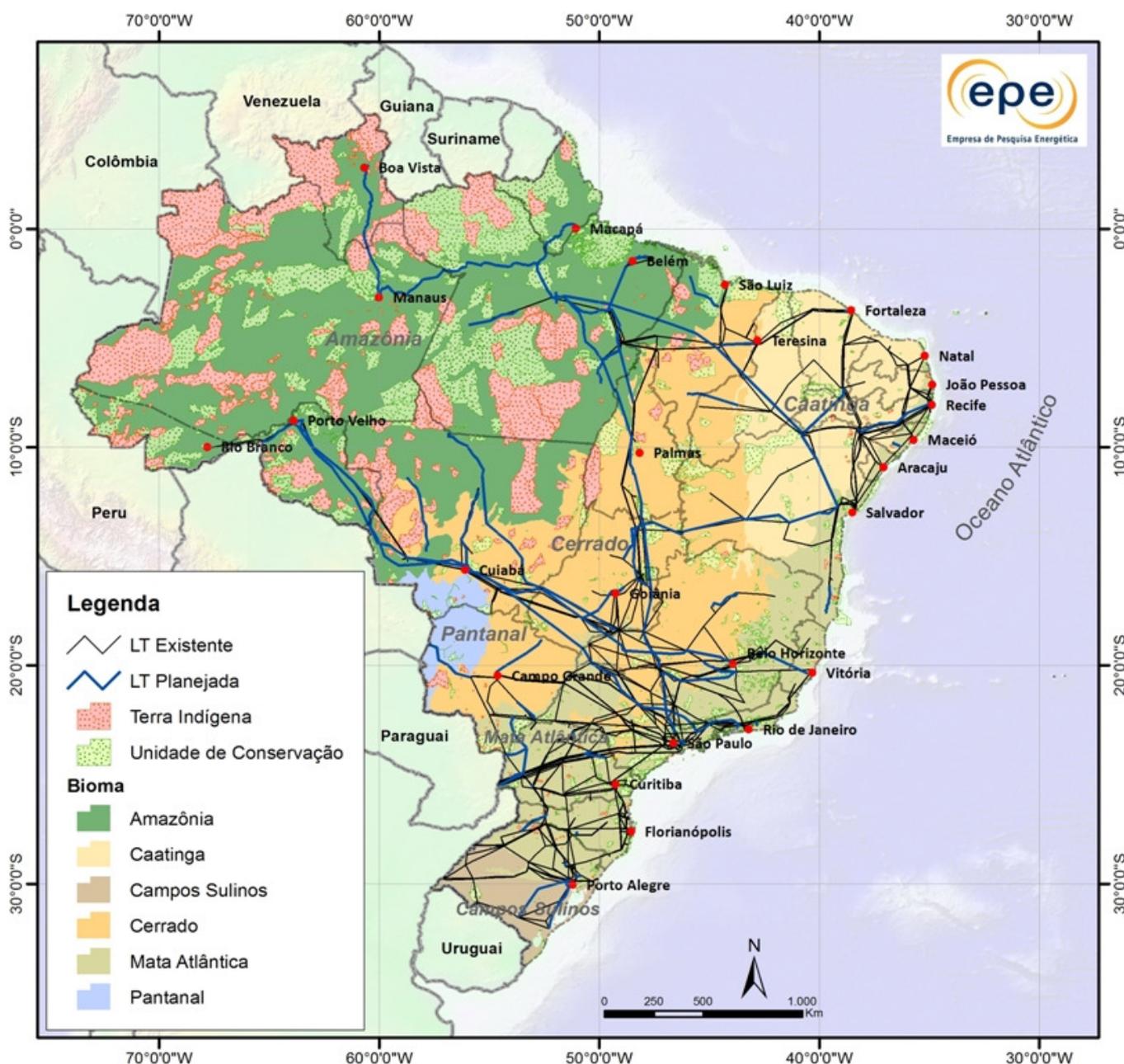
3.1 Projetos analisados

Conforme indicado no Capítulo IV – Transmissão de Energia Elétrica, a extensão da rede de transmissão do sistema interligado prevista para o final de 2010 atinge cerca de 100 mil km. No horizonte deste Plano, prevê-se expandir essa rede em aproximadamente 42 mil km, perfazendo um acréscimo de 42%.

A expansão da transmissão envolve 137 empreendimentos com tensão igual ou maior que 230kV e com extensão igual ou superior a 10km. Desse conjunto, 118 estão previstos para serem instalados até 2015, ou seja, no primeiro quinquênio do horizonte decenal, e 109 não foram ainda licenciados. A exemplo da geração hidroelétrica, a análise da sustentabilidade dos projetos de linhas de transmissão se concentrou naqueles que ainda não dispõem de LP. A Tabela 172 resume a situação do licenciamento ambiental desses projetos. A Figura 27 apresenta o sistema de transmissão existente e planejado.

Tabela 172 – SIN: Classificação dos projetos de linhas de transmissão segundo a etapa do licenciamento

Período	Nº de projetos COM LP	Nº de projetos SEM LP	TOTAL
2011-2015	28	90	118
2016-2020	-	19	19
TOTAL	28	109	137



Fonte: EPE, 2010; ANEEL, 2009; IBGE, 2003; FUNAI, 2011; MMA, 2011.

Figura 27 – SIN: Sistema de transmissão existente e planejado

3.2 Indicadores

Neste Plano a análise socioambiental dos projetos de linhas de transmissão foi realizada com base em um conjunto de indicadores, avaliados para cada empreendimento. Buscou-se considerar as questões mais relevantes associadas a cada linha de modo a compor o índice de sustentabilidade atribuído a cada projeto. Para efeito da análise, foram considerados para cada projeto, com aplicação de técnicas e ferramentas de SIG, corredores com largura de 20 km, desenhados, com auxílio de imagens de satélite, de forma a evitar, sempre que possível, áreas urbanas e periurbanas, assentamentos do INCRA, TI, UC e respectivas faixas de amortecimento, APCB, áreas com vegetação nativa, áreas de relevo montanhoso e áreas alagáveis. A Tabela 173 apresenta os indicadores selecionados.

Tabela 173 – Linhas de transmissão: indicadores de sustentabilidade selecionados

Dim.	Indicador	Tema ⁽¹⁾	Dados Necessários
Ambiental	Extensão do corredor	Terra	<ul style="list-style-type: none"> Extensão do corredor (km)
	Presença e/ou proximidade de UC	Biodiversidade	<ul style="list-style-type: none"> Localização da(s) UC Categoria da(s) UC
	Presença de APCB	Biodiversidade	<ul style="list-style-type: none"> Localização da(s) APCB Categoria da(s) APCB
	Presença de formações florestais	Terra	<ul style="list-style-type: none"> Áreas de formações florestais no corredor (km²)
	Presença de vegetação secundária	Terra	<ul style="list-style-type: none"> Áreas de vegetação secundária no corredor (km²)
	Presença de áreas de savana e/ou estepe	Terra	<ul style="list-style-type: none"> Áreas de savana/estepe no corredor (km²)
Socioeconômica	Presença e/ou proximidade de TI	População	<ul style="list-style-type: none"> Localização da(s) TI
	Presença de assentamento(s) do INCRA	População	<ul style="list-style-type: none"> Localização do(s) assentamento(s)
	Presença de áreas urbanas	População	<ul style="list-style-type: none"> Áreas urbanas no corredor (km²)
	Presença de áreas de agropecuária e silvicultura	Quadro Econômico	<ul style="list-style-type: none"> Áreas de agropecuária e silvicultura no corredor (km²)
	Empregos gerados	Quadro Econômico	<ul style="list-style-type: none"> Quantidade de empregos diretos gerados na fase de implantação da linha

Nota: (1) IBGE, 2004 – Indicadores de Desenvolvimento Sustentável: Brasil 2004 [201]

3.3 Resultados da avaliação

O resultado da aplicação da metodologia descrita foi a avaliação dos indicadores da sustentabilidade das linhas de transmissão analisadas, os quais são apresentados no Gráfico 123. Nele, pode-se visualizar a disposição geral dos projetos segundo a classificação de sua sustentabilidade. No Gráfico 124 é apresentada a distribuição regional desses projetos.

Dos 109 projetos de linhas de transmissão analisados, 7 (6%) foram classificados como de “muito alta sustentabilidade”, 91 (84%) como de “alta sustentabilidade” e 11 (10%) como de “média sustentabilidade”.

Dos 90 projetos planejados para o primeiro quinquênio do horizonte decenal, 5 (6%) foram classificados como de “muito alta sustentabilidade”, 75 (83%) como de “alta sustentabilidade” e 10 (11%) como de “média sustentabilidade”.

Do conjunto de linhas de transmissão analisadas, 23 (21%) estão localizadas no subsistema Norte, 12 (11%) no Nordeste, 65 (60%) no Sudeste/Centro-Oeste e 9 (8%) no Sul.

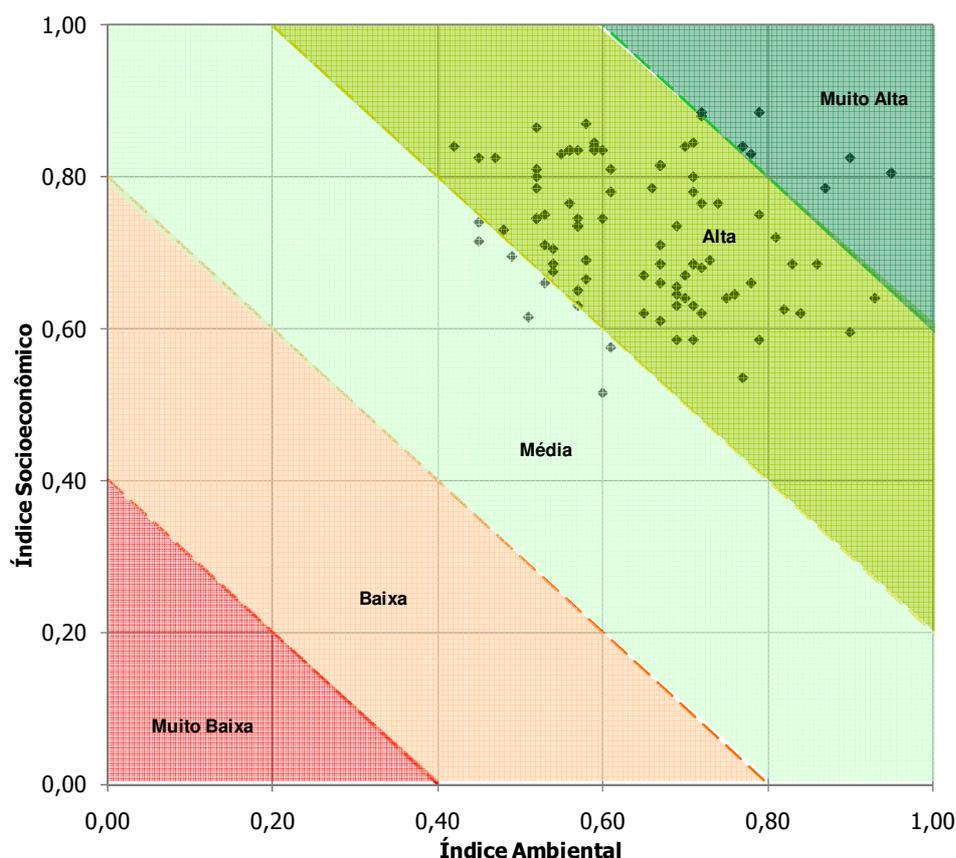


Gráfico 123 – Linhas de transmissão: resultados da avaliação da sustentabilidade

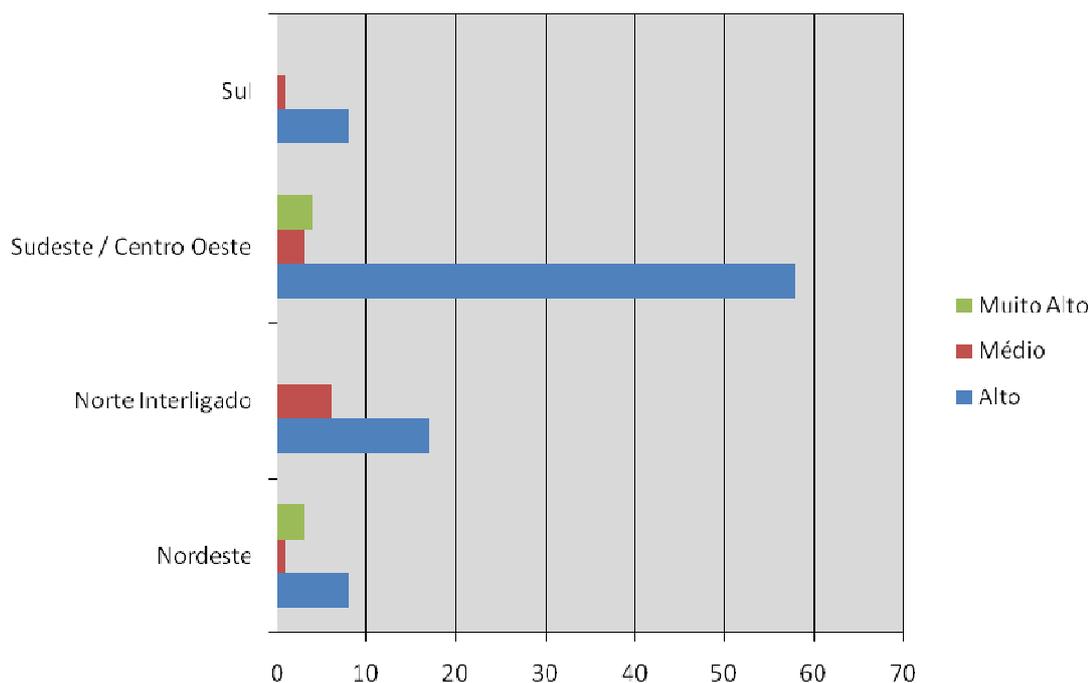


Gráfico 124 – Linhas de transmissão: distribuição dos projetos por subsistema

4. Produção de Petróleo e Gás Natural

4.1 Abrangência da análise

A análise de sensibilidade ambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural realizada neste PDE 2020 atendeu a escopo, critérios e procedimentos descritos em nota técnica específica disponibilizada na página da EPE na rede mundial de computadores [227]. Considerou, ainda, prazos estimados para o licenciamento ambiental e sua compatibilidade com as previsões de produção apresentadas no Capítulo V – Produção de Petróleo e Gás Natural.

Para efeito da análise aqui apresentada, foram mapeadas tanto as unidades produtivas (UP) em que são explorados recursos descobertos (RD), onde já está confirmada a existência de jazidas de petróleo e gás natural, quanto aquelas em que são considerados recursos ainda não descobertos (RND). No primeiro grupo, distinguiram-se ainda as UP em produção das UP em desenvolvimento¹²⁶, que deverão entrar em operação ao longo do decênio.

A possível influência do licenciamento foi avaliada apenas no caso das UP que ainda vão entrar em operação, uma vez que as UP já em produção dispõem de todas as licenças necessárias ao seu funcionamento. Mesmo assim, foram analisadas 357 UP, envolvendo recursos descobertos e não descobertos. O início de operação dessas UP deverá ocorrer a partir de 2012.

¹²⁶ No sentido desta análise socioambiental, o termo “em desenvolvimento” é utilizado, num sentido amplo, para designar toda UP que poderá entrar em produção. Registra-se que, no sentido da classificação de recursos petrolíferos adotada pela ANP, tal termo restringe-se à categoria de reserva, portanto, aos recursos descobertos pós-declaração de comercialidade.

Em complemento, foram estimados os benefícios socioeconômicos auferidos no horizonte do PDE 2020, constituídos pelos *royalties*, participações especiais e empregos gerados na exploração e produção de petróleo e gás natural.

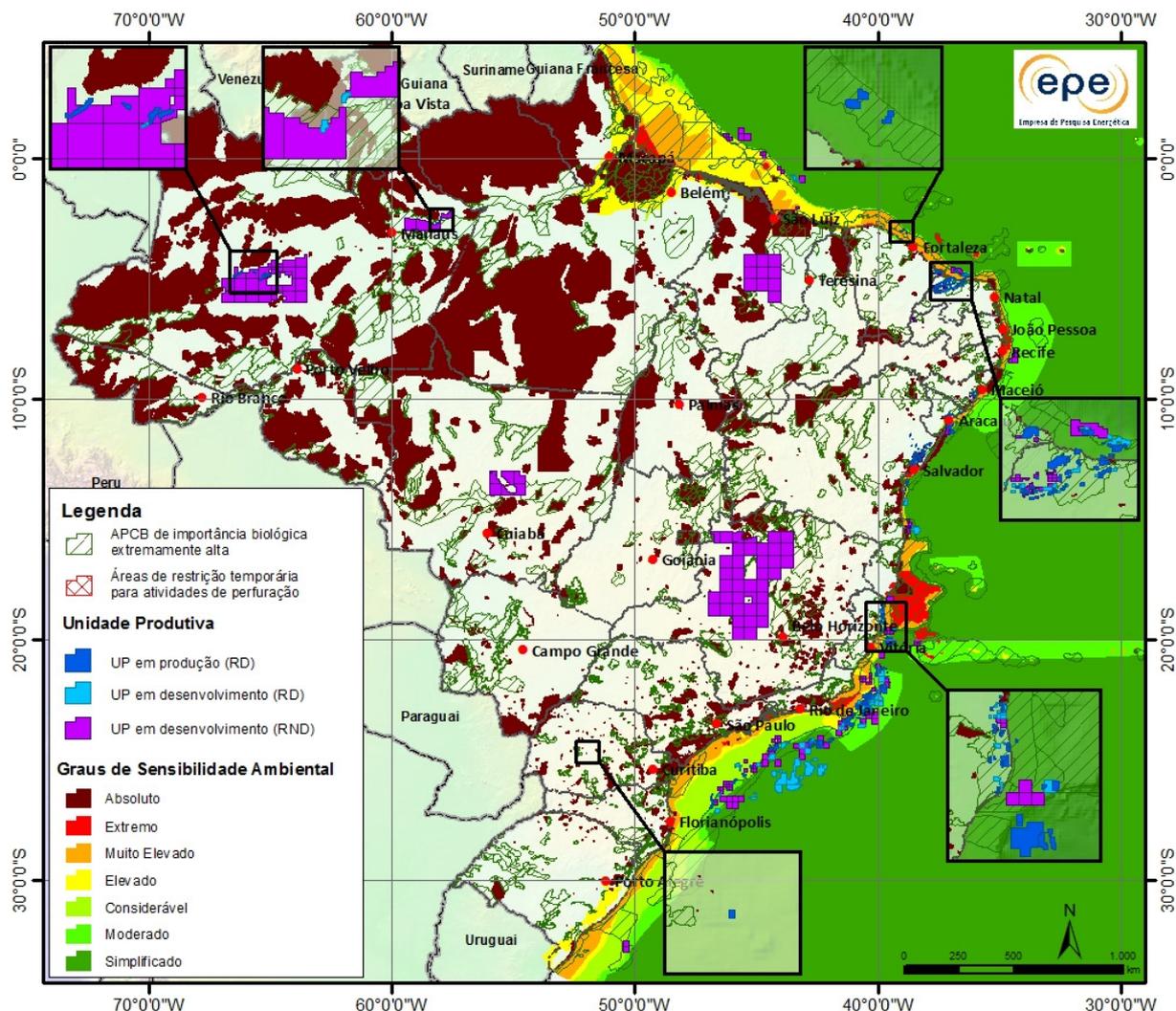
4.2 Análise de sensibilidade ambiental

A análise de sensibilidade ambiental da produção de petróleo e gás natural foi direcionada aos recursos localizados no mar (*offshore*), que representam a maior parte volume de petróleo produzido. O licenciamento ambiental dessas áreas está centralizado no IBAMA, que produz mapas de sensibilidade ambiental às atividades de E&P. Mas, os recursos *onshore*, no entanto, cujo licenciamento é regulado por órgãos estaduais de meio ambiente (OEMA), também foram analisados, tendo sido verificada a interferência em UC e em APCB. Foram ainda analisados os recursos costeiros segundo sua sensibilidade, como estabelecido pelo IBAMA. Para o conjunto de recursos petrolíferos, foram considerados 7 (sete) graus de sensibilidade ambiental à perfuração e produção, a saber (ordenados do menor para o mais alto): simplificado; moderado; considerável; elevado; muito elevado; extremo; e absoluto.

Nas bacias de Campos e de Santos, onde se concentra a maior parte das UP e também o volume de produção, a grande maioria das UP se localiza em áreas classificadas entre o grau simplificado e o considerável, como observado na Fonte: EPE, 2010; IBGE, 2003; FUNAI, 2011; MMA, 2011.

Figura 28. Nota-se a ocorrência de UP em áreas de sensibilidade muito elevada nas bacias do Espírito Santo e Potiguar. As UP *onshore* em geral evitam as UC (grau de sensibilidade absoluto), refletindo acordo entre IBAMA e ANP, prévio à oferta de blocos para Licitação.

As 357 UP previstas para entrar em operação a partir de 2012 foram analisadas quanto à sensibilidade, o que subsidiou a avaliação de atrasos no início da produção em razão dos prazos demandados no processo de licenciamento ambiental. Foram examinados três cenários para esses prazos: cenário pessimista (prazos de licenciamento alongados); cenário esperado e cenário otimista (prazos de licenciamento encurtados). A programação de entrada em operação, consistente com a curva de produção estimada no Capítulo V deste Plano, está em geral compatível com os prazos requeridos no licenciamento ambiental no cenário esperado, ou seja, não foram identificados potenciais atrasos significativos em decorrência do licenciamento ambiental. Ressalta-se que tal padrão, embora estabelecido a partir das previsões de produção de gás natural, é também válido para o caso do petróleo, com o qual está associada a maior parte da produção nacional de gás natural.



Fonte: EPE, 2010; IBGE, 2003; FUNAI, 2011; MMA, 2011.

Figura 28 – Exploração e produção de petróleo e gás natural: mapeamento da sensibilidade ambiental

4.3 Benefícios socioeconômicos

Os benefícios econômicos foram avaliados somente com relação às atividades de E&P em UP associados aos recursos descobertos. Para efeito dessa avaliação, consideraram-se empregos gerados no período e os recursos financeiros relativos às atividades, em razão da repercussão potencial desses aspectos no desenvolvimento socioeconômico das localidades e das regiões da área de influência das UP.

Em função das atividades planejadas para o decênio, estima-se que sejam gerados cerca de 90 mil empregos no pico das atividades de E&P, em 2012/2013. Considerando as outras atividades da cadeia produtiva do petróleo, o número de empregos gerados se amplia para até 110 mil vagas. Ressalta-se que esses empregos podem ser considerados benefícios indiretos, uma vez que não são gerados necessariamente nas regiões produtoras.

Com relação à arrecadação decorrente das atividades de E&P que pode ser destinada a estados e municípios, calcula-se o valor aproximado de R\$ 280 bilhões no decênio, destacando que esse cálculo se refere apenas aos recursos financeiros de *royalties* e participações especiais cujo destino está previsto na legislação atual¹²⁷ e aos volumes anuais de produção das UP que operam recursos descobertos, cujas previsões de produção e preços constam deste PDE 2020. Ou seja, a arrecadação decorrente das atividades de E&P poderá ser consideravelmente maior, na medida em que se admita nessas estimativas a produção a partir dos recursos contingentes e dos recursos não-descobertos. Vale lembrar ainda que todas as unidades da Federação e municípios são beneficiados, por meio do Fundo Especial, com parcela de 10% dos *royalties* gerados pelas lavras na plataforma continental, o que também não foi aqui quantificado.

5. Oferta de Gás Natural

5.1 Abrangência da análise

Os estudos socioambientais da oferta de gás natural contemplaram além dos aspectos da produção, tratado no item anterior, os aspectos relacionados à infraestrutura necessária para seu transporte, objeto específico deste item.

Entre as principais vantagens ambientais do uso do gás natural está a reduzida quantidade de óxidos de enxofre e de material particulado produzida a partir de sua queima. Além disso, seu uso permite redução substancial das emissões de dióxido de carbono, quando comparado com outros combustíveis fósseis, como o óleo combustível e o carvão mineral (ver Tabela 174). Por isso mesmo, o gás natural tem sido considerado, entre os combustíveis fósseis, como um dos que menos interfere na questão da mudança global do clima.

Tabela 174 – Conteúdo de carbono de combustíveis fósseis

Combustível	Conteúdo Carbono (kg C/GJ)
Gasolina "A"	18,9
Óleo diesel	20,2
Óleo combustível	21,1
Carvão vapor	27,6
Gás natural	15,3

Fonte: IPCC, 2006 [206].

O sistema de gasodutos atualmente em operação se estende por quase 9.300km, conforme ilustra a Figura 29, em que se pode visualizar também a distribuição desta malha em relação aos biomas nacionais.

¹²⁷ Lei 9.478/97 e Decreto nº 2.705/98.



Fonte: EPE, 2010; IBGE, 2003; FUNAI, 2011; MMA, 2011.

Figura 29 – Gasodutos existentes (2010) e planejados (2014) e biomas do território nacional

A análise socioambiental da rede de gasodutos tomou como referência o mapeamento georreferenciado das principais características socioambientais do território nacional¹²⁸ sobre o qual foi sobreposta a malha de gasodutos existente e planejada. Além disso, estimou-se também o número de empregos gerados, o aumento na arrecadação de impostos durante a construção dos projetos (notadamente ISS) e os recursos provenientes da compensação ambiental. Procedeu-se, ainda, a análise processual dos gasodutos planejados, visando avaliar a compatibilidade entre as datas previstas para entrada em operação e os prazos requeridos no processo de licenciamento ambiental, incluindo todas as autorizações e outorgas, e também a articulação entre os órgãos envolvidos nesse processo.

¹²⁸ Principais biomas e áreas de cobertura vegetal; áreas ou regiões sensíveis, destacando-se áreas legalmente protegidas, áreas com restrição de uso, APCB e áreas metropolitanas

5.2 Análise socioambiental da malha planejada

A Tabela 175 indica a área total afetada pelas faixas de passagem da malha existente (2010). Essa estimativa foi feita a partir da digitalização das rotas. A área total atingida é calculada em 186km², sendo que 69% são áreas antropizadas e 68% localizam-se no bioma Mata Atlântica.

Tabela 175 – Gasodutos existentes: áreas antropizadas e de vegetação nativa afetada⁽¹⁾

Biomass	Áreas antropizadas		Área de vegetação nativa ⁽²⁾		Áreas de tipologia indeterminada		TOTAL	
	km ²	%	km ²	%	km ²	%	km ²	%
Amazônia	1,0	1	10,3	6	0,4	0	11,7	6
Caatinga	9,6	5	7,8	4	-	-	17,4	9
Campos Sulinos	2,3	1	1,2	1	-	-	3,5	2
Cerrado	13,5	7	3,5	2	-	-	17,0	9
Mata Atlântica	99,0	53	24,1	13	2,8	1	125,9	68
Pantanal	2,1	1	3,6	2	4,8	3	10,5	6
TOTAL	127,5	69	50,5	27	8,0	4	186,0	100

(1) Área estimada com base no cálculo da faixa de passagem média de 20m.

(2) Inclui massas d'água.

Fonte: EPE.

A expansão da malha de gasodutos visualizada no PDE 2020 para o período 2011-2014 compreende quatro projetos, com extensão total de 450 km. Três desses gasodutos estão em construção e para o outro está sendo elaborado o respectivo EIA. Considerando a largura média de 20m para a faixa de passagem, essa expansão demanda uma área de 9 km², acrescentando cerca de 5% à malha existente. Conforme indicado na Tabela 176, esses projetos situam-se nos biomas Mata Atlântica e Cerrado, sendo que 78% da área afetada é antropizada.

Tabela 176 – Distribuição de gasodutos planejados (2014), em cada bioma, por áreas antropizadas ou por área de vegetação nativa

Biomass	Áreas afetadas pelos gasodutos planejados – total: 9 km ²							
	Antropizada		Vegetação nativa/ massa d'água		Tipologia indeterminada		Total dos gasodutos	
	km ²	%	km ²	%	km ²	%	Km ²	%
Cerrado	3,8	42	0,6	7	-	-	4,4	49
Mata Atlântica	3,2	36	1,4	16	-	-	4,6	51
Total	7,0	78	2,0	22	-	-	9,0	100

Com essa expansão, considerando a malha existente e a malha planejada, a área afetada pelas faixas de passagem de gasodutos atingirá, em 2014, 195km², dos quais 69% são áreas antropizadas (134,5 km²) e 27% são áreas de vegetação nativa (52,5 km²).

A malha planejada apresenta baixa interferência em áreas de preservação ambiental e áreas urbanas. O exame dos traçados permite observar nítida preocupação em evitar as áreas mais sensíveis, quais sejam UC, TI e áreas urbanas densamente povoadas.

Por fim, deve-se registrar que as datas previstas para início de operação dos gasodutos planejados estão compatíveis com os prazos requeridos nos procedimentos de licenciamento ambiental nas suas

diversas fases, isto é, em princípio o licenciamento dos projetos não oferece restrições ao planejamento da expansão da malha conforme apresentado neste PDE 2020.

5.3 Benefícios socioeconômicos

No que se refere ao gás natural, foram identificados alguns potenciais benefícios decorrentes da implantação de gasodutos.

Os aspectos positivos passíveis de serem visualizados nesse horizonte estão relacionados aos aspectos socioeconômicos, ou seja, aos benefícios que os gasodutos podem trazer para o desenvolvimento local.

Para avaliação dos potenciais benefícios socioeconômicos decorrentes da implantação dos gasodutos planejados foram selecionados três indicadores:

- empregos gerados com a implantação dos projetos
- aumento da arrecadação tributária durante a construção dos gasodutos (especialmente ISS)
- recursos oriundos da compensação ambiental

Estima-se que serão gerados cerca de 4.500 empregos diretos durante a construção dos gasodutos. Estima-se em cerca de R\$ 7 milhões o aumento da arrecadação tributária no mesmo período, advinda de recursos do ISS incidente sobre os serviços de construção e montagem. Estima-se, por fim, em cerca de R\$ 2 milhões os recursos da compensação ambiental. Apesar de os recursos da compensação financeira não significarem, a rigor, benefícios diretos, deve-se considerar que esse montante financeiro se mantém por todo o período de operação dos gasodutos, o que significa a disponibilização de uma quantidade significativa de recursos para serem aplicados em UC.

6. Oferta de Biocombustíveis Líquidos

A produção de biocombustíveis líquidos encontra-se distribuída em função, principalmente, das áreas onde se desenvolve a produção das matérias-primas vegetais. A localização das usinas de etanol está diretamente relacionada às áreas de concentração de plantio de cana-de-açúcar. Apesar de distribuída por todo o país, há, de fato, uma relação direta entre as escalas de produção de cana-de-açúcar e a localização das usinas e destilarias¹²⁹. Com relação ao biodiesel, a relação não é tão direta devido à diversidade de matérias graxas passíveis de utilização, tanto de origem agrícola, quanto de coprodutos de outros processos produtivos (resíduos). Atualmente, cerca de 80% da produção de biodiesel são oriundos do óleo de soja, observando-se uma correlação entre as unidades de produção e as áreas dessa cultura. A Figura 30 apresenta a localização das usinas de biodiesel e a produção de soja por município no ano de 2009. A Figura 31 mostra a localização das usinas de açúcar e etanol e a quantidade de cana-de-açúcar produzida por município em 2009.

¹²⁹ A proximidade entre canaviais e usinas baseia-se em aspectos econômicos relacionados à logística e à necessidade de se transportar rapidamente a cana colhida até a usina.



Fonte: EPE, com base em IBGE (2010) [218]; IBGE, 2003; FUNAI, 2011; MMA, 2011.

Figura 30 – Produção de soja por município e usinas de biodiesel em operação



Fonte: EPE, com base em IBGE (2010) [218]; IBGE, 2003; FUNAI, 2011; MMA, 2011.

Figura 31 – Produção de cana-de-açúcar por município e usinas de etanol em operação

6.1 Etanol

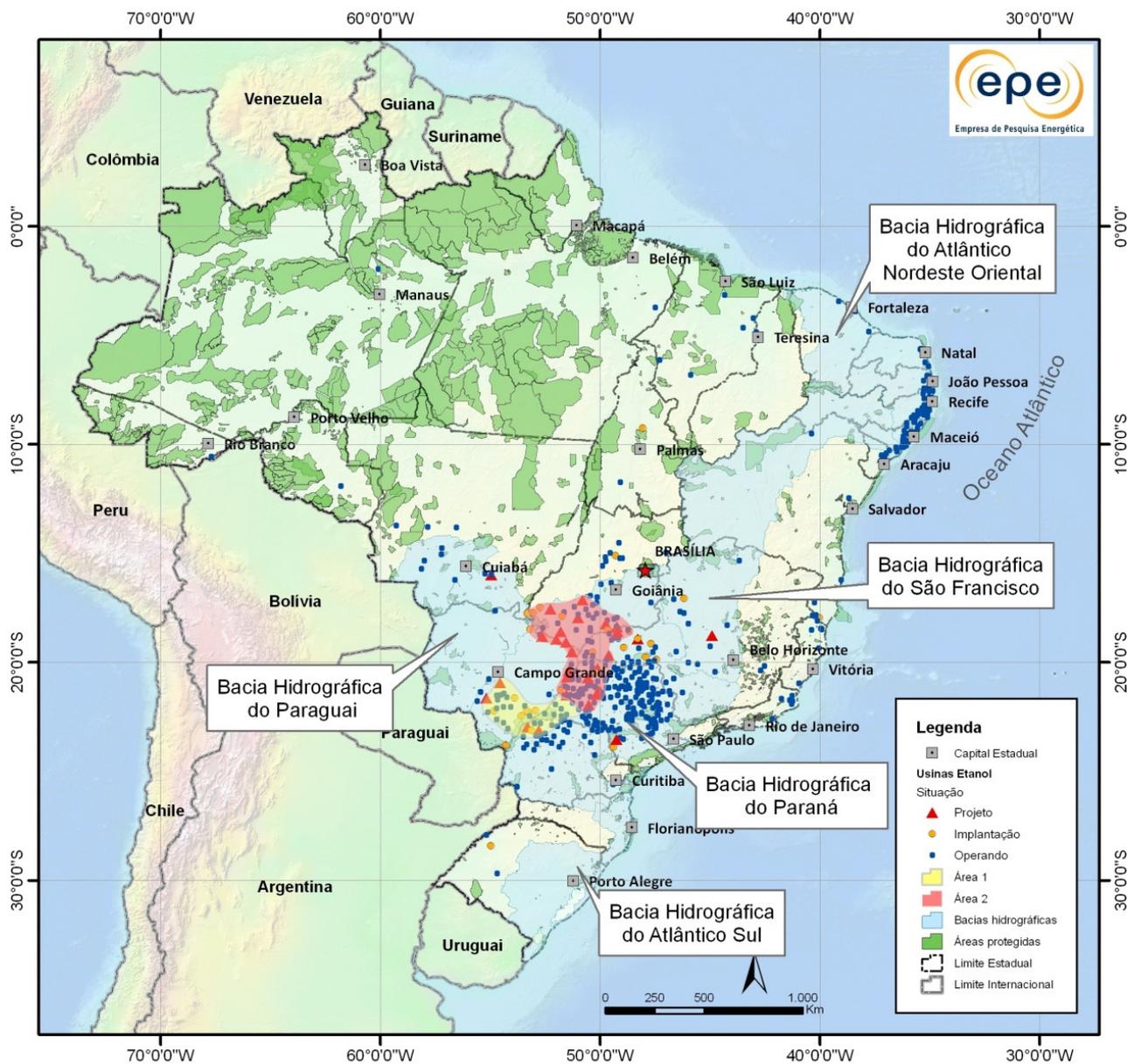
De acordo com o levantamento sistemático da produção agrícola [219], a área colhida com cana-de-açúcar (para todos os fins) no país foi de 8,6 milhões de ha em 2009, esperando-se, para 2010, aumentar para 8,8 milhões de ha (+ 2,8%). Segundo os dados da Produção Agrícola Municipal 2009 [218], 86% da área plantada com cana concentram-se nas regiões Sudeste (67% da área plantada), Centro-Oeste e Sul. A participação das regiões Nordeste e Norte são, respectivamente, 13,6% e 0,4%.

No contexto da produção de etanol a partir da cana, os fatores que se destacam são: disponibilidade hídrica; uso atual do solo na área de expansão; disponibilidade e aptidão da terra; e questões associadas à mão-de-obra. Sendo assim, para encaminhamento da análise socioambiental, fez-se necessária a identificação das prováveis áreas de expansão da cana-de-açúcar.

A Figura 32 mostra a localização das usinas em operação e planejadas (projeto e implantação), as principais bacias hidrográficas, as áreas protegidas (UC e TI) e os polígonos identificados como provável área de expansão da cana-de-açúcar (com base na localização das usinas planejadas). Para efeito da análise realizada, essa área de expansão foi decomposta em duas - Área 1 e Área 2, sendo as usinas localizadas fora da área desses polígonos abordadas separadamente. Visando aprimorar a análise dos usos do solo na área de expansão, os polígonos identificados foram sobrepostos, com uso de SIG, ao mapa de uso do solo do PROBIO, disponibilizado online pelo MMA [229], e ao mapa do zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar (ZAE-cana) [225]. Observe-se que, com relação ao PDE 2019, já não existem usinas planejadas nas áreas de cabeceira da bacia do rio Paraguai (bacia que drena para a região do Pantanal), certamente em razão da publicação do ZAE-cana, que classifica essas áreas como inadequadas para o plantio da cana-de-açúcar.

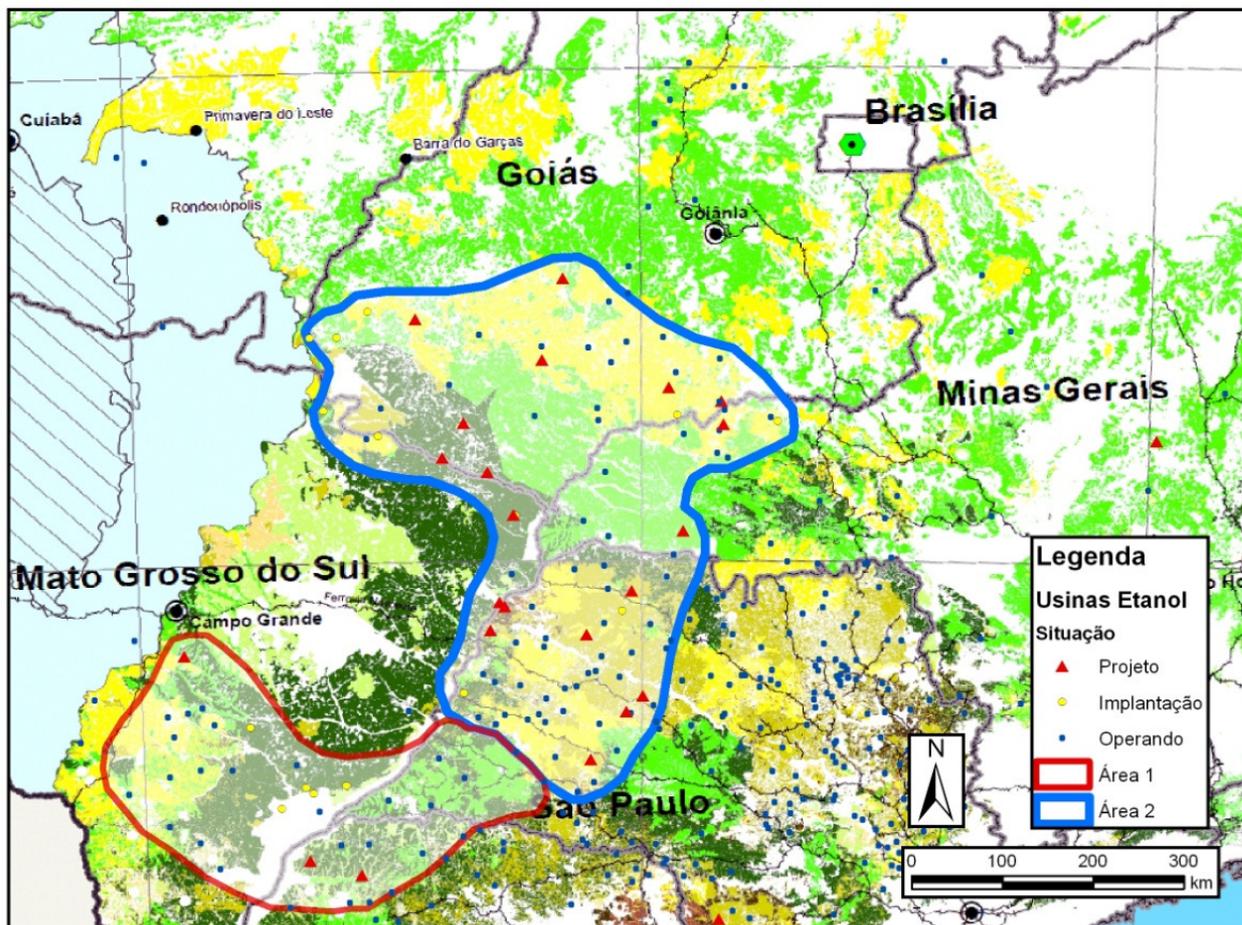
As Áreas 1 e 2¹³⁰ são, ambas, classificadas no ZAE-cana como "aptas" para o plantio de cana-de-açúcar, sendo que a maioria da área apresenta aptidão "alta" ou "média". No que tange ao uso do solo, o ZAE-cana mostra que na Área 1 predomina a atividade pecuária. Na Área 2, há grandes áreas utilizadas como pastagem, sobretudo no triângulo mineiro e no nordeste do Mato Grosso do Sul, mas também há extensas áreas utilizadas para agricultura, como por exemplo o Oeste do estado de São Paulo. A Figura 33 mostra as Áreas 1 e 2 sobrepostas ao mapa de aptidão para plantio de cana do ZAE-cana.

¹³⁰ A Área 1 compreende áreas do Noroeste do Paraná e no Sudeste do Mato Grosso do Sul. A Área 2 compreende áreas do Sudoeste (Pontal do Paranapanema) e do Noroeste de São Paulo, do Triângulo Mineiro, do Sul de Goiás e do Nordeste do Mato Grosso do Sul. Em ambas, concentram-se 83% da capacidade planejada de processamento de cana. Outras áreas de expansão da cana são: Norte do Espírito Santo, Sul da Bahia, Norte fluminense, zona da mata da região Nordeste, além de expansões pontuais em Mato Grosso, Goiás, Minas Gerais, Tocantins, Maranhão, Piauí e Rio Grande do Sul.



Fonte: EPE, com base em IBGE (2010) [218]; IBGE, 2003; FUNAI, 2011; MMA, 2011.

Figura 32 – Áreas de expansão da cana-de-açúcar



Convenções

- Áreas aptas ao cultivo com aptidão agrícola ALTA, atualmente utilizadas com Pastagem
- Áreas aptas ao cultivo com aptidão agrícola MÉDIA, atualmente utilizadas com Pastagem
- Áreas aptas ao cultivo com aptidão agrícola BAIXA, atualmente utilizadas com Pastagem
- Áreas aptas ao cultivo com aptidão agrícola ALTA, atualmente utilizadas com Agropecuária
- Áreas aptas ao cultivo com aptidão agrícola MÉDIA, atualmente utilizadas com Agropecuária
- Áreas aptas ao cultivo com aptidão agrícola BAIXA, atualmente utilizadas com Agropecuária
- Áreas aptas ao cultivo com aptidão agrícola ALTA, atualmente utilizadas com Agricultura
- Áreas aptas ao cultivo com aptidão agrícola MÉDIA, atualmente utilizadas com Agricultura
- Áreas aptas ao cultivo com aptidão agrícola BAIXA, atualmente utilizadas com Agricultura

Fonte: EPE e EMBRAPA, 2009

Figura 33 – Área de expansão da cana-de-açúcar e mapa do ZAE-cana

A partir da análise das usinas em operação, implantação e planejadas, estimou-se a área necessária para atender plenamente a capacidade de processamento a ser instalada nas duas prováveis áreas de expansão demarcadas no mapa. Na Área 1, as usinas em operação demandam 1,14 milhão ha e as usinas projetadas e em implantação cerca de 0,43 milhão ha adicionais, o que totaliza uma área de quase 1,6 milhão ha de plantio de cana-de-açúcar. Na Área 2, as usinas atualmente em operação necessitam de 2,28 milhões ha e as usinas projetadas e em implantação demandarão aproximadamente 1,15 milhão ha adicionais, o que totaliza 3,43 milhões ha. Ou seja, estima-se que a expansão do plantio de cana demande uma área total de pelo menos 1,59 milhão ha nas regiões demarcadas no mapa¹³¹.

Na Tabela 177 são apresentados alguns dos aspectos socioambientais mais relevantes das áreas de expansão identificadas. Relacionam-se principalmente ao uso atual do solo e à necessidade de expansão para atendimento à capacidade de processamento a ser instalada, considerando a premissa de que a expansão ocorrerá principalmente em áreas hoje ocupadas por pastagens.

Tabela 177 – Aspectos socioambientais das áreas de expansão de plantio de cana-de-açúcar

	Área 1	Área 2
Proporção da capacidade planejada de processamento	20%	53%
Área atual de plantio de cana (ha)	1.144.300	2.284.783
Proporção entre área de cana e área de agropecuária		
% atual	19%	21%
% com expansão (até 2012)	26%	31%
Proporção entre área de cana e área de pastagem		
% atual	25%	49%
% com expansão (até 2012)	38%	97%
Proporção entre área de cana e área de agricultura		
% atual	87%	39%
% com expansão (até 2012)	90%	49%
Área de vegetação nativa atual (%)	14%	20%

Notas

(1) Para composição dos indicadores, considerou-se que a cultura da cana se expande em áreas de pastagem, minimizando a interferência com outras áreas agrícolas ou com área de vegetação nativa.

(2) Área de agropecuária = área de agricultura + área de pecuária

Fonte: EPE

Também foram identificadas limitações à expansão, como áreas ambientalmente protegidas e cobertura atual de vegetação nativa, além dos aspectos relacionados à disponibilidade hídrica dos cursos d'água superficiais [217]. Na Área 1, as principais limitações são a existência de áreas protegidas e a baixa cobertura vegetal nativa, que implica na necessidade de maiores cuidados com os fragmentos remanescentes de vegetação. Na Área 2, a limitação principal é a demanda hídrica elevada em função da demanda do recurso no uso agroindustrial.

Quanto à disponibilidade hídrica superficial, apurou-se a seguinte situação:

- Área 1: Mato Grosso do Sul, excelente; Paraná, confortável a preocupante.

¹³¹ Essa estimativa pode ser considerada conservadora na medida em que as usinas futuras referem-se apenas àquelas a serem implantadas até 2012. Não se levou em conta a implantação de usinas que podem ocorrer nessas áreas após de 2012 em função da tendência de expansão observada.

- Área 2: Mato Grosso do Sul, Sudoeste de Goiás e parte de Minas Gerais, excelente; São Paulo e demais áreas do Mato Grosso do Sul e de Minas Gerais, preocupante, crítica ou muito crítica.
- Outras áreas: região Nordeste, crítica ou muito crítica; Rio Grande do Sul, preocupante, crítica ou muito crítica.

A expansão prevista da cana-de-açúcar, consideradas apenas as usinas planejadas pelos próprios agentes do setor sucroalcooleiro, é significativa. Para além disso, tendo em vista a demanda projetada de etanol neste PDE 2020, calcula-se que seja necessária uma área adicional de quase 5 milhões ha no horizonte decenal. Nessas condições, é uma tendência clara que haverá modificações no uso atual do solo, seja pela substituição de áreas de pastagem ou de outras culturas, seja pelo incremento no rendimento agropecuário. Nesse sentido, cresce de importância o zoneamento federal, já referido, assim como as iniciativas estaduais de zoneamento e de legislação, que visam disciplinar a expansão da cultura canavieira perante os aspectos socioambientais locais.

Não obstante, há viabilidade técnica para que a expansão ocorra de forma sustentável. De fato, segundo o ZAE-Cana [225], dos 64,7 milhões ha considerados aptos à expansão da cana, 19,3 milhões ha (30%) são classificados com de "alta" aptidão, 41,2 milhões ha (63%) como de "média" e apenas 4,3 milhões ha (7%) como de "baixa" aptidão. Essas informações, quando contrastadas com a necessidade de área esperada para atendimento da demanda de etanol no decênio (quase 5 milhões de ha), demonstram a viabilidade técnica da expansão.

Com relação ao processamento industrial, o nível de desenvolvimento alcançado pela indústria sucroalcooleira proporcionou, além do aumento da produtividade, avanços importantes no gerenciamento, tratamento e disposição final de resíduos e efluentes. São exemplos de sucesso o uso da vinhaça como biofertilizante nas próprias lavouras de cana-de-açúcar e o aproveitamento energético do bagaço de cana, que proporciona a autossuficiência energética das usinas e, em muitos casos, tem possibilitado a venda de excedentes de energia elétrica ao SIN.

No que concerne ao mercado de trabalho no setor sucroalcooleiro a relação "empregos no cultivo/empregos no processamento" é atualmente da ordem de 0,4, evidenciando tendência de redução de mão-de-obra no cultivo (essa relação em 1998 era de 0,9), muito embora o número de trabalhadores nessa atividade ainda seja elevado. Por sua vez, o mercado de trabalho no processamento de cana apresenta forte expansão. Considerando o setor como um todo, esses dados permitem inferir que o ganho de produtividade, impulsionado especialmente pela mecanização da colheita, tem redundado na substituição de postos de trabalho insalubres e de baixa remuneração por outros que exigem níveis mais elevados de escolaridade e mesmo alguma capacitação técnica, que oferecem melhores salários. A Tabela 178 apresenta as informações relacionadas aos empregos no cultivo da cana no decênio.

Tabela 178 – Cana-de-açúcar: estimativa de empregos no cultivo, no decênio 2011-2020

Ano	São Paulo ⁽¹⁾				Paraná, Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Goiás ⁽¹⁾			
	Produção (Mt)		Empregos no cultivo ⁽³⁾		Produção (Mt)		Empregos no cultivo ⁽³⁾	
	Tipo de colheita ⁽²⁾		mil	Δ anual	Tipo de colheita ⁽⁴⁾		mil	Δ anual
Mecanizada	Manual	Mecanizada			Manual			
2011	243,3	131,0	122,1		62,7	94,1	84,8	
2012	295,9	98,6	94,8	-22,4%	99,2	66,1	61,0	-28,1%
2013	319,2	106,4	102,3	7,9%	107,0	71,3	65,8	7,9%
2014	348,2	116,1	111,5	9,1%	116,7	77,8	71,8	9,1%
2015	400,5	100,1	98,8	-11,4%	167,8	41,9	41,4	-42,3%
2016	427,6	106,9	105,5	6,8%	179,1	44,8	44,2	6,8%
2017	455,7	113,9	112,4	6,6%	190,9	47,7	47,1	6,6%
2018	482,4	120,6	119,0	5,9%	202,1	50,5	49,9	5,9%
2019	511,3	127,8	126,1	6,0%	214,2	53,6	52,8	6,0%
2020	539,2	134,8	133,0	5,4%	225,9	56,5	55,7	5,4%

(1) Considerando estável no decênio a participação dos estados na produção nacional de cana em 2007 (SP: 59,87%; PR, MG, MS, MT, GO: 25,08%); e projeção EPE de expansão da produção de cana no decênio. O objetivo dessa projeção foi estimar a evolução do quadro geral do emprego na colheita da cana ao longo do decênio. Não se buscou, nesse ciclo de planejamento, regionalizar as projeções de expansão da produção de cana.

(2) Considerando os seguintes índices de mecanização da colheita: até 2011: 65%; de 2012 a 2014: 75%; a partir de 2015: 80%.

(3) Considerando os seguintes dados de produtividade: colheita mecanizada: 300 t/dia por empregado; colheita manual: 8,7 t/dia por empregado; safra de 130 dias; desconsiderou-se ganho de produtividade em ambas modalidades de colheita.

(4) Considerando os seguintes índices de mecanização da colheita: até 2011: 40%; de 2012 a 2014: 60%; a partir de 2015: 80%.

Fonte: Elaborado a partir de dados da EPE e da RAIS – Relação Anual de Informações Sociais.

Outro aspecto relevante a destacar é a tendência de crescimento da participação de fornecedores independentes na produção de cana, ultrapassando a proporção de 50% em 2014. Comparando com avaliações anteriores, a pesquisa deste PDE 2020 mostra que essa tendência está mais forte, conforme evidenciado no Gráfico 125. Portanto, reiteram-se aqui as considerações sobre a produção de cana em pequenas e médias propriedades, cujo aumento, mais do que significar a inserção de pequenos produtores no mercado, parece sinalizar nova modalidade de concentração do uso de terras produtivas.

A crescente participação desses fornecedores no atendimento à demanda por cana-de-açúcar indica, ainda, que eles deverão concentrar, também, a força de trabalho na lavoura da cana. Portanto, iniciativas do poder público e da agroindústria canavieira visando a promover melhores condições para o trabalhador rural¹³² devem incorporar às discussões representantes dos fornecedores independentes e a eles estender suas ações.

¹³² É exemplo desse tipo de iniciativa o Compromisso Nacional para Aperfeiçoar as Condições de Trabalho na Cana-de-Açúcar, assinado em 25 de junho de 2009 por representantes do governo federal, dos trabalhadores rurais assalariados e dos empresários da agroindústria canavieira.

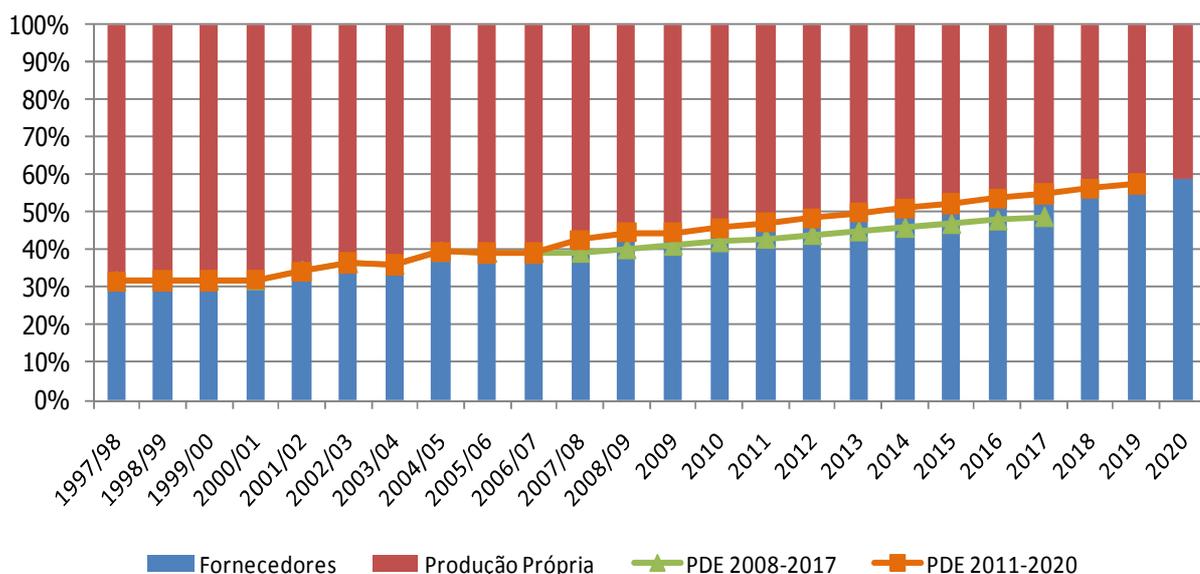


Gráfico 125 – Brasil: participação de fornecedores na produção de cana-de-açúcar (histórico e projeção)

6.2 Biodiesel

A capacidade instalada atual de produção de biodiesel é de 5.486 milhões de litros, sendo 5.238,4 milhões de litros (95,5%) autorizados para comercialização [220]. Com relação às matérias graxas utilizadas, o biodiesel tem sido produzido predominantemente a partir do óleo de soja (cerca de 80%), mas também se utilizam a gordura animal (14%), o óleo de algodão (4%) e outras matérias graxas (menos de 2%) [221].

A Tabela 179 apresenta a distribuição regional da produção de biodiesel em 2010 assim como o consumo associado à adição obrigatória de 5% no diesel mineral (B5) e capacidade autorizada de produção. Observa-se que as regiões Sul e Centro-Oeste participam majoritariamente da produção, enquanto a região Sudeste concentra o consumo. Observa-se também que algumas regiões possuem participação na produção proporcionalmente inferior à capacidade autorizada.

Tabela 179 – Biodiesel: Distribuição regional da produção, do consumo (B5) e da capacidade autorizada

Referência: 1º semestre de 2010

Regiões	Produção (%)	Consumo B5 (%)	Capacidade Autorizada (%)
Norte	4,11	9,53	4,12
Nordeste	8,51	15,44	12,73
Sudeste	18,72	44,03	17,85
Sul	26,18	19,44	26,87
Centro-Oeste	42,47	11,56	38,43

Fonte: ANP (2010a; 2010c; 2010d)

A capacidade de produção de biodiesel atualmente instalada atende a demanda obrigatória ao longo de todo o decênio. A previsão de consumo obrigatório de biodiesel para 2020 é de 3.841 milhões de litros. A produção de insumos graxos (novos e residuais) estimada para o decênio também é suficiente para atender à produção de biodiesel projetada para o mesmo período. Em termos

nacionais, a produção atual atende plenamente as demandas regionais, porém, para 2020, mantendo-se a atual capacidade instalada, os balanços regionais tendem a se desequilibrar, com as regiões Sul e Centro-Oeste sendo exportadoras e as demais importadoras de biodiesel.

Dentre as oleaginosas agrícolas, a soja apresenta um dos menores teores de óleo, sendo superada por diversas plantas, como o dendê, amendoim, girassol, colza, pinhão manso, mamona, entre outras, além de diversas espécies nativas que podem ser aproveitadas na forma de cultivos comerciais ou extrativismo. Contudo, a soja possui sua cadeia produtiva estabelecida, resultado das dimensões deste mercado, desenvolvido em razão do elevado valor proteico de seu farelo. A produção de biodiesel a partir da soja tem contribuído para o esmagamento do grão no Brasil, agregando valor à produção, o que explica o predomínio do uso da soja na produção do biodiesel.

Embora o potencial de insumos graxos existente no país atenda plenamente à demanda de produção, observa-se a concorrência de outros mercados consolidados, como as indústrias alimentícia e química e o as exportações, principalmente no caso da soja. Nessas condições, é ponderada a possibilidade de expansão de áreas de plantio de oleaginosas para atendimento à demanda de todos os setores envolvidos.

No tocante aos aspectos socioeconômicos, as empresas detentoras do selo "Combustível Social" somam, em 2010, capacidade instalada de produção de 11,8 milhões de litros por dia [224], o que representa aumento de mais de 8% em relação ao total considerado no PDE anterior (capacidade instalada de produção de 10,9 milhões de litros por dia). Esse incremento permite inferir geração de cerca de 4.700 empregos diretos e 23.500 indiretos¹³³ no setor, em âmbito nacional. Essas expectativas podem estar superestimadas em função da ociosidade existente no setor.

É pertinente observar que se, por um lado, a geração de emprego e renda associada à produção de biodiesel é fator relevante de reversão de fluxos migratórios da população rural para os grandes centros urbanos, por outro, a predominância da soja na produção do biodiesel, pelas características dessa cultura, não favorece a absorção da mão-de-obra familiar.

7. Indicadores socioambientais

Com o objetivo de resumir a análise efetuada e apresentar uma visão geral dos principais aspectos socioambientais deste PDE 2020, além de oferecer elementos para comparação com edições anteriores do plano decenal, são reunidos nas tabelas a seguir indicadores socioambientais de interesse, relativos à expansão da geração e transmissão de energia elétrica e à oferta de petróleo, gás natural e biocombustíveis.

¹³³ "Produtores de Biodiesel com Selo Combustível Social"/MDA, abril/2009 e Boletim Mensal do Biodiesel – julho/2009 – SRP/ANP. Estimativa realizada com base no parâmetro de geração de 200 postos diretos de trabalho por uma planta de produção de 100.000.000 de litros de biodiesel por ano e 5 postos indiretos criados para cada posto direto.

Tabela 180 – Indicadores da geração hidroelétrica

INDICADORES AMBIENTAIS	
Área mobilizada	
▪ Área dos reservatórios (total)	6.880 km ² (0,08% do território nacional)
▪ Área alagada por potência instalada	0,16 km ² /MW (UHE existentes: 0,49 km ² /MW)
▪ Área de floresta (formação primária) afetada	4.515 km ² (0,05% do território nacional)
▪ Área de floresta (formação primária) afetada por MW	0,11 km ² floresta/MW
▪ Nº de projetos que interferem diretamente em Unidades de Conservação	13 (treze)
▪ Nº de projetos que interferem indiretamente em Unidades de Conservação ⁽¹⁾	3 (três)
Recursos da compensação ambiental	
▪ Recursos aplicados na compensação ambiental (0,5% do investimento)	R\$ 635 milhões
INDICADORES SOCIOECONÔMICOS	
População afetada	
▪ População urbana afetada	37.304 habitantes
▪ População urbana afetada por MW	0,88 hab./MW
▪ População rural afetada	76.198 habitantes
▪ População rural afetada por MW	1,81 hab./MW
▪ População total afetada	113.502 habitantes
▪ População total afetada por MW	2,69 hab./MW
▪ Nº de projetos que interferem diretamente em Terras Indígenas	4
▪ Nº de projetos que interferem indiretamente em Terras Indígenas ⁽²⁾	8
Empregos gerados	
▪ Empregos diretos gerados no pico das obras	152.000
▪ Relação empregos por MW	3,61 empregos/MW
Recursos totais da compensação financeira no período 2011-2020⁽³⁾	
▪ Estados (total aproximado do período)	R\$ 1,7 bilhão
▪ Municípios (total aproximado do período)	R\$ 1,7 bilhão
Recursos da geração de impostos durante a construção de usinas hidrelétricas	
▪ ISS (total)	R\$ 2,3 bilhões
▪ ISS (por município)	R\$ 13,5 milhões

(1) Projeto atinge ou atravessa a zona de amortecimento de uma UC; (2) TI situada na área de influência indireta do projeto ou interferência em recurso utilizado pela comunidade ou em relações com outros grupos indígenas; (3) Considera somente a geração das usinas cuja operação se inicia no horizonte deste PDE.

Tabela 181 – Indicadores da geração termelétrica

Emissões de gases de efeito estufa (CO ₂)	
▪ Emissões no sistema interligado (média anual, 2011-2020)	28,6 MtCO ₂
▪ Emissões na geração de autoprodutores (média anual, 2011-2020)	12,5 MtCO ₂

Tabela 182 – Indicadores da transmissão de energia elétrica

INDICADORES AMBIENTAIS	
Área mobilizada	
▪ Extensão LTs	34.834 km
▪ Área total das faixas de servidão	1.965,58 km ² (0,02% do território nacional)
▪ Nº de corredores ⁽¹⁾ que interferem diretamente em Unidades de Conservação	17
▪ Nº de corredores que interferem indiretamente em Unidades de Conservação ⁽²⁾	81
INDICADORES SOCIOECONÔMICOS	
Interferências em TI	
▪ Nº de corredores que interferem diretamente em Terras Indígenas	3
▪ Nº de corredores que interferem indiretamente em Terras Indígenas ⁽³⁾	50
Empregos gerados	
▪ Empregos diretos gerados	104.500
▪ Relação empregos por km	3 empregos/km

(1) O corredor corresponde a uma faixa de 20 km de largura; (2) LT atinge ou atravessa a zona de amortecimento de uma UC; (3) TI situada próximo à LT (até 10 km).

Tabela 183 – Indicadores da exploração e produção de petróleo e gás natural

INDICADORES AMBIENTAIS	
Interferências em UC	
▪ Nº de projetos que interferem diretamente em Unidade de Conservação	17
▪ Nº de projetos que interferem indiretamente em Unidade de Conservação ⁽¹⁾	67
INDICADORES SOCIOECONÔMICOS	
▪ Empregos indiretos gerados (valor máximo, 2012) ⁽²⁾	90.000
▪ Recursos financeiros gerados (média anual) ⁽³⁾	R\$ 28 bilhões

1) Unidade produtiva se situa a menos de 10km de uma UC; (2) Empregos relacionados à infraestrutura de produção, ou seja, não são gerados necessariamente na região de inserção da unidade produtiva.; (3) *Royalties* e participações especiais, calculados apenas para os recursos descobertos.

Tabela 184 – Indicadores da oferta de gás natural

Indicadores ambientais	
▪ Extensão dos gasodutos	450 km
▪ Área total das faixas de passagem	9 km ²
Indicadores socioeconômicos	
▪ Empregos diretos gerados no pico das obras	4.500
▪ Recursos do ISS dos serviços de construção e montagem	R\$ 7 milhões
▪ Recursos da compensação ambiental (0,5% do investimento)	R\$ 2 milhões

Tabela 185 – Indicadores dos biocombustíveis

Indicadores ambientais	
▪ Área de cultivo da cana (atual) ⁽¹⁾	3,42 milhões ha (5,7% da área de média e alta aptidão) ⁽²⁾
▪ Área de cultivo da cana (expansão) ⁽¹⁾	1,58 milhão ha (2,6% da área de média e alta aptidão) ⁽²⁾
Indicadores socioeconômicos	
▪ Empregos diretos no cultivo da cana (média anual)	170mil
▪ Empregos diretos no cultivo por tonelada colhida (média anual)	0,20
▪ Empregos diretos na produção de biodiesel (máximo no período)	4,7 mil
▪ Empregos indiretos na produção de biodiesel (máximo no período)	23,5 mil

(1) Corresponde somente às áreas analisadas: Área 1 – áreas do Noroeste do Paraná e no Sudeste do Mato Grosso do Sul; Área 2 – áreas no Sudoeste (Pontal do Paranapanema) e do Noroeste de São Paulo, do Triângulo Mineiro, do Sul de Goiás e do Nordeste do Mato Grosso do Sul. Em ambas, concentram-se 83% da capacidade planejada de processamento de cana. (2) Classificação do zoneamento agro-ecológico da cana (ZAE-Cana).

8. Emissões de Gases de Efeito Estufa

8.1 Considerações iniciais

A mudança global do clima causada pelas emissões antrópicas de GEE tem sido incluída na pauta das principais questões socioambientais a serem enfrentadas ao longo desse século. O Brasil, signatário da UNFCCC¹³⁴, em razão da temporalidade e do estágio de seu desenvolvimento econômico, não está obrigado a atender a metas quantitativas de redução de emissões de GEE no âmbito do Protocolo de Quioto, no qual os países desenvolvidos, listados em seu Anexo 1, se comprometeram a reduzir, no período de 2008 a 2012, as respectivas emissões em 5% dos valores verificados em 1990.

Apesar de não estar vinculado ao compromisso de redução, o Brasil, assim como outros países signatários da UNFCCC, tem empreendido esforços no sentido de mitigar suas emissões como forma de contribuir para o objetivo global de estabilizar a concentração de GEE na atmosfera, princípio basilar da Convenção.

Em dezembro de 2009, na 15ª Conferência das Partes (COP-15), 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, promulgada naquele mesmo dezembro, que, entre outras providências, instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima.

Com relação ao setor de energia especificamente, as discussões conduzidas pelo governo, envolvendo o Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas e entidades representativas do setor empresarial, do setor acadêmico, do setor sindical e da sociedade civil, vêm firmando o entendimento de que o principal instrumento para projeção do cenário de mitigação de emissões antrópicas de GEE são os planos decenais de energia. Esse entendimento é corroborado em razão de os planos decenais serem desenvolvidos aplicando-se metodologia de domínio público, serem submetidos a consulta pública e principalmente incorporarem políticas e iniciativas na direção de controlar ou mitigar as emissões de GEE. Podem ser citadas como exemplo de políticas e iniciativas de mitigação ou controle de emissões que estão implícita ou explicitamente consideradas neste PDE, o aumento na participação dos biocombustíveis na matriz de transportes; a expansão hidroelétrica; a expansão de outras fontes renováveis de energia, mantendo a participação das fontes renováveis na produção de energia elétrica, em particular, e na matriz energética como um todo, o estímulo à eficiência energética no consumo da energia elétrica e de combustíveis.

Nesse sentido, este PDE 2020 foi elaborado tendo entre seus objetivos¹³⁵ atingir uma meta de emissões previamente fixada, qual seja manter no ano horizonte, 2020, a mesma intensidade de emissões, conceituada como sendo a quantidade de emissões (kgCO₂-eq) por unidade do PIB, observada em 2005, tendo como base para as emissões desse ano o Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa [209].

¹³⁴ Sigla em inglês da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (*United Nations Framework Convention on Climate Change*)

¹³⁵ Outros objetivos são segurança energética no atendimento da demanda, modicidade de preços e tarifas, e universalização do acesso à energia.

Assim sendo, a análise das emissões de GEE na produção e no uso da energia conforme o cenário de demanda e de expansão da oferta de energia aqui formulado constitui parte fundamental das análises socioambientais deste Plano.

8.2 Análise integrada das emissões de GEE

Desde a versão anterior do PDE, as emissões de GEE do setor energético são analisadas de maneira integrada, com o intuito de padronizar a forma de apresentação e possibilitar a comparação dos resultados para os diferentes setores econômicos. Os cálculos foram realizados de acordo com a metodologia proposta pelo Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima – IPCC [206].

A análise integrada das emissões de GEE consiste na estimativa das emissões com base nas matrizes energéticas consolidadas de todos os anos do horizonte decenal. Assim, pode-se conhecer o montante de emissões por tipo de combustível e por setor econômico de acordo com o cenário de expansão do consumo e da oferta de energia adotado¹³⁶. A matriz consolidada tem como unidade padrão a tonelada equivalente de petróleo – tep. Destarte, os fatores de emissão de GEE dos diferentes combustíveis propostos pelo IPCC (1996) foram transformados para a unidade tCO₂-eq/10³tep. Na Tabela 186 são indicados os fatores utilizados para o CO₂. Para o cálculo das emissões de CH₄ e N₂O, cujos resultados são expressos em equivalência de CO₂, foram utilizados os índices de GWP (100 anos) de 21 para o metano e 310 para o óxido nítrico, conforme IPCC [230]. Todos os resultados finais são expressos em MtCO₂-eq.

Tabela 186 – Fatores de emissão de CO₂ (tCO₂/10³tep)

Combustível	Fator	Combustível	Fator
Petróleo	3.040	Gás natural	2.337
Óleo diesel	3.070	Gás de refinaria	2.780
Óleo combustível	3.207	Carvão vapor	3.882
Gasolina	2.873	Carvão metalúrgico	3.882
GLP	2.614	Gás de coqueria	1.986
Nafta	3.040	Coque de carvão mineral	4.438
Querosene	2.964	Alcatrão	3.921
Outras secundárias de petróleo	3.040		
Coque de petróleo	4.180		

Fonte: adaptado de IPCC, 1996 [230]

A análise da participação setorial no total de emissões permite avaliar as tendências de evolução das emissões de cada setor, possibilitando considerações sobre possíveis ações para mitigá-las. A Tabela 187 apresenta as emissões devido à queima de combustíveis fósseis com fins energéticos e também as emissões fugitivas¹³⁷. Os setores de transportes e industrial respondiam, em 2010, por 70% das

¹³⁶ 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) porque tais sistemas não fazem parte do escopo dos casos processados com o modelo NEWAVE, utilizado na simulação da geração elétrica ao longo do horizonte decenal. A geração termelétrica nos sistemas isolados é muito pequena, sobretudo após a interligação dos sistemas de Manaus e Macapá, pelo que o quadro geral das emissões do setor energético não se altera em face da não consideração da referida geração.

¹³⁷ Em relação ao PDE anterior, os valores ora apresentados são menores. Isso se deve à nova classificação adotada pelo MCT no 2º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa, no qual as emissões provenientes do consumo de

emissões na produção e uso da energia. Apesar do uso mais intenso de etanol e biodiesel e de ações no sentido de mitigar emissões na indústria, esses dois setores permanecerão responsáveis pela maior parte das emissões em 2020, ainda que sua participação caia para 64% do total.

Tabela 187 – Brasil: Evolução das emissões de gases de efeito estufa do setor energético

(Valores em MtCO₂-eq, referentes à queima de combustíveis fósseis para fins energéticos)

Setor ⁽¹⁾	2010	2015	2020
Setor Elétrico ⁽²⁾	27	41	50
Setor Energético	34	54	77
Residencial	17	20	22
Comercial	2	3	3
Público	2	2	3
Agropecuário	17	21	26
Transportes	167	195	249
Industrial	98	129	156
Emissões fugitivas ⁽³⁾	17	28	41
TOTAL	381	493	628

Notas:

(1) De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN).

(2) Geração termoeétrica no sistema interligado nacional (não inclui sistemas isolados) e autoprodução.

(3) Não incluem emissões nas minas de carvão.

Fonte: EPE

As emissões do setor de transportes, que responde por 44% do total, decorrem, em sua maior parte, do consumo de óleo diesel para transporte de cargas e passageiros pelo modal rodoviário, dominante no Brasil. Embora neste PDE sejam levadas em conta as iniciativas de diversificação dos modais previstas no Plano Nacional de Logística e Transportes (PNLT), não se espera que, no horizonte decenal, essas ações produzam efeitos significativos em termos de redução nas emissões. Por outro lado, há a crescente presença do etanol em motores automotivos do ciclo Otto. No PDE 2020, a participação de motores a gasolina na frota nacional de veículos é decrescente. Além disso, o cenário de preços autoriza supor preferência crescente pelo etanol nos veículos flex. Nesse panorama, projeta-se, para 2020, redução de cinco pontos percentuais na participação do setor de transportes nas emissões totais, que atingiria 39%.

A contribuição do etanol para a redução de emissões de gases no Brasil é, de fato, relevante. Apenas para efeito ilustrativo, observe-se que se todo o etanol consumido atualmente fosse substituído por gasolina "A", as emissões do setor de transportes seriam cerca de 50 MtCO₂-eq, ou 30%, superiores, ou seja, em 2010, ao invés de emissões de 167 MtCO₂-eq, o setor de transportes emitiria 217 MtCO₂-eq.

A redução da participação do setor Transportes nas emissões totais pela produção e uso de energia é absorvida no setor energético e pelas emissões fugitivas, conforme indica o Gráfico 126.

coque de carvão mineral no setor siderúrgico passaram a ser contabilizadas no setor de processos industriais e não mais no setor energético. Essa alteração atende à recomendação do IPCC.

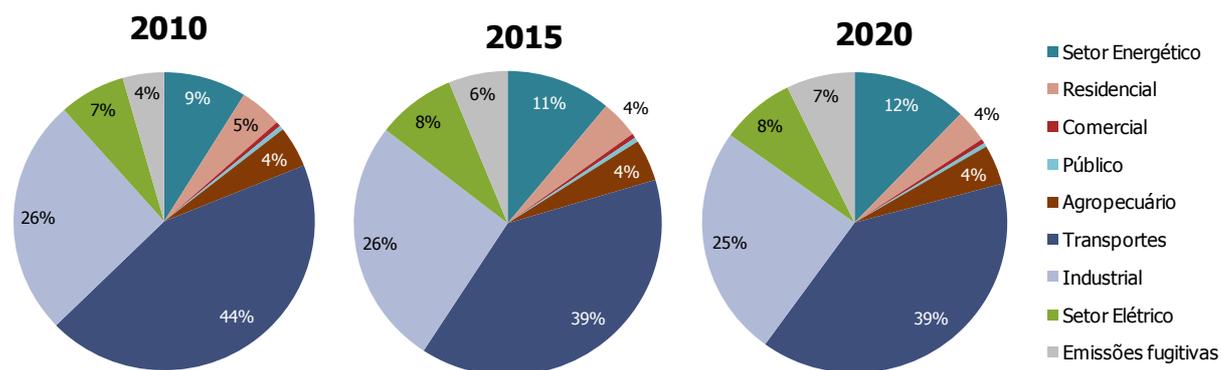


Gráfico 126 – Repartição setorial das emissões de GEE pela produção e uso de energia

Tomando como base o 2º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de GEE¹³⁸ [209], o crescimento das emissões do setor energético terá sido de 93% desde 2005 até 2020. Embora elevado, esse incremento é inferior ao do consumo final energético no mesmo período (111%) e ao do PIB (101%). Ou seja, a intensidade de carbono no uso da energia (tCO₂/tep) e a intensidade de carbono na economia (tCO₂/US\$) será menor em 2020 do que em 2005.

Essa condição, aliás, foi colocada como objetivo básico neste PDE 2020. Isto é, na formulação do programa de expansão da oferta de energia, além dos objetivos tradicionalmente considerados, de atendimento seguro e confiável da demanda e de universalização do acesso da população aos serviços energéticos, foi considerada também a meta de pelo menos manter a intensidade de carbono na economia. E, com efeito, este objetivo é atingido, conforme mostra a Tabela 188.

Tabela 188 – Intensidade de carbono na economia brasileira

Item	2005	2020
Emissões do setor energético (milhões tCO ₂ -eq)	329	628
PIB (R\$ bilhões [2008])	2.591	5.212
Consumo final energético (milhões de tep)	182,7	394,5
Intensidade de carbono no uso da energia (kgCO₂-eq/tep)	1.801	1.592
Intensidade de carbono na economia (kg CO₂-eq/10³ R\$ [2008])	127,0	120,5

Fontes: MCT, IPEA, EPE.

Projeções: EPE

Nota: A equivalência de CO₂ é dada pela métrica do GWP para 100 anos (CH₄=21 e N₂O=310).

Comparativamente a outros países, sobretudo os países de elevado desenvolvimento econômico e industrial, o Brasil possui perfil diferenciado de emissões. Predominam por aqui as emissões decorrentes da mudança do uso da terra e florestas, basicamente desmatamento, que corresponderam a 60% das emissões totais em 2005. Esforços do governo brasileiro no sentido de controlar e reduzir o desmatamento na Amazônia e no Cerrado, principalmente, devem mudar esse quadro nos próximos anos. Nesse contexto, crescem de importância as medidas de mitigação de emissões na produção e uso da energia, que aumentará sua participação no total de emissões do

¹³⁸ A Lei nº 12.187/09, que estabeleceu a Política Nacional sobre Mudanças Climáticas, definiu o 2º Inventário como referência para as iniciativas brasileiras de redução de emissões de gases de efeito estufa. O ano de 2005 é o último do período abrangido por este inventário. Nesse ano, as emissões de GEE do setor energético foram de 329 MtCO₂-eq.

país, ainda que fique em uma proporção muito aquém da verificada em outros países¹³⁹. Embora a matriz energética brasileira, especialmente a matriz elétrica, seja considerada “limpa”, na medida em que a participação de renováveis é relevante¹⁴⁰, o aumento da importância relativa das emissões do setor energético justifica a preocupação e a definição de uma meta ou um objetivo na elaboração deste PDE 2020.

Assim sendo, pode-se afirmar que o cenário do PDE 2020 constitui um cenário de estabilização de emissões, devendo ser reconhecido como um cenário de mitigação ou intervenção na classificação do IPCC [228], porque atende às seguintes condições:

- incorpora meta específica de emissões de CO₂-equivalente;
- compreende, explícita e implicitamente, políticas e medidas no sentido de viabilizar o atingimento da meta específica de emissões de GEE;

Além disso, o cenário de expansão da oferta de energia deste PDE 2020 se enquadra nas regras específicas estabelecidas pela Junta Executiva do MDL [231] que, a ele aplicadas, caracterizam-no como uma “Política E-”. Isso significa que o cenário do PDE 2020 não deve ser considerado como linha de base para efeito de avaliação de políticas de redução de emissões. Com efeito, no caso de uma “Política E-”, “o cenário de linha de base pode referir-se a uma situação hipotética sem a existência da política nacional/setorial ou regulação”¹⁴¹.

Considerando somente o setor energético (produção e uso da energia), o país ocupa no ranking de países emissores a 20ª posição (emissões absolutas), graças à participação de renováveis em sua matriz. Essa condição se mantém ao longo do horizonte decenal, principalmente em razão da estratégia de expansão da oferta de energia apresentada neste PDE 2020.

Outras comparações internacionais de interesse, que revelam a condição confortável que o Brasil desfruta com relação às emissões decorrentes da produção e do uso da energia, dizem respeito à intensidade de carbono na economia e no uso da energia. Eis algumas delas (sempre considerando apenas as emissões do setor energético e dados do WRI [208]):

- a intensidade de emissões dos BRIC¹⁴² em 2005, expressa em kgCO₂-eq/103US\$[2005], tendo em conta o PIB medido em termos do PPP, era: Brasil, 220; Índia, 467; China, 890 e Rússia, 953;
- as emissões per capita dos Estados Unidos em 2005 foram de 20,5 tCO₂, da União Europeia (27 países) 8,5 enquanto no Brasil este índice foi de 1,9 tCO₂/hab.

¹³⁹ Para se ter uma ideia, de acordo com o *World Resources Institute – WRI*, a proporção das emissões do setor energético nas emissões totais dos países listados no Anexo I do Protocolo de Kioto, países desenvolvidos, é 84%. Ainda de acordo com o WRI, a produção e o uso da energia é responsável, na média mundial, por 65% das emissões e remoções antrópicas de GEE. Na União Europeia (27), este índice sobe para 79% e nos Estados Unidos para 89%. Mesmo países emergentes apresentam proporções elevadas, acima da média mundial. É o caso da Índia, com 67%, China, com 74% e Rússia, com 87% (dados referentes ao ano de 2005, de acordo com WRI [208]). No Brasil, em 2005, esta proporção foi de 15%. Mesmo que não houve emissões por conta de mudança do uso da terra e florestas, esta proporção seria de apenas 38%.

¹⁴⁰ Entre 2010 e 2020, deverá se manter em 48% a participação de renováveis na matriz energética brasileira e em cerca de 90% na matriz elétrica.

¹⁴¹ Do texto original: “*the baseline scenario could refer to a hypothetical situation without the national and/or sectoral policies or regulations being in place*”. As metodologias para determinação de linhas de base em projetos MDL estão disponíveis no sítio virtual da UNFCCC/CDM e podem ser acessadas no endereço <<http://cdm.unfccc.int/Reference/index.html>> através do menu “Standards >> Methodologies”. O Decreto 7.390/10, que regulamenta a lei 12.187/09, apresenta, em seu anexo, o cenário de referência para as emissões do setor de energia no ano 2020, para fins de cumprimento das metas estabelecidas no artigo 12º da lei 12.187/09, que foram especificadas nos artigos 5º e 6º do Decreto 7.390/10.

¹⁴² Sigla para designar a reunião das quatro maiores economias emergentes: Brasil, Rússia, Índia e China.

9. Desafios para Sustentabilidade

De forma a atender ao crescimento da demanda e à necessidade de infraestrutura para o desenvolvimento, o PDE 2020 prevê um conjunto de projetos hidrelétricos, linhas de transmissão, eólicas, expansão da produção de petróleo e gás natural e da malha de gasodutos e aumento da produção de biocombustíveis, distribuído por todo o território nacional. A viabilização deste conjunto de projetos de acordo com os princípios do desenvolvimento sustentável é um desafio crescente para o setor energético.

O setor energético brasileiro vem, há alguns anos, se empenhando no aperfeiçoamento dos critérios socioambientais adotados em suas políticas, planos, programas e ações associados ao planejamento da oferta de energia e implantação e operação de seus empreendimentos. Os resultados desses esforços surgem gradualmente, requerendo aperfeiçoamentos, somente possíveis, com a colocação em prática das inovações conceituais, técnicas, regulamentares e operacionais alcançadas no âmbito dos agentes setoriais públicos e privados. As necessárias reflexões proporcionadas pela experiência vivida e a atuação conjunta desses agentes, com a participação da sociedade, são fundamentais para que os aspectos socioambientais integrem definitivamente o contexto cultural, técnico e profissional onde ocorrem os processos decisórios do setor energético.

Se, por um lado, a ideia de desenvolvimento sustentável amadurece nos diversos segmentos representativos da sociedade, públicos e privados, por outro, suas interpretações são múltiplas e sua materialização custosa devido, sobretudo, à complexidade de seu conteúdo, que abrange conceitos adjacentes, e igualmente complexos, de justiça social, desenvolvimento econômico sustentado, preservação e conservação ambiental.

É, portanto, nestes dois contextos indissociáveis – o do setor e o da sociedade - que se situam os desafios da sustentabilidade ambiental para o setor energético. No âmbito do setor energético, vislumbram-se diversos desafios. Alguns desses desafios, que mantêm estreitas sinergias entre si, são indicados a seguir.

Preservação da Biodiversidade

A adoção de critérios e procedimentos para a compatibilização do uso das fontes energéticas com a conservação da biodiversidade é necessária e tem se desenvolvido ao longo dos ciclos de planejamento do setor. Especialmente nas etapas de estudo e planejamento da oferta de energia elétrica, tem se procurado conhecer e minimizar impactos, por meio da investigação da bacia hidrográfica e sua interação com as hidroelétricas existentes e planejadas (inventários e estudos de avaliação ambiental integrada das bacias), bem como por meio da pesquisa detalhada da matriz ambiental na etapa de viabilidade quando são geradas informações fundamentais para subsidiar a elaboração dos projetos e a concepção de seus programas ambientais, no âmbito dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA).

Nos estudos e projetos energéticos, tem-se procurado incorporar o conhecimento adquirido acerca das regiões hidrográficas e dos empreendimentos ali implantados. Da mesma forma, são analisados outros projetos à luz de informações ambientais disponíveis principalmente no MMA e no IBAMA, que têm servido de referência para a elaboração de estimativas de impactos ocasionados pela utilização

de diversas fontes energéticas sobre a biodiversidade. Observa-se que esse conhecimento sistematizado é apresentado em escalas passíveis de análise em nível regional e nacional.

Na expansão de áreas agrícolas para atendimento à produção de biocombustíveis, salienta-se a necessidade de consonância com as políticas públicas relativas à preservação da biodiversidade. Na substituição de áreas destinadas a outros usos agropecuários, os plantios energéticos não devem competir com outras culturas, garantindo equilíbrio de oferta dos diversos produtos agrícolas, notadamente alimentares.

Com relação especificamente a interferências em Unidades de Conservação, é necessário buscar alternativas, tais como o estabelecimento de convênios entre concessionários e órgãos ambientais com o objetivo de compartilhar com os concessionários as atividades de gestão, manejo e fiscalização da UC onde se situa o empreendimento e o desenvolvimento de programas de estudos e pesquisas com vistas ao aperfeiçoamento de técnicas construtivas e de tecnologia dos equipamentos eletromecânicos, como turbinas e geradores, de forma a reduzir as interferências do empreendimento, principalmente durante a fase de construção.

Relacionamento com populações locais

A sustentabilidade dos projetos só é possível baseada no tratamento adequado das populações locais, sugerindo a necessidade de se incluir nos estudos de viabilidade os termos de um Acordo Social (diretrizes, critérios e modelo de negociação), considerando as comunidades rurais, urbanas e minorias étnicas (quilombolas e indígenas), a ser celebrado entre o concessionário e os grupos populacionais atingidos na etapa de projeto básico, com base na consulta e negociação com essas populações, através de suas instituições representativas.

Adicionalmente, como forma de potencializar os benefícios, outro desafio é estabelecer programas de desenvolvimento regional contemplando a reorganização das relações e cadeias produtivas locais, treinamento e capacitação da população e identificação de áreas para reassentamento, assim como estabelecer as fontes de recursos para implantação de todos os programas sociais, em especial os programas de remanejamento e de desenvolvimento regional.

Benefícios da Compensação financeira/Receita do município

De forma a maximizar os benefícios oriundos da compensação financeira, é necessário realizar gestões junto ao poder legislativo federal, estadual e municipal com o objetivo de vincular a compensação financeira a investimentos em educação, capacitação de mão-de-obra local ou em outras rubricas expressamente vinculadas a investimentos associados ao programa de desenvolvimento regional.

10. Considerações Finais

No planejamento energético, a adoção dos princípios do desenvolvimento sustentável traduz-se em diversos objetivos que perpassam o acesso à energia, o atendimento confiável da demanda e a diversificação da matriz energética. Nesse processo, deve-se levar em consideração a disponibilidade de matérias primas, as possibilidades das fontes de energia, renováveis e não renováveis, os impactos socioambientais e os aspectos econômicos associados ao aproveitamento dessas fontes.

O desafio que a inserção da variável socioambiental tem imposto ao setor energético está, atualmente, relacionado ao conceito de sustentabilidade. O PDE tem, portanto, como um de seus desafios o aprimoramento e a incorporação desse conceito no tratamento de todas as fontes energéticas. Isto é, fazer com que a estratégia de expansão da oferta de energia se mostre, a cada ciclo de planejamento, mais sustentável, isto é, seja capaz de atender os objetivos setoriais em consonância com os propósitos de preservação do meio ambiente.

A análise socioambiental por meio de índices de sustentabilidade para usinas hidrelétricas e linhas de transmissão foi um primeiro passo na direção de adotar procedimentos capazes de avaliar o caminho para a sustentabilidade dos sucessivos planos de expansão de energia. A construção de índices de sustentabilidade para todos os projetos e para as diferentes fontes do plano, bem como indicadores gerais e integrados, capazes de medir, acompanhar e avaliar os avanços setoriais, como um todo, em direção ao desenvolvimento sustentável, é uma meta a ser atingida.

CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS

Apresenta-se a seguir a consolidação de resultados referentes a variações no período decenal de alguns dos parâmetros macroeconômicos, do consumo 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. No final, é apresentada uma projeção da Matriz Energética Nacional visualizada para o ano final do período decenal (2020).

	2010 ⁽¹⁾	2015	2020	1º Quinquênio		2º Quinquênio		Decênio	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Parâmetros Macroeconômicos									
PIB (10 ⁹ R\$ [2008])	3.200	4.084	5.212	884	28%	1.128	28%	2.012	63%
População ⁽¹⁾ (10 ⁶ hab)	190,8	198,9	205,0	8,1	4%	6,1	3%	14,2	7%
PIB per capita (10 ³ R\$/hab)	16,8	20,5	25,4	3,8	22%	4,9	24%	8,7	52%
Oferta Interna de Energia per capita (tep/hab)	1,418	1,734	2,145	0,3	22%	0,4	24%	0,7	51%
Oferta Interna de Energia por PIB (tep/10 ⁶ R\$)	84,6	84,4	84,4	-0,14	-0,2%	-0,06	-0,1%	-0,20	-0,2%
Oferta Interna de Eletricidade por PIB (kWh/10 ³ R\$)	171,5	168,7	166,4	-2,8	-2%	-2,3	-1%	-5,1	-3%
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ⁶ R\$)	76,1	75,9	75,8	-0,13	-0,2%	-0,09	-0,1%	-0,22	-0,3%
Elasticidade-renda do consumo de energia ⁽²⁾				1,12		0,99		1,05	
Consumo Final Energético ⁽³⁾ (10⁶ tep)	243,4	310,1	395,3	66,7	27%	85,2	27%	151,9	62%
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)	54,3	91,2	135,8	36,9	68%	44,6	49%	81,5	150%
Carvão Mineral e Coque (10 ⁶ t)	10,3	15,7	18,7	5,4	52%	3,0	19%	8,4	82%
Lenha (10 ⁶ t)	57,3	62,7	69,4	5,4	9%	6,7	11%	12,1	21%
Carvão Vegetal (10 ⁶ t)	8,7	11,2	12,0	2,5	29%	0,8	7%	3,3	38%
Bagaço de Cana (10 ⁶ t)	145,5	187,8	238,0	42,3	29%	50,2	27%	92,5	64%
Eletricidade (TWh)	454,1	581,2	730,1	127,1	28%	148,9	26%	276,0	61%
Etanol (10 ⁶ m ³)	25,7	42,3	64,6	16,6	65%	22,3	53%	38,9	151%
Biodiesel (10 ⁶ m ³)	2,4	3,0	3,8	0,6	25%	0,8	27%	1,4	58%
Derivados de Petróleo (10 ⁶ m ³)	91,8	104,1	128,0	12,3	13%	23,9	23%	36,2	39%
Óleo Diesel	45,6	57,5	73,4	11,9	26%	15,9	28%	27,8	61%
Óleo Combustível	6,7	8,1	9,3	1,4	21%	1,2	15%	2,6	39%
Gasolina	22,8	18,2	21,7	-4,6	-20%	3,5	19%	-1,1	-5%
GLP	12,9	14,8	16,5	1,9	15%	1,7	11%	3,6	28%
Querosene	3,9	5,5	7,1	1,6	41%	1,6	29%	3,2	82%
Oferta Interna de Energia (10⁶ tep)	270,6	344,8	439,7	74,2	27%	94,9	28%	169,1	62%
Petróleo (10 ³ barris/dia)									
- Produção	2.050	3.815	6.079	1.765	86%	2.264	59%	4.029	197%
- Exportação ^(*)	-291	-1.512	-3.077	-1.221	420%	-1.565	104%	-2.786	957%
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)									
- Produção ⁽⁴⁾	62,8	109,1	186,6	46,3	74%	77,5	71%	123,8	197%
- Importação ^(*)	34,6	29,5	5,5	-5,1	-15%	-24,0	-81%	-29,1	-84%
Óleo Diesel (10 ⁶ m ³)									
- Produção	43,8	65,6	92,8	21,8	50%	27,2	41%	49,0	112%
- Importação/Exportação	7,5	-4,4	-14,8	-11,9	-159%	-10,4	236%	-22,3	-297%
Óleo Combustível (10 ⁶ m ³)									
- Produção	14,2	12,4	14,3	-1,8	-13%	1,9	15%	0,1	1%
- Exportação	-8,1	-3,4	-3,8	4,7	-58%	-0,4	12%	4,3	-53%
Gasolina (10 ⁶ m ³)									
- Produção	23,4	21,7	22,6	-1,7	-7%	0,9	4%	-0,8	-3%
- Exportação	-0,3	-3,5	-1,0	-3,2	1067%	2,5	-71%	-0,7	233%
Etanol (10 ⁶ m ³)									
- Produção	28,0	47,5	73,3	19,5	70%	25,8	54%	45,3	162%
- Exportação	-1,8	-5,3	-8,7	-3,5	194%	-3,4	64%	-6,9	383%
Eletricidade (TWh)									
- Produção+importação	548,9	689,0	867,3	140,1	26%	178,3	26%	318,4	58%

	2010 ^(*)	2015	2020	1º Quinquênio		2º Quinquênio		Decênio	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Sistema Interligado Nacional ⁽⁵⁾ (GW)	109,6	140,9	171,1	31,3	29%	30,2	21%	61,5	56%
<i>Hidráulica ⁽⁶⁾</i>	82,9	94,1	115,1	11,2	14%	21,0	22%	32,2	39%
<i>Nuclear</i>	2,0	2,0	3,4	0,0	0%	1,4	70%	1,4	70%
<i>Térmica ⁽⁷⁾</i>	15,5	25,5	25,5	10,0	65%	0,0	0%	10,0	65%
<i>PCH+Biomassa+Eólica</i>	9,1	19,3	27,1	10,2	112%	7,8	40%	18,0	198%
Transmissão de Energia Elétrica ⁽⁸⁾									
Linhas de Transmissão (km)	99.649	131.946	142.202	32.297	32%	10.256	8%	42.553	43%
Subestações (MVA)	222.119	279.549	291.370	57.430	26%	11.821	4%	69.251	31%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos)	9.295	9.745	9.745	450	5%	0	0%	450	5%

Notas:

(*) Os valores de parâmetros macroeconômicos, de consumo final e de oferta interna de energia correspondem a resultados preliminares do Balanço Energético Nacional 2011. Os demais dados de 2010 referem-se a valores estimados.

(**) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente. Os incrementos negativos acima de 100% num determinado período correspondem a inversões do sentido dos fluxos nesse período.

(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) Inclui o consumo do setor energético e consumo não energético. Não inclui consumo para geração elétrica de serviço público e autoprodução.

(4) Estimativa referente a recursos descobertos.

(5) Não abrange as instalações dos sistemas isolados e a capacidade instalada nos pontos de consumo (autoprodução). Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das usinas.

(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. Salienta-se que o incremento de 64% se concentra totalmente no primeiro quinquênio, decorrente da entrada em operação de usinas já autorizadas, entre elas as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova. O incremento no segundo quinquênio é nulo.

(8) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.

Síntese das estimativas de investimentos

	R\$ bilhões	
	Período 2011-2020	%
Oferta de Energia Elétrica	236	23%
Geração ⁽¹⁾	190	18%
Transmissão ⁽²⁾	46	5%
Petróleo e Gás Natural	686	67%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	510	50%
Oferta de Derivados de Petróleo	167	16%
- Refino	151	14,5%
- Infraestrutura de transporte	16	1,5%
Oferta de Gás Natural	9	1%
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	97	10%
Etanol - Usinas de produção	90	9%
Etanol - Infraestrutura dutoviária e portuária	6,5	0,9%
Biodiesel - Usinas de produção	0,6	0,1%
TOTAL	1.019	100%

Notas:

(1) Inclui usinas já concedidas e autorizadas, entre elas, as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova. Sem incorporar tais instalações, o valor é da ordem de R\$ 100 bilhões.

(2) Inclui instalações já licitadas que entrarão em operação no período decenal. Sem computar tais instalações, o valor é da ordem de R\$ 29 bilhões.

Taxa de câmbio referencial: R\$ 1,69 / US\$ (comercial, média de venda, dezembro/2010).

Matriz Energética Nacional – 2020

Complementando, apresenta-se a projeção da Matriz Energética Nacional visualizada para o ano final do período decenal (2020).

PROJEÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL – ANO 2020

CONSOLIDADO - 2020 (10 ³ tep)	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA													TOTAL					
	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U308	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUERÓSENE	GÁS DE COQUERIA	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTIDO NO UOZ	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANDRO E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO		PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	ALCATRÃO	ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL		
PRODUÇÃO	314.647	67.627	4.558	300	6.350	51.486	36.674	100.525	22.471	604.637	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	611.348
IMPORTAÇÃO	5.948	7.709	1.061	19.702	0	0	0	0	0	34.419	0	921	0	0	0	0	1.306	0	3.317	0	0	0	1.625	0	0	0	7.170	41.589	
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	0	
OFERTA TOTAL	320.595	75.336	5.618	20.001	6.350	51.486	36.674	100.525	22.471	639.056	0	921	0	0	0	0	1.306	0	3.317	0	0	0	1.625	0	0	0	7.170	652.937	
EXPORTAÇÃO	-165.237	-5.949	0	0	0	0	0	0	0	-171.186	-12.561	-4.529	-741	-687	-675	-3.106	0	0	0	0	0	-4.601	-2.390	0	0	0	-29.290	-200.476	
NÃO-APROVEITADA	0	-3.933	0	0	0	0	0	0	0	-3.933	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.933	
REINJEÇÃO	0	-2.089	0	0	0	0	0	0	0	-2.089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.089	
OFERTA INTERNA BRUTA	155.358	63.366	5.618	20.001	6.350	51.486	36.674	100.525	22.471	461.849	-12.561	-3.608	-741	-687	-675	-3.106	0	1.306	0	3.317	0	-4.601	-2.390	1.625	0	-22.120	439.729		
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-155.358	-19.750	-4.948	-14.045	-6.350	-51.486	-15.146	-49.827	-12.136	-329.046	77.999	12.562	17.431	10.773	10.799	8.948	2.781	10.534	0	71.266	7.736	37.742	18.723	8.685	426	296.405	-32.640		
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-155.358	0	0	0	0	0	0	0	-6.821	-162.179	75.466	13.702	16.184	5.944	14.875	8.948	0	0	0	0	0	0	16.843	8.685	0	160.646	-1.532		
PLANTAS DE GAS NATURAL	0	-11.832	0	0	0	0	0	0	6.472	-5.360	0	0	0	4.642	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.642	-718		
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	0	
COQUERIAS	0	0	0	-14.045	0	0	0	0	0	-14.045	0	0	0	0	0	2.949	10.534	0	0	0	0	0	0	0	426	13.909	-135		
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.350	0	0	0	0	-6.350	0	0	0	0	0	0	0	6.255	0	0	0	0	0	0	0	6.255	-95		
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-5.739	-4.827	0	0	-51.215	0	0	-4.707	-66.488	-321	-1.064	0	0	0	0	0	0	-6.255	61.765	0	0	0	0	0	54.125	-12.363		
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-1.831	-121	0	0	-271	-550	-12.029	-4.166	-18.968	-408	-76	0	0	0	0	-169	0	0	9.502	0	0	-598	0	0	8.251	-10.717		
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-14.595	0	0	-14.595	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.736	0	0	0	0	0	7.736	-6.860		
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-37.798	0	-37.798	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37.742	0	0	0	0	44.442	-57		
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-349	0	0	0	0	0	0	-2.914	-3.263	3.263	0	1.247	188	-4.076	0	0	0	0	0	0	0	2.478	0	0	3.100	-163		
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11.798	0	0	0	0	0	0	-11.798	-11.798		
CONSUMO FINAL	0	43.616	670	5.957	0	0	21.528	50.698	10.335	132.804	65.438	8.953	16.690	10.087	10.125	5.842	2.781	11.840	0	62.786	7.736	33.140	16.333	10.310	426	262.487	395.291		
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	1.616	0	0	0	0	0	0	0	1.616	0	0	0	10.125	8	0	0	0	0	0	0	805	98	10.310	324	21.670	23.287		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	42.000	670	5.957	0	0	21.528	50.698	10.335	131.187	65.438	8.953	16.690	10.087	0	5.834	2.781	11.840	0	62.786	7.736	32.336	16.234	0	102	240.817	372.004		
SETOR ENERGÉTICO	0	19.843	0	0	0	0	0	29.176	0	49.019	369	1.174	0	43	0	326	0	0	3.735	0	0	5.838	0	0	0	11.486	60.505		
RESIDENCIAL	0	715	0	0	0	0	8.372	0	0	9.087	0	0	0	7.650	0	0	0	0	14.558	649	0	0	0	0	0	22.858	31.945		
COMERCIAL	0	433	0	0	0	0	62	0	0	494	118	231	0	407	0	0	0	0	10.646	81	0	0	0	0	0	11.483	11.977		
PÚBLICO	0	88	0	0	0	0	0	0	0	88	196	102	0	583	0	0	0	0	4.624	0	0	0	0	0	0	5.504	5.593		
AGROPECUÁRIO	0	2	0	0	0	0	3.140	0	0	3.142	8.792	98	0	33	0	0	0	0	2.183	10	0	0	0	0	0	11.115	14.257		
TRANSPORTES	0	3.179	0	0	0	0	0	0	0	3.179	54.824	2.524	16.690	0	0	5.827	0	0	273	0	32.336	0	0	0	0	112.474	115.653		
INDUSTRIAL	0	17.739	670	5.957	0	0	9.955	21.522	10.335	66.177	1.138	4.825	0	1.371	0	7	2.454	11.840	0	26.768	6.996	0	10.396	0	102	65.897	132.074		
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]	ACHÃO, C. C. L. Análise da estrutura de consumo de energia pelo setor residencial brasileiro. Dissertação de M. Sc. PPE/COPPE/UFRJ: Rio de Janeiro, 2003.
[2]	BACHA, E.L.; R. BONELLI. "Accounting for Brazil's Growth Experience 1940-2002", Texto para Discussão, número 1018, IPEA, maio de 2004.
[3]	BM [Banco Mundial]. "Incremental Capital-Output Ratio", disponível em < http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/DATASTATISTICS/EXTDECSTAMAN/0,,contentMDK:20878918~isCURL:Y~menuPK:2648208~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:2077967,00.html > Acesso em junho de 2009.
[4]	BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL [BNDES]. "Investimentos em perspectiva já são superiores a valores pré-crise". Visão do Desenvolvimento, número 81, 21 de maio de 2010.
[5]	BNDES. "A participação da indústria nacional nos investimentos do pré-sal". Apresentação de Luciano Coutinho na audiência pública: exploração petróleo pré-sal. Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal. 19 de outubro de 2009.
[6]	CENTRO DE EXCELÊNCIA EM ENGENHARIA DE TRANSPORTES [CENTRAN]. Plano Nacional de Logística e Transportes – PNL 2008-2023: Relatório Executivo. Ministério da Defesa, Exército Brasileiro, Departamento de Engenharia e Construção (DEC), abril de 2007.
[7]	CBO [Congressional Budget Office]. "The Budget and Economic Outlook: Fiscal Years 2009 to 2018", maio de 2008.
[8]	ELETROBRAS – Centrais Elétricas S.A.. "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, julho de 2007.
[9]	ELETROBRAS – Centrais Elétricas S.A.. "Avaliação do Mercado de Eficiência Energética no Brasil. Simulação de Potenciais de Eficiência Energética para a Classe Residencial" Rio de Janeiro, 2009.
[10]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2019 (versão para Consulta Pública). Rio de Janeiro: EPE, 2010. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/default.aspx >.
[11]	EPE. Balanço Energético Nacional (BEN) 2010: Ano Base 2009. Disponível em: http://www.epe.gov.br/default.aspx .
[12]	EPE. Plano Nacional de Energia 2030. Caderno Temático 2. Projeções. Rio de Janeiro: EPE, 2007. Disponível em http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_2.pdf
[13]	EPE/ONS [Empresa de Pesquisa Energética/Operador Nacional do Sistema]. 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional 2009-2013. Rio de Janeiro: EPE/ONS, abril de 2009.
[14]	FMI [Fundo Monetário Internacional]. "Rebalancing Growth", World Economic Outlook, abril de 2010, disponível em < http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2010/01/ >. Acesso em maio de 2010.
[15]	FMI. "Sustaining the Recovery", World Economic Outlook, outubro de 2009, disponível em < http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/02/ > Acesso em novembro de 2009.
[16]	GIAMBIAGI, F.; F. PASTORIZA. "Modelo de Consistência Macroeconômica", BNDES, Texto para Discussão 52, 1997.
[17]	GODET. "Manual de Prospectiva Estratégica – Da antecipação à ação", 1ª ed., Lisboa: Publicações Don Quixote, 1993.
[18]	IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. Indicadores IBGE: Contas Nacionais Trimestrais. Rio de Janeiro: IBGE, Janeiro/Março de 2010.
[19]	IBGE. Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios - PNAD. Síntese de Indicadores 2009. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: < http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/trabalhoerendimento/pnad2008/default.shtm > Acesso em abril de 2010.
[20]	IBGE. Projeção da População do Brasil por sexo e idade: 1980-2050 - Revisão 2008 – Metodologia e Resultados.
[21]	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.
Capítulo II – Demanda de energia	
[22]	ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. Glossário. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/ >. Acesso em: junho. 2009.
[23]	ANFAVEA [Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores]. http://www.anfavea.com.br/tabelas.html (acesso em 15/09/2010).

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[24]	CNI [Confederação Nacional da Indústria]. Eficiência Energética na Indústria. http: www.cni.org.br . Acesso em setembro/2009.
[25]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Balanço Energético Nacional 2010 – ano base 2009. Rio de Janeiro: EPE, 2010.
[26]	EPE/ONS [Empresa de Pesquisa Energética/Operador Nacional do Sistema]. 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional 2009-2013. Rio de Janeiro, Abr. 2009: EPE/ONS, 2009a
[27]	EPE, 2010. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2019 (versão para Consulta Pública). Rio de Janeiro: EPE, 2010. Disponível em: http://www.epe.gov.br/default.aspx
[28]	EPE/ONS. 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional 2009-2013. Rio de Janeiro: EPE/ONS, 2009b
[29]	MME/FDTE [Ministério das Minas e Energia/Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia]. Balanço de Energia Útil 2005. Brasília, 2005.
[30]	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.
[31]	Ministério dos Transportes [MT] e Ministério da Defesa [MD]. Plano Nacional de Logística e Transportes. Relatório Executivo. Disponível em: http://www.transportes.gov.br/ . Acesso em: 25 de maio de 2009. MT/MG, 2007.
[32]	MPOG/SOF [Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão/Secretaria de Orçamento Federal]. Projeto de Lei de Diretrizes Orçamentárias – PLDO 2010. Brasília: MPOG/SOF, Abr. 2009.
Capítulo IV – Transmissão de energia elétrica	
[33]	"Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão", CCPE, novembro/2002
[34]	EPE-DEE-RE-002/2009-r0 - Avaliação do Sistema de 88Kv da Região Presidente Prudente , Assis e Salto Grande, sob a influência das Usinas de Biomassa
[35]	EPE-DEE-RE-003/2009-r0 - Análise Técnico-Econômica de Alternativas- Relatório R1 - Definição da localização da nova SE Chapadão em Mato Grosso do Sul
[36]	EPE-DEE-RE-004/2009-r2 - Atendimento a região sudeste do Pará, nordeste do Mato Grosso e centro-oeste do Tocantins
[37]	EPE-DEE-RE-005/2009-r0 - Análise técnico-econômica das Alternativas - Relatório R1 (Estudo de Suprimento de Energia Elétrica à Região do Complexo Industrial e Portuário do Pecém)
[38]	EPE-DEE-RE-006/2009-r0 - Reforço ao Sistema Elétrico da Região de Montes Claros para atendimento ao Critério N-1 -Relatório R1
[39]	EPE-DEE-RE-009/2009-r1 - Análise das alternativas para conexão das usinas Rio Juruena
[40]	EPE-DEE-RE-010/2009-r0 - Análise técnico-econômica das alternativas - Relatórios R1 - Estudo de Suprimento à Região de Arapiraca
[41]	EPE-DEE-RE-011/2009-r0 - Suprimento de Energia a Área Sul da Região Nordeste - Análise do Impacto da Perda Autotransformador 500/230 kV, 600 MVA, da SE Jardim
[42]	EPE-DEE-RE-015/2009-r0 - Parecer Técnico - Estudo de Suprimento à Região de Carazinho(Eletrocar) RS
[43]	EPE-DEE-RE-016/2009-r0 - Estudo de Suprimento ao Rio Grande do Sul - Regiões de Cruz Alta, Ijuí e Santo Ângelo
[44]	EPE-DEE-RE-019/2009-r1 - Avaliação da Necessidade de Ampliações e Reforços na Região Sudoeste do Estado de São Paulo
[45]	EPE-DEE-RE-020/2009-r1 - Estudo de Suprimento às Regiões Goiás e Brasília – Período 2010/2016 - Volume IV – Atendimento à Região de Cristalina
[46]	EPE-DEE-RE-025/2009-r0 - Atendimento Elétrico ao Estdo do Rio Grande do Sul-Região Serrana-Vacaria, Gramado e Canela
[47]	EPE-DEE-RE-028/2009-r1 - Planejamento da Expansão do sistema de Transmissão-Reforços estruturais para o Mato Grosso do Sul
[48]	EPE-DEE-RE-029/2009-r0 - Análise Técnico-Econômica de Alternativas Relatório R1 - Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul - Região Metropolitana de Porto Alegre
[49]	EPE-DEE-RE-031/2009-r0 - Estimativa das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão do AHE Belo Monte
[50]	EPE-DEE-RE-032/2009-r0 - Reavaliação das Características da Subestação Camaçari IV 500/230 kV - Análise do Impacto das UTE Oriundas dos Leilões de Energia Nova A-3 e A-5
[51]	EPE-DEE-RE-033/2009-r0 - Estudo de Atendimento à região metropolitana de Teresina - incluídos cargas de Biribiri, Caxias e Timon
[52]	EPE-DEE-RE-034/2009-r0 - Reforços no Sistema de Transmissão a partir da SE Araraquara para escoar a Energia das Usinas do Rio Madeira

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[53]	EPE-DEE-RE-039/2009-r0 - Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão – Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul – Região Noroeste
[54]	EPE-DEE-RE-042/2009-r0 - Estudo da Integração das PCHs LINHA Jacinto e Linha Aparecida ao Sistema Interligado
[55]	EPE-DEE-RE-043/2009-r0 - Estudo de Suprimento à Região Noroeste do Maranhão
[56]	EPE-DEE-RE-044/2009-r0 - Estudos de Suprimento à Região de Arapiraca - AL
[57]	EPE-DEE-RE-054/2009-r0 - Estudo para Atendimento à Região Sudeste do Pará, nordeste do Mato Grosso e Centro-este do Tocantins
[58]	EPE-DEE-RE-055/2009-r0 - Nota Técnica - Interligação Brasil - Uruguai
[59]	EPE-DEE-RE-057/2009-r0 - Conexão das Usinas de Biomassa da Região do Triângulo de Minas Gerais, à Rede Básica
[60]	EPE-DEE-RE-058/2009-r0 - Estudo de Conexão da Nova Planta da Fero Resources do Brasil em Presidente Kennedy -ES
[61]	EPE-DEE-RE-063/2009-r0 - Análise de Integração das Centrais Geradoras Eólicas-LER 2009
[62]	EPE-DEE-RE-072/2009-r0 - Estudo de Suprimento a Região Metropolitana de Aracaju
[63]	EPE-DEE-RE-074/2009-r0 - Expansão de Transmissão-Conexão de Usinas Eólicas
[64]	EPE-DEE-RE-075/2009-r0 - Programa de Expansão da Transmissão – PET 2010-2014
[65]	EPE-DEE-RE-077/2009-r0 - Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Belém
[66]	EPE-DEE-RE-078/2009-r0 - Análise Técnico-Econômica das Alternativas – Relatório R1 - Impacto da exportação de Mato Grosso do Sul ao Sistema São Paulo, através da futura SE Ilha Solteira II 440/230 kV e rede existente
[67]	EPE-DEE-RE-001/2010-r0 - Avaliação da Conexão Elétrica das Usinas Térmicas do LEN A-5-2008 no Estado do Espírito Santo
[68]	EPE-DEE-RE-002/2010-r0 - Estudo de Suprimento às Áreas do Rio de Janeiro e Espírito Santo - Parte II – Atendimento ao Rio de Janeiro
[69]	EPE-DEE-RE-005/2010-r0 - Análise do sistema elétrico da região Central de Minas Gerais e Subsistema de Sete Lagoas - Parecer Técnico
[70]	EPE-DEE-RE-006/2010-r0 – Estudos da Interligação Brasil – Uruguai
[71]	EPE-DEE-RE-008/2010-r0 - Estudo para Definição da Quantidade de Máquinas na UHE Belo Monte que Deverão Operar como Compensadores Síncronos
[72]	EPE-DEE-RE-009/2010-r0 - Estudo de Conexão das Centrais Geradoras Eólicas Vencedoras no LER 2009 nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia
[73]	EPE-DEE-RE-012/2010-r0 - Estudo de Conexão das Minas de Viga, Esperança e Serrinha da Fero Resources em Minas Gerais
[74]	EPE-DEE-RE-016/2010-r0 - Análise Expedida do Impacto da Expansão da SE Tapera 2 - Estudo de Suprimento à Região de Carazinho (ELETROCAR) – RS
[75]	EPE-DEE-RE-017/2010-r0 - Reforço Estrutural ao Sistema de Transmissão da Região Leste de MG
[76]	EPE-DEE-RE-018/2010-r0 - Compensação de potência reativa na rede básica da região sudeste no período Pré-Belo Monte
[77]	EPE-DEE-RE-020/2010-r0 - Estudo para Definição da Quantidade de Máquinas na UHE Belo Monte que Deverão Operar como Compensadores Síncronos
[78]	EPE-DEE-RE-024/2010-r0 - Estudo para Dimensionamento das ICG referentes Centrais Geradoras Eólicas do LER 2009, dos Estados: Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia
[79]	EPE-DEE-RE-025/2010-r0 - Reforço Estrutural ao Sistema de Transmissão da Região Leste de MG de Minas Gerais Relatório 1
[80]	EPE-DEE-RE-026/2010-r0 - Análise socioambiental de alternativas para o suprimento à Região Leste de Minas Gerais - Relatório R1
[81]	EPE-DEE-RE-028/2010-r0 - Viabilidade de Relocação de Bancos de Capacitadores da SE Tijuco Preto 765/345kV
[82]	EPE-DEE-RE-029/2010-r0 - Estudo para definição do reforço estrutural à Região de Itapaci-Goiás

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[83]	EPE-DEE-RE-033/2010-r0 - Sistema de Transmissão Associado ao AHE Belo Monte. Descrição da Conexão Elétrica dos Empreendimentos de Geração de Energia
[84]	EPE-DEE-RE-036/2010-r0 - Acompanhamento do Projeto Básico do Sistema de Transmissão de Integração das usinas do rio Madeira
[85]	EPE-DEE-RE-037/2010-r0 - Análise de Integração das Usinas cadastradas nos leilões de Energia Renováveis - LER 2010 e LAF 2010
[86]	EPE-DEE-RE-041/2010-r0 - Nota Técnica Estudos para expansão da transmissão em 765 kV no Brasil
[87]	EPE-DEE-RE-042 /2010-r0 - Análise do Impacto das Usinas Vencedoras nos Leilões de Energia Nova A-3 e A-5 de 2008, Reunidas em Cluster na Região do Porto de Aratu-BA
[88]	EPE-DEE-RE-046/2010-r0 - Atendimento de Energia Elétrica a Área Leste da Região Nordeste do Brasil
[89]	EPE-DEE-RE-047/2010-r0 - Estudo da Interligação Boa Vista - Manaus
[90]	EPE-DEE-RE-048/2010-r0 - Reavaliação dos Estudos da Interligação da Refinaria RLAM devido a Expansão prevista do Sistema de Transmissão da Área Sul do Nordeste Brasileiro
[91]	EPE-DEE-RE-049/2010-r0 - Análise Técnico-Econômica do Sistema de Transmissão em meia onda aplicado à ampliação da interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste
[92]	EPE-DEE-RE-054/2010-r0 - Análise de Integração das Usinas contratadas nos leilões de Energia Renováveis - LER 2010 e LAF 2010
[93]	EPE-DEE-RE-057/2010-r0 - Estudo para estabelecer Solução da SE Funil 230 kV Localizada no Sul do Estado da Bahia
[94]	EPE-DEE-RE-064/2010-r0 - Estudos de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus
[95]	EPE-DEE-RE-068/2010-r0 - Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Curitiba e Litoral
[96]	EPE-DEE-RE-069/2010-r0 - Estudo de Atendimento à Região Oeste do Paraná
[97]	EPE-DEE-RE-070/2010-r0 - Estudo de Suprimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul – Região Sul
[98]	EPE-DEE-RE-071/2010-r0 - Estudo de Atendimento à Região do Vale do Itajaí
Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural	
[99]	ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. 2010. < http://www.anp.gov.br/ >. Acesso em: julho. 2009.
[100]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás – Relatório Executivo. Rio de Janeiro: EPE, 2007.
[101]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Atualização da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - Parte C: Análise das Perspectivas de Recursos e Produção de Petróleo e Gás Natural com Foco no <i>Pré-Sal</i> . Rio de Janeiro: EPE, 2008.
[102]	BP Statistical Review of World Energy 2010, junho 2010. http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2010.pdf . Acesso em: julho, 2010
Capítulo VI – Oferta de derivados de petróleo	
[103]	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 .
[104]	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. Disponível em: http://www.anp.gov.br .
[105]	ANP (2010a). Preços de Produtores. Disponível em: http://www.anp.gov.br .
[106]	ANP (2010b). Despacho ANP nº 527, de 31 de março de 2010. Atualiza os Anexos II e III da Portaria ANP nº 206 de 29 de agosto de 2000. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 10 jul. 2010. Disponível em: http://www.anp.gov.br .
[107]	ANP (2010c). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural (ano base 2009). Disponível em: http://www.anp.gov.br .
[108]	ARRUDA, G (2006). Refinaria do Futuro. Revista Petro & Química. São Paulo, ano XXX, n. 285, p. 52-65, jun. 2006.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[109]	BRASIL (2002). Ministério do Meio Ambiente (MMA). Resolução CONAMA nº 315, de 29 de outubro de 2002. Dispõe sobre a nova etapa do Programa de Controle de Emissões Veiculares – PROCONVE. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 20 nov. 2002. Disponível em: http://www.mma.gov.br/port/conama/legi.cfm .
[110]	BRASIL (2008). Acordo para compensação pelo não cumprimento da Resolução CONAMA nº 315/2002. Ministério Público Federal, São Paulo, 29 out. 2008.
[111]	BRASIL (2010). Ministério de Minas e Energia (MME). Out. 2010.
[112]	BOSCO, F (2009). Guia Anual de Refinarias. Revista Petro & Química, São Paulo, ano XXXI, n. 316, p. 12-25, jun. 2009.
[113]	ESMAP (2005). Crude oil price differentials and differences in oil qualities: a statistical analysis. Energy Sector Management Assistance Programme. Washington/The World Bank Group.
[114]	PETROBRAS (2007a). Fato Relevante: Análise da área de TUPI. Rio de Janeiro: Petrobras. Disponível em: http://www.petrobras.com.br . Acessado em: 28/01/2008.
[115]	PETROBRAS (2007b). Apresentação da Carteira de Investimentos do Abastecimento para a Empresa de Pesquisa Energética. 24 out. 2007.
[116]	PETROBRAS (2009). Abastecimento Corporativo. Gerência de Gestão de Portfólio. Mai. 2009.
[117]	PETROBRAS (2010a). Desafios do Mercado de Diesel, Workshop Diesel S-10. Universidade da Petrobras. Set. 2010.
[118]	PETROBRAS (2010b). Abastecimento Corporativo. Gerência de Gestão de Portfólio. Jun. 2010.
[119]	SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; MACHADO, G. V. (Coord.) (2004). Evolução do Mercado Brasileiro de Derivados de Petróleo e Perspectivas de Expansão do Parque de Refino Nacional até 2015. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, Out. 2004.
[120]	TRANSPETRO (2010). Acordo para Intercâmbio e Cooperação Técnica entre EPE e Transpetro.
Capítulo VIII – Oferta de biocombustíveis	
[121]	Agência Nacional das Águas. Manual de Conservação e Reúso da Água na Agroindústria Sucreenergética. Coordenação do trabalho André Elia Neto. Disponível em: http://www.ana.gov.br/acoesadministrativas/cdoc/Catalogo_imgs/2009/20091130_ManualConservacaoReusoAguaAgroindustriaS ucro.pdf . Acesso em 26/12/2009.
[122]	Amorim, Henrique V. A Chave para Melhorar a Fermentação. 6º Simpósio Internacional e Mostra de Tecnologia da Agroindústria Sucrealcooleira - SIMTEC. Disponível em: http://www.simtec.com.br/palestras/simtec.html . Acesso em 26/11/2009.
[123]	ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2009. Resultados dos Leilões de Biodiesel. Disponível em http://www.anp.gov.br/biocombustiveis/leilao_biodiesel.asp . Acesso em 27/04/2011.
[124]	ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2010. Boletim Mensal do Biodiesel. Disponível em http://www.anp.gov.br . Acesso em 27/04/2011.
[125]	Atala, Daniel I. P.; Maugeri Filho, Francisco. Processo Fermentativo Extrativo à Vácuo para Produção Etanol. Unicamp, agosto 2005. Disponível em: http://www.cori.unicamp.br/foruns/agro/evento13/daniel.ppt . Acesso em 21/12/2010.
[126]	CETESB. Norma Técnica CETESB - P4.231. Vinhaça - Critérios e Procedimentos para Aplicação no Solo Agrícola. Janeiro/2005 Disponível em: http://www.udop.com.br/download/legislacao_vinhaca.pdf . Acesso em 22/12/2010.
[127]	CGEE, 2004. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. Prospecção Tecnológica – Biocombustíveis. Avaliação da Expansão da Produção de Etanol no Brasil. Disponível em http://www.cgee.org.br/atividades/redirect.php?idProduto=1833 . Acesso em 20/11/2007
[128]	CODESP - Companhia Docas do Estado de São Paulo, 2010. Terminais vão investir R\$ 75 mi na Ilha Barnabé. Notícia. Disponível em: http://www.portodesantos.com.br/clipping.php?idClipping=14805 . Acesso em 05/11/2010.
[129]	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.
[130]	CONAB - Companhia Nacional de Abastecimento, 2010. Acompanhamento da Safra Brasileira de Cana-de-Açúcar - safra 2011/2012 - Primeiro Levantamento. Disponível em: http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/11_05_10_09_13_03_boletim_cana_portugues_-_maio_-_2011_1o_lev..pdf . Acesso em 10/05/2011.
[131]	CONAB - Companhia Nacional de Abastecimento, 2005. Acompanhamento da Safra Brasileira de Cana - safra 2005. Disponível em: http://www.conab.gov.br/conabweb/download/safra/1_levantamento0506_mai2005.pdf . Acesso em 13/02/2009.
[132]	Consecana. Circulares das Safras entre 2000/01 e 2010/11. Disponível em: http://www.udop.com.br/index.php?item=consecana_sp&op=index . Acesso em 01/07/2010.
[133]	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.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[134]	Cortez, Luís. Can Brazil Replace 5% of World Demand of Gasoline in 2025? Global Sustainable BioenergyLatin American Convention.São Paulo-Brazil, 23/03/2010.
[135]	Datagro – Consultoria de Etanol e Açúcar, 2010. Disponível em: http://www.datagro.com.br/r_consulta.php?d[secao_id]=13&d[busca_data]=1&d[busca_chave]=1 . Acesso em 29/11/2010.
[136]	EBB – European Biodiesel Board, 2011. Statistics. The EU Biodiesel Industry. Disponível em < http://www.ebb-eu.org/stats.php >. Acesso em 29/03/2011.
[137]	EBIO - European Bioethanol Fuel Association, 2011.. Bioethanol Fuel in Numbers. Disponível em: < http://www.ebio.org/production_data_pd.php >. Acesso em 29/03/2011.
[138]	EIA/DOE, 2010. Annual Energy Outlook 2010. Disponível em http://www.eia.gov/oiaf/archive/aeo10/index.html . Acesso em 23/06/2010.
[139]	EIA/DOE, 2011. Independent Statistics and Analysis. Disponível em http://www.eia.gov/emeu/mer/renew.html . Acesso em 13/04/2011.
[140]	EMBRAPA - Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, 2009. Zoneamento Agroecológico da Cana-de-açúcar. Disponível em: http://www.cnps.embrapa.br/zoneamento_cana_de_acucar/ZonCana.pdf . Acesso em 22/09/2009.
[141]	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/advpress.nsf/0/BF822DDBEC29C0DC852577BB005BAC0F . Acesso em 29/10/2010.
[142]	EPA, 2010. Regulation of Fuels and Fuel Additives: Changes to Renewable Fuel Standard; Final Rule. Disponível em http://www.epa.gov/oms/renewablefuels/rfs-finalrule.pdf . Acesso em 30/06/2010.
[143]	EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2010. Estudos sobre a Demanda de Etanol. Modelo de Demanda de Etanol.
[144]	EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2008. Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas.
[145]	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.
[146]	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.
[147]	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.
[148]	EUROSERVER, 2010. Biofuels Barometer. Disponível em http://www.euroserv-er.org/downloads.asp . Acesso em 20/10/2010.
[149]	F.O.LICHT, 2009. World Ethanol Markets. The Outlook to 2020.
[150]	IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2011. Levantamento Sistemático da Produção Agrícola. Banco de Dados Agregados de Pecuária. Disponível em: http://www.ibge.gov.br/servidor_arquivos_est/diretorios.php . Acesso em 26/04/2011.
[151]	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.
[152]	INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2010. Canasat – Mapeamento da cana via imagens de satélites de observação da terra. Disponível em: http://150.163.3.3/canasat/tabelas.php . Acesso em 10/11/2010.
[153]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2007. Os Biocombustíveis como nova Opção Energética. Palestra proferida na Reunião I do GT Bioenergia: Situação atual da bionergia e dos biocombustíveis. Brasília, 16/08/2007. Disponível em http://www.cdes.gov.br/exec/documento/baixa_documento.php?p=f01200e46c415edf54cdf939e442ed652ad50cb9bcfa03e9f2cba4f1741b62820ec1d51cb20898c8659ae4f0fe36d70e9d06 . Acesso em 18/04/2011.
[154]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2010. Comunicação Pessoal.
[155]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2010. Acompanhamento da Produção Sucroalcooleira. Posição 30/10/2010. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br . Acesso em 16/10/2010.
[156]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2010. Relação das Unidades Produtoras Cadastradas no Departamento da Cana-de-açúcar e Agroenergia. Posição 11/11/2010. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br/pls/portal/docs/PAGE/MAPA/SERVICOS/USINAS_DESTILARIAS/USINAS_CADASTRADAS/DADOS%20PRODUTORES_11_10_2010_0.PDF . Acesso em 16/11/2010.
[157]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2010. Projeções do Agronegócio Brasil 2009/10 a 2019/20. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br/images/MAPA/arquivos_portal/projecoes_web.pdf . Acesso em 10/08/2010.
[158]	MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior/SECEX/Aliceweb, 2009. Acesso aos Dados Estatísticos das Exportações Brasileiras. Disponível em: http://alicesweb.desenvolvimento.gov.br . Acesso em 01/03/2011.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[159]	IAC – Instituto Agrônomo de Campinas, 2008. Notícias IAC. Programa Cana IAC lança quatro variedades de cana-de-açúcar. Assessoria de Imprensa do Instituto Agrônomo de Campinas, dezembro de 2007. Disponível em: http://www.iac.sp.gov.br/Centros/CentroCANA/InformativoProCana/4/Novas_Varieties.htm . Acesso em 20/03/2008.
[160]	ODEBRECHT, 2010. Disponível em: http://www.eth.com/index.cfm/8/pt/Polos_Produtivo . Acesso em 21/06/2010.
[161]	Olivério, José Novas Tecnologias para Biocombustíveis. 9º Encontro de Negócios de Energia. São Paulo, 14 de outubro de 2008. http://www.ciesp.org.br/energia/pdf/seminario%202%20Jose-Luiz-Oliverio.pdf . Acesso em 26/11/2009.
[162]	PORTAL EXAME, 2009. Petrobras inicia produção de combustível E3 no Japão. Notícias. Disponível em: http://portalexame.abril.com.br/ae/economia/petrobras-inicia-producao-combustivel-e3-japao-293379.shtml . Acesso em 05/05/2009.
[163]	Petrobras, Mitsui e Camargo Correa – PMCC, 2010. Desafios da Logística – Rio Oil & Gas, 2010. Comunicação pessoal. Acesso em 04/10/2010.
[164]	PMCC, 2011. Disponível em: http://www.pmccsa.com.br/news/0103.pdf . Acesso em 01/03/2011.
[165]	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.
[166]	RFA - Renewable Fuels Association, 2010. Industry Statistics. Disponível em: http://www.ethanolrfa.org/industry/statistics . Acesso em 30/03/2011.
[167]	SABESP, 2007. Descarte de Óleo de Cozinha. Disponível em: http://www.sabesp.com.br/CalandraWeb/CalandraRedirect/?temp=6&proj=sabesp&pub=T&nome=documento_noticias&db=&DOCID=581C096993E2477F8325728F00434388 . Acesso em 06/08/2009.
[168]	Secretaria de Estado do Meio Ambiente de São Paulo, 2010. Resolução Nº 067 DE 18 de Setembro de 2008. Publicada em 20-09-08 – SEÇÃO I – PÁG. 94. Disponível em: http://www.ambiente.sp.gov.br/legislacao/estadual/resolucoes/Resolucao_SMA_67_2008.pdf . Acesso em 15/07/2010.
[169]	UDOP - União dos Produtores de Bioenergia, 2010. Homepage. Disponível em www.udop.com.br . Acesso em 04/07/2010.
[170]	UE – União Européia, 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.
[171]	UE – União Européia, 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.
[172]	UE – União Européia, 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.
[173]	UNICA - União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2010. Comunicação Pessoal.
[174]	UNICA - União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2009. Avaliação da safra 2010/2011 - 26/08/2010. Disponível em: http://www.unica.com.br/download.asp?mmdCode=7903C3E9-5ECB-4BE3-8503-C66284A9F458 . Acesso em 27/08/2010.
[175]	Unicamp – Universidade Estadual de Campinas, 2010. Boletim Inovação Sygenta. Publicação em fevereiro de 2010. Disponível em: http://www.inovacao.unicamp.br/report/news-curtissimas100222.php . Acesso em 10/07/2010.
[176]	Uniduto, 2010. Estudos de Impactos Ambientais. Disponível em: http://www.uniduto.com.br/eia_rima.php?menu=1&item=5 . Acesso em: 22/10/2010.
[177]	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.
[178]	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	
[179]	ANTP (2008). Relatório Geral de Mobilidade Urbana 2008. Associação Nacional de Transportes Públicos. Disponível em http://portal1.antp.net/ , acesso em março/2010.
[180]	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.
[181]	EPE. Balanço Energético Nacional 2010, Resultados Preliminares – ano base 2009. Rio de Janeiro: EPE, 2010.
[182]	EPE. Balanço Energético Nacional 2009 – ano base 2008. Rio de Janeiro: EPE, 2009.
[183]	EPE. EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro: EPE, 2007.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[184]	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 outubro/2010.
[185]	MME/FDTE. Balanço de Energia Útil 2005. Brasília: MME, 2005.
Capítulo X – Aspectos socioambientais	
[186]	ANEEL, 2010. Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão. Versão 20/10/2010. Disponível em http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=38 . Acesso em 03/11/2010
[187]	ANEEL, 2010. Banco de Informações de Geração. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp . Acesso em 09/11/2010
[188]	ANEEL, 2010. Critério adotado para pagamento da compensação financeira. Disponível em http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=536 . Acesso em 10/11/2010.
[189]	EPE, 2005. Estudos de Expansão de Geração – Formulação de alternativas e Resultados Iniciais
[190]	EPE, 2005. Relatório EPE-DEE-RE-040/2005. Indicadores de Sustentabilidade para Usinas Hidrelétricas
[191]	EPE, 2006. Estudos associados ao Plano Decenal – PDE 2007/2016. Estudos Socioambientais. Análise Processual – Estimativa de prazos para estudos, desenvolvimento dos projetos e licenciamento ambiental de empreendimentos de geração e transmissão
[192]	EPE, 2006. Relatório EPE-DEE-RE-038/2006-r0. Estudos associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2007/2016. Procedimentos e critérios para os estudos socioambientais
[193]	EPE, 2006. Produto EPE 1.03.14.31. Aspectos relevantes para a sustentabilidade do setor energético. Condicionantes socioambientais da energia no Brasil. Plano Nacional de Energia de Longo Prazo – 2030
[194]	EPE, 2008. Relatório EPE-DEE-RE-140/2008-R0. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2008/2017. Estudos Socioambientais. Critérios e procedimentos para a análise socioambiental do sistema elétrico. Disponível em http://www.epe.gov.br
[195]	EPE, 2008. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008 - 2017. Disponível em http://www.epe.gov.br
[196]	EPE/CNEC-ARCADIS Tetraplan, 2007. Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos na Bacia do Rio Tocantins. Disponível em http://www.epe.gov.br
[197]	EPE/CNEC-Projetec, 2007. Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia do rio Parnaíba. Disponível em http://www.epe.gov.br
[198]	EPE/Consórcio Themag – Andrade & Canellas – Bourscheid, 2007. Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Rio Uruguai. Disponível em http://www.epe.gov.br
[199]	EPE/Consórcio Leme – Concremat, 2010. Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Teles Pires. Disponível em http://www.epe.gov.br
[200]	EPE/Engevix, 2010. Avaliação Ambiental Integrada da Alternativa Seleccionada na Revisão dos Estudos de Inventário Hidrelétrico da Bacia do Araguaia. Disponível em http://www.epe.gov.br
[201]	IBGE, 2004. Indicadores de Desenvolvimento Sustentável
[202]	IBGE, 2010. Censo Demográfico 2000 - Trabalho e Rendimento – População Economicamente Ativa. Disponível em http://www.ibge.gov.br/servidor_arquivos_est/ . Acesso em 20/09/2010.
[203]	IBGE, 2010. Estatística – Estimativa da população. Disponível em http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/estimativa2009/POP_2009_TCU.pdf . Acesso em 20/09/2010
[204]	Receita Federal, 2010. Finanças do Brasil – Dados Contábeis dos Municípios - 2009, 2008, 2007 e 2006. Disponível em http://www.stn.fazenda.gov.br/estados_municipios/index.asp . Acesso em 20/09/2010
[205]	ONS, 2010. Extensão das Linhas de Transmissão do SIN – km. Disponível em http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2009/07-Extensao-das-Linhas-de-Transmissao-do-SIN-km.html . Acesso em 10/11/2010.
[206]	IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 2 – Energy. Disponível em www.ipcc-nggip.iges.or.jp
[207]	BRASIL, 2008. Plano Nacional sobre Mudança do Clima.
[208]	WRI, 2010 – World Resources Institute. Climate Analysis Indicators Tools – versão 7.0. Disponível em http://cait.wri.org . Acesso em set/2010
[209]	MCT, 2010. 2ª Comunicação Nacional do Brasil à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.
[210]	MME, 2010. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - setembro/2010
[211]	PETROBRAS, 2010. Atlas da Integração no Setor de Gás Natural ao Sistema Elétrico Brasileiro

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[212]	Petrobras, 2009. Plano de negócios da Petrobras 2009-2013. Disponível em: http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=TjSAu+vk22bzyI6FL2P4yQ==&id_canal=wyqR1+3aDC/Y0tv/TRNk3g=&id_canalpai=/zfwoc+leAQcwFyERVZzwQ . Acesso em 08/10/2010
[213]	EPE, 2008. Estudos do Plano Decenal de Energia – PDE 2008/2017. Oferta de derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Análise dos tempos para licenciamento ambiental das atividades de E&P de Óleo e Gás
[214]	IBAMA, 2010. Licenciamento ambiental. Disponível em http://www.ibama.gov.br/licenciamento/ . Acesso em 05/11/2010
[215]	MMA/MME, 2007. Guia para o licenciamento ambiental: atividades de exploração de petróleo e gás. 9ª Rodada de Licitações
[216]	Porto, A. C. C. H.; Porto, R. A. P. & Boné, R. B. 2007. Licenciamento das atividades de exploração e produção de petróleo. 4º DPETRO, p 1-8.
[217]	ANA, 2009. Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2009
[218]	IBGE, 2010. Produção Agrícola Municipal 2009
[219]	IBGE, 2010. Levantamento Sistemático da Produção Agrícola. Disponível em < http://www.ibge.gov.br >. Acesso em out/2010
[220]	ANP, 2010a – Capacidade Autorizada – Biodiesel. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/?dw=29047 >. Acesso em 08/11/2010
[221]	ANP, 2010b - Boletim Mensal do Biodiesel. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/?dw=35748 >. Acesso em 04/11/2010
[222]	ANP, 2010c - Dados Estatísticos Mensais – Venda de Combustíveis. Disponível em: http://www.anp.gov.br/?dw=11031 >. Acesso em 05/11/2010
[223]	ANP, 2010d - Produção de Biodiesel – Metros Cúbicos. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/?dw=8740 >. Acesso em 03/11/2010
[224]	MDA, 2010 - Empresas com Selo Combustível Social – Atualizado em 20-05-2010. Disponível em: < http://www.mda.gov.br/portal/saf/arquivos/view/biodisel/EMPRESAS_SELO_COMBUSTIVEL_SOCIAL_ATUALIZADO_EM_20-05-2010%5B1%5D.xls >. Acesso em 08/11/2010
[225]	EMBRAPA, 2009. Zoneamento Agroecológico da Cana-de-açúcar. Disponível em < http://www.cnps.embrapa.br/zoneamento_cana_de_acucar/ >. Acesso em out/2010
[226]	EPE, 2010. Série Plano Decenal de Energia. Nota Técnica Metodologia para avaliação da sustentabilidade socioeconômica e ambiental de UHE e LT. Disponível em http://www.epe.gov.br
[227]	EPE, 2010. Série Plano Decenal de Energia. Nota Técnica Critérios e procedimentos para a análise socioambiental da expansão de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em http://www.epe.gov.br
[228]	FISHER et alli, 2007. Issues related to mitigation in the long term context. In: Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the IPCC. Cambridge University Press, Cambridge.
[229]	MMA. Base de dados do PROBIO. Disponível em < www.mma.gov.br/port/sbf/chm/probio.html >
[230]	IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. 1996 Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Disponível em < http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp >
[231]	UNFCCC. Executive Board Decision nº 22. Anexo 3. Clarifications on the consideration of national and/or sectoral policies and circumstances in baseline scenarios.

LISTA DE TABELAS

Capítulo I

Tabela 1 – Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período).....	20
Tabela 2 – Principais variáveis exógenas do cenário de referência (médias no período).....	21
Tabela 3 – Evolução do preço do petróleo tipo Brent.....	21
Tabela 4 – Investimento e PIB (taxas médias no período).....	21
Tabela 5 – Indicadores econômicos do setor público (médias no período).....	22
Tabela 6 – Indicadores econômicos do setor externo (médias no período).....	22
Tabela 7 – PIB: Participação setorial relativa.....	23
Tabela 8 – Brasil e Regiões, 2011-2020: Projeção da população total residente (mil hab.).....	24
Tabela 9 – Brasil e Regiões, 2011-2020: Projeção do número de domicílios (mil unidades).....	24
Tabela 10 – Grandes consumidores industriais: Produção física (10^3 t/ano).....	26
Tabela 11 – Grandes consumidores industriais: Consumo específico médio de eletricidade (kWh/t).....	26
Tabela 12 – Posse média de equipamentos (unidades/100 domicílios).....	27
Tabela 13 – Consumo médio do estoque de equipamentos (kWh/ano).....	28

Capítulo II

Tabela 14 – Economia e consumo final energético – 2011-2020.....	31
Tabela 15 – Consumo final energético e participação por fonte (10^3 tep).....	33
Tabela 16 – Brasil Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica.....	34
Tabela 17 – Brasil Consumo de eletricidade na rede por classe (GWh).....	34
Tabela 18 – Brasil Consumo de eletricidade na rede por subsistema (GWh).....	35
Tabela 19 – SIN e subsistemas: índice de perdas (%).....	36
Tabela 20 – SIN e subsistemas: carga de energia (MWmédio).....	37
Tabela 21 – SIN e subsistemas: carga de demanda instantânea (MW).....	37
Tabela 22 – Brasil e Regiões: consumo final energético de gás natural (10^3 m ³ /dia).....	39
Tabela 23 – Brasil: Demanda de óleo diesel por região (milhões de litros).....	42
Tabela 24 – Brasil: Demanda de GLP por região (mil m ³).....	43
Tabela 25 – Brasil: Demanda de gasolina “A” (milhões de litros).....	45
Tabela 26 – Brasil e regiões: Demanda de gasolina “C” (milhões de litros).....	45
Tabela 27 – Brasil e regiões: Demanda de QAV (milhões de litros).....	47
Tabela 28 – Brasil: Demanda de óleo combustível e de outros secundários de petróleo (mil tep).....	48
Tabela 29 – Brasil e regiões: Demanda de óleo combustível (mil m ³).....	49
Tabela 30 – Brasil e regiões: Demanda de “outros derivados de petróleo” (mil tep).....	49
Tabela 31 – Brasil: Demanda de produtos não-energéticos de petróleo (mil tep).....	50
Tabela 32 – Brasil e regiões: Demanda total de produtos não-energéticos de petróleo (mil tep).....	50
Tabela 33 – Brasil: Demanda de nafta (mil toneladas).....	51
Tabela 34 – Brasil e regiões: Demanda obrigatória de biodiesel (milhões de litros).....	52
Tabela 35 – Brasil e regiões: Demanda energética de etanol hidratado (milhões de litros).....	52
Tabela 36 – Brasil e regiões: Demanda energética de etanol anidro (milhões de litros).....	53
Tabela 37 – Brasil: Demanda de bagaço de cana-de-açúcar (mil toneladas).....	54
Tabela 38 – Brasil e regiões: Número de domicílios com uso preponderante de lenha (mil unidades).....	54
Tabela 39 – Brasil e regiões: Demanda de lenha (mil toneladas).....	55
Tabela 40 – Brasil: Demanda de carvão vegetal (mil toneladas).....	55
Tabela 41 – Brasil: Demanda de carvão mineral e coque (mil tep).....	56

Capítulo III

Tabela 42 – Capacidade instalada em 31/12/2009 no SIN.....	59
Tabela 43 – Capacidade instalada em 31/12/2009 nos sistemas isolados (MW).....	59
Tabela 44 – Projeção de crescimento da carga de demanda instantânea (MW).....	62
Tabela 45 – Dados do PROINFA (MW).....	67
Tabela 46 – Expansão de fontes alternativas de 2011 a 2013.....	67
Tabela 47 – Expansão hidrotérmica contratada e em construção de 2011 a 2016.....	68
Tabela 48 – Projetos já concedidos a serem viabilizados de 2018 a 2020.....	69
Tabela 49 – Novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2016 a 2020.....	69
Tabela 50 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW).....	81
Tabela 51 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (%).....	82

Tabela 52 – Principais expansões ou antecipação das interligações.....	90
Tabela 53 – Estimativa de investimentos em geração de energia	97
Capítulo IV	
Tabela 54 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Pará.....	121
Tabela 55 – Subestações previstas – Rede Básica – Pará.....	122
Tabela 56 – Subestações previstas – Rede Básica de Fronteira – Pará	123
Tabela 57 – Subestações previstas – Demais Instalações de Transmissão.....	124
Tabela 58 – Linhas de transmissão previstas – Maranhão - Rede Básica	125
Tabela 59 – Subestações previstas – Maranhão - Rede Básica	125
Tabela 60 – Subestações – Maranhão - Rede Básica de Fronteira.....	125
Tabela 61 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Tocantins	126
Tabela 62 – Subestações previstas – Rede Básica – Tocantins.....	126
Tabela 63 – Linhas de transmissão previstas – Amazonas - Rede Básica.....	128
Tabela 64 – Subestações previstas – Rede Básica – Amazonas.....	128
Tabela 65 – Linhas de transmissão previstas – Amapá - Rede Básica.....	129
Tabela 66 – Subestações previstas – Amapá.....	129
Tabela 67 – Linhas de transmissão previstas – Roraima - Rede Básica.....	131
Tabela 68 – Subestações previstas – Roraima.....	131
Tabela 69 – Subestações – Rede Básica de Fronteira – Roraima	131
Tabela 70 – Programa de obras – linhas de transmissão - Piauí.....	134
Tabela 71 – Programa de obras – subestações - Piauí	134
Tabela 72 – Programa de obras – linhas de transmissão - Ceará	136
Tabela 73 – Programa de obras – subestações - Ceará.....	136
Tabela 74 – Programa de obras – linhas de transmissão - Rio Grande do Norte	138
Tabela 75 – Programa de obras – subestações - Rio Grande do Norte	138
Tabela 76 – Programa de obras – linhas de transmissão - Paraíba	139
Tabela 77 – Programa de obras – subestações - Paraíba.....	140
Tabela 78 – Programa de obras – linhas de transmissão - Pernambuco.....	141
Tabela 79 – Programa de obras – subestações - Pernambuco.....	141
Tabela 80 – Programa de obras – linhas de transmissão - Alagoas.....	143
Tabela 81 – Programa de obras – subestações - Alagoas	143
Tabela 82 – Programa de obras – linhas de transmissão - Sergipe	144
Tabela 83 – Programa de obras – subestações - Sergipe	144
Tabela 84 – Programa de obras – linhas de transmissão - Bahia.....	146
Tabela 85 – Programa de obras – subestações - Bahia.....	146
Tabela 86 – Programa de obras – linhas de transmissão - São Paulo.....	150
Tabela 87 – Programa de obras – subestações - São Paulo	150
Tabela 88 – Programa de Obras – linhas de transmissão - Minas Gerais	152
Tabela 89 – Programa de obras – subestações - Minas Gerais.....	152
Tabela 90 – Programa de obras – linhas de transmissão – Espírito Santo.....	154
Tabela 91 – Programa de obras – subestações - Espírito Santo.....	154
Tabela 92 – Programa de obras – linhas de transmissão – Rio de Janeiro.....	155
Tabela 93 – Programa de obras – subestações – Rio de Janeiro.....	156
Tabela 94 – Programa de obras – linhas de transmissão - Goiás e Distrito Federal	158
Tabela 95 – Programa de obras – subestações - Goiás e Distrito Federal.....	159
Tabela 96 – Programa de obras – linhas de transmissão – Mato Grosso	160
Tabela 97 – Programa de obras – subestações – Mato Grosso.....	160
Tabela 98 – Programa de Obras - linhas de transmissão - Estados do Acre e Rondônia.....	162
Tabela 99 – Programa de obras – subestações - Estados do Acre e Rondônia –Subestações.....	162
Tabela 100 – Programa de obras - linhas de transmissão - Rio Grande do Sul	165
Tabela 101 – Programa de obras - subestações - Rio Grande do Sul	166
Tabela 102 – Programa de obras - linhas de transmissão - Santa Catarina.....	169
Tabela 103 – Programa de obras - subestações – Santa Catarina	169
Tabela 104 – Programa de obras de linhas de transmissão – Paraná.....	170
Tabela 105 – Programa de obras - subestações – Paraná	171
Tabela 106 – Programa de obras - linhas de transmissão – Mato Grosso do Sul.....	172
Tabela 107 – Programa de obras - subestações – Mato Grosso do Sul.....	172

Tabela 108 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Linhas de transmissão (km)	174
Tabela 109 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Transformação (MVA)	174
Tabela 110 – Tarifas de carga	181
Capítulo V	
Tabela 111 – Previsão nacional de produção anual de petróleo, no período 2011-2020, classificada por nível de incerteza dos recursos.	184
Tabela 112 – Previsão de produção nacional de gás natural, no período 2011-2020, classificada por nível de incerteza dos recursos.	185
Tabela 113 – Previsão de produção nacional de gás natural, no período 2011-2020, a partir de recursos descobertos (reservas e contingentes).	186
Tabela 114 – Previsão de produção líquida potencial nacional de gás natural.	186
Tabela 115 – Previsão de produção de petróleo nacional no período 2011-2020, com RD classificado por tipo (leve, mediano e pesado).....	186
Tabela 116 – Previsão de produção de petróleo nacional no período 2011-2020, com RND-Empresas classificado por tipo (leve, mediano e pesado).	187
Tabela 117 – Previsão de produção nacional de petróleo, destacando a contribuição de recursos do Pré-Sal e do Extra Pré-Sal.	187
Tabela 118 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2011-2020, classificada por tipo e nível de incerteza de recursos.	187
Tabela 119 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2011-2020, classificada por nível de incerteza e destacando contribuição do Pré-Sal e Extra Pré-Sal.	188
Tabela 120 – Comparação entre as previsões de produção e as estimativas de demanda de petróleo no Brasil.	189
Capítulo VI	
Tabela 121 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo (US\$/b, maio/2010)	191
Tabela 122 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo (US\$/b, maio/2010)	193
Tabela 123 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo (US\$/b, maio/2010)	195
Tabela 124 – Produção nacional de petróleo	197
Tabela 125 – Evolução do perfil da produção nacional de petróleo (%)	197
Tabela 126 – Demanda nacional de derivados (m ³ /d)	197
Tabela 127 – Expansão de capacidade do parque atual de refino por unidade de processo (m ³ /d).....	199
Tabela 128 – Investimentos nas refinarias existentes e em novas plantas	203
Tabela 129 – Capacidade operacional de refino em 2020.....	203
Tabela 130 – Balanço Produção x Demanda dos Principais Derivados (m ³ /d) – 2011 a 2020	205
Tabela 131 – Balanço Nacional de Petróleo (mil m ³ /d) – 2011 a 2020	211
Tabela 132 – Quantidade e extensão de dutos em operação, por função, segundo produtos movimentados ..	214
Tabela 133 – Capacidade de armazenamento de petróleo e seus derivados, segundo terminais	215
Tabela 134 – Capacidade de armazenamento de derivados de petróleo, segundo bases de distribuição	215
Tabela 135 – Frota de navios da Transpetro	215
Tabela 136 – Investimentos do Grupo Petrobras em navios, dutos e terminais	217
Tabela 137 – Navios da Transpetro já contratados.....	219
Tabela 138 – Investimentos em poliduto Araucária(PR)-Presidente Prudente(SP)	219
Capítulo VII	
Tabela 139 – Previsões do Henry Hub (US\$ maio/2010)	224
Tabela 140 – Cálculo netback de preços médios de GNL (em 2014) – Bacia do Atlântico	225
Tabela 141 – Estimativas de preços de gás natural internalizado via GNL (US\$ maio/2010)	225
Tabela 142 – Projeção de Preços do Gás Natural – Hipótese de Competitividade de 100%	226
Tabela 143 – Estimativa de investimentos	242
Capítulo VIII	
Tabela 144 – Capacidade média de produção de etanol (10 ⁶ litros/ano)	250
Tabela 145 – Estimativa para atendimento do incremento de demanda	251
Tabela 146 – Área apta à expansão do cultivo com cana-de-açúcar (Mha)	255
Tabela 147 – Resumo dos investimentos previstos para alcooldutos	255
Tabela 148 – Características dos principais portos para etanol (milhões de litros)	256
Tabela 149 – Consumo regionalizado de biodiesel (milhões de litros)	258
Tabela 150 – Resultado dos leilões de compra de biodiesel pela ANP	258
Tabela 151 – Capacidade instalada de processamento de biodiesel	261

Tabela 152 – Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2010 e 2020 (MI).....	262
Tabela 153 – Projeção da oferta de biomassa de cana-de-açúcar.....	267
Capítulo IX	
Tabela 154 – Indicadores de eficiência energética.....	271
Tabela 155 – Brasil: consumo de energia e eficiência energética (10^3 tep).....	272
Tabela 156 – Brasil: consumo de energia elétrica e eficiência energética (GWh).....	272
Tabela 157 – Brasil: eficiência energética e aumento da demanda.....	273
Tabela 158 – Indicadores do consumo de energia.....	273
Tabela 159 – Setor industrial: consumo específico de energia (tep/ton).....	274
Tabela 160 – Setor industrial: consumo de energia e eficiência energética.....	274
Tabela 161 – Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência energética.....	275
Tabela 162 – Setor de transportes: consumo de energia e eficiência energética (10^3 tep).....	277
Tabela 163 – Setor residencial: aumento da eficiência de equipamentos eletrodomésticos, 2010-2020.....	278
Tabela 164 – Setor residencial: consumo de eletricidade e eficiência energética (GWh).....	278
Tabela 165 – Setor comercial: consumo de energia elétrica e eficiência energética.....	280
Tabela 166 – Setor comercial: consumo de energia e eficiência energética.....	280
Tabela 167 – Outros setores: consumo de energia e eficiência energética.....	281
Capítulo X	
Tabela 168 – Índice de Sustentabilidade (i).....	284
Tabela 169 – SIN: Expansão hidroelétrica.....	286
Tabela 170 – Usinas hidroelétricas: indicadores selecionados para avaliação da sustentabilidade.....	288
Tabela 171 – Usinas hidroelétricas: índice de sustentabilidade por bacia hidrográfica.....	290
Tabela 172 – SIN: Classificação dos projetos de linhas de transmissão segundo a etapa do licenciamento.....	292
Tabela 173 – Linhas de transmissão: indicadores de sustentabilidade selecionados.....	293
Tabela 174 – Conteúdo de carbono de combustíveis fósseis.....	298
Tabela 175 – Gasodutos existentes: áreas antropizadas e de vegetação nativa afetada ⁽¹⁾	300
Tabela 176 – Distribuição de gasodutos planejados (2014), em cada bioma, por áreas antropizadas ou por área de vegetação nativa.....	300
Tabela 177 – Aspectos socioambientais das áreas de expansão de plantio de cana-de-açúcar.....	307
Tabela 178 – Cana-de-açúcar: estimativa de empregos no cultivo, no decênio 2011-2020.....	309
Tabela 179 – Biodiesel: Distribuição regional da produção, do consumo (B5) e da capacidade autorizada.....	310
Tabela 180 – Indicadores da geração hidroelétrica.....	312
Tabela 181 – Indicadores da geração termelétrica.....	313
Tabela 182 – Indicadores da transmissão de energia elétrica.....	313
Tabela 183 – Indicadores da exploração e produção de petróleo e gás natural.....	313
Tabela 184 – Indicadores da oferta de gás natural.....	314
Tabela 185 – Indicadores dos biocombustíveis.....	314
Tabela 186 – Fatores de emissão de CO ₂ (tCO ₂ /10 ³ tep).....	316
Tabela 187 – Brasil: Evolução das emissões de gases de efeito estufa do setor energético.....	317
Tabela 188 – Intensidade de carbono na economia brasileira.....	318

LISTA DE GRÁFICOS

Capítulo I

Gráfico 1 – Evolução da frota total de autoveículos.....	28
Gráfico 2 – Relação habitante por veículo e PIB per capita.....	29

Capítulo II

Gráfico 3 – Brasil: Autoprodução de energia elétrica (TWh).....	36
Gráfico 4 – PDE 2020 versus PDE 2019: Carga de energia no SIN (MWmédio).....	38
Gráfico 5 – Consumo final energético de gás natural: PDE 2020 x PDE 2019 (10^3 m ³ /dia).....	39
Gráfico 6 – Brasil: Consumo total de gás natural (106 m ³ /dia).....	40
Gráfico 7 – Brasil: Perfil da frota de veículos leves por combustível	44
Gráfico 8 – Demanda final de energia para veículos leves Ciclo Otto	46
Gráfico 9 – Brasil: Evolução da participação das matérias-primas para a produção de eteno (%).....	51

Capítulo III

Gráfico 10 – Crescimento anual da carga de energia no SIN (MWmed).....	61
Gráfico 11 – Participação regional na capacidade instalada do SIN.....	65
Gráfico 12 – Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN (MW).....	66
Gráfico 13 – Acréscimo da capacidade instalada hidrelétrica (MW)	70
Gráfico 14 – Média de longo termo da ENA Mensal (%).....	71
Gráfico 15 – Evolução da capacidade de armazenamento do SIN (GWmed).....	72
Gráfico 16 – Evolução da energia armazenável máxima em relação à carga de energia.....	73
Gráfico 17 – Crescimento da carga de energia e da energia armazenável máxima em relação ao ano de 2002.....	73
Gráfico 18 – Variação máxima de energia armazenada final (GWmed).....	74
Gráfico 19 – Variação mensal da energia armazenada total (% energia armazenável máxima)	75
Gráfico 20 – Evolução mensal da geração hidráulica do SE/CO e de Belo Monte em 2015 e 2018	75
Gráfico 21 – Acréscimo de capacidade instalada termelétrica (MW)	76
Gráfico 22 – Geração térmica anual – Média dos 2000 cenários simulados (GWmed)	77
Gráfico 23 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por fonte de geração (MW)	78
Gráfico 24 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por subsistema (MW).....	79
Gráfico 25 – Acréscimo de capacidade instalada de fontes alternativas (MW).....	79
Gráfico 26 – Participação das fontes de produção ao final de 2014 e de 2020 (MW)	80
Gráfico 27 – Evolução da participação das fontes de produção na capacidade instalada do SIN (%)	81
Gráfico 28 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (GW e %)	82
Gráfico 29 – Acréscimo de capacidade instalada anual por fonte (MW)	82
Gráfico 30 – Balanço estático de garantia física do SIN considerando a energia de reserva.....	84
Gráfico 31 – Balanço estático de garantia física do SIN não considerando a energia de reserva.....	85
Gráfico 32 – Balanço estático de garantia física – SE/CO	86
Gráfico 33 – Balanço estático de garantia física – S.....	86
Gráfico 34 – Balanço estático de garantia física – AC/RO + T.Pires + Tapajós.....	87
Gráfico 35 – Balanço estático de garantia física – N.....	87
Gráfico 36 – Balanço estático de garantia física – NE.....	88
Gráfico 37 – Custo marginal de operação por subsistema (R\$/MWh).....	91
Gráfico 38 – Risco de déficit por subsistema (%).....	92
Gráfico 39 – Análise da profundidade do risco de déficit por subsistema (%).....	92
Gráfico 40 – Geração hidrotérmica - média dos 2.000 cenários hidrológicos (GWmed)	93
Gráfico 41 – Geração térmica e de fontes alternativas (GWmed).....	94
Gráfico 42 – Curva de permanência do balanço de potência para o Sistema Barra Única	96
Gráfico 43 – Curva de permanência do balanço de potência por subsistema após transferência (Fase 2)	96

Capítulo IV

Gráfico 44 – Evolução da carga da região Norte.....	120
Gráfico 45 – Evolução da carga do Estado do Pará.....	121
Gráfico 46 – Evolução da carga do Estado do Maranhão	124
Gráfico 47 – Evolução da carga do Estado do Tocantins.....	126
Gráfico 48 – Evolução da carga do Estado do Amazonas.....	127
Gráfico 49 – Evolução da carga do Estado do Amapá.....	129
Gráfico 50 – Evolução da carga do Estado de Roraima.....	131
Gráfico 51 – Evolução da carga da região Nordeste	133

Gráfico 52 – Evolução da carga do Estado do Piauí	134
Gráfico 53 – Evolução da carga do Estado do Ceará	135
Gráfico 54 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Norte	137
Gráfico 55 – Evolução da carga do Estado da Paraíba	139
Gráfico 56 – Evolução da carga do Estado de Pernambuco	141
Gráfico 57 – Evolução da carga do Estado de Alagoas	142
Gráfico 58 – Evolução da carga do Estado de Sergipe	144
Gráfico 59 – Evolução da carga do Estado da Bahia	145
Gráfico 60 – Evolução da carga da região Sudeste	148
Gráfico 61 – Evolução da carga do Estado de São Paulo.....	149
Gráfico 62 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais	152
Gráfico 63 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo	154
Gráfico 64 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro.....	155
Gráfico 65 – Evolução da carga da Região Centro Oeste e Acre Rondônia	157
Gráfico 66 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal	158
Gráfico 67 – Evolução da carga de Estado de Mato Grosso.....	160
Gráfico 68 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia	161
Gráfico 69 – Evolução da carga na região Sul	164
Gráfico 70 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul.....	165
Gráfico 71 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina	168
Gráfico 72 – Evolução da carga do Estado do Paraná.....	170
Gráfico 73 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso do Sul	172
Gráfico 74 – SIN – Estimativa dos investimentos em linhas de transmissão, por ano.....	175
Gráfico 75 – SIN – Estimativa dos investimentos em subestações, por ano.....	175
Gráfico 76 – Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão, período 2011 – 2020.....	176
Gráfico 77 – Investimento total em subestações, por nível de tensão, período 2011 - 2020	176
Gráfico 78 – Distribuição da TUST para o ano 2012.....	178
Gráfico 79 – Distribuição da TUST para o ano 2014.....	178
Gráfico 80 – Distribuição da TUST para o ano 2016.....	179
Gráfico 81 – Distribuição da TUST para o ano 2018.....	179
Gráfico 82 – Distribuição da TUST para o ano 2020.....	180
Gráfico 83 – TUST média de geração	180
Gráfico 84 – TUST média de carga	181
Capítulo V	
Gráfico 85 – Previsão de produção nacional de petróleo no período 2011-2020.....	184
Gráfico 86 – Previsão de produção nacional de gás no período 2011-2020.	185
Gráfico 87 – Comparação entre previsões de produção e estimativas de demanda de petróleo no Brasil.	189
Capítulo VI	
Gráfico 88 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo	192
Gráfico 89 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo.....	193
Gráfico 90 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo	195
Gráfico 91 – Perfil da produção de derivados (%) – 2011 a 2020.....	204
Gráfico 92 – Balanço de GLP.....	206
Gráfico 93 – Balanço de nafta	207
Gráfico 94 – Balanço de gasolina	208
Gráfico 95 – Balanço de QAV.....	208
Gráfico 96 – Balanço de diesel.....	209
Gráfico 97 – Balanço de óleo combustível.....	210
Gráfico 98 – Balanço de coque	210
Capítulo VII	
Gráfico 99 – Histórico de preços do Henry Hub e do Brent.....	223
Gráfico 100 – Oferta total da região Norte	228
Gráfico 101 – Oferta total para a região Nordeste	228
Gráfico 102 – Oferta total para as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste	229
Gráfico 103 – Oferta total Brasil (malha integrada), excluída a região Norte	229
Gráfico 104 – Região Norte: Projeção do balanço de gás natural.....	231
Gráfico 105 – Região Nordeste: Projeção do balanço de gás natural	232

Gráfico 106 – Regiões Sudeste, Sul e Centro Oeste: Projeção do balanço de gás natural.....	234
Gráfico 107 – Balanço de gás natural no Brasil – Malha integrada (exclui região Norte)	235
Capítulo VIII	
Gráfico 108 – Projeção da demanda de etanol carburante no Brasil.....	243
Gráfico 109 – Histórico de exportação brasileira de etanol	244
Gráfico 110 – Projeção total das exportações brasileiras de etanol – 2011-2020	247
Gráfico 111 – Projeção da demanda total de etanol – 2011-2020.....	247
Gráfico 112 – Quantidade de cana para atender a demanda de etanol e açúcar.	253
Gráfico 113 – Projeção do rendimento, área poupada e área colhida para o setor sucroalcooleiro.	254
Gráfico 114 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel.....	259
Gráfico 115 – Produção de óleos e materiais graxos x demanda de biodiesel 2011-2020.....	260
Gráfico 116 – Energia contratada e comercializável - usinas sucroenergéticas vencedoras dos leilões.....	266
Gráfico 117 – Potencial técnico de exportação de energia elétrica a partir de bagaço para o SIN, 2011-2020.	268
Capítulo IX	
Gráfico 118 – Setor industrial: ganhos de eficiência energética, 2020	274
Gráfico 119 – Setor industrial: participação dos subsetores na eficiência energética	275
Gráfico 120 – Setor industrial: ganhos de eficiência no consumo de eletricidade, 2020	276
Gráfico 121 – Setor industrial: participação dos subsetores na eficiência energética	276
Capítulo X	
Gráfico 122 – Usinas hidrelétricas: resultados da avaliação da sustentabilidade.....	289
Gráfico 123 – Linhas de transmissão: resultados da avaliação da sustentabilidade	294
Gráfico 124 – Linhas de transmissão: distribuição dos projetos por subsistema	295
Gráfico 125 – Brasil: participação de fornecedores na produção de cana-de-açúcar (histórico e projeção).....	310
Gráfico 126 – Repartição setorial das emissões de GEE pela produção e uso de energia.....	318

LISTA DE FIGURAS*Capítulo I*

Figura 1 – Cone de cenários: Relação entre o PDE 2020 e os estudos de longo prazo..... 18

Capítulo II

Figura 2 – Representação esquemática do processo de projeção da demanda de energia do PDE 2020..... 30

Capítulo III

Figura 3 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas..... 63

Capítulo IV

Figura 4 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional..... 108

Figura 5 – Conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu 109

Figura 6 – Conexão preliminar das usinas do Rio Teles Pires 110

Figura 7 – Diagrama de ICG, IEG, SE Coletora e SE Subcoletora..... 111

Figura 8 – Diagrama elétrico da interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste com o terceiro circuito e reforços na Região Sudeste 113

Figura 9 – Reforços na interligação Norte-Sudeste 114

Figura 10 – Diagrama esquemático da interligação Norte – Nordeste – 2010 114

Figura 11 – Reforços em estudo para aumentar a capacidade de exportação da região Nordeste para a região Sudeste 115

Figura 12 – Diagrama esquemático da interligação Sudeste/Centro Oeste – Nordeste 116

Figura 13 – Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro Oeste 116

Figura 14 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar 117

Figura 15 – Interligação Boa Vista - Manaus – Unifilar..... 118

Capítulo VI

Figura 16 – Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados 190

Figura 17 – Diagrama esquemático das refinarias Premium 202

Figura 18 – Situação futura dos dutos de petróleo e derivados do Estado de São Paulo..... 218

Figura 19 – Poliduto Araucária (PR) - Presidente Prudente (SP) analisado pela EPE..... 220

Capítulo VII

Figura 20 – Sistemas de transporte atuais – Região Nordeste..... 238

Figura 21 – Sistemas de transporte - Ampliações – Região Sudeste 239

Capítulo VIII

Figura 22 – Usinas de etanol do Brasil 250

Figura 23 – Sistema integrado de logística de etanol..... 256

Figura 24 – Usinas de biodiesel autorizadas e em processo de autorização. Malha rodoviária e ferroviária atual. 263

Capítulo X

Figura 25 – Esquema de análise socioambiental dos projetos de geração e transmissão 284

Figura 26 – Parque gerador hidroelétrico – usinas existentes e planejadas 287

Figura 27 – SIN: Sistema de transmissão existente e planejado 292

Figura 28 – Exploração e produção de petróleo e gás natural: mapeamento da sensibilidade ambiental..... 297

Figura 29 – Gasodutos existentes (2010) e planejados (2014) e biomas do território nacional 299

Figura 30 – Produção de soja por município e usinas de biodiesel em operação..... 302

Figura 31 – Produção de cana-de-açúcar por município e usinas de etanol em operação 303

Figura 32 – Áreas de expansão da cana-de-açúcar..... 305

Figura 33 – Área de expansão da cana-de-açúcar e mapa do ZAE-cana 306

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
 AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. - AES SUL
 AES Tietê S.A. - AES TIETÊ
 Agência Goiana de Gás Canalizado S.A. – GOIASGÁS
 Agência Nacional das Águas - ANA
 Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP
 Ampla Energia e Serviços S.A. - AMPLA
 Associação Brasileira da Indústria de Álcalis e Cloro Derivados - ABICLOR
 Associação Brasileira da Indústria Química - ABIQUIM
 Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGAS
 Associação Brasileira de Celulose e Papel - BRACELPA
 Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE
 Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas - ABRAGET
 Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres - ABRACE
 Associação Brasileira de Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico - ABRAFE
 Associação Brasileira do Alumínio - ABAL
 Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia - APINE
 Associação Nacional dos Consumidores de Energia - ANACE
 Associação Nacional dos Fabricantes de Celulose e Papel - BRACELPA
 Associação Paulista de Cogeração de Energia – COGEN-SP
 Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES
 Bandeirante Energia S.A. - BANDEIRANTE
 Boa Vista Energia S.A. - BOA VISTA
 Braskem Petroquímica Brasileira S.A. - BRASKEM
 Cachoeira Dourada S.A. - CDSA
 Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. - CAIUÁ
 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
 CEG Rio S.A. - CEG RIO
 Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS
 Centrais Elétricas de Carazinho S.A. - ELETROCAR
 Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON
 Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE
 Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT
 Centrais Elétricas Santa Catarina S.A. - CELESC
 Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL
 Companhia Ambiental do Estado de São Paulo - CETESB
 Companhia Brasiliense de Gás - CEBGÁS
 Companhia Campolarguense de Energia - COCEL
 Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE
 Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA
 Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA
 Companhia de Eletricidade Nova Friburgo - CENF
 Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS
 Companhia de Gás da Bahia - BAHIAGÁS
 Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG
 Companhia de Gás de Santa Catarina - SCGÁS
 Companhia de Gás de São Paulo - COMGÁS
 Companhia de Gás do Ceará - CEGAS
 Companhia de Gás do Estado do Mato Grosso do Sul - MSGÁS
 Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS
 Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE
 Companhia de Navegação da Amazônia S.A.
 Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP
 Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG
 Companhia Docas do Estado de São Paulo - CODESP
 Companhia Energética da Borborema - CELB
 Companhia Energética de Alagoas - CEAL
 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
 Companhia Energética do Amazonas - CEAM
 Companhia Energética do Ceará - COELCE
 Companhia Energética do Maranhão - CEMAR
 Companhia Energética do Piauí – CEPISA
 Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN
 Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE
 Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina – CFLCL

Companhia Força e Luz do Oeste – CFLO	Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	Gás Brasileiro Distribuidora S.A. - GAS BRASILIANO GBD
Companhia Hidroelétrica São Patrício – CHESP	Gás de Alagoas S/A - ALGÁS
Companhia Jaguarí de Energia - CJE	Gás Natural São Paulo Sul S.A. - GAS NATURAL SPS
Companhia Luz e Força de Mococa – CLFM	GERDAU S.A.
Companhia Luz e Força Santa Cruz - CLFSC	Gerência de Comercialização de Gás Canalizado no Espírito Santo – BR ES
Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB	HABTEC Engenharia Ambiental Ltda.
Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	Hidroelétrica Panambi S.A. – HIDROPLAN
Companhia Paraibana de Gás - PBGÁS	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda. – IENERGIA
Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL	Instituto Agrônômico de Campinas - IAC
Companhia Paranaense de Gás - COMPAGÁS	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE
Companhia Paulista de Energia Elétrica - CPEE	Instituto Brasileiro de Siderurgia – IBS
Companhia Paulista de Força e Luz S.A. – CPFL PAULISTA	Instituto de Economia da UFRJ – IE/UFRJ
Companhia Pernambucana de Gás - COPERGÁS	Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE
Companhia Petroquímica do Sul – COPESUL	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE
Companhia Piratininga de Força e Luz S.A. – CPFL PIRATININGA	Instituto Nacional de Tecnologia – INT
Companhia Potiguar de Gás - POTIGÁS	JGP Consultoria e Participações Ltda.
Companhia Sul Paulista de Energia - CSPE	Light Serviços de Eletricidade S.A. - LIGHT
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE	Manaus Energia S.A. - MANAUS
CONCREMAT Engenharia S.A.	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA
Conselho dos Produtores de Cana-de-Açúcar, Açúcar e Álcool - Consecana	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior - MDIC
Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA	Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda. - MUXFELDT
Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE/UFRJ	Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
CPFL Geração de Energia S.A. - CPFL-G	PETROBRAS Distribuidora S.A.
Datagro – Consultoria de Etanol e Açúcar	Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO
Dedini S.A. Indústrias de Base - DEDINI	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - DMEPC	Petroquímica União – PQ,U
Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL
Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. - DUKE-GP	Rede Empresas de Energia Elétrica – GRUPO REDE
Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO	Rio Grande de Energia S.A. – RGE
Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR	Rio Verdinho Energia S.A.
Eletrosul Centrais Elétricas S.A. – ELETROSUL	Sergipe Gás S.A. – SERGAS
Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária - EMBRAPA	Sermatec Indústria e Montagens Ltda. - SERMATEC
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - EEVP	Sindicato Nacional da Indústria do Cimento - SNIC
Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB	Sociedade Anônima de Eletricidade da Paraíba – SAELPA
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Solvay Indupa do Brasil S.A. - SOLVAY
Empresa Energética de Sergipe S.A. – ENERGIPE	Tractebel Energia S.A. – TRACTEBEL
Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. – JOÃO CESA	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG
Empresa Força e Luz Urussanga Ltda. - EFLUL	Transportes Dalçoquio LTDA
Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. - ELFSM	União da Agroindústria Canavieira de São Paulo – ÚNICA
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE	União dos Produtores de Bioenergia – UDOP
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA	Uniduto Logística S.A.
EQUIPAV	Universidade Estadual de Campinas – Unicamp
ETH – ODEBRECHT	Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda. – UHENPAL
Força e Luz Coronel Vivida Ltda - FORCEL	VALE S.A.