



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA

2020 • SUMÁRIO



PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA

2020 • SUMÁRIO



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

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

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

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 DO 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 Badanhhan, Marco Aurélio dos Santos Araújo, Maurilio 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: Márcia Camargo

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

PARTICIPANTES DA EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim

Coordenação Executiva

Estudos econômico-energéticos e ambientais: Amilcar 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, Thaís 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 Vinícius 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 Vinícius 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 resultados dos estudos contemplados no PDE 2020 foram agrupados neste Sumário nos seguintes capítulos:

- I. Demanda de Energia;
- II. Oferta de Energia Elétrica;
- III. Oferta de Petróleo e seus Derivados, Gás Natural e Biocombustíveis;
- IV. Aspectos Socioambientais e de Sustentabilidade; e
- V. Síntese Executiva.

No capítulo I é apresentada uma visão consolidada das projeções do consumo final energético das principais fontes, incluindo informações relativas à conservação e eficiência energética. São também destacados os resultados das perspectivas de consumo de eletricidade e gás natural no horizonte decenal.






O capítulo II apresenta uma síntese dos estudos efetuados e os principais indicadores da expansão da geração e da transmissão de energia elétrica.

No capítulo III são resumidos os resultados das projeções de produção de petróleo e gás natural, assim como da expansão da infraestrutura associada à cadeia downstream, abrangendo os derivados de petróleo (refino e logística) e gás natural, incluindo os gasodutos. Sínteses dos resultados relativos aos biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel) e à biomassa de cana-de-açúcar são também apresentadas neste capítulo.

O capítulo IV apresenta os indicadores socioambientais e de sustentabilidade associados à expansão da infraestrutura energética no período decenal.

Finalmente, no capítulo V é apresentada uma síntese geral, abrangendo os principais parâmetros macroeconômicos que serviram de base para os estudos deste PDE, os resultados da evolução da oferta interna de energia e da matriz energética entre 2011 e 2020, bem como os dados da infraestrutura de geração e transmissão de energia elétrica e de transporte de gás natural. Complementando, é mostrada uma síntese dos investimentos associados à expansão da oferta de energia no período decenal. No final é mostrada a projeção do Balanço Energético Nacional para o ano de 2020.

SUMÁRIO

	I. Demanda de Energia	13
	II. Oferta de energia elétrica	23
	Geração de energia elétrica	24
	Transmissão de energia elétrica	34
	III. Oferta de petróleo e seus derivados, gás natural e biocombustíveis	43
	Produção de petróleo e gás natural	44
	Oferta de derivados de petróleo	46
	Oferta de gás natural	51
	Oferta de biocombustíveis	53
	IV. Aspectos socioambientais e de sustentabilidade	61
	V. Síntese executiva	75
	Economia e energia	76
	Matriz energética	76
	Consolidação dos resultados	81
	Lista de Tabelas	84
	Lista de Gráficos	84
	Lista de Figuras	85





I - DEMANDA DE ENERGIA



DEMANDA DE ENERGIA

Entre os combustíveis fósseis, o consumo de gás natural registra expressiva taxa de crescimento de 9,1% ao ano, em decorrência do movimento continuado de substituição do óleo combustível, de parte do consumo da lenha na indústria brasileira, do consumo em plataformas de petróleo e do consumo devido à expansão do parque instalado de refinarias. O carvão mineral e coque também mostram considerável expansão do consumo no período (6,3% a.a), devido ao crescimento do segmento siderúrgico.

Os derivados de petróleo apresentam um crescimento moderado de 3,5% ao ano, onde se observa o aumento do consumo de óleo diesel e querosene, em razão do crescimento acentuado no setor transportes, mesmo registrando melhorias na eficiência devido à transferência de parcela do transporte rodoviário de carga para outros modais. Já o consumo de gasolina decresce 0,3% ao ano, em média, devido ao forte aumento do consumo de etanol.

A expressiva expansão do consumo de etanol a 10,5% ao ano se deve, principalmente, à expansão da frota de veículos bicombustível e à consolidação desta tecnologia na indústria automobilística. O também crescente consumo de biodiesel é fruto de políticas de incentivo à mistura deste biocombustível no diesel convencional.

Destaca-se ainda que o aumento do consumo de bagaço de cana é devido a sua utilização no setor energético (destilarias), acompanhando o crescimento do mercado de etanol. Já o carvão vegetal cresce devido, principalmente, ao aumento do seu uso na indústria siderúrgica. A evolução do consumo por fonte no horizonte decenal é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 – Consumo final energético das principais fontes energéticas

Discriminação	2011	2015	2020	Variação % a.a. 2010/2020*
Gás natural (mil m³/dia)	59.472	91.186	135.791	9,1
Carvão mineral e coque (mil t)	10.772	15.668	18.736	6,3
Lenha (mil t)	56.656	62.675	69.446	2,2
Carvão vegetal (mil t)	8.680	11.203	11.975	4,2
Bagaço de cana (mil t)	149.905	187.798	238.019	5,7
Eletricidade (GWh)	479.037	581.165	730.073	4,9
Etanol (mil m³)	23.715	42.268	64.643	10,5
Biodiesel (mil m³)	2.441	2.986	3.805	5,1
Derivados de petróleo (mil m³)	96.309	104.058	127.992	3,5
Óleo diesel	46.934	57.458	73.363	5,2
Óleo combustível	6.819	8.120	9.336	3,4
Gasolina	24.688	18.174	21.677	-0,3
Gás liquefeito de petróleo	13.397	14.792	16.509	2,4
Querosene	4.470	5.513	7.107	5,3

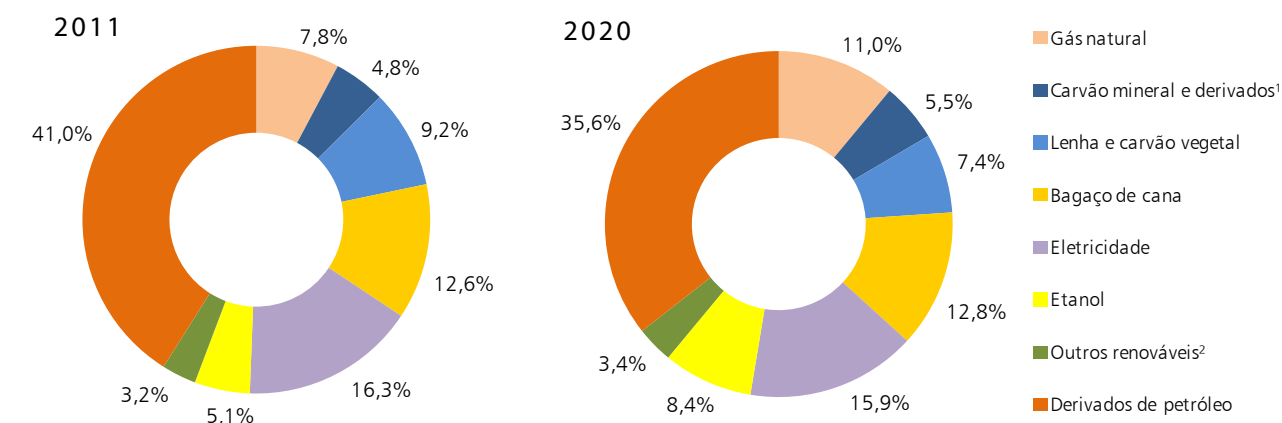
(*) Variação média anual a partir de 2010. Inclui o consumo não energético.

Fonte: EPE

O Gráfico 1 apresenta a evolução das participações das fontes energéticas no consumo final. Nota-se que as fontes renováveis - biocombustíveis líquidos, bagaço de cana, lenha, carvão vegetal e outros - apresentam incremento de participação no consumo final de energia ao longo deste período, passando de 30,1%, em 2011, para 31,8% em 2020.

Dentre os combustíveis fósseis, o gás natural tem sua participação aumentada de 7,8%, em 2011, para 11,0% em 2020. O carvão mineral, juntamente com o coque, apresenta evolução na participação, ao longo do decênio, de 4,8% em 2011 para 5,5% em 2020. Os derivados de petróleo, por sua vez, registram expressiva queda, saindo de 41,0% para 35,6% até 2020. Com isso, a participação dos combustíveis fósseis no consumo final decresce de 53,6% para 52,1%, entre 2011 e 2020.

Gráfico 1 – Evolução do consumo final energético por fonte



¹ Inclui coque, gás de coqueria e alcatrao

² Inclui biodiesel e lixívia

Fonte: EPE

O consumo de eletricidade apresenta perda de participação ao longo do decênio, passando de 16,3% para 15,9%. Apesar do crescimento do consumo per capita de eletricidade, esta redução é fortemente influenciada pela incidência de ações de eficiência energética, que contribui para uma redução total de consumo em 2020 equivalente a, aproximadamente, 34 TWh, sendo o setor industrial o principal contribuinte para a eletricidade conservada, seguido pelos setores residencial e comercial (Tabela 2).

Tabela 2 – 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 o setor energético.

(3) Compreende os domicílios urbanos e rurais.

(4) Agropecuário e público.

Fonte: EPE

Quanto ao consumo de energia total e à eficiência energética associada, a Tabela 3 resume os valores obtidos no período decenal. Verifica-se que a eficiência energética total permitirá conservar o equivalente a, aproximadamente, 22 milhões de toneladas equivalentes de petróleo em 2020, o que corresponde a evitar mais que o consumo de toda a indústria metalúrgica brasileira em 2009, segundo dados do Balanço Energético Nacional 2010.

Tabela 3 – Brasil: consumo de energia total 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 o setor energético. (3) Compreende os domicílios urbanos e rurais. (4) Agropecuário e público.

Fonte: EPE

A seguir, são destacados alguns pontos básicos sobre as perspectivas de consumo de eletricidade e gás natural no horizonte decenal.

Eletricidade

A Tabela 4 apresenta a projeção do consumo nacional de energia elétrica na rede, desagregado por classe de consumo. Entre 2010 e 2020 a taxa média de crescimento do consumo é de 4,7% ao ano, sendo a classe comercial a que apresenta maior expansão nesse período (6,0% ao ano), seguida pela classe industrial (4,7% ao ano). A classe comercial aumenta a sua participação no consumo total na rede, passando de 16,8% em 2011 para 18,8% ao final do horizonte, enquanto as demais classes reduzem ligeiramente suas participações.

Tabela 4 – Brasil: Consumo de eletricidade na rede, por classe (GWh e %)

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
Participação no consumo total (%)					
2011	25,5	43,8	16,8	13,9	100,0
2015	25,6	43,4	17,6	13,3	100,0
2020	25,3	43,0	18,8	12,9	100,0
Variação (% ao ano)*					
2010-2015	4,8	5,1	6,2	3,5	5,0
2015-2020	4,2	4,3	5,8	3,7	4,5
2010-2020	4,5	4,7	6,0	3,6	4,7

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

A análise do consumo por subsistema elétrico a partir da Tabela 5 mostra um maior crescimento médio anual no subsistema Norte, de 9,2%, decorrente do efeito conjugado da instalação de grandes cargas industriais na região e, principalmente, da interligação dos sistemas isolados Tucuruí-Macapá-Manaus, prevista para janeiro de 2013.

Tabela 5 – 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
Variação (% ao ano)*							
2010-2015	10,4	5,1	4,9	4,5	5,3	-22,6	5,0
2015-2020	8,0	4,8	3,9	4,0	4,5	5,6	4,5
2010-2020	9,2	5,0	4,4	4,3	4,9	-9,6	4,7

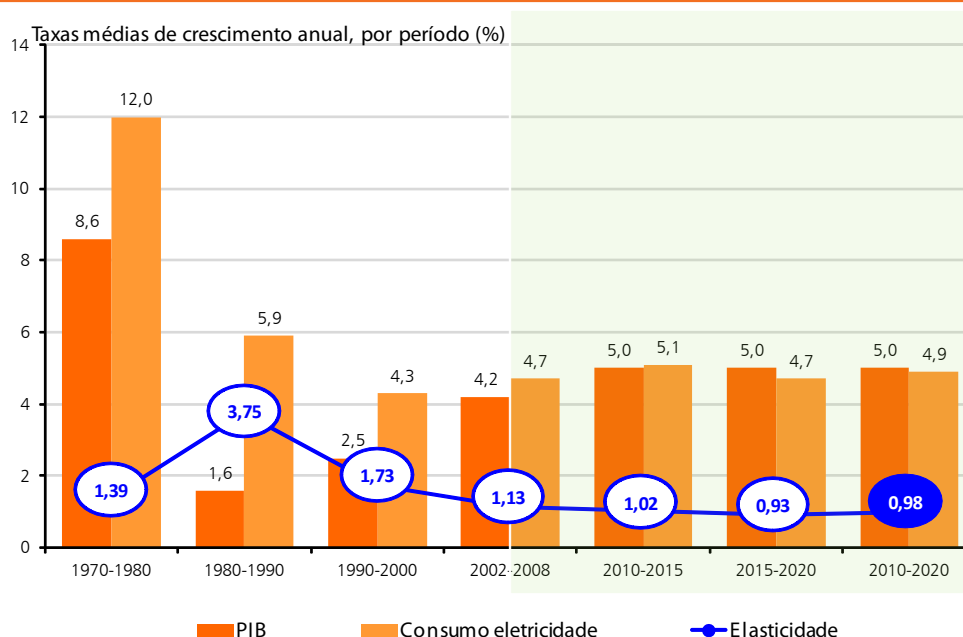
Notas: Foi considerada a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte a partir de janeiro de 2013.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

A autoprodução¹ de eletricidade cresce, no período decenal, a uma taxa média anual de 6,4% ao ano, concentrada nos segmentos industriais de siderurgia, papel e celulose, petroquímica e açúcar e álcool. Com isso, a elasticidade-renda média no período do consumo de eletricidade resulta em 0,98, mantendo uma tendência decrescente, conforme pode ser visto no Gráfico 2.

Gráfico 2 – Brasil. Elasticidade-renda do consumo de eletricidade



Nota: O consumo de eletricidade inclui autoprodução e eficiência autônoma e induzida.

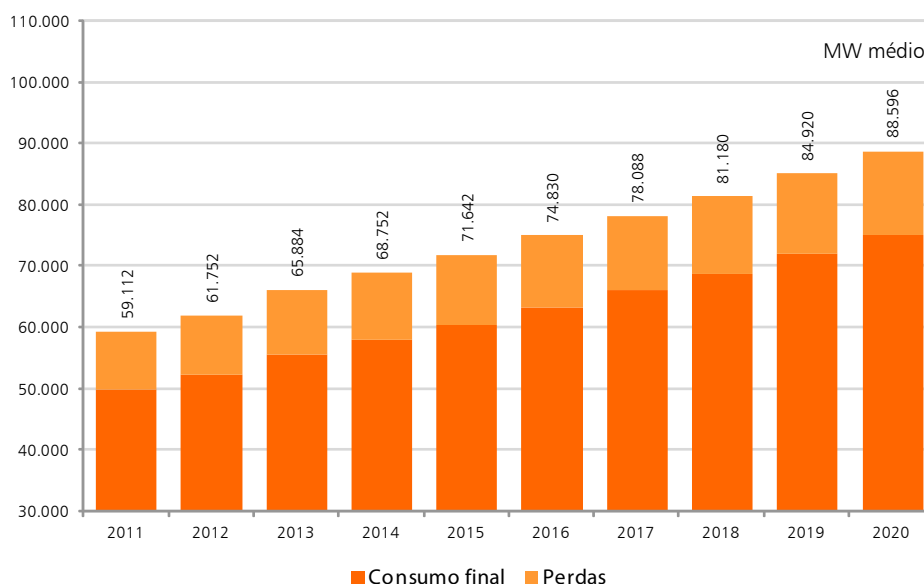
Fonte: EPE

A partir da projeção do consumo na rede do Sistema Interligado Nacional (SIN) e da projeção do índice de perdas (percentual de perdas na carga de energia), obteve-se a projeção da carga de energia no SIN, conforme mostrado no Gráfico 3.

O índice de perdas no SIN registra decréscimo gradativo no período 2011-2020, passando de 16,1% para 15,4%. Deve-se observar, quanto a esse aspecto, que não obstante ter-se considerado a redução gradual desse índice propiciada pelos programas de redução de perdas das concessionárias de distribuição (principalmente das perdas comerciais), o impacto dessa redução não se reflete necessariamente nas perdas totais do sistema interligado. Em 2013, ocorre um aumento do índice de perdas do SIN, por conta da interligação do sistema Amapá, da margem esquerda do Amazonas no Pará e da região de Manaus ao SIN, que têm índices de perdas maiores.

¹ A autoprodução refere-se à também denominada autoprodução clássica, que corresponde à geração de energia elétrica de um consumidor com instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas junto à unidade de consumo, que não utiliza, para o autossuprimento de eletricidade, a rede elétrica de distribuição ou transmissão.

Gráfico 3 – SIN. Carga de energia (MW médio)



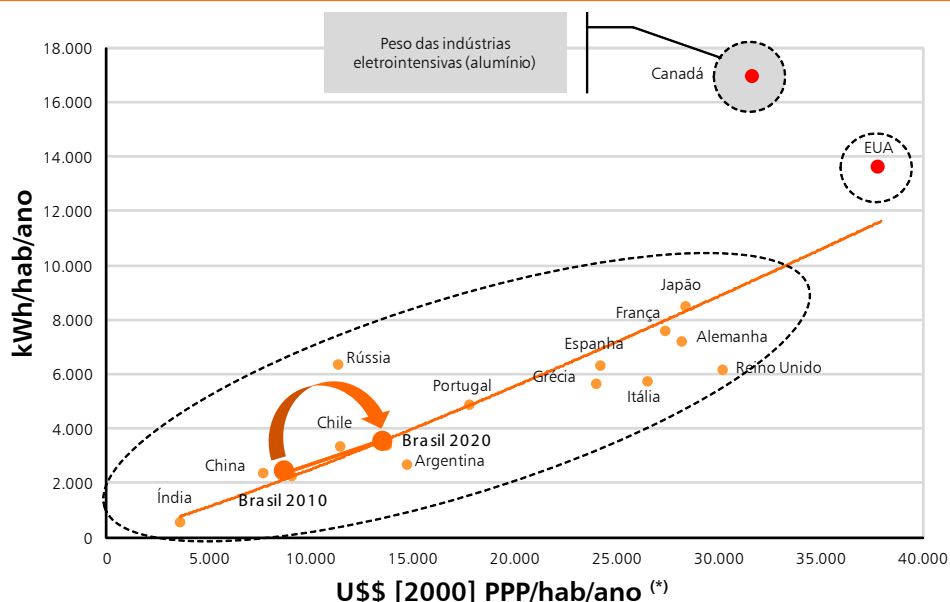
Nota: Foi considerada a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte a partir de janeiro de 2013.

Fonte: EPE

O consumo per capita de eletricidade no Brasil passará de 2,4 MWh/habitante em 2011 para 3,5 MWh/habitante em 2020. Conforme ilustrado no Gráfico 4, esse último valor é superior ao atual consumo per capita do Chile, porém da mesma ordem de grandeza.

Os dados relativos à renda per capita estão expressos em US\$ [2000] levando em consideração a paridade de poder de compra (*Power Purchase Parity - PPP*) entre países, o que torna a comparação inter-países mais consistente.

Gráfico 4 – Consumo de eletricidade per capita versus PIB per capita



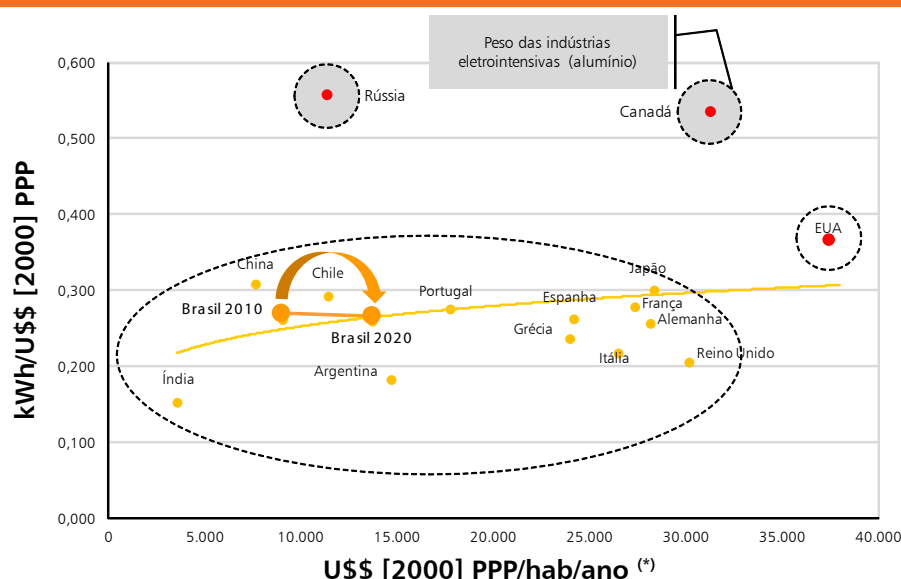
(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2000] PPP. Os dados são relativos ao ano de 2007 para todos os países com exceção do Brasil.

Nota: O consumo de energia elétrica inclui autoprodução.

Fonte: IEA, 2009; Key World Energy Statistics 2009.

Embora o consumo per capita de eletricidade aumente no horizonte decenal, a intensidade elétrica da economia, isto é, o montante de energia elétrica para produzir uma unidade monetária de produto, apresenta ligeiro declínio ao longo do período, conforme pode ser visto no Gráfico 5.

Gráfico 5 – Intensidade elétrica versus PIB per capita



(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2000] PPP. Os dados são relativos ao ano de 2007 para todos os países com exceção do Brasil.

Nota: O consumo de energia elétrica inclui autoprodução.

Fonte: IEA, 2009: Key World Energy Statistics 2009.

Gás Natural

A principal premissa na análise da penetração do gás natural na matriz energética é a sua competição direta com o óleo combustível no setor industrial, principalmente em função dos seus preços relativos. No entanto, existem outros elementos a serem levados em consideração, como, por exemplo, a preferência pelo gás natural em determinados 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.

Entre 2010 e 2020 a taxa média de crescimento do consumo de gás natural é de 6,8% ao ano, sendo a região Norte a que apresenta maior expansão nesse período (34,4% ao ano), seguida pela região Centro-oeste (23,7% ao ano). A Tabela 6 consolida os resultados obtidos para a projeção do consumo final energético de gás natural, por região geográfica, excluindo-se o consumo do setor energético.

Tabela 6 – Brasil e Regiões: Consumo final energético de gás natural (10³ m³/dia)

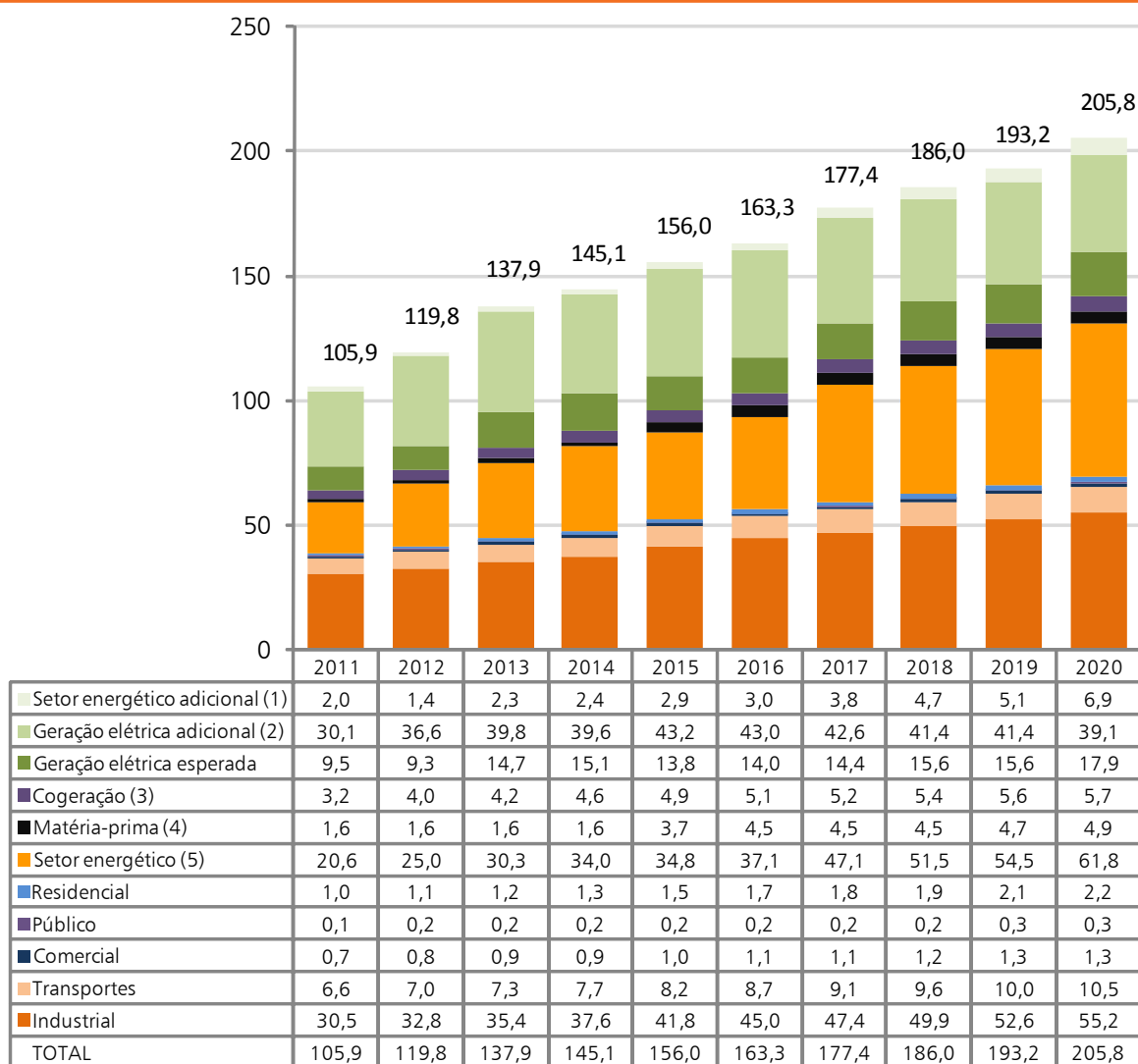
Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2011	120	7.992	3.119	27.382	264	38.877
2015	343	10.338	4.156	36.254	1.606	52.696
2020	385	12.758	5.620	48.839	1.956	69.558
Período	Acréscimo médio (10 ³ m ³ /dia)*					
2010-2020	365	5.832	2.590	23.143	1.724	33.654
Período	Variação (% ao ano)*					
2010-2015	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

Nota: Foi incluído o consumo dos setores: industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético, não energético (matéria-prima), cogeração, consumo downstream do sistema Petrobras e consumo termelétrico.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE

O Gráfico 6 apresenta a demanda de gás natural por setor de consumo, além do consumo não energético (matéria-prima), consumo termelétrico médio (em função do despacho esperado das usinas termelétricas) e adicional termelétrico, associado à operação na potência nominal.

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

(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



Fonte: Banco de imagens - Eletrônica



Fonte: Banco de imagens - ANEEL



II - OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA



GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O objetivo do planejamento da oferta de energia elétrica para o horizonte decenal é apresentar a configuração de referência para a expansão da geração e das principais interligações dos sistemas regionais, atendendo aos critérios de sustentabilidade socioambiental e de garantia de suprimento. Os resultados dos estudos permitem, por outro lado, subsidiar o processo licitatório para expansão da oferta de energia elétrica e garantir o abastecimento adequado para o crescimento do país.

Metodologia e Critérios

O planejamento da expansão da oferta de energia é regido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que determina², como critério econômico, a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, para cada ano no período 2014 a 2020, e, como critério de segurança, o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica, ou risco de déficit³, em 5% dos cenários hidrológicos, em cada subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN).

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

O valor adotado para o CME deste ciclo de estudos do PDE foi de R\$ 113,00/MWh⁴, 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 principal diretriz deste Plano é a priorização da participação das fontes renováveis de energia 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. Um destaque neste sentido é a energia eólica, cuja energia foi comprada ao preço médio de R\$ 122/MWh no último leilão de compra de energia de reserva, realizado em 2010. Também naquele ano, foram realizados três leilões para compra de energia de fonte hidráulica que merecem destaque, 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.

Para as simulações energéticas necessárias ao ajuste do plano de oferta de energia e ampliações nas interligações, foi utilizado o modelo NEWAVE⁵, com a simulação de 2.000 cenários hidrológicos. O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 2.900,00/MWh⁶ e a taxa de desconto foi de 8% ao ano, em termos reais⁷.

² Conforme Resoluções CNPE nº 1/2004 e nº 9/2008.

³ Entende-se por “risco de déficit” a probabilidade de que a oferta de energia elétrica seja menor do que a carga de energia elétrica a ser atendida, em pelo menos um mês das séries do ano, não importando a magnitude do déficit.

⁴ O CME foi estabelecido com base na média dos preços finais relativos ao conjunto de novos empreendimentos que negociaram energia nos leilões de compra de energia nova, realizados ao longo do ano de 2008 e dos leilões dos projetos estruturantes (Santo Antônio e Jirau), energia essa a ser entregue às distribuidoras do SIN a partir de 2012. A adoção de tal valor está compatível com a configuração da expansão do sistema a partir de 2013, que terá maior participação de projetos hidrelétricos.

⁵ 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.

⁶ Conforme Nota Técnica EPE/MME de nº EPE-DEE-RE-030 /2009-r0.

⁷ 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.

Configuração do sistema de geração e interligações

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. Observe-se que este total engloba as unidades geradoras instaladas nos sistemas isolados, bem como a autoprodução (geração de energia elétrica instalada no local do consumo)⁸.

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 7.

Tabela 7 – 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 Paraguai.

Fonte: ONS.

As usinas existentes dos sistemas isolados, em 31/12/2009, totalizavam 2.735 MW de capacidade instalada. A expansão proposta neste PDE trata apenas do SIN, incorporando somente os sistemas isolados que serão interligados no horizonte deste estudo.

No horizonte deste Plano considerou-se a interligação do sistema Acre/Rondônia, já conectado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste em novembro/2009, e Manaus/Amapá, que será conectado ao subsistema Norte⁹ a partir de 2013. Além disso, a interligação Manaus – Boa Vista, atualmente em estudo sob a coordenação da EPE, e prevista para ser licitada em 2011, integrará o estado de Roraima ao SIN.

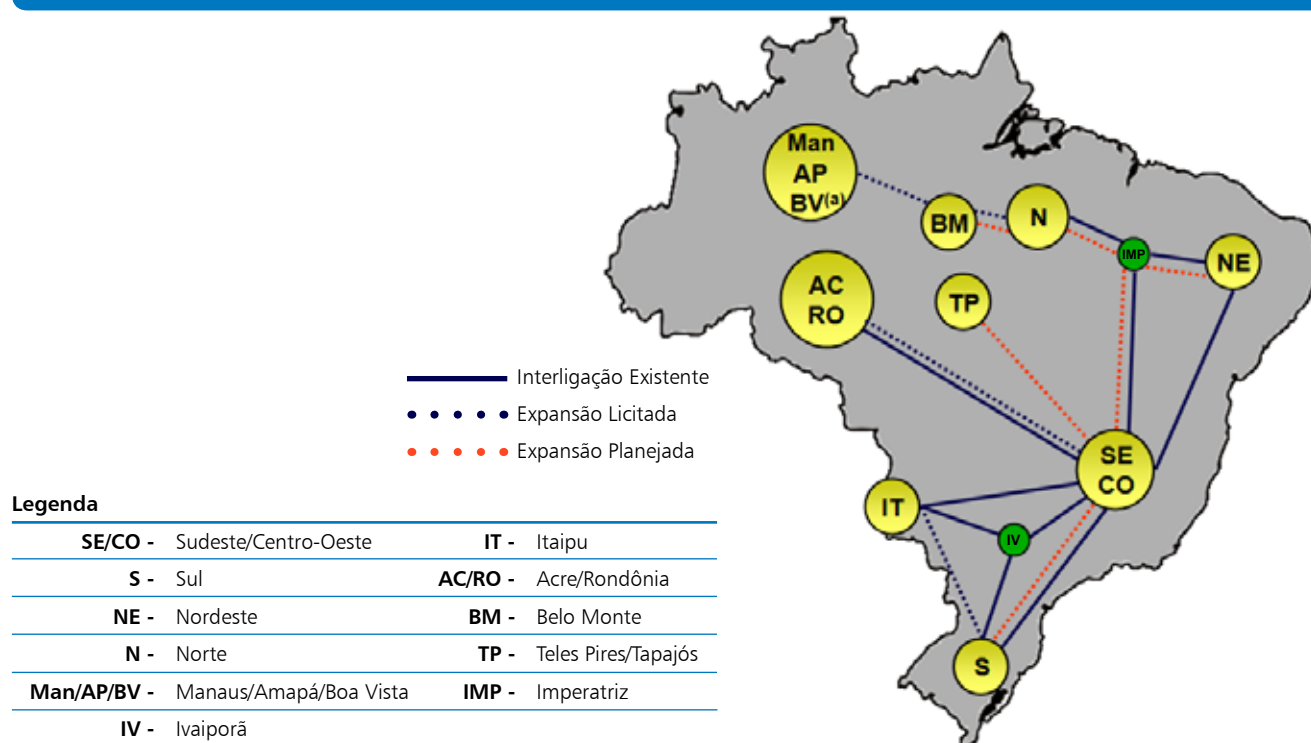
Adicionalmente, de forma a melhor representar a operação da usina Belo Monte, que consta do cronograma de expansão deste Plano, este aproveitamento hidroelétrico comporá um subsistema à parte que será conectado ao subsistema Norte a partir de março de 2016 (data prevista para a entrada em operação da casa de força principal). 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 Figura 1 mostra a representação esquemática considerada para as interligações entre os subsistemas, detalhando a forma prevista ao final do horizonte do estudo na simulação energética a subsistemas equivalentes. As interligações representadas em traços pontilhados estão previstas para se incorporarem ao SIN durante o período analisado (2011-2020).

⁸ 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.

⁹ Para fins de simulação energética, a conexão de Manaus/Amapá ao Norte passará pelo subsistema Belo Monte (subestação de Xingu).

Figura 1 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas



(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.

Fonte: EPE

Em conformidade com a Lei nº 10.848 de 2004, para concretizar a expansão do SIN, são realizados leilões para compra de energia com três (A-3) e cinco (A-5) anos de antecedência. Desta forma, existe um conjunto de empreendimentos de geração já contratados e em implantação, com usinas que deverão entrar em operação entre 2010 e 2016. Essas usinas, portanto, não mais são objeto dos estudos de planejamento e não constituem proposta de usinas indicadas neste plano de expansão. Ou seja, essas são usinas já decididas, e foram consideradas como oferta inicial deste plano, com as datas constantes dos contratos de concessão ou dos atos de autorização, e consolidadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

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 pela disponibilidade de projetos e de equipamentos, quanto pelo fato de terem obtido as necessárias licenças ambientais, sem as quais nenhum empreendimento de geração pode participar dos leilões de compra de energia elétrica previstos em lei.

Os empreendimentos contratados no PROINFA também foram inseridos de acordo com o 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, 21 usinas termelétricas a biomassa e 54 usinas eólicas.

Integração energética com países vizinhos

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. À medida que estes acordos se concretizem, os projetos passarão a incorporar os estudos de planejamento da expansão da oferta do setor. Destacam-se os seguintes projetos:

- Construção de usinas hidrelétricas no Peru, que totalizam aproximadamente 7 GW de capacidade instalada. A conclusão dos estudos está prevista para 2011.
- Estudos com a Bolívia para implantação da hidrelétrica Cachoeira Esperança, com 800 MW, que ficará em território boliviano, a montante das usinas brasileiras do rio Madeira (Santo Antônio e Jirau).

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

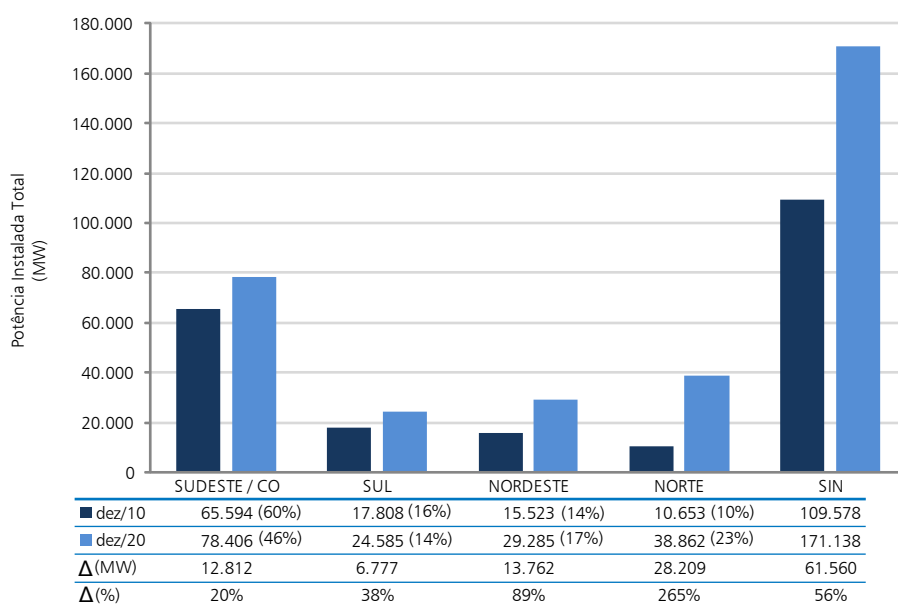
Expansão da Geração

O crescimento médio anual da carga de energia elétrica do SIN, no horizonte decenal, é de cerca de 3.200 MWmed¹⁰, representando uma taxa média de expansão de 4,6% a.a. A projeção indica que 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.

Para a obtenção do equilíbrio entre a oferta e demanda, 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, além dos que já se encontram em construção para entrada em operação até o ano de 2013.

A capacidade instalada no SIN prevista para o final de dezembro de 2010 foi de cerca de 110 GW, evoluindo para 171 GW em dezembro de 2020, conforme ilustrado no Gráfico 7. Desta expansão, destaca-se a elevação da participação da região Norte, onde estão representados os sistemas AC/RO, Manaus/Amapá, Belo Monte e Teles Pires/Tapajós, cuja capacidade instalada em relação ao SIN passa de 10%, no final de 2010, para 23% em 2020, totalizando aproximadamente 28 GW de expansão. Em contrapartida, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, onde foi contabilizada a usina de Itaipu, há uma redução de 60% para 46% na participação na oferta total do sistema, mesmo com uma expansão prevista de quase 13 GW para o horizonte decenal.

Gráfico 7 – Participação regional na capacidade instalada do SIN



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

Fonte: EPE

Em relação à expansão hidrelétrica, além dos projetos já contratados e em implantação, devem entrar em operação, a partir do ano 2018, 786 MW de projetos de geração com concessão outorgada no passado e 18.185 MW de novos projetos indicativos a serem licitados. Considerando o cronograma de motorização de cada empreendimento, a capacidade hídrica aumentará de 83 GW, aproximadamente, para 115 GW em 2020.

¹⁰ A projeção de crescimento da demanda já contempla cenários de ganhos de eficiência energética e de participação da autoprodução.

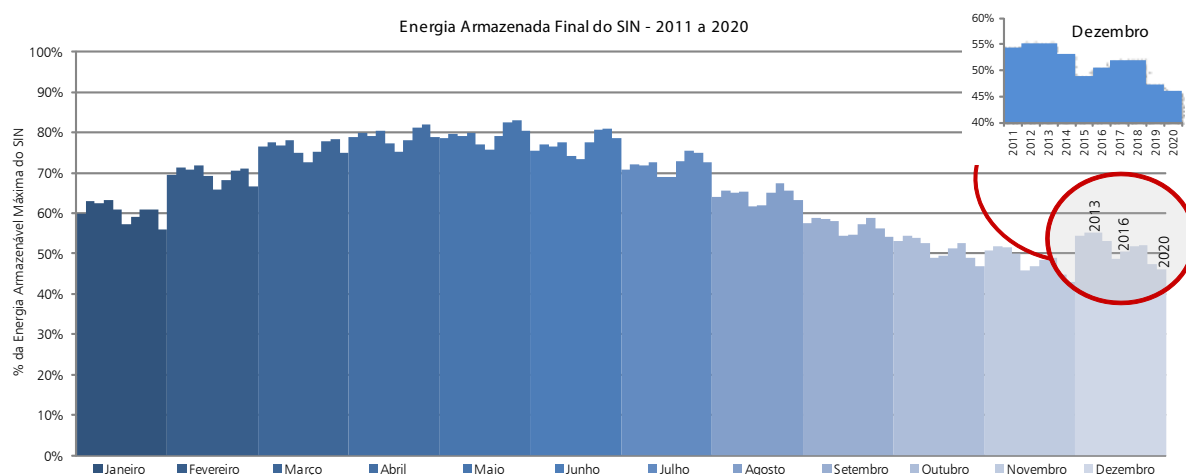
Destaca-se que, em termos percentuais, a elevação da capacidade de armazenamento (6%) é bem inferior ao aumento da capacidade instalada (39%) das usinas hidrelétricas, mostrando que a maioria das usinas viáveis neste horizonte está localizada em bacias ainda inexploradas, para as quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização das vazões afluentes.

Este Plano apresenta análises que indicam a necessidade de valorizar e se buscar a viabilização de usinas com capacidade de regularização, de forma a tornar flexível a operação dos reservatórios atualmente instalados no sistema e minimizar o despacho das termelétricas, tanto com vistas à redução do custo total de operação, como para a diminuição das emissões de gases de efeito estufa.

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 afluições 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).

O Gráfico 8 ilustra a evolução mensal da energia armazenada final de 2011 a 2020. Para cada mês são apresentados 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. Após 2012, não há entrada expressiva de novos reservatórios, mas sim de grandes usinas a fio d'água. O ano de 2016 é marcado pela entrada em operação da usina de Belo Monte, 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.

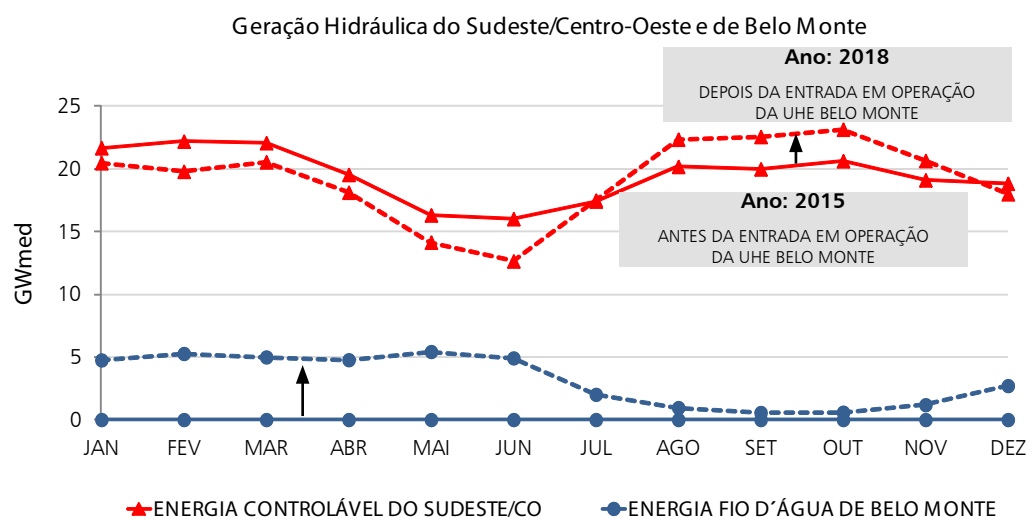
Gráfico 8 – Variação Mensal da Energia Armazenada Total (% Energia Armazenável Máxima)



Fonte: EPE

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 afluições para atendimento à carga no período seco, otimizando assim o uso dos recursos energéticos disponíveis. O Gráfico 9 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 9 – Evolução Mensal da Geração Hidráulica do SE/CO e de Belo Monte em 2015 e 2018



Fonte: EPE

É importante ressaltar que, embora os deplecionamentos dos reservatórios de regularização sofram restrições de diversas naturezas, sua relevância não é exclusiva para o setor elétrico, ou seja, a utilização de reservatórios de regularização é de suma importância também para outras áreas de utilização dos recursos hídricos, tais como o abastecimento de água, a navegação e, principalmente, o controle de cheias para proteger as várzeas e cidades a jusante dos reservatórios.

No que diz respeito à expansão termelétrica, a capacidade instalada no SIN no início do horizonte do estudo é de 16 GW, evoluindo até 2013 para cerca de 25 GW, capacidade contratada nos leilões de energia nova já realizados, ficando estável a partir de então.

O acréscimo da capacidade instalada nuclear se dará pela implantação da usina de Angra 3. Esta usina, com capacidade de 1.405 MW, cuja contratação já foi autorizada¹¹, está prevista de entrar em operação em 2016, aumentando o parque nuclear existente em 70%, de 2.007 MW para 3.412 MW.

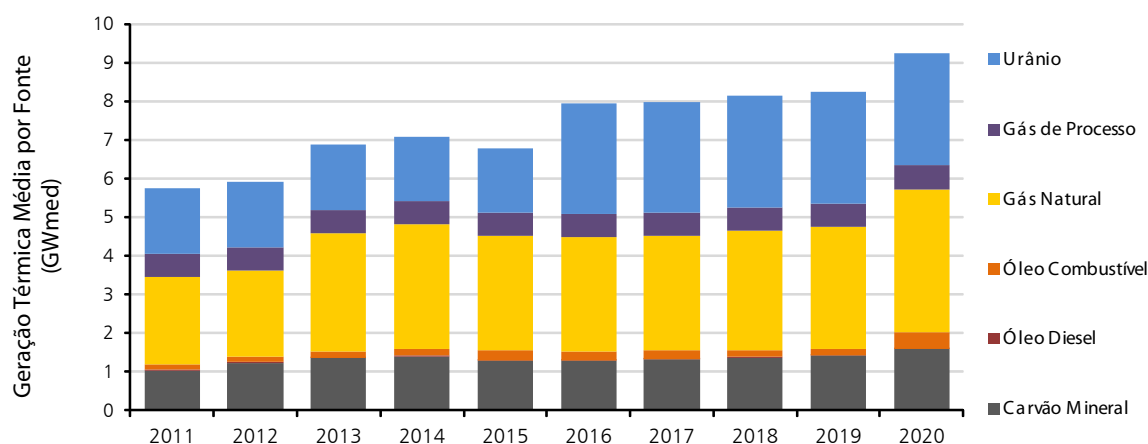
No sistema brasileiro, predominantemente hidrelétrico, as usinas térmicas podem ficar muitos meses sem gerar energia¹², na medida em que o despacho ótimo do sistema prioriza a operação das fontes renováveis: usinas hidrelétricas (incluindo as PCH), centrais termelétricas a biomassa e eólicas. A expectativa de geração de energia termelétrica neste horizonte de planejamento, considerando a expansão contratada, incluindo a geração das usinas nucleares, pode ser observada no Gráfico 10.

Para as usinas movidas a óleo diesel e combustível, foram constatados valores muito baixos para os fatores de capacidade¹³, 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.

¹¹ A Portaria MME nº 586/2010 autorizou a contratação da UNE Angra 3 na modalidade de energia de reserva.

¹² Caso a usina possua inflexibilidade operativa, ou geração mínima obrigatória, tal restrição será respeitada, o que refletirá no seu perfil de geração.

¹³ Expectativa de geração com relação à potência instalada.

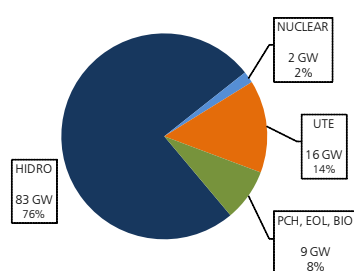
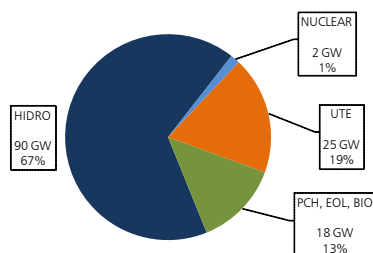
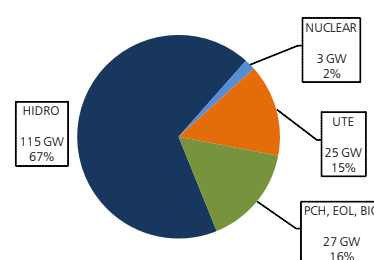
Gráfico 10 – Geração térmica anual – Média dos 2.000 cenários simulados (GWmed)

Fonte: EPE

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.

Em relação às fontes alternativas, registra-se uma expansão média anual de 12%, com destaque para as usinas eólicas, a biomassa de bagaço de cana-de-açúcar e PCH.

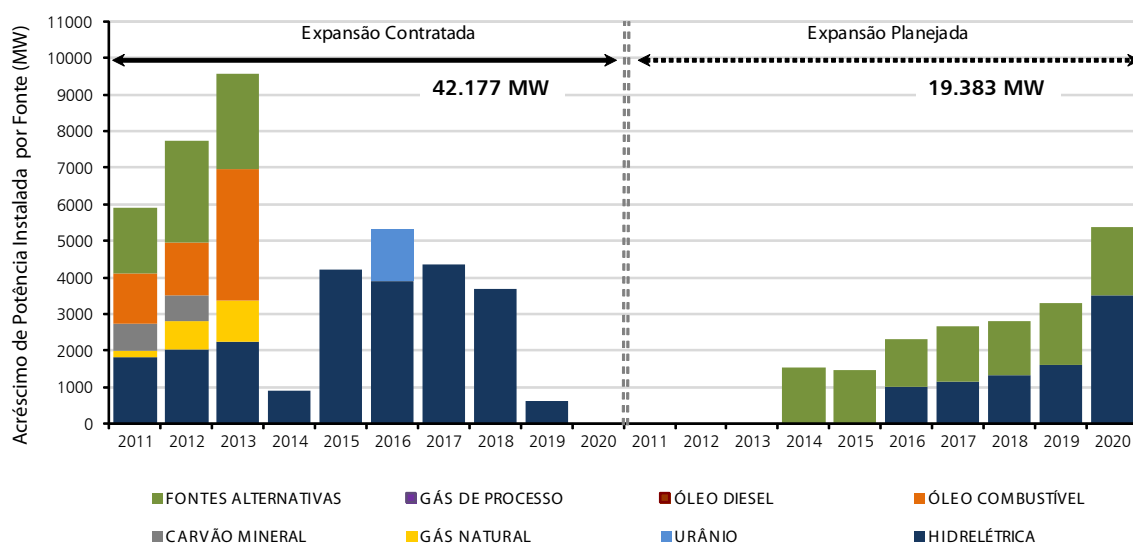
O Gráfico 11 apresenta a evolução da participação das fontes de produção de energia na capacidade instalada do SIN. Destaca-se a retomada da participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2014, em detrimento das fontes baseadas em combustíveis fósseis.

Gráfico 11 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (GW e %)Participação das Fontes de Geração
Dezembro/2010Participação das Fontes de Geração
Dezembro/2014Participação das Fontes de Geração
Dezembro/2020

Fonte: EPE

O Gráfico 12 ilustra 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. Há que ressaltar, no entanto, que a concretização deste Plano com esta composição de fontes na expansão planejada depende principalmente da obtenção de Licenças Prévia Ambientais, de modo que as usinas indicadas possam participar dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, previstos em lei. 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.

Gráfico 12 – Acréscimo de capacidade instalada anual por fonte (MW)



Fonte: EPE

A Tabela 8 apresenta a evolução da capacidade instalada para as diferentes fontes de geração ao longo do período de estudo. Essa evolução, em termos de participação percentual, é mostrada na Tabela 9.

Tabela 8 – 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 Paraguauio.

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

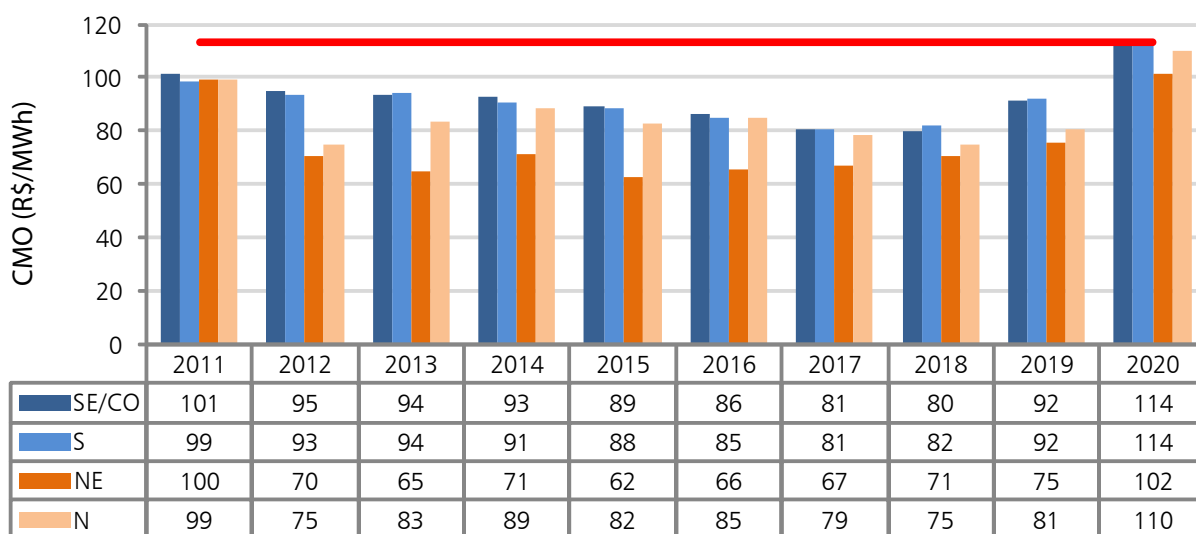
FONTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
HIDRO ^(a)	75,7%	73,4%	70,4%	67,0%	66,5%	66,8%	66,7%	67,2%	67,6%	67,3%	67,3%
URÂNIO	1,8%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%
GÁS NATURAL	8,4%	8,1%	8,3%	8,5%	8,4%	8,3%	7,9%	7,5%	7,2%	7,0%	6,8%
CARVÃO	1,6%	2,2%	2,6%	2,4%	2,4%	2,3%	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%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: EPE

Custos Marginais de Operação e Riscos de Déficit

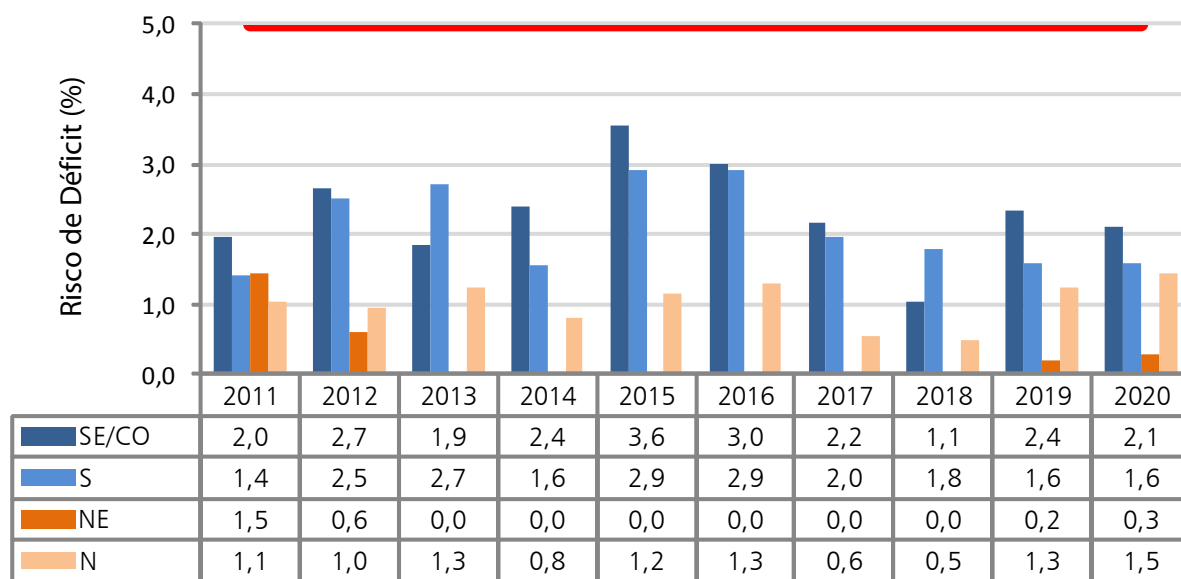
Dada a expansão da oferta e da transmissão prevista para este horizonte de estudo, os resultados das simulações apresentam custos marginais médios anuais oscilando ao longo dos anos, podendo ficar bem abaixo do valor de CME de referência, conforme apresenta o Gráfico 13. Da mesma forma, com a expansão proposta neste estudo, a probabilidade de déficit é inferior a 5% em todas as regiões, como mostrado no Gráfico 14.

Gráfico 13 – Custo marginal de operação por região (R\$/MWh)



Fonte: EPE

Gráfico 14 – Risco de déficit por região (%)



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, é da ordem de R\$ 100 bilhões, sendo cerca de 55% em hidrelétricas e 45% no conjunto de outras fontes renováveis (PCH, biomassa e eólica).

Balanco Estático de Garantia Física

O balanço estático de garantia física de energia apresenta saldos positivos, entre 4% e 11% da carga, em todo o período avaliado, indicando que o cenário de oferta considerado se mostra suficiente para suprir os requisitos de energia. Destaca-se que neste balanço foi considerada a garantia física da energia de reserva contratada, incluindo a energia da usina nuclear de Angra 3. Observa-se que a energia de reserva, apesar de não ser contratada para atender diretamente ao mercado previsto, torna-se, em conjunto com o restante do parque gerador, um recurso disponível ao operador para o despacho otimizado do sistema hidrotérmico.

Também foram avaliados os balanços estáticos por região e por tipo de fonte, de forma a se poder melhor identificar as suas necessidades de importação ou dos seus potenciais de exportação. Como resultado da análise, tendo em conta a tendência da expansão da capacidade instalada em regiões distantes dos principais centros de carga, constatou-se, por exemplo, a necessidade de que as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul ampliem sua capacidade de recebimento de energia de outras regiões.

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.

Atendimento à Demanda Máxima

Com a finalidade de avaliar as condições de atendimento à demanda máxima, foi realizado o balanço de potência através de metodologia específica, desenvolvida para incorporar pontos importantes das características físicas da operação hidrotérmica.

Esta análise não identificou problemas para o atendimento a demanda máxima de potência, com destaque para a característica exportadora de potência das regiões Norte e Nordeste e a importadora da região Sul.

TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os estudos de expansão da transmissão associados ao Plano Decenal foram executados a partir das projeções de mercado e dos programas de geração, com a utilização dos critérios de planejamento vigentes, visando, dentre outros aspectos:

- Compatibilizar os planos de obras resultantes dos estudos regionais realizados em grupos específicos, no âmbito dos GETs – Grupos de Estudos de Transmissão Regionais;
- Compatibilizar os planos de obras resultantes dos demais estudos desenvolvidos pela EPE (interligações regionais, integração de novas usinas, etc.);
- Apresentar um diagnóstico do desempenho do Sistema Interligado Nacional – SIN, em condição normal e em emergência (n-1), com base nos planos de obras citados;
- Recomendar estudos específicos para solucionar os problemas detectados no diagnóstico de desempenho do sistema;
- Elaborar e manter atualizado o programa de obras de transmissão visualizadas no horizonte decenal; e
- Atualizar a infraestrutura de dados necessários aos estudos de transmissão nesse horizonte.

A base de dados referente à topologia da rede foi atualizada a partir dos dados do período anterior, considerando os resultados disponíveis de estudos específicos mais recentes, a relação dos empreendimentos consolidados no Programa de Expansão da Transmissão – PET da EPE e no Plano de Ampliações e Reforços – PAR do ONS, bem como obras referenciais indicadas em estudos das empresas transmissoras e distribuidoras.

Dentre essas atualizações, destaca-se, a partir de 2015, a consideração da integração de grandes usinas na região amazônica previstas no programa de geração e as consequentes ampliações das interligações regionais. Cita-se, em particular, as instalações associadas ao AHE Belo Monte (rio Xingú) e às usinas do rio Teles Pires (Colider, Sinop, Foz do Apiacás, São Manoel, e Teles Pires), a partir de 2015, e às usinas do rio Tapajós (São Luís do Tapajós), a partir de dezembro de 2017.

Sistema Existente e Interligações Regionais

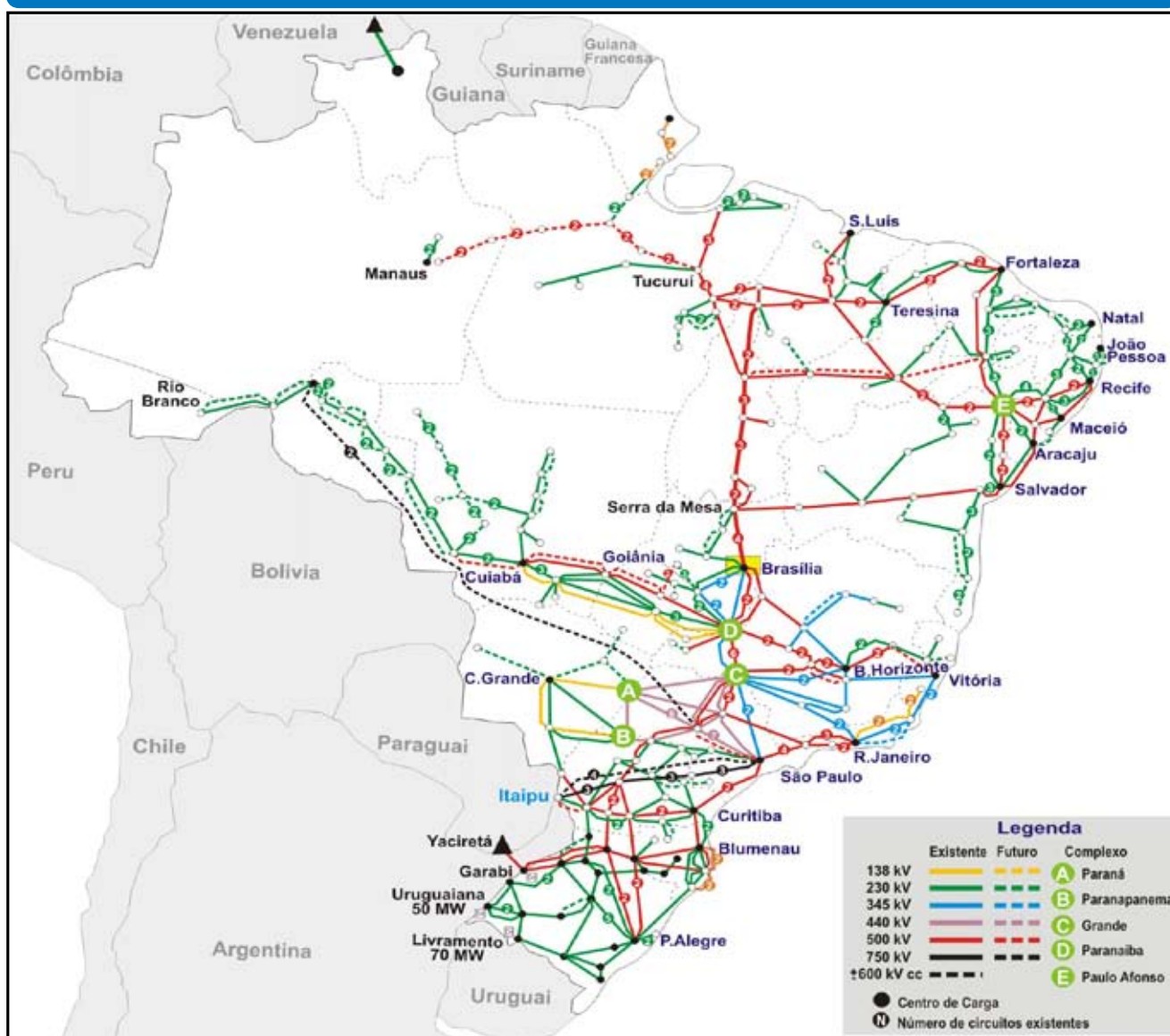
A Figura 2 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano de 2010, indicando também parte das instalações a serem implantadas no futuro próximo (2011/2012).

O SIN está dividido em quatro regiões geoeletricas interligadas, conforme ilustrado na Figura 3: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, assim constituídas:

- Sul (S) – Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- Sudeste – Centro-Oeste (SE/CO) - Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Acre e Rondônia;
- Norte (N) – Pará, Tocantins e Maranhão; Amazonas e Amapá (a partir de 2012) e Roraima (a partir de 2014);
- Norte (N) – Amazonas, Pará, Amapá, Tocantins e Maranhão;
- Nordeste (NE) – Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

As interligações dessas regiões possibilitam a otimização energética das bacias hidrográficas, com o aproveitamento das suas diversidades hidrológicas.

Figura 2 – Sistema existente



Fonte: ONS

Interligação Norte-Sul

Atualmente, esta interligação é formada por três circuitos em 500 kV, sendo dois circuitos desde a SE Imperatriz até Serra da Mesa e um circuito desde Itacaiúnas até Serra da Mesa.

Os estudos de expansão da geração indicam requisitos de ampliações da capacidade de intercâmbio entre as regiões Norte e Sudeste/Centro Oeste, cujas alternativas de expansão da transmissão, contemplando inclusive a influência da conexão do AHE Belo Monte na região Norte, estão atualmente em análise pela EPE.

Figura 3 – Interligações regionais



Fonte: EPE

Interligação Norte-Nordeste

A interligação Norte-Nordeste existente é constituída pelas linhas de transmissão em 500 kV Presidente Dutra - Boa Esperança, Presidente Dutra - Teresina - Sobral - Fortaleza C1 e C2 e pela LT 500 kV Colinas – Ribeiro - Gonçalves São João do Piauí – Sobradinho.

A expansão desta interligação se deu com a entrada, em dezembro de 2010, da LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí – Milagres.

Com vistas a atender à necessidade de um aumento da capacidade de exportação da região Nordeste para a região Sudeste, os estudos em desenvolvimento pela EPE indicam, referencialmente, a expansão dos troncos, em 500 kV, São João do Piauí – Milagres, Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu e um terceiro circuito entre 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 outro entre Miracema e São João do Piauí, com inclusão das subestações intermediárias Gilbués e Barreiras.

Interligação Sudeste-Nordeste

A interligação Sudeste-Nordeste é constituída pela linha de transmissão em 500 kV Serra da Mesa - Rio das Éguas - Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu - Camaçari. 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.

A definição da expansão desta interligação está sendo tratada em estudo específico coordenado pela EPE, atualmente em desenvolvimento, e a solução de referência contempla duas linhas de transmissão em 500 kV, com extensão total de cerca de 600 km.

Interligação Acre/Rondônia — Sudeste/Centro-Oeste

A interligação do subsistema dos estados do Acre e Rondônia com o subsistema da região Sudeste/Centro-Oeste entrou em operação em 2009. É composta pelas LTs Samuel – Ariquemes – Ji-Paraná (315 km), Ji-Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena (279 km, circuito simples) e Vilhena – Jauru (354 km, circuito duplo).

Neste ciclo de planejamento foi considerada a entrada das usinas de Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira, a partir de 2012, com conexão na subestação coletora Porto Velho. A entrada destas usinas aumenta significativamente a potência instalada desta região implicando em um grande reforço na interligação para a região Sudeste/Centro-Oeste.

Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus

A interligação Tucuruí – Macapá - Manaus foi licitada em junho de 2008 e foi considerada nos estudos em operação 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 interligação entre Tucuruí e Manaus (SE Lechuga) é composta por uma linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, com 1.470 km, na rota pela margem esquerda do rio Amazonas, com quatro subestações intermediárias nas proximidades de Xingu, Jurupari, Oriximiná e Silves. O trecho Tucuruí – Jurupari, de onde deriva o sistema em 230 kV que interligará Macapá, tem um comprimento da ordem de 520 km, enquanto que o trecho Jurupari - Manaus (SE Lechuga) tem 950 km. Esse sistema tem uma capacidade de transmissão suficiente para atender uma carga regional de até 2.530 MW.

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. 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.

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 dos países limítrofes sul-americanos visando à integração energética regional.

Interligação com a Argentina

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

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

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

Interligação com o Uruguai

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

O estudo desenvolvido pelos dois países, finalizado em janeiro de 2007, indicou um novo ponto de interligação entre Brasil e Uruguai, que se dará através de uma conexão entre a subestação de San Carlos no Uruguai e uma futura subestação na região de Candiota. Do lado uruguaio está prevista a construção de uma linha de transmissão em 500 kV (50 Hz) entre São Carlos e a estação conversora de frequência (back-to-back) de 500 MW situada na cidade de Melo (Uruguai), de onde partirá uma LT em 500 kV até a subestação de Candiota, conectando-se à mesma através de uma transformação 500/230 kV. Esta interligação visará, inicialmente, 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 de El Guri na Venezuela. A capacidade deste sistema é de 200 MW.

Integração das Usinas da Região Amazônica

Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira

Dentre os estudos conduzidos pela EPE destaca-se o da integração das usinas do rio Madeira, bem como do reforço da interligação dos estados do Acre e Rondônia com o SIN. A bacia do Rio Madeira é caracterizada por um potencial hidrelétrico expressivo, focalizando-se inicialmente o complexo gerador composto pelos aproveitamentos de Santo Antônio e Jirau, totalizando 6.450 MW. A alternativa vencedora do processo licitatório para a integração desses empreendimentos foi aquela em corrente contínua \pm 600 kV entre Porto Velho e Araraquara, com obras associadas no sistema receptor Sudeste e com uma subestação conversora back-to back em Porto Velho, para atendimento prioritário ao mercado local.

Aproveitamento Hidrelétrico de 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 765 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 Xingu em 500 kV (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, atualmente em avaliação em Grupo de trabalho coordenado pela EPE.

Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia do rio Teles Pires

A bacia do rio Teles Pires é caracterizada por um potencial hidrelétrico de cerca de 3.700 MW distribuídos em seis usinas. Neste plano foram consideradas 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. A definição do sistema necessário para o escoamento adequado dessa energia, objeto de estudo específico realizado pela EPE, indicou um sistema de transmissão com três circuitos em 500 kV e 1000 km de extensão até a SE Ribeirãozinho, além de reforços na região Sudeste entre as subestações de Ribeirãozinho, Rio Verde e Marimbondó.

Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia do rio 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 atratividade fundamentada, principalmente, nas suas características de menor volume de investimentos, prazo de maturação mais curto e tratamento diferenciado por parte da regulamentação vigente.

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.

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.

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.

Expansão dos sistemas de transmissão regionais

Foram realizados estudos da expansão dos sistemas de transmissão regionais, abrangendo as regiões Norte, Nordeste, Sudeste, Sul, Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia.

Como resultado desses estudos, foi determinado o elenco de obras de transmissão requeridas no período decenal, o que possibilitou a elaboração da estimativa de investimentos previstos em linhas de transmissão e em subestações de fronteira.

Foram também identificados os estudos de planejamento complementares a serem elaborados, focalizando, para cada estado da confederação, a análise das soluções estruturais que se fazem necessárias para o atendimento de capitais ou de pontos específicos da rede.

Evolução Física do SIN

As tabelas a seguir sintetizam a evolução física do SIN em termos de comprimentos de linhas de transmissão e de capacidade de transformação.

Tabela 10 – 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 11 – 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

Estimativa de Investimentos

O investimento total, considerando o valor acumulado no período 2011-2020, abrangendo também as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal, 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.

Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST

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 – R\$ 5,9/kW.mês, Norte – R\$ 5,9/kW.mês e Sudeste/Centro Oeste – R\$ 6,0/kW.mês.





III - OFERTA DE PETRÓLEO E SEUS DERIVADOS, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS



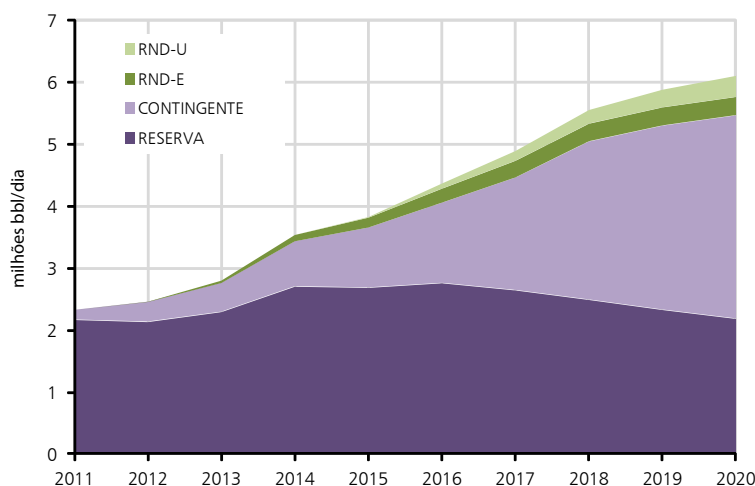
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Produção Potencial de Petróleo

As previsões de produção potencial de petróleo, ao longo do decênio 2011-2020, provenientes dos recursos descobertos (reservas dos campos e recursos contingentes) e dos recursos não descobertos (tanto áreas já contratadas com empresas quanto em parte das áreas da União) indicam que a produção diária de petróleo no Brasil poderá duplicar até 2020, ultrapassando os seis milhões de barris por dia. A produção sustentada somente nas reservas totais (RT) atuais deverá atingir os maiores volumes entre 2014 e 2016, declinando em seguida. Em compensação, estima-se que os recursos contingentes, relacionados principalmente às acumulações do Pré-Sal em blocos já concedidos, juntamente com os recursos não descobertos, manterão a tendência crescente da produção em todo o período do PDE, chegando a contribuir com mais de 50% da produção de petróleo em 2020.

O Gráfico 15 e a Tabela 12 sintetizam os resultados relativos à previsão de produção potencial diária de petróleo nacional até 2020, abrangendo os recursos não descobertos contratados em blocos exploratórios sob concessão (RND-E), os recursos não descobertos da área da União (RND-U), os recursos contingentes (RC) e as reservas totais (RT) nos campos já em desenvolvimento ou produção.

Gráfico 15 – Previsão de produção nacional de petróleo no período 2011-2020.



Fonte: EPE

Tabela 12 – Previsão nacional de produção anual de petróleo no período 2011-2020, classificados por nível de incerteza de recursos.

RECURSO: PETRÓLEO	ANO									
	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

Valores em milhões de barris diários

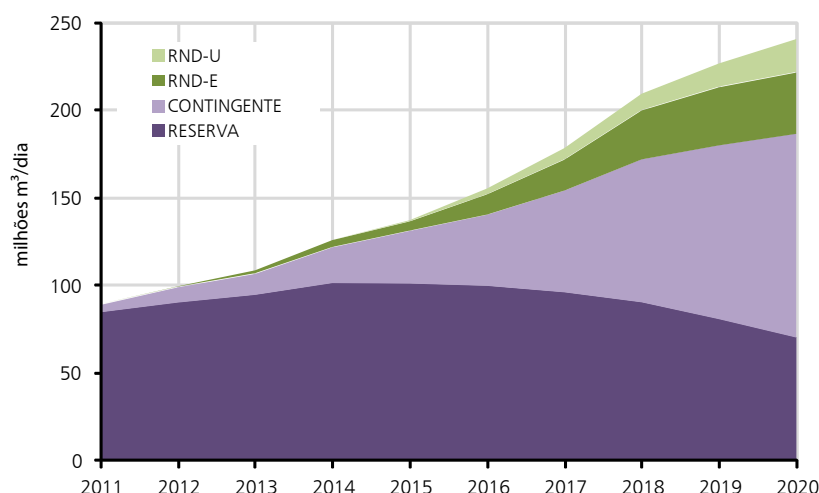
Fonte: EPE

Produção Potencial de Gás Natural

A produção potencial de gás natural poderá mais que duplicar até 2020, a maior parte como gás associado, alcançando valores da ordem dos 200 milhões de metros cúbicos por dia, com significativa contribuição, a partir de 2014, dos recursos contingentes (principalmente do Pré-Sal) e dos recursos não descobertos sob concessão. Descontando-se da produção o consumo próprio, a reinjeção nos reservatórios e queima, estima-se que a produção líquida potencial de gás natural nas unidades de processamento alcance cerca de 180 milhões de metros cúbicos por dia ao final do decênio.

O Gráfico 16 e a Tabela 13 sintetizam a previsão de produção potencial nacional diária de gás natural até 2020, enquanto que a Tabela 14 mostra os volumes de gás natural potencialmente disponibilizados para as unidades de processamento.

Gráfico 16 – Previsão de produção nacional de gás no período 2011-2020.



Fonte: EPE

Tabela 13 – Previsão de produção nacional de gás natural, no período 2011-2020, classificada por nível de incerteza de recursos.

RECURSO: GÁS	ANO									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
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

Valores em milhões de metros cúbicos diários

Fonte: EPE

Tabela 14 – Previsão de produção líquida potencial nacional de gás natural.

RECURSO: GÁS	ANO									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTAL (LÍQUIDA)	69,421	76,965	83,851	96,471	104,951	119,475	137,469	164,423	176,981	182,909

Valores em milhões de metros cúbicos diários

Fonte: EPE

Investimentos e R/P

A consecução dessas previsões de produção de petróleo e gás natural dependerá da realização de vultosos investimentos nas atividades de E&P, em torno de US\$ 289,3 bilhões, sendo que a maior parte deverá ser realizada no Brasil com suporte do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP). Estão incluídos nessa estimativa os investimentos associados à Carteira de Projetos do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) do Governo Federal, principalmente nas bacias de Campos e Santos.

Espera-se que, mesmo com a crescente produção prevista, tanto de petróleo quanto de gás natural, a razão entre reserva e produção no país (R/P) no Brasil cresça nos primeiros anos e que se mantenha, ao final do decênio, pelo menos nos níveis atuais (18 anos para petróleo e 22 anos para gás natural, em 31/12/2009), com valores compatíveis aos observados em importantes regiões produtoras do mundo.

OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

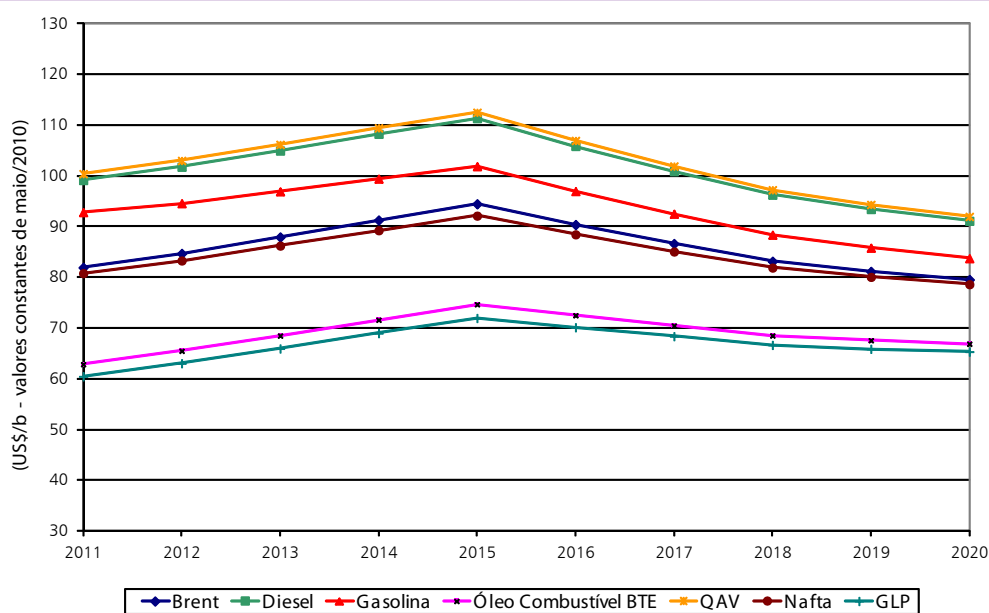
Perspectivas de Preço de Petróleo e Derivados

A projeção de preços foi efetuada por meio de um sistema desenvolvido pela EPE, pelo qual se busca uma consistência entre as trajetórias de preços dos petróleos e de derivados e o cenário mundial, no que concerne a seus aspectos macroeconômicos, geopolíticos e de oferta de petróleo.

Para a elaboração do preço do petróleo *Brent*, se consideram fatores que afetam os fundamentos de oferta e demanda e as expectativas de preços dos agentes econômicos, com destaque para: i) crescimento da economia mundial ii) crescimento da demanda mundial e regional de derivados; iii) ganhos de eficiência energética e substituição energética; iv) produção mundial de petróleo (OPEP e Não-OPEP, capacidade ociosa da OPEP); v) eventos geopolíticos (tensões sócio-políticas em países produtores etc.); vi) depreciação do dólar, liquidez internacional e demanda especulativa nos mercados futuros de petróleo.

A projeção dos preços internacionais de derivados de petróleo 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 na 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, conforme apresentado no Gráfico 17. Os mercados de referência de preços internacionais 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.

Gráfico 17 – Preços internacionais dos derivados e do Brent (US\$ maio2010/b)



Fonte: EPE

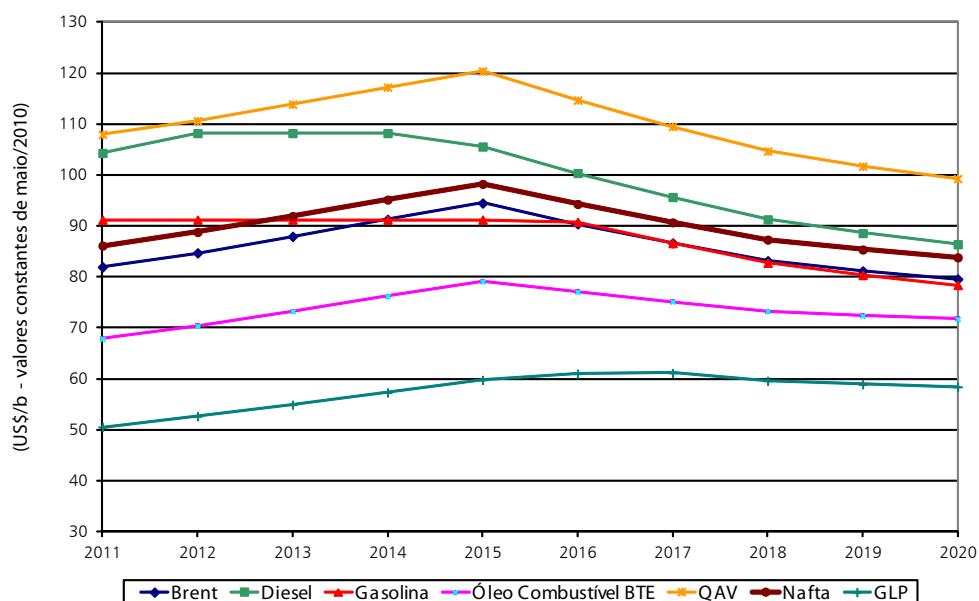
As projeções dos preços nacionais dos derivados (preços de realização ou ex-refinaria) resultaram de três abordagens distintas, sendo uma para a gasolina, o diesel e a nafta, outra para o QAV e o óleo combustível BTE e uma terceira para o GLP. No caso da projeção dos preços nacionais da gasolina e do 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 acrescido nos preços internacionais de diesel (neste último caso, somente até 2014; a partir de 2015, passou também a ser abatido, conforme nota¹⁴) e, em seguida, foram feitos ajustes nos valores assim obtidos, de modo a espelharem o padrão histórico da política de preços ao consumidor destes derivados¹⁵.

¹⁴ 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, consequentemente, a análise do preço deste derivado passa a ter como parâmetro indicativo a paridade de exportação.

¹⁵ 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.

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). Finalmente, 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. No Gráfico 18 são consolidadas as projeções dos preços nacionais dos derivados de petróleo para o período 2011-2020.

Gráfico 18 – Preços nacionais dos derivados de petróleo (US\$ maio2010/b)



Fonte: EPE

Expansão do Parque Nacional de Refino

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.

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 pesados nacionais, de forma que o excedente de petróleo exportável seja de melhor qualidade e, por consequência, de 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.

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 a evolução do 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.

Evolução do Parque de Refino Atual

Atualmente, o parque nacional de refino é formado por onze refinarias da Petrobras e quatro refinarias privadas, 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 dia. Considerou-se as novas unidades e refinarias planejadas pela Petrobras e seus parceiros até 2020, de acordo com as informações obtidas até o momento. Os recursos a serem aplicados em ampliações de capacidade e na instalação de novas unidades nas refinarias existentes são da ordem de US\$ 30,1 bilhões. Com relação às novas plantas, estão previstas a instalação de cinco refinarias: Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC), Refinaria do Nordeste (RNEST), Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) e refinarias Premium I e II, totalizando um investimento de US\$ 59,3 bilhões.

Hipóteses de Evolução do Parque Nacional de Refino

Considerou-se uma expansão do parque 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 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;
- a Premium II em 2017.

O País deverá manter-se como importador líquido de derivados até o ano de 2014. Nesse período, há excedentes de gasolina e de óleo combustível e déficits de GLP, nafta, QAV e diesel, o que sugere a necessidade de refino adicional, com esquema voltado para a conversão de resíduos e para a produção de destilados leves e médios. 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, conforme mostra a Tabela 15.

Salienta-se, por outro lado, que 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 dos campos da região do pré-sal. 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 hidrocrackamento catalítico (HCC), que dispensa o processamento deste tipo de cru, foi adiado para além do horizonte deste estudo. As importações de outro petróleo do tipo leve, essencialmente para suplementação e ajuste de elenco de petróleo, também devem ocorrer em todo o período, porém em volumes bastante reduzidos.

Balanco 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	48.308
	Refinarias ⁽¹⁾	20.823	20.867	22.533	23.690	25.323	27.292	27.292	26.122	27.493
	UPGN ⁽²⁾	9.900	11.662	13.429	14.736	15.056	17.080	18.805	21.570	20.816
	Demanda	36.601	37.534	38.517	39.460	40.379	41.297	42.230	43.157	45.043
Nafta	Saldo líquido	(5.878)	(5.005)	(2.555)	(1.035)	0	879	3.867	4.535	3.265
	Produção	18.939	18.694	25.938	30.136	35.686	35.686	43.473	51.178	53.274
	Demanda	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	2.416
Gasolina	Produção	63.194	63.083	59.397	59.634	60.311	59.659	60.820	60.483	62.686
	Demanda	67.427	61.961	57.625	52.564	49.531	49.168	51.123	53.608	59.023
	Saldo líquido	(4.233)	1.122	1.772	7.070	10.780	10.491	9.697	6.875	3.663
	Produção	12.522	13.196	13.903	14.859	23.125	24.476	25.623	26.963	29.824
QAV	Demanda	18.783	19.794	20.854	22.081	23.125	24.476	25.623	26.963	29.824
	Saldo líquido	(6.261)	(6.598)	(6.951)	(7.222)	0	0	0	0	0
	Produção	107.193	104.551	128.218	151.812	171.333	168.598	223.469	235.080	243.815
	Demanda	135.334	141.314	147.771	157.188	162.404	168.551	178.129	188.006	206.650
Diesel	Saldo líquido	(28.141)	(36.763)	(19.553)	(5.376)	8.929	47	45.340	47.074	33.675
	Importação ⁽³⁾	28.141	38.824	21.423	5.376	0	0	0	0	0
	Exportação ⁽⁴⁾	0	2.061	1.870	0	8.929	47	45.340	47.074	33.675
	Produção	36.979	35.766	30.882	33.622	34.083	35.362	32.435	32.746	39.144
Óleo Combustível	Demanda	30.777	31.924	31.427	32.848	34.083	35.362	36.526	37.673	40.729
	Saldo líquido	6.202	3.842	(545)	774	0	0	(4.091)	(4.927)	(1.585)
	Produção	7.577	7.888	15.002	19.315	21.435	21.081	25.636	28.386	28.978
	Demanda	17.738	18.129	18.856	19.315	19.803	20.368	20.821	21.071	21.948
Coque	Saldo líquido	(10.161)	(10.241)	(3.854)	0	1.632	713	4.815	7.315	7.030
	Produção	277.127	275.707	309.303	347.803	386.353	387.039	457.554	482.527	506.029
	Demanda	342.346	346.342	350.736	359.142	365.011	374.908	390.138	421.336	454.075
	Saldo líquido	(65.219)	(70.635)	(41.433)	(11.339)	21.342	12.131	67.416	61.191	45.898
Total	Importação	71.881	77.660	47.160	21.721	0	0	4.090	4.927	2.631
	Exportação	6.662	7.025	5.727	10.382	21.342	12.131	71.506	66.118	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

Refino – Considerações Finais

O País deverá continuar a ser 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, em 2020, o País deve exportar cerca de 55 mil metros cúbicos por dia de derivados (aproximadamente 345 mil barris por dia).

Assim como a RNEST e o COMPERJ, as refinarias Premium I e II também serão dotadas de esquemas de alta conversão, voltados principalmente para o atendimento do mercado interno, cujos maiores déficits são de destilados médios (QAV e diesel) e de nafta petroquímica.

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. Em suma, superar esses desafios para colocação de grandes volumes de derivados no mercado internacional requererá a elaboração de estratégias de expansão do refino e de comercialização internacional apropriadas, para que não haja destruição de valor na cadeia de petróleo e derivados.

Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleos e Derivados

A análise da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados contemplou o panorama atual, as projeções anteriormente descritas, os programas de expansão da Transpetro e sugestões de expansão decorrentes de estudos da própria EPE.

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 são pertinentes à área de exploração e produção.

Impactos das Movimentações Previstas sobre a Infraestrutura

Analisando a evolução do parque nacional de refino apresentada e considerando que qualquer nova refinaria já aporta os investimentos necessários às suas movimentações (petróleo e derivados), e que a infraestrutura restante a ser considerada é a atual, acrescida dos investimentos já programados, verifica-se que as movimentações de derivados é que oferecem o maior impacto sobre as instalações existentes, tendo em vista o grande aumento na demanda da região Centro-Sul. As movimentações adicionais de petróleo, por sua vez, só estão associadas às refinarias novas, cujos investimentos já contemplam os dutos e terminais necessários às suas operações.

As movimentações 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.

Expansão da Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleo e Derivados

No horizonte coberto pelo PDE, o Grupo Petrobras – principal investidor no segmento – planeja investir cerca de US\$ 9,4 bilhões em dutos, terminais e novos navios, não estando aí incluídos os custos de infraestrutura para as novas refinarias.

Adicionalmente, a EPE analisou a possibilidade de ser implantado um 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. 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: US\$ 1,4 bilhão.

O duto proposto reduziria substancialmente o transporte rodoviário de GLP, diesel e gasolina nas regiões atendidas. A análise desenvolvida no PLANDEPE indicou uma possível viabilidade econômica para o duto proposto, observadas as margens de erro envolvidas na estimativa dos investimentos.

OFERTA DE GÁS NATURAL

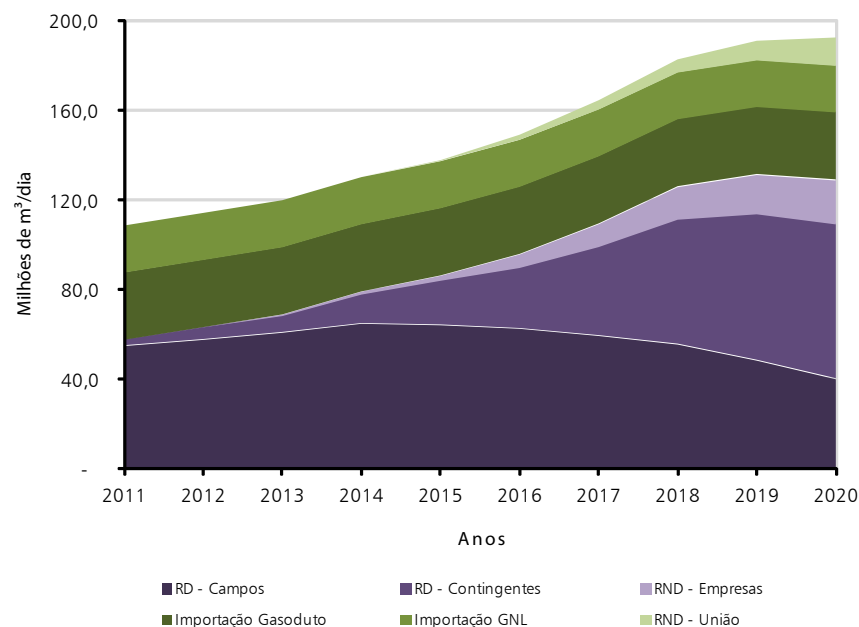
Competitividade do gás natural no Brasil

Foram estabelecidas projeções de preços internacionais de gás natural no *Henry Hub* no período decenal (com valores aproximados de 5 US\$/MBtu, no início do período, e de 7 US\$/MBtu no final) e elaboradas estimativas da internalização desses preços no país (média de preços nas malhas de gasodutos das regiões Nordeste e Sudeste) pela metodologia *netback value* (com valores variando entre cerca de 5,50 US\$/MBtu no início do período e de 7,50 US\$/MBtu no final). Realizaram-se, também, estimativas de preços do gás natural no Brasil considerando a hipótese de 100% de competitividade com o óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE), principal energético substituto do gás natural no mercado brasileiro (hipótese de equivalência energética em US\$/MBtu).

Oferta de gás natural nacional e importado

A projeção da oferta de gás natural é sintetizada no Gráfico 19.

Gráfico 19 – Oferta Total Brasil (Malha Integrada), excluída a Região Norte



Fonte: EPE

Projeta-se uma ampliação da oferta total de gás de cerca de 109 milhões de m³/dia em 2011 para 193 milhões de m³/dia em 2020. Desses totais, 51 milhões de m³/dia correspondem à importação, que permanece constante ao longo do período decenal, sendo 30 milhões de m³/dia de gás boliviano e de 21 milhões de m³/dia de GNL.

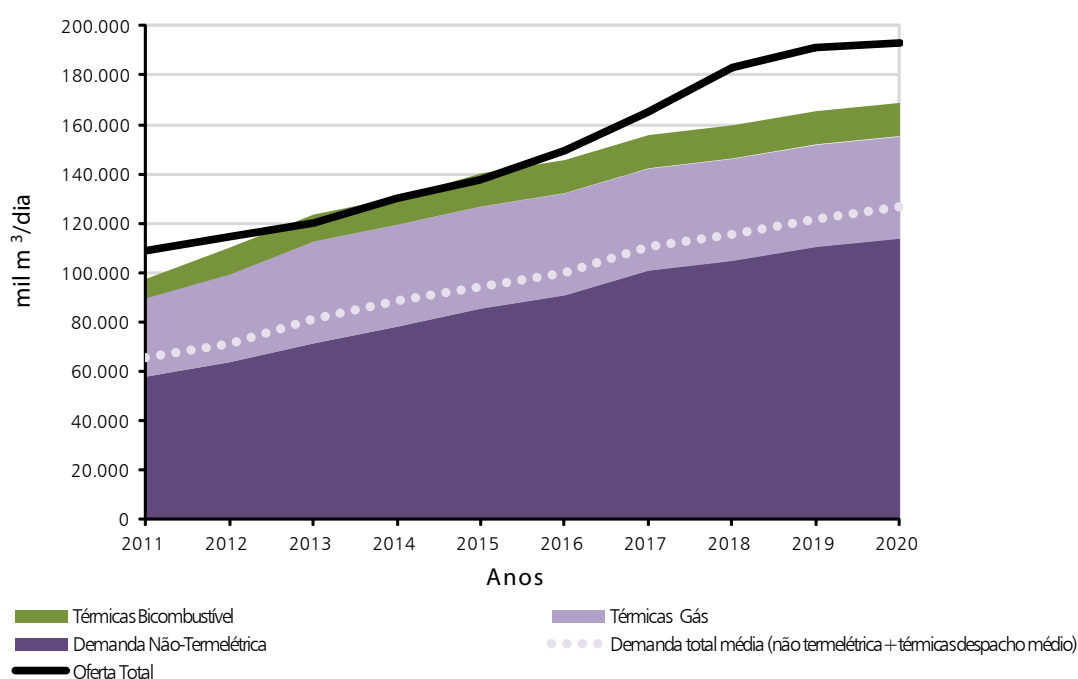
Descontando esse valor de importação, verifica-se que a oferta do gás nacional eleva-se de um patamar de 58 milhões de m³/dia em 2011 para 142 milhões de m³/dia em 2020. Deste total em 2020, cerca de 40 milhões de m³/dia referem-se aos recursos descobertos, 69 milhões de m³/dia a recursos contingentes e 33 milhões de m³/dia a novas descobertas.

Balanco de demanda e oferta

As projeções de demanda de gás natural, ao considerar o mercado das companhias distribuidoras locais, o consumo em refinarias e as fábricas de fertilizantes, passam de um total de 58 milhões de m³/dia em 2011 para 114 milhões de m³/dia em 2020. Quando incluído o atendimento do parque de térmicas a gás e bicomcombustível do País em sua capacidade máxima, estes valores passam de cerca de 98 milhões de m³/dia em 2011 para 169 milhões de m³/dia em 2020.

O Gráfico 20 ilustra o atendimento dos requisitos de demanda pela oferta prevista no horizonte decenal.

Gráfico 20 – Balanço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada (exclui Região Norte)



Fonte: EPE

Expansão da infraestrutura e Investimentos

Uma análise do desempenho da infraestrutura de transporte, de caráter indicativo, foi elaborada para fins de determinação da expansão da malha de gasodutos, das unidades de tratamento/processamento de gás natural e das unidades de regaseificação de GNL. Foram contemplados os projetos em implantação e também aqueles já aprovados, ou seja: os projetos definidos no PLANGÁS/Petrobras, os projetos constantes do PAC, e outras ampliações que se mostraram necessárias. Os principais resultados desta análise apontaram que:

- a partir de 2015, há necessidade de reforço nas malhas do GASBEL e GASBOL.
- no período de 2013 a 2015, há necessidade de aumentar a importação de GNL na Região Sudeste.
- a partir de 2019, há necessidade de instalação de uma nova unidade de regaseificação de GNL na Região Nordeste.

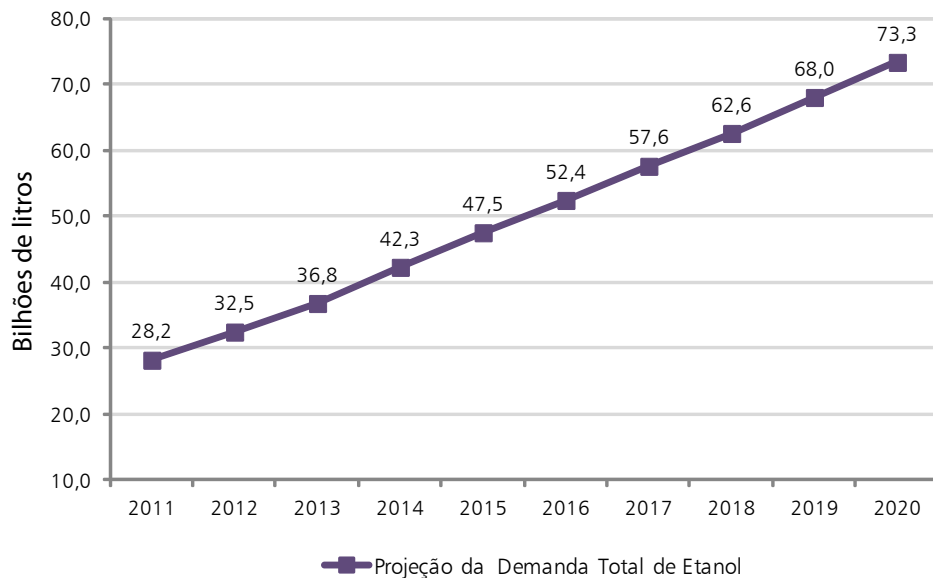
O investimento total previsto para a expansão da infraestrutura de gás natural atinge cerca de R\$ 9 bilhões.

OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

ETANOL

Projeta-se que a demanda total de etanol, de 27,6 bilhões de litros em 2010, alcançará 73,3 bilhões em 2020 (crescimento de 10,3% a.a.), compreendendo o mercado interno – carburante e outros usos - e a parcela destinada à exportação, conforme Gráfico 21.

Gráfico 21 – Projeção da demanda total de etanol – 2011-2020

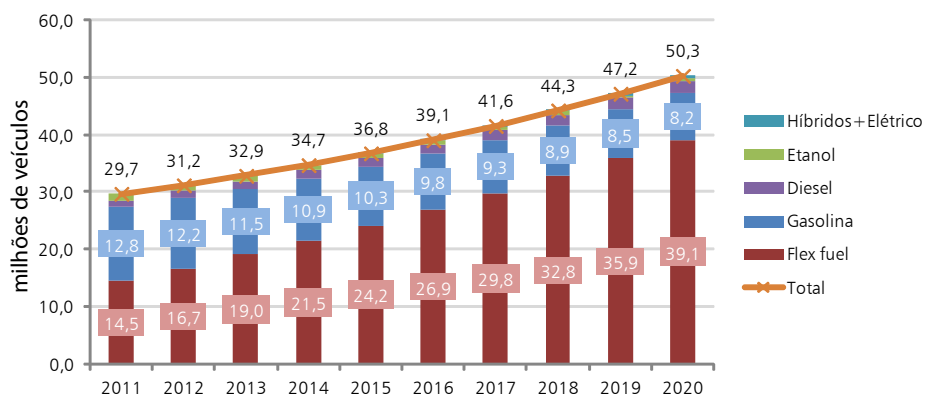


Fonte: EPE

Demanda nacional

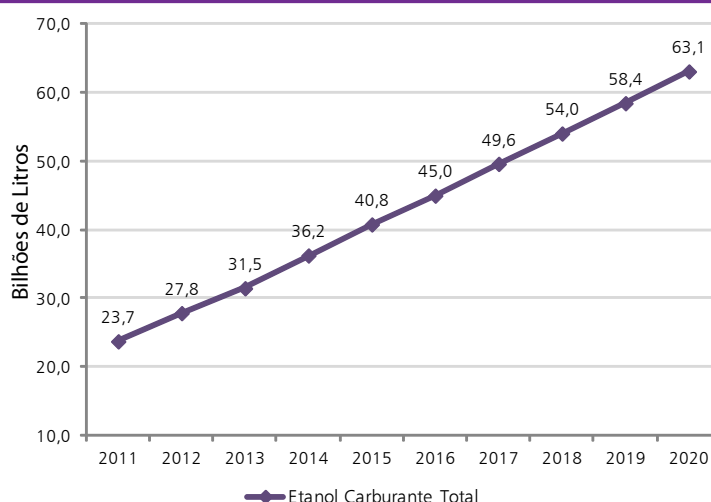
O mercado brasileiro de etanol deverá continuar em expansão devido, principalmente, ao aumento da frota de veículos *flex-fuel*, que passará de 12,4 milhões de veículos em 2010 para 39,1 milhões em 2020, conforme Gráfico 22.

Gráfico 22 – Perfil da frota por combustível – 2011-2020



Fonte: EPE

O Gráfico 23 mostra que a demanda carburante, de 23,3 bilhões de litros em 2010, deverá alcançar 63,1 bilhões em 2020, o que representa um crescimento de 10,5% a.a.

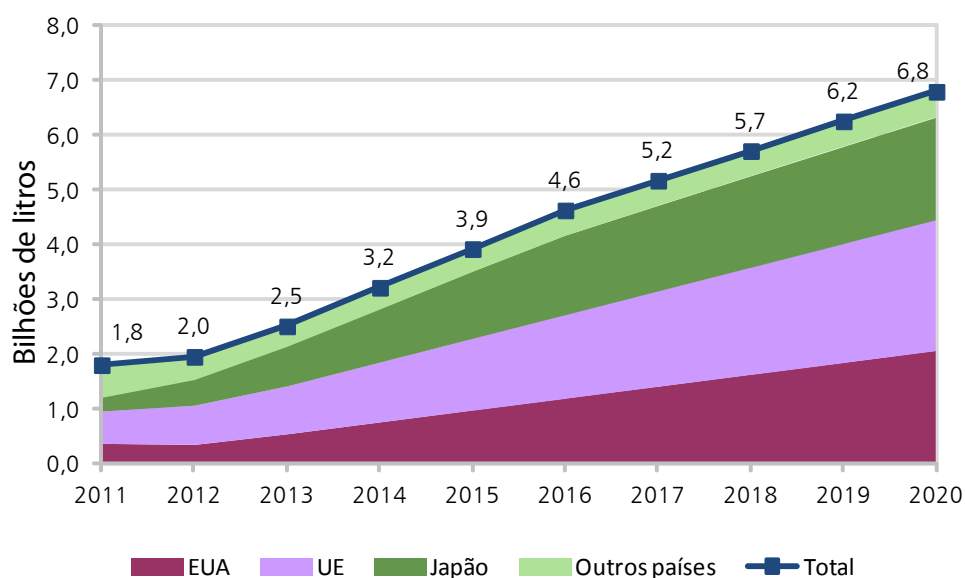
Gráfico 23 – Projeção de consumo de etanol carburante no Brasil – 2011-2020

Fonte: EPE

Mercado Internacional

O Brasil e os Estados Unidos foram, em 2010, os principais produtores mundiais de etanol. O Brasil, que atualmente é o principal exportador, deverá manter-se na liderança das vendas internacionais.

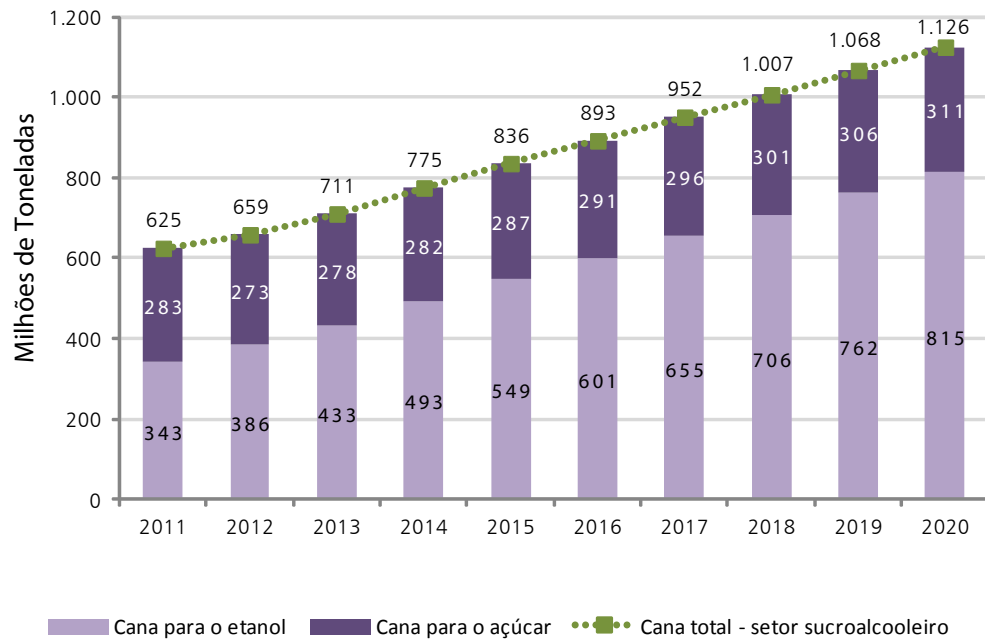
No curto prazo, não se vislumbram alterações significativas no cenário internacional com relação às barreiras protecionistas, o que atenuará o crescimento das exportações. Os acordos internacionais sobre mudanças climáticas e o uso de biocombustíveis poderão favorecer o etanol brasileiro que deve alcançar 6,8 bilhões de litros em 2020 em volume exportado, face ao 1,9 bilhão de litros em 2010, conforme Gráfico 24.

Gráfico 24 – Projeção total das exportações brasileiras de etanol – 2011-2020

Fonte: Elaboração EPE a partir de EIA, F.O.Licht, Petrobras

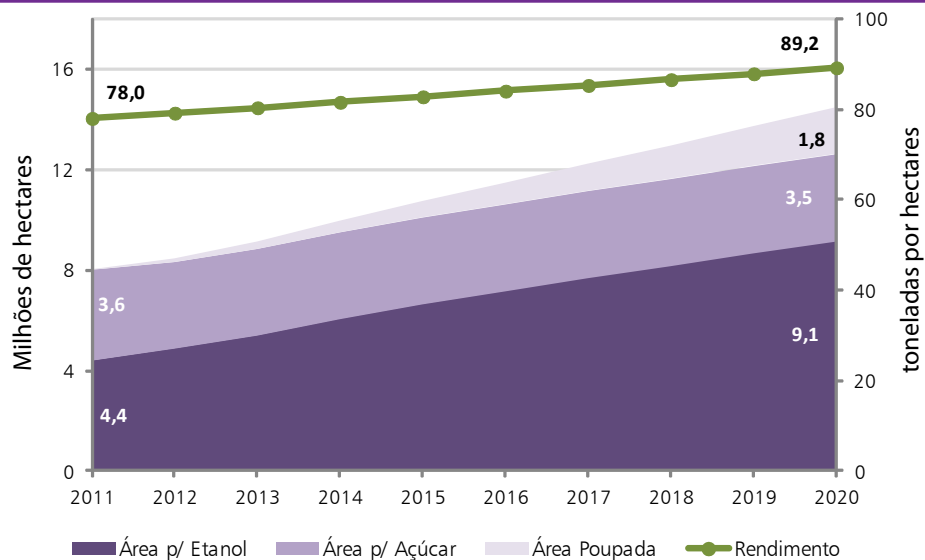
Oferta de Etanol

Para atendimento da demanda total de etanol projetada pela EPE em 2020, será necessário expandir a produção de cana para 1,1 bilhão de toneladas, conforme Gráfico 25, com área colhida de 12,6 milhões de hectares. Esta produção é praticamente o dobro em relação a 2010, cerca de 627 milhões de toneladas em 8,1 milhões de hectares.

Gráfico 25 – Quantidade de cana para atender a demanda de etanol e açúcar

Fonte: EPE e MAPA

A área necessária não crescerá na mesma proporção devido aos ganhos de produtividade. O Gráfico 26 apresenta a projeção da área necessária e do rendimento.

Gráfico 26 – Projeção do rendimento, área poupada e área colhida para o setor sucroalcooleiro.

Fonte: EPE

A utilização de novas tecnologias na fase industrial tornará a produção de etanol mais eficiente, reduzindo o uso de insumos e a geração de resíduos. Há também a possibilidade de entrada, até o fim do período decenal, de novos processos que visem um melhor aproveitamento da biomassa de cana, o que representaria uma parcela discreta de novos biocombustíveis e bioprodutos.

O investimento necessário até 2020 está previsto em cerca de 90 bilhões de reais na construção e ampliação da capacidade agrícola e industrial brasileira.

Logística

O volume total produzido e transacionado em 2020 necessitará de uma infraestrutura de transporte mais adequada que a atual, baseada no modal rodoviário, com a introdução das opções dutoviária, hidrovíaria e ferroviária. Também será necessária estrutura portuária e de armazenamento compatíveis com os volumes a serem movimentados.

Atualmente, existe um projeto de infraestrutura dutoviária com participação das principais empresas do setor sucroalcooleiro e da Petrobras, cujas características primárias estão descritas na Tabela 16.

Tabela 16 - Resumo dos investimentos previstos para alcoolodutos

Projetos	Extensão (km)	Volume a ser escoado (bilhões de litros)	Início de Operação	Investimento (bilhões R\$)
Petrobras	Dutos	~1.300*	2011**	6,0
	Hidrovia	n/a	2013	

* Extensão final, considerando Jataí;

** Dutos novos.

Fonte: PMCC

Há um projeto para o porto de Santos, orçado em 500 milhões de reais, que inclui tanques, desvios ferroviários e área para estacionamento de caminhões. Deste total, 75 milhões serão destinados à ampliação da tancagem de terminais, cuja capacidade atingirá 360 milhões litros.

BIODIESEL

Para atendimento da demanda, foram analisadas a disponibilidade de insumos, a capacidade de processamento e de escoamento da produção.

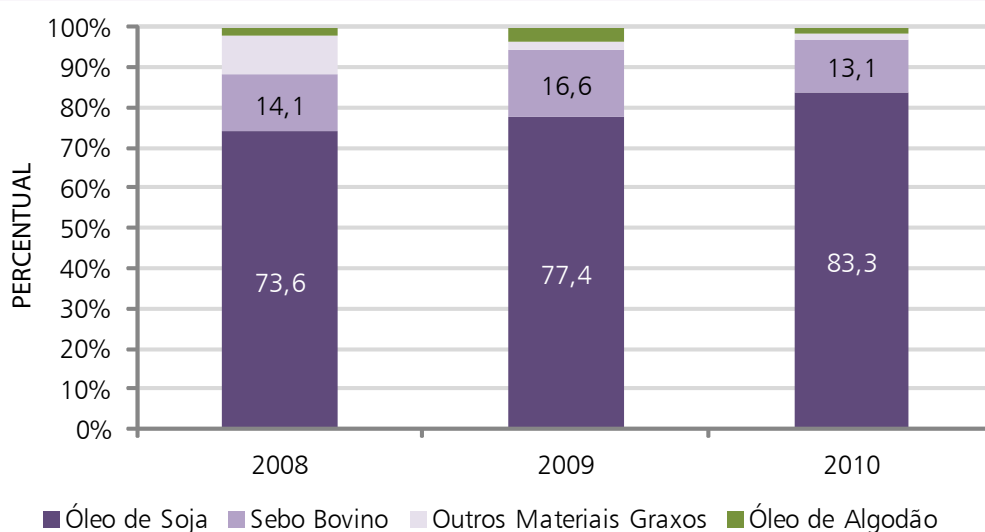
Não se vislumbra a utilização de biodiesel além do percentual obrigatório (B5) no horizonte decenal e seu preço deverá permanecer superior ao do diesel neste período. A Tabela 17 apresenta os consumos de biodiesel por região até 2020.

Tabela 17 - Consumo regionalizado de biodiesel (milhões de litros)

Ano\Região	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	2,519	2,629	2,748	2,925	3,021	3,133	3,311	3,495	3,689	3,841

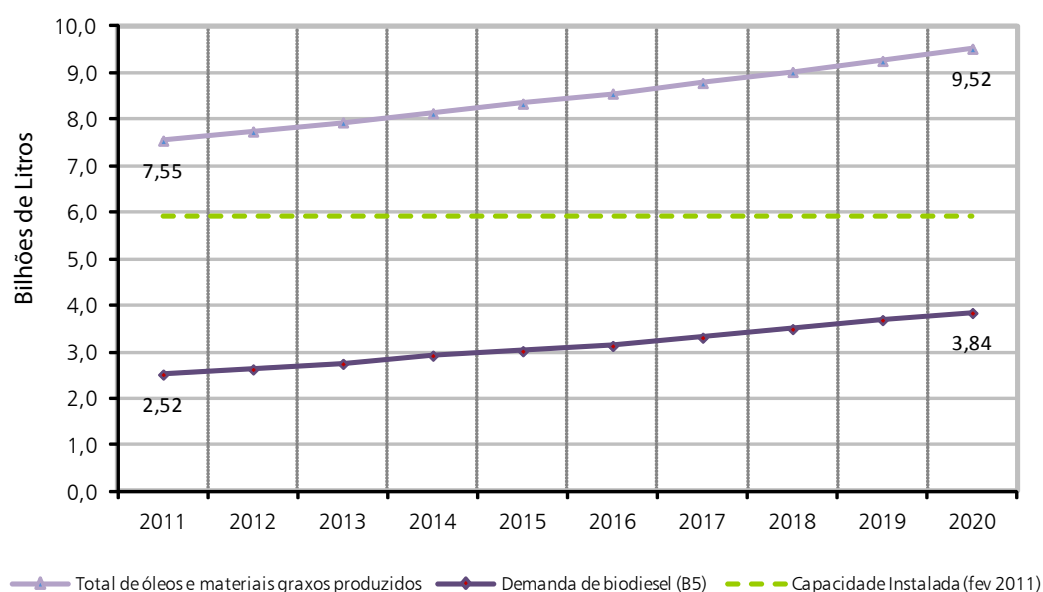
Fonte: Elaboração EPE

O Gráfico 27 apresenta o histórico das matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel de 2008-2010. Embora existam programas governamentais de fomento para o desenvolvimento de cultivos energéticos alternativos como, por exemplo, o PROPALMA, o óleo de soja deverá continuar como principal insumo para a produção de biodiesel no período decenal.

Gráfico 27 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel

Fonte: ANP

A capacidade instalada de produção em fevereiro de 2011 é suficiente para atendimento da demanda projetada até 2020, caso o percentual mandatório permaneça em 5% (B5), conforme Gráfico 28.

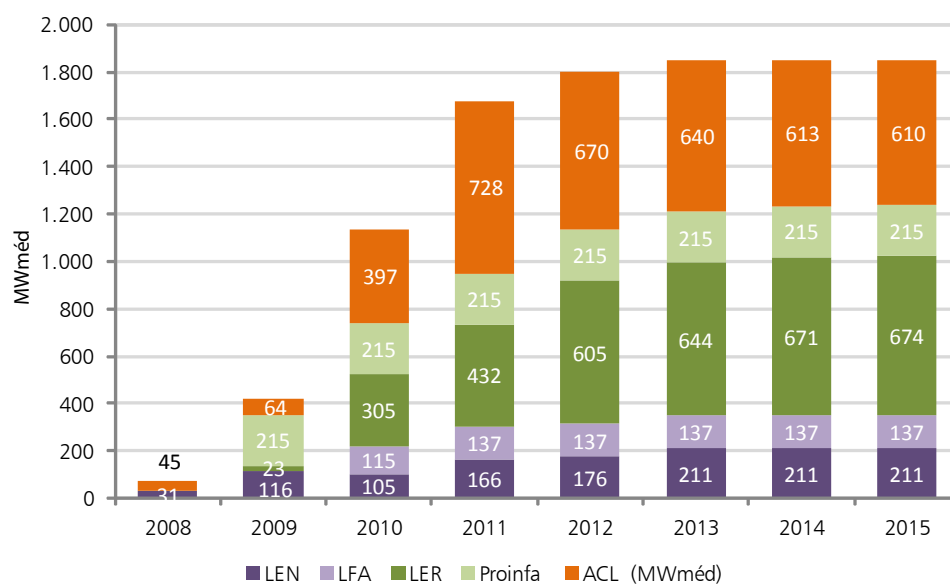
Gráfico 28 – Produção de óleos e materiais graxos x demanda de biodiesel - 2011-2020

Fonte: ANP

BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR PARA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

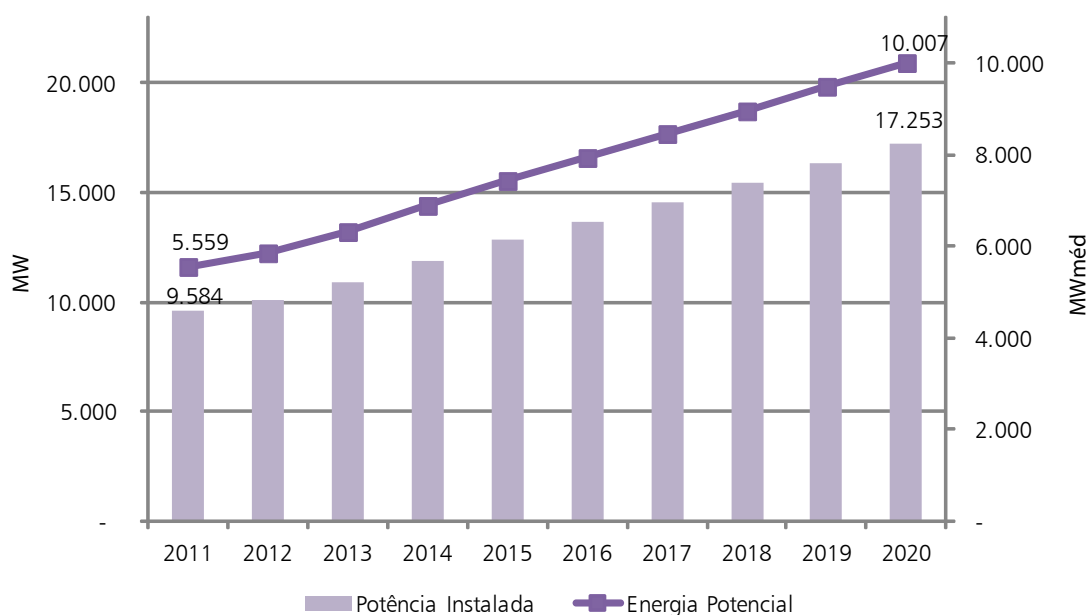
A eletricidade a partir da biomassa de cana-de-açúcar poderá atingir um percentual significativo na matriz elétrica nacional. A modernização das instalações de processo e de cogeração e a mecanização da colheita, que disponibilizará biomassa residual para o aproveitamento energético, são algumas necessidades do setor.

Desde o estabelecimento do novo modelo do setor elétrico, em 2004, a energia elétrica advinda da biomassa de cana, já comercializada no ambiente regulado, atingiu aproximadamente 1,2 GWmed, conforme se deduz a partir do Gráfico 29.

Gráfico 29 – Energia contratada e comercializável - usinas vencedoras dos Leilões

Fonte: EPE

Em 2020, a cana produzida no Brasil poderá disponibilizar cerca de 304 milhões de toneladas de bagaço, cujo potencial técnico de geração é da ordem de 10 GWmed, conforme Gráfico 30.

Gráfico 30 – Potencial técnico de exportação de energia elétrica a partir de bagaço para o SIN 2011-2020

Fonte: EPE

O potencial técnico do aproveitamento da palha e ponta varia entre 8,8 e 13,9 GWmed ao fim do período decenal.





IV - ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS E DE SUSTENTABILIDADE



ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS E DE SUSTENTABILIDADE

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 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.

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) 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. 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.

Critérios e procedimentos

Os seguintes critérios orientaram o desenvolvimento dos estudos socioambientais:

- integração com as demais áreas de planejamento, 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 planejamento 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.

Energia Elétrica

A avaliação socioambiental dos projetos de energia elétrica deste PDE 2020 compreendeu três etapas: (i) análise de um conjunto de indicadores de desenvolvimento sustentável por projeto, resultando em um Índice de Sustentabilidade (ISU); (ii) análise processual; e (iii) indicação de diretrizes e ações para aumentar a sustentabilidade dos projetos e do plano como um todo.

O Índice de Sustentabilidade 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, socioeconômica e ambiental, e em cada uma são consideradas as principais interferências e os potenciais benefícios associados aos projetos.

Os indicadores de cada dimensão são compostos 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 a seguir. O índice de cada dimensão corresponde à média aritmética das avaliações de cada variável considerada.

Tabela 18 – Índice de sustentabilidade (i)

Índice	Classificação
$> 0,8 \text{ e } \leq 1,0$	Muito Alta
$> 0,6 \text{ e } \leq 0,8$	Alta
$> 0,4 \text{ e } \leq 0,6$	Média
$> 0,2 \text{ e } \leq 0,4$	Baixa
$\leq 0,2$	Muito Baixa

Fonte: EPE

As UHEs leiloadas e as LTs com licença prévia (LP)¹⁶ já superaram a etapa de planejamento de implantação de um empreendimento. Assim sendo, perde o significado prático avaliá-las segundo os índices de sustentabilidade, não sendo incluídas na análise. Não obstante, tais projetos foram considerados na avaliação de indicadores gerais do PDE, que englobam todo o universo de projetos considerados no plano.

Para a expansão da geração termelétrica, foram consideradas apenas as usinas leiloadas, não havendo usinas planejadas. Assim, não foram feitas análises socioambientais específicas, tais como cálculo de índice de sustentabilidade para as UTE. No âmbito das emissões de GEE, foram calculadas as emissões para as usinas existentes e já leiloadas.

Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Os aspectos socioambientais foram analisados para todos os energéticos (petróleo, gás natural, etanol e biodiesel), tendo sido elaborados critérios e procedimentos de análise socioambiental, especialização e indicadores para cada energético.

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, foi feita uma análise socioambiental da malha de gasodutos.

Para os biocombustíveis líquidos, foi apresentada a caracterização da produção e a análise socioambiental da expansão da produção referente ao 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.

Geração Hidrelétrica

A expansão da geração aponta a entrada em operação nos próximos dez anos de 48 usinas (potência instalada de cerca de 42.000 MW), das quais 30 não dispõem de LP, sendo, portanto, consideradas planejadas.

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 projetos¹⁷.

Índice de Sustentabilidade de Usinas Hidrelétricas (ISUH)

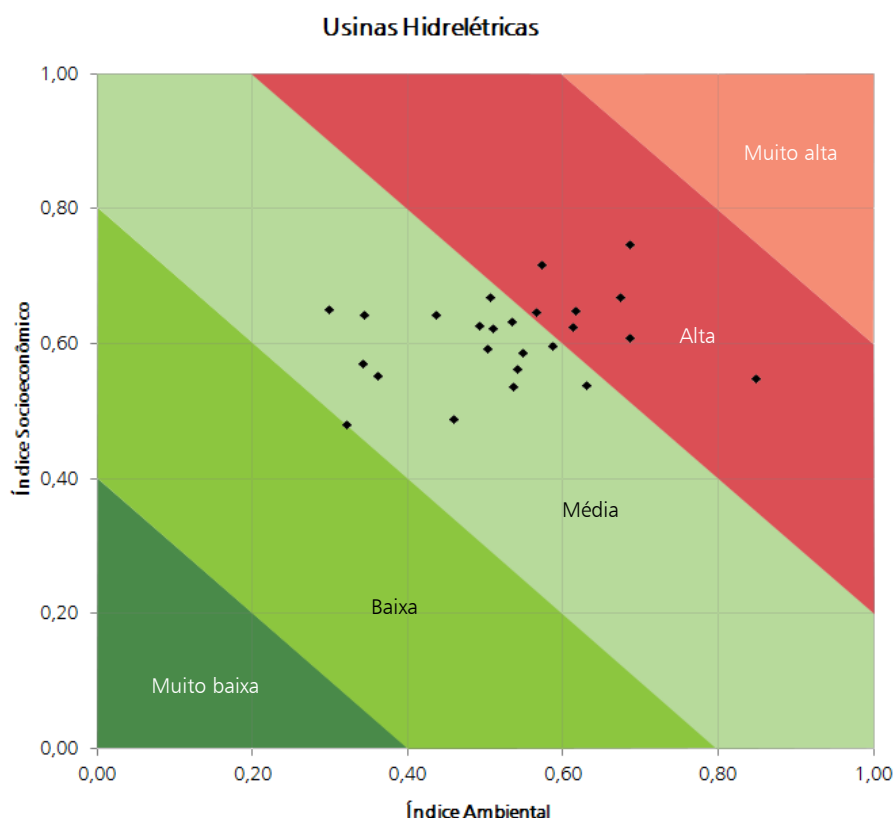
As análises socioambientais dos aproveitamentos hidrelétricos se basearam em um conjunto de indicadores de desenvolvimento sustentável escolhidos a partir da experiência acumulada do setor elétrico e do rol de indicadores formulados pelo IBGE e pela Comissão de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas (CDS) para o Brasil.

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. O resultado da aplicação dos indicadores de sustentabilidade de usinas hidrelétricas é apresentado no Gráfico 31.

¹⁶ No atual arranjo institucional do setor elétrico brasileiro, ter LP é condição necessária para que um projeto hidrelétrico participe de um leilão de expansão da oferta de energia. Assim, qualquer usina leiloadada possui LP expedida pelo competente órgão de licenciamento ambiental.

¹⁷ As usinas Cachoeira e Estreito obtiveram LP em 13/12/2010 mas não possuem contrato de concessão, por essa razão foram incluídas na análise socioambiental.

Gráfico 31 – Usinas hidrelétricas: resultados da avaliação da sustentabilidade



Fonte: EPE

Observa-se no Gráfico 31 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”.

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.

Para a implantação dos 48 projetos previstos, destaca-se a necessidade de uma área de 6.880 km² referente aos reservatórios das UHEs, representando uma relação de 0,16 km²/MW (a média das usinas existentes é de 0,49 km²/MW) e uma área de floresta afetada de 4.515 km², ou 0,11 km² de floresta/MW. Desse universo, 16 projetos interferem em Unidades de Conservação (UC), 13 diretamente e 3 indiretamente, por atingirem ou atravessarem a Zona de Amortecimento das UCs.

Estima-se que serão afetados 113.502 habitantes, o que representa 2,69 hab/MW (37.304 em área urbana e 76.198 em área rural). Quatro projetos interferem diretamente em Terras Indígenas (TI) e 8 projetos situam-se próximos a TI ou interferem em algum recurso utilizado nas relações entre grupos indígenas. Por outro lado, serão gerados cerca de 152.000 empregos diretos no pico das obras (3,61 empregos/MW) e estimam-se em torno de R\$ 635 milhões, os recursos aplicados na compensação ambiental. Recursos de R\$ 1,7 bilhão para os estados e R\$ 1,7 bilhão para os municípios serão gerados pela compensação financeira ao longo desses 10 anos, além de R\$ 2,3 bilhões de recursos de impostos durante a construção das usinas hidrelétricas.

Transmissão de Energia Elétrica

A rede de transmissão do sistema interligado atualmente em operação supera a extensão de 100 mil km. No horizonte deste PDE 2020, prevê-se expandir essa rede em cerca de 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 10 km. 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 hidrelétrica, a análise da sustentabilidade dos projetos de linhas de transmissão se concentrou naqueles que ainda não dispõem de LP. A Tabela 19 resume a situação do licenciamento ambiental desses projetos.

Tabela 19 – Classificação dos projetos de linhas de transmissão segundo a etapa do licenciamento

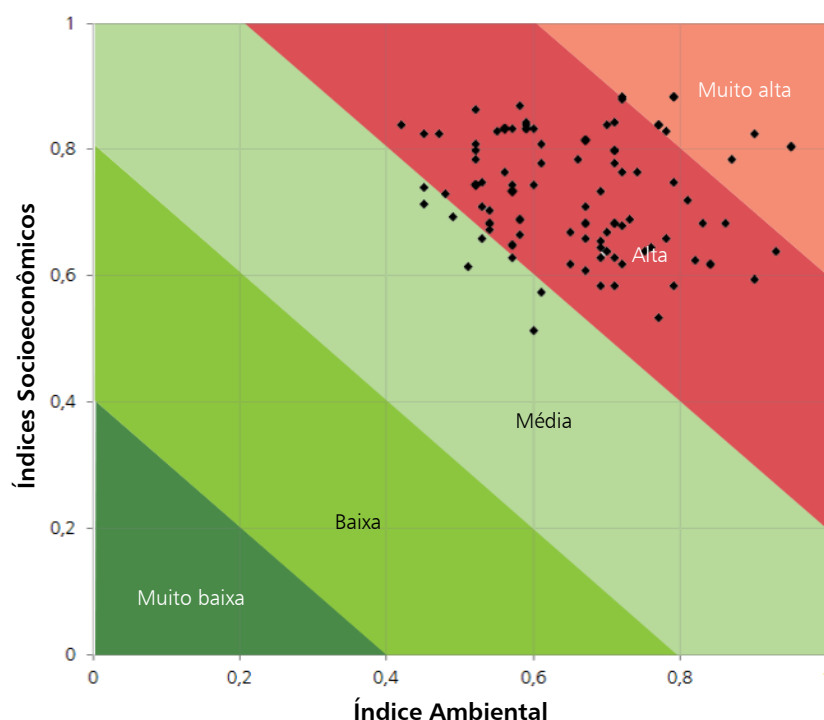
Período	Nº de projetos COM LP	Nº de projetos SEM LP	TOTAL
2011-2015	28	90	118
2016-2020	-	19	19
TOTAL	28	109	137

Fonte: EPE

Índice de Sustentabilidade de Linhas de Transmissão (ISUT)

Para a análise socioambiental das LTs, foram considerados, com uso do Sistema de Informações Geográficas, corredores de 20 km de largura, desenhados, com auxílio de imagens de satélite, de forma a evitar, sempre que possível, áreas urbanas e periurbanas, assentamentos do INCRA, Terra Indígena, Unidade de Conservação e respectivas faixas de amortecimento, áreas prioritárias para a conservação da biodiversidade (APCBs), áreas com vegetação nati-

Gráfico 32 – Linhas de transmissão: resultados da avaliação da sustentabilidade



Fonte: EPE

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.

Dentre os 137 corredores previstos, 17 interferem diretamente com Unidades de Conservação e 81 corredores interferem em zonas de amortecimento de UC. Embora o resultado seja aparentemente negativo, salienta-se que, durante a elaboração dos estudos subsequentes e definição do traçado da LT, essas interferências são evitadas, sendo que interferências diretas em UC ou indiretas com zonas de amortecimentos não deverão ocorrer. Existem três projetos cujos corredores têm interferências diretas em TI, outros 50 projetos possuem seus corredores atravessando áreas a menos de 10 km do limite externo dessas áreas. As ressalvas referentes ao traçado das LT e a localização de UC também são verdadeiras para a análise das Terras Indígenas.

Produção de Petróleo e Gás Natural

A análise da sensibilidade ambiental do setor petrolífero foi detalhada para os recursos localizados no mar (offshore) por representar o maior volume produzido de petróleo e gás natural e pelo fato do licenciamento ambiental nessa área estar centralizado no Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), que elabora mapas de sensibilidade ambiental à exploração e produção. Os recursos onshore também são analisados por meio da distribuição espacial das UCs e APCBs. Nas bacias onde se concentra a maior parte do volume de produção, a grande maioria das unidades produtivas (UPs) se localiza em áreas classificadas entre os graus 1 e 3, de 7 graus considerados. As UPs onshore em geral evitam as UCs (grau 7), refletindo acordo entre IBAMA e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), prévio à oferta de blocos para Licitação.

Ao se comparar a previsão do ano de entrada em produção, segundo os tempos necessários ao licenciamento ambiental, com a previsão de produção do PDE, não foram identificados atrasos significativos.

Foram selecionados dois indicadores referentes aos benefícios socioeconômicos: (i) os recursos financeiros associados às atividades de E&P e (ii) os empregos gerados no período, ambos associados aos recursos descobertos. Especificamente para os estados e municípios produtores estão previstos cerca de R\$ 280 bilhões no decênio. Para este cálculo de arrecadações, foram utilizados somente os recursos financeiros referentes a royalties e participações especiais, cujo destino está previsto na legislação. Estima-se que serão gerados cerca de 90 mil empregos na indústria de E&P, no pico, em 2012/2013. Ressalta-se que esses empregos, uma vez que não estão restritos às atividades operacionais de E&P, podem ser considerados benefícios indiretos, gerados em outras regiões que não as produtoras. Tanto para empregos quanto para arrecadações, não foram considerados os recursos contingentes e os não-descobertos.

Gás Natural

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. 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.

A análise socioambiental da rede de gasodutos tomou como referência o mapeamento georreferenciado das principais características socioambientais do território nacional sobre o qual foi sobreposta a malha de gasodutos existente e planejada.

A expansão da malha de gasodutos visualizada no PDE 2020 para o período 2011-2014 compreende quatro projetos, com extensão total de 450 km. Considerando a largura média de 20 m para a faixa de passagem, essa expansão demanda uma área de 9km², acrescentando cerca de 5% à malha existente.

Com essa expansão, considerando a malha existente e a malha planejada, a área afetada pelas faixas de passagem de gasodutos atingirá, em 2014, 195 km², 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 UCs, TIs e áreas urbanas densamente povoadas.

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, não oferecendo restrições ao planejamento da expansão da malha prevista.

Estima-se que serão gerados cerca de 4.500 empregos diretos para a construção dos gasodutos previstos para este ciclo. Estima-se, ainda, que será gerada receita de cerca de R\$ 7 milhões, advinda de recursos do ISS dos serviços de construção e montagem e cerca de R\$ 2 milhões relativos à compensação ambiental.

Biocombustíveis Líquidos

Análise Socioambiental da Expansão da Produção de Etanol

No contexto da produção de etanol a partir da cana-de-açúcar, os fatores que se destacam são disponibilidade hídrica, uso do solo atual na área de expansão, disponibilidade e aptidão da terra e questões associadas à mão-de-obra. A análise foi efetuada por meio da identificação das prováveis áreas de expansão da cana-de-açúcar.

As Áreas 1 e 2¹⁸ (vide mapa no volume completo do Plano) identificadas como prováveis áreas de expansão da cana são, ambas, classificadas no Zoneamento Agroecológico da Cana-de-açúcar (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.

Na Área 1, as usinas em operação demandam atualmente 1,14 milhão ha e as usinas projetadas e em implantação demandarão 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 Áreas 1 e 2¹⁹.

Na Tabela 20 são apresentados alguns dos aspectos socioambientais mais relevantes das áreas de expansão identificadas.

Tabela 20 – 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

¹⁸ 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.

¹⁹ 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.

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.

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.

Análise Socioambiental da Expansão da Produção de Biodiesel

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.

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, 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 indiretos²⁰ no setor, em âmbito nacional. Essas expectativas podem estar superestimadas em função da ociosidade existente no setor.

Emissões de Gases de Efeito Estufa

O Brasil, signatário da UNFCCC²¹, 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.

Nesse sentido, este PDE 2020 foi elaborado tendo entre seus objetivos²² atingir uma meta de emissões previamente fixada, qual seja manter no ano horizonte, 2020, a mesma intensidade de emissões, conceituada como

²⁰ “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.

²¹ Sigla em inglês da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (United Nations Framework Convention on Climate Change).

²² Outros objetivos são segurança energética no atendimento da demanda, modicidade de preços e tarifas, e universalização do acesso à energia.

sendo a quantidade de emissões ($\text{kgCO}_2\text{-eq}$) 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.

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.

A Tabela 21 apresenta as emissões devido à queima de combustíveis fósseis com fins energéticos e também as emissões fugitivas²³.

Tabela 21 – Brasil: Evolução das emissões de gases de efeito estufa do setor energético ($\text{MtCO}_2\text{-eq}$)
(Referente 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 termoeletrica no sistema interligado nacional (não inclui sistemas isolados) e autoprodução.

(3) Não incluem emissões nas minas de carvão.

Fonte: EPE

Tomando como base o 2º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de GEE²⁴, 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 (tCO_2/tep) e a intensidade de carbono na economia ($\text{tCO}_2/\text{US\$}$) serão menores 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 22.

Tabela 22 – Intensidade de carbono na economia brasileira

Item	2005	2020
Emissões do setor energético (milhões $\text{tCO}_2\text{-eq}$)	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 ($\text{kgCO}_2\text{-eq/tep}$)	1.801	1.592
Intensidade de carbono na economia ($\text{kg CO}_2\text{-eq}/10^3 \text{ R\\$ [2008]}$)	127,0	120,5

Fontes: MCT, IPEA, EPE.

Projeções: EPE

Nota: A equivalência de CO_2 é dada pela métrica do GWP para 100 anos ($\text{CH}_4=21$ e $\text{N}_2\text{O}=310$).

²³ 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 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 a recomendação do IPCC.

²⁴ 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 $\text{MtCO}_2\text{-eq}$.

Considerando somente o setor energético (produção e uso da energia), o Brasil 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 as emissões *per capita*. Eis algumas delas (sempre considerando apenas as emissões do setor energético e dados do World Resources Institute - WRI):

- a intensidade de emissões dos BRIC²⁵ 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.

Indicadores Socioambientais

A seguir é apresentado um conjunto de indicadores socioambientais relativos à expansão da geração e transmissão de energia elétrica, petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Indicadores da geração hidrelétrica

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.

²⁵ Sigla para designar a reunião das quatro maiores economias emergentes: Brasil, Rússia, Índia e China.

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

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).

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.

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

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).

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, 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.





V - SÍNTESE EXECUTIVA

SÍNTESE EXECUTIVA

A seguir são apresentados os principais parâmetros macroeconômicos que serviram de base para os estudos deste Plano Decenal e suas correlações com os valores projetados de oferta e consumo de energia.

Em seguida são sintetizados os resultados da evolução da oferta interna de energia e da matriz energética no período decenal, abrangendo as fontes primárias e secundárias, adotando a sistemática de contabilização do Balanço Energético Nacional – BEN.

Finalmente, em uma tabela resumo, é consolidado o conjunto de resultados das projeções, abrangendo as informações de economia e energia, de consumo final energético e de oferta interna de energia, bem como de dados da infraestrutura de geração e transmissão de energia elétrica e de transporte de gás natural. Complementando, é mostrada uma síntese dos investimentos associados à expansão da oferta de energia no período decenal.

ECONOMIA E ENERGIA

Os principais indicadores relativos ao cenário econômico, à oferta e ao consumo de energia no horizonte decenal estão resumidos na Tabela 23.

Estima-se que, ao fim do período decenal, a oferta interna de energia atinja, aproximadamente, 440 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), o que representa um crescimento médio anual de 5,3% com relação a 2010. A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 4,8%, chegando ao fim de 2020 a cerca de 867 TWh.

O consumo final energético é determinante para a evolução da oferta interna e apresenta-se, ao final de 2020, superior a 370 milhões de tep e com uma taxa média de crescimento de 5,3% ao ano.

Tabela 23 – Economia e energia – 2011-2020							
Discriminação		2011	2015	2020	Variação anual		
					2010/ 2015*	2015/ 2020	2010/ 2020*
População residente	(10 ⁶ hab)	193,2	198,9	205,0	0,8%	0,6%	0,7%
PIB	(10 ⁹ R\$[2008])	3.360	4.084	5.212	5,0%	5,0%	5,0%
	per capita (R\$/hab)	17.393	20,5	25,4	4,2%	4,4%	4,3%
Oferta interna de energia	(10 ⁶ tep)	279,4	344,8	439,7	5,5%	5,0%	5,3%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,083	0,084	0,084	0,5%	0,0%	0,2%
	per capita (tep/hab)	1,447	1,733	2,145	4,7%	4,4%	4,5%
Oferta interna de eletricidade	(TWh)	571,6	689,0	867,3	5,0%	4,7%	4,8%
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	170,1	168,7	166,4	0,0%	-0,3%	-0,2%
	per capita (kWh/hab)	2.959	3.464	4.230	4,2%	4,1%	4,1%
Consumo final energético	(10 ⁶ tep)	237,7	292,4	372,0	5,6%	4,9%	5,3%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	1,230	1,470	1,815	4,8%	4,3%	4,6%
	per capita (tep/hab)	0,071	0,072	0,071	0,6%	-0,1%	0,3%

(*) Variação média anual nos período indicados, a partir de 2010.

Fonte: EPE

MATRIZ ENERGÉTICA

A Tabela 24 apresenta a consolidação da evolução da oferta interna de energia nos dois quinquênios do período decenal. As energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 5,3%, destacando-se o crescimento de 7,6% ao ano na oferta de derivados da cana-de-açúcar e de 4,5% na oferta de outras fontes renováveis, que inclui energia eólica, óleos vegetais e lixívia.

Tabela 24 – Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal

Discriminação	2011		2015		2020		Variação % a.a. 2010/2020*
	10 ³ tep	%	10 ³ tep	%	10 ³ tep	%	
Energia Não Renovável	152.218	54,5	182.668	53,0	236.678	53,8	5,2
Petróleo e Derivados	103.011	36,9	113.787	33,0	140.036	31,8	3,5
Gás Natural	29.530	10,6	42.847	12,4	63.366	14,4	9,3
Carvão Mineral e Derivados	16.020	5,7	22.390	6,5	26.926	6,1	7,1
Urânio (U ₃ O ₈) e Derivados	3.657	1,3	3.643	1,1	6.350	1,4	5,5
Energia Renovável	127.215	45,5	162.153	47,0	203.061	46,2	5,3
Hidráulica e Eletricidade	38.786	13,9	44.983	13,0	54.803	12,5	3,9
Lenha e Carvão Vegetal	28.404	10,2	33.448	9,7	36.674	8,3	3,0
Derivados da Cana-de-Açúcar	50.932	18,2	70.297	20,4	95.934	21,8	7,6
Outras Renováveis	9.093	3,3	13.425	3,9	15.650	3,6	4,5
Total	279.433	100,0	344.821	100,0	439.739	100,0	5,3

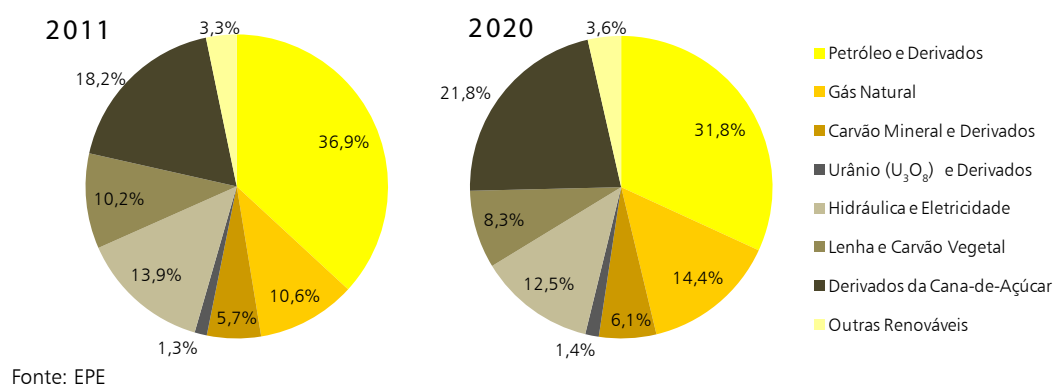
(*) Variação média anual a partir de 2010.

Fonte: EPE

Dentre as fontes não renováveis, destaca-se o aumento da oferta de carvão mineral e seus derivados, que se deve, principalmente, às projeções de expansão do segmento siderúrgico. Também devido à expansão do seu uso na indústria, o gás natural apresenta um ganho substancial de participação na oferta de energia, saindo de 10,6% em 2011 para 14,4% em 2020, correspondente a uma taxa média anual de crescimento de 9,3%.

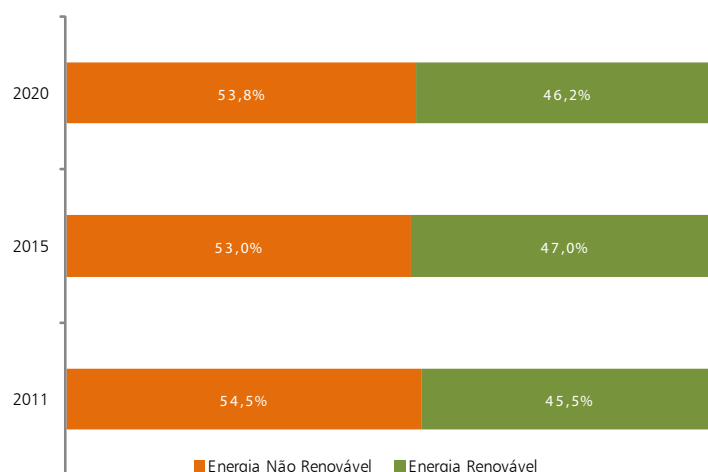
Outro destaque é a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 36,9% em 2011 para 31,8% em 2020. Apesar do considerável incremento na produção de petróleo bruto devido ao pré-sal, as perspectivas de substituição da gasolina por etanol, no setor de transportes, e do óleo combustível por outros energéticos menos ou não poluentes, são os principais determinantes da diminuição da participação ilustrada no Gráfico 33.

Gráfico 33 – Evolução da composição da oferta interna de energia por fonte período decenal



Nestas condições, há um incremento no percentual de energias renováveis na matriz energética brasileira, alcançando 46,2% em 2020 (Gráfico 34).

Gráfico 34 – Matriz energética brasileira: energia renovável vs. não renovável (%)



Fonte: EPE

No decorrer das últimas décadas a dependência externa, que é a relação entre a demanda total de energia e a produção de energia primária, manteve uma trajetória decrescente. Consequentemente, no próximo decênio, o Brasil passa de dependente a exportador líquido de energia, atingindo um excedente de 35,6% da produção de energia primária em 2020 (Tabela 25).

Tabela 25 – Evolução da oferta de energia primária (mil tep)

Discriminação	2011	2015	2020	Variação anual (%)		
				2010/2015*	2015/ 2020	2010/ 2020*
Demanda Total de Energia (A)	283.777	350.935	445.750	5,4	4,9	5,1
Consumo Final	253.135	310.080	395.291	5,5	5,0	5,2
Perdas ⁽¹⁾	30.642	40.855	50.459	4,7	4,3	4,5
Produção de Energia Primária (B)	283.438	411.163	604.637	10,0	8,0	9,0
Energia Excedente (C)=(B)-(A)	-339	60.228	158.887	-	-	-
Percentual Excedente da Produção (C)/(A)	-0,1%	17,2%	35,6%	-	-	-

(1) Energia não-aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.

(*) Variação média anual nos períodos indicados, a partir de 2010.

Fonte: EPE

O descolamento da produção de energia primária em relação à demanda total de energia se deve, principalmente, ao aumento da produção de petróleo a uma taxa média de 11,7% ao ano, contra um aumento médio de 3,5% ao ano da demanda de derivados de petróleo, resultando, no fim do decênio, em um excedente energético superior a 120% da produção total de petróleo (Tabela 26). Isto é reflexo dos constantes investimentos em exploração e produção, além das perspectivas relacionadas à recém-descoberta camada do pré-sal.

Tabela 26 – Evolução da oferta de petróleo e derivados (mil tep)

Discriminação	2011	2015	2020	Variação anual (%)		
				2010/ 2015*	2015/ 2020	2010/ 2020*
Demanda de Derivados de Petróleo (A)	109.033	118.556	146.245	2,8	4,3	3,5
Consumo Final	105.960	116.598	143.778	3,0	4,3	3,7
Geração de Eletricidade	3.073	1.958	2.467	-7,3	4,7	-1,5
Produção de Petróleo (B)	125.522	203.900	324.902	13,7	9,8	11,7
Petróleo Bruto	120.076	197.466	314.647	13,6	9,8	11,7
Líquidos de Gás Natural ⁽¹⁾	3.205	3.732	6.821	30,6	12,8	21,4
H-Bio e Biodiesel ⁽²⁾	2.241	2.702	3.434	4,9	4,9	4,9
Energia Excedente (C)=(B)-(A)	16.488	85.345	178.657	82,3	15,9	45,4
Percentual Excedente da Produção (C)/(A)	15,1%	72,0%	122,2%	-	-	-

(1) Líquidos de gás natural provenientes de Plantas de Gases. (2) Óleos vegetais para produção de H-bio e Biodiesel

(*) Variação média anual no período indicado, a partir de 2009.

Fonte: EPE

A Tabela 27 apresenta a evolução das exportações e importações líquidas dos principais energéticos da matriz energética brasileira. Nota-se, conforme já mencionado, a forte expansão das exportações de petróleo e a redução da dependência externa de gás natural.

O aumento de importações de carvão metalúrgico e coque se deve às perspectivas positivas de crescimento do setor siderúrgico nacional. Também merece destaque o aumento das exportações de etanol, mesmo com o forte crescimento deste energético no consumo final.

Por fim, deve-se notar a mudança do País de importador para exportador líquido de derivados de petróleo, com destaque para o óleo diesel, gasolina e gás liquefeito de petróleo.

Finalmente, a Tabela 28 mostra a produção dos principais energéticos da matriz brasileira. Além do petróleo e seus derivados, merecem destaque a expressiva expansão da produção de gás natural, acompanhando o crescimento da demanda interna. Pela mesma razão, os energéticos derivados da cana (bagaço e etanol) também apresentam forte expansão na produção.

Tabela 27 – Evolução das exportações e/ou importações líquidas

Discriminação*	2011	2015	2020
Petróleo (mil barris/dia)	-709	-1.512	-3.077
Gás Natural (mil m ³ /dia)	25.380	29.469	5.480
Carvão Mineral (mil t)	16.044	24.598	30.885
Coque de Carvão Mineral (mil t)	1.408	2.077	1.893
Eletricidade (GWh)	27.010	29.460	47.294
Etanol (mil m ³)	-3.038	-5.252	-8.706
Subtotal Derivados de Petróleo (mil m ³)	21.092	-10.913	-26.234
Óleo Diesel (mil m ³)	9.133	-4.414	-14.813
Óleo Combustível (mil m ³)	-5.149	-3.435	-3.762
Gasolina (mil m ³)	1.545	-3.497	-963
Gás Liquefeito de Petróleo (mil m ³)	2.183	53	-1.124
Nafta (mil m ³)	6.113	0	-882
Querosene (mil m ³)	-91	-2.927	-3.779
Outras Secundárias de Petróleo (mil m ³)	3.707	-593	-2.738
Produtos Não Energéticos de Petróleo (mil m ³)	3.651	3.900	1.826

(*) Quantidades negativas correspondem a exportações líquidas.

Fonte: EPE

Tabela 28 – Produção dos principais energéticos

Discriminação*	2011	2015	2020
Petróleo (mil barris/dia)	2.320	3.815	6.079
Gás Natural (mil m ³ /dia)	71.209	109.089	186.586
Carvão Mineral (mil t)	10.816	11.228	12.395
Bagaço de Cana (mil t)	361	359	626
Coque de Carvão Mineral (mil t)	91.627	107.898	118.303
Urânio – U ₃ O ₈ (t)	8.356	12.331	15.266
Eletricidade (GWh)	544.613	659.541	828.680
Etanol (mil m ³)	28.210	47.520	73.349
Lenha e Carvão Vegetal (mil t)	8.680	11.203	11.975
Subtotal Derivados de Petróleo (mil m ³)	116.747	160.211	209.244
Óleo Diesel (mil m ³)	41.636	65.564	92.840
Óleo Combustível (mil m ³)	13.497	12.440	14.288
Gasolina (mil m ³)	23.143	21.670	22.639
Gás Liquefeito de Petróleo (mil m ³)	11.214	14.738	17.633
Nafta (mil m ³)	6.913	13.025	19.445
Querosene (mil m ³)	4.571	8.441	10.886
Outras Secundárias de Petróleo (mil m ³)	11.844	19.060	21.756
Produtos Não Energéticos de Petróleo (mil m ³)	3.929	5.273	9.758

Fonte: EPE

CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS

Apresenta-se a seguir a consolidação de resultados referentes a variações no período decenal de alguns dos parâmetros macroeconômicos, do consumo final energético e da oferta interna de energia, bem como de dados de infraestrutura de geração/transmissão de energia elétrica e de transporte de gás natural. Em seguida é apresentada uma síntese dos valores de investimentos associados à expansão da oferta de energia no período decenal. No final é mostrada a projeção do Balanço Energético Nacional para o ano de 2020.

			2010(*)	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⁾ (10 ⁶ tep)			243,4	310,1	395,3	66,7	27%	85,2	27%	151,9	62%
Gás Natural (10 ⁶ m³/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 m³)			25,7	42,3	64,6	16,6	65%	22,3	53%	38,9	151%
Biodiesel (10 ⁶ m³)			2,4	3,0	3,8	0,6	25%	0,8	27%	1,4	58%
Derivados de Petróleo (10 ⁶ m³)			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 (10 ⁶ 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 m³/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 m³)	- 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 m³)	- 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 m³)	- 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 m³)	- 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%

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 consumo não energético e do setor energético. Não inclui consumo para geração elétrica de serviço público e autoprodução.

(4) Estimativa referente a recursos descobertos.

Fonte: EPE

	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%
Hidráulica ⁽⁶⁾	82,9	94,1	115,1	11,2	14%	21,0	22%	32,2	39%
Nuclear	2,0	2,0	3,4	0,0	0%	1,4	70%	1,4	70%
Térmica ⁽⁷⁾	15,5	25,5	25,5	10,0	65%	0,0	0%	10,0	65%
PCH+Biomassa+Eólica	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:

(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 combustíveis 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.

Fonte: EPE

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).

Fonte: EPE

Matriz Energética Nacional – 2020

Complementando, apresenta-se a projeção da Matriz Energética Nacional para o ano final do período decenal (2020).

PROJEÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL – ANO 2020

FONTE DE ENERGIA PRIMÁRIA														FONTE DE ENERGIA SECUNDÁRIA													
CONSOLIDADO 2020 (10 ³ TEP)														URÂNIO CONTIDO NO USO ₂													
PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U ₃ O ₈	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS DE COQUEIRIA	COQUE DE CARVÃO MINERAL	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANIDRO E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	ALCATRÃO	ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL	TOTAL			
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	611.348			
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	1.625	0	7.170	41.589			
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			
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	1.625	0	7.170	652.937			
-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	-4.601	-2.390	0	0	-29.290	-200.476		
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	-3.933			
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	-2.089			
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	1.306	0	3.317	0	-4.601	-2.390	1.625	0	-22.120	439.729		
-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	
-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	16.843	8.685	0	160.646	-1.532		
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	4.642	-718		
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	-14.045	0	0	0	0	0	-14.045	0	0	0	0	0	0	2.949	10.534	0	0	0	0	0	426	13.909	135		
0	0	0	0	-6.350	0	0	0	0	-6.350	0	0	0	0	0	0	0	0	6.255	0	0	0	0	0	6.255	-95		
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	54.125	-12.363		
0	-1.831	-121	0	0	-271	-550	-12.029	-4.166	-18.968	-408	-76	0	0	0	-169	0	0	9.502	0	0	-598	0	0	8.251	-10.717		
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	7.736	-6.860		
0	0	0	0	0	0	0	-37.798	0	-37.798	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37.742	0	0	0	0	44.442	-57		
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	2.478	0	0	3.100	-163		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11.798	0	0	0	0	-11.798	-11.798			
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	
0	1.616	0	0	0	0	0	0	0	1.616	0	0	0	0	10.125	8	0	0	0	805	98	10.310	324	0	21.670	23.287		
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	
0	19.843	0	0	0	0	0	29.176	0	49.019	369	1.174	0	43	0	0	326	0	3.735	0	0	5.838	0	0	11.486	60.505		
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	22.858	31.945		
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	11.483	11.977		
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	5.504	5.593		
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	11.115	14.257		
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	112.474	115.653		
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	
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.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Consumo final energético das principais fontes energéticas.....	14
Tabela 2 – Brasil: consumo de energia elétrica e eficiência energética (GWh).....	15
Tabela 3 – Brasil: consumo de energia total e eficiência energética (103 tep).....	16
Tabela 4 – Brasil: Consumo de eletricidade na rede, por classe (GWh e %).....	16
Tabela 5 – Brasil: Consumo de eletricidade na rede, por subsistema (GWh).....	17
Tabela 6 – Brasil e Regiões: Consumo final energético de gás natural (10 ³ m ³ /dia).....	19
Tabela 7 – Capacidade Instalada em 31/12/2009 no SIN.....	25
Tabela 8 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW).....	31
Tabela 9 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (%).....	32
Tabela 10 – Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Linhas de transmissão (km).....	40
Tabela 11 – Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Transformação (MVA).....	40
Tabela 12 – Previsão nacional de produção anual de petróleo no período 2011-2020, classificados por nível de incerteza de recursos.....	44
Tabela 13 – Previsão de produção nacional de gás natural, no período 2011-2020, classificada por nível de incerteza de recursos.....	45
Tabela 14 – Previsão de produção líquida potencial nacional de gás natural.....	45
Tabela 15 - Abastecimento do Mercado dos Principais Derivados (m3/d) – 2010 a 2020.....	43
Tabela 16 - Resumo dos investimentos previstos para alcooldutos.....	56
Tabela 17 - Consumo regionalizado de biodiesel (milhões de litros).....	56
Tabela 18 – Índice de sustentabilidade (i).....	63
Tabela 19 – Classificação dos projetos de linhas de transmissão segundo a etapa do licenciamento.....	65
Tabela 20 – Aspectos socioambientais das áreas de expansão de plantio de cana-de-açúcar.....	67
Tabela 21 – Brasil: Evolução das emissões de gases de efeito estufa do setor energético (MtCO ₂ -eq).....	69
Tabela 22 – Intensidade de carbono na economia brasileira.....	69
Tabela 23 – Economia e energia – 2011-2020.....	76
Tabela 24 – Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal.....	77
Tabela 25 – Evolução da oferta de energia primária (mil tep).....	78
Tabela 26 – Evolução da oferta de petróleo e derivados (mil tep).....	78
Tabela 27 – Evolução das exportações e/ou importações líquidas.....	79
Tabela 28 – Produção dos principais energéticos.....	80

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Evolução do consumo final energético por fonte.....	15
Gráfico 2 – Brasil. Elasticidade-renda do consumo de eletricidade.....	17
Gráfico 3 – SIN. Carga de energia (MW médio).....	18
Gráfico 4 – Consumo de eletricidade per capita versus PIB per capita.....	18
Gráfico 5 – Intensidade elétrica versus PIB per capita.....	19
Gráfico 6 – Consumo total de gás natural (106 m ³ /dia).....	20
Gráfico 7 – Participação regional na capacidade instalada do SIN.....	27
Gráfico 8 – Variação Mensal da Energia Armazenada Total (% Energia Armazenável Máxima).....	28
Gráfico 9 – Evolução Mensal da Geração Hidráulica do SE/CO e de Belo Monte em 2015 e 2018.....	29
Gráfico 10 – Geração térmica anual – Média dos 2.000 cenários simulados (GW med).....	30
Gráfico 11 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (GW e %).....	30
Gráfico 12 – Acréscimo de capacidade instalada anual por fonte (MW).....	31
Gráfico 13 – Custo marginal de operação por região (R\$/MWh).....	32
Gráfico 14 – Risco de déficit por região (%).....	33
Gráfico 15 – Previsão de produção nacional de petróleo no período 2011-2020.....	44
Gráfico 16 – Previsão de produção nacional de gás no período 2011-2020.....	45
Gráfico 17 – Preços internacionais dos derivados e do Brent (US\$ maio2010/b).....	46
Gráfico 18 – Preços nacionais dos derivados de petróleo (US\$ maio2010/b).....	47

Gráfico 19 – Oferta Total Brasil (Malha Integrada), excluída a Região Norte.....	51
Gráfico 20 – Balanço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada (exclui Região Norte).....	52
Gráfico 21 – Projeção da demanda total de etanol – 2011-2020.....	53
Gráfico 22 – Perfil da frota por combustível – 2011-2020.....	53
Gráfico 23 – Projeção de consumo de etanol carburante no Brasil – 2011-2020.....	54
Gráfico 24 – Projeção total das exportações brasileiras de etanol – 2011-2020.....	54
Gráfico 25 – Quantidade de cana para atender a demanda de etanol e açúcar.....	55
Gráfico 26 – Projeção do rendimento, área poupada e área colhida para o setor sucroalcooleiro.....	55
Gráfico 27 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel.....	57
Gráfico 28 – Produção de óleos e materiais graxos x demanda de biodiesel - 2011-2020.....	57
Gráfico 29 – Energia contratada e comercializável - usinas vencedoras dos Leilões.....	58
Gráfico 30 – Potencial técnico de exportação de energia elétrica a partir de bagaço para o SIN - 2011-2020.....	58
Gráfico 31 – Usinas hidrelétricas: resultados da avaliação da sustentabilidade.....	64
Gráfico 32 – Linhas de transmissão: resultados da avaliação da sustentabilidade.....	65
Gráfico 33 – Evolução da composição da oferta interna de energia por fonte período decenal.....	77
Gráfico 34 – Matriz energética brasileira: energia renovável vs. não renovável (%).....	78

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas.....	26
Figura 2 – Sistema existente.....	35
Figura 3 – Interligações regionais.....	36

Fotos

**Capas e capítulo de Consolidação de Resultados: bancos de imagens da Petrobras,
Eletronorte. ANEEL e Eletronuclear
Demais capítulos: créditos indicados nas próprias fotos**

Diagramação

Faces Produções

Impressão

WALLPRINT Gráfica e Editora Ltda

Texto composto na família Humanist 777 BT, miolo impresso em sulfite 90g/m² e capa em couchê fosco 240g/m²

